

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA  
FACULTAD DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO**



**CONTROL DE POZOS EN LA PERFORACIÓN**

**TESIS**

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE  
INGENIERO DE PETRÓLEO**

**PRESENTADO POR:**

**ADOLFO ARMANDO RIMAC BOUBY**

**PROMOCION 90-1**

**LIMA - PERÚ - 2001**

**Dedico este trabajo a mis Padres  
por su paciencia e infinito apoyo  
que siempre me brindaron.**

# INDICE

## CONTROL DE POZOS EN LA PERFORACION

<b>1. SUMARIO</b>	<b>1</b>
<b>2. INTRODUCCION</b>	<b>3</b>
<b>3. ASPECTOS TEORICOS - DEFINICIONES</b>	<b>5</b>
<b>3.1 Presión hidrostática</b>	<b>6</b>
<b>3.2 Presión estática</b>	<b>9</b>
<b>3.3 Pérdida de carga</b>	<b>10</b>
<b>3.4 Presión en el fondo del pozo</b>	<b>19</b>
<b>3.5 Presión de formación</b>	<b>20</b>
<b>3.6 Presión de fractura</b>	<b>21</b>
<b>3.7 Presión a caudal reducido</b>	<b>24</b>
<b>3.8 Presiones de cierre: SIDPP, SICP</b>	<b>25</b>
<b>3.9 Presión de circulación</b>	<b>26</b>
<b>3.10 Ley de los gases</b>	<b>27</b>
<b>3.11 Migración del gas en un pozo cerrado sin expansión</b>	<b>27</b>
<b>3.12 Migración del gas en un pozo abierto con expansión incontrolada</b>	<b>29</b>
<b>3.13 Migración del gas en un pozo cerrado con expansión controlada</b>	<b>30</b>
<b>3.14 Principios del tubo en “U”</b>	<b>31</b>
<b>4. CAUSAS DE ARREMETIDAS (KICKS)</b>	<b>33</b>
<b>4.1 Presión anormal</b>	<b>34</b>
<b>4.2 Fallas en el llenado del pozo cuando se está sacando la sarta</b>	<b>35</b>
<b>4.3 Swabbing (Pistoneo)</b>	<b>36</b>
<b>4.4 Pérdida de circulación</b>	<b>38</b>
<b>4.5 Disminución en el nivel de lodo</b>	<b>38</b>
<b>4.6 Lodo con corte de gas</b>	<b>39</b>
<b>4.7 Situaciones particulares</b>	<b>40</b>
<b>4.8 Síntesis</b>	<b>40</b>

<b>5. INDICADORES DE UN KICK</b>	<b>41</b>
<b>5.1 Aumento del caudal (Flow Rate)</b>	<b>43</b>
<b>5.2 Flujo desde el pozo con bombas paradas</b>	<b>43</b>
<b>5.3 Aumento del volumen de lodo en tanques</b>	<b>43</b>
<b>5.4 Incremento del rate de penetración</b>	<b>44</b>
<b>5.5 Incorrecto llenado del pozo durante los viajes</b>	<b>45</b>
<b>5.6 Disminución de la presión de bombeo - aumento de emboladas de la bomba</b>	<b>45</b>
<b>5.7 Corte de fluido de formación en el lodo</b>	<b>46</b>
<b>5.8 Otros indicadores</b>	<b>46</b>
<b>5.9 Síntesis</b>	<b>47</b>
<b>6. PROCEDIMIENTOS DE CIERRE DE UN POZO</b>	<b>48</b>
<b>6.1 Tipos de procedimientos: Soft shut-in y Hard shut-in</b>	<b>49</b>
<b>6.2 Cierre del pozo mientras se perfora</b>	<b>51</b>
<b>6.3 Cierre del pozo durante los viajes, con Drill Pipes</b>	<b>51</b>
<b>6.4 Cierre del pozo durante los viajes, con Drill Collars</b>	<b>52</b>
<b>6.5 Notas</b>	<b>52</b>
<b>6.6 Adiestramiento del equipo</b>	<b>53</b>
<b>6.7 Balance de presiones: SIDPP, SICP</b>	<b>54</b>
<b>7. METODOS DE CONTROL DE UN POZO CON KICK</b>	<b>58</b>
<b>7.1 Método del perforador</b>	<b>59</b>
<b>7.2 Presión en el zapato</b>	<b>65</b>
<b>7.3 Método del Espera y Pesa</b>	<b>68</b>
<b>7.4 Consideraciones sobre los métodos del perforador y el método espera y pesa</b>	<b>71</b>
<b>7.5 Método volumétrico</b>	<b>73</b>
<b>7.6 Método de lubricación</b>	<b>77</b>
<b>7.7 Stripping y snubbing</b>	<b>79</b>
<b>7.8 Análisis de los principales problemas que pueden ocurrir durante un control de pozos</b>	<b>80</b>



<b>8. EVALUACION ECONOMICA</b>	<b>83</b>
<b>9. SIMULACION DE UN POZO EN UN EVENTUAL KICK</b>	<b>85</b>
<b>10. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b>	<b>130</b>
<b>11. BIBLIOGRAFIA</b>	<b>132</b>
<b>12. ANEXOS</b>	<b>134</b>
<b>KILL SHEET</b>	<b>135</b>
<b>DATOS DEL SIMULADOR</b>	<b>137</b>
<b>GRAFICOS GENERALES</b>	<b>141</b>

# SUMARIO

## SUMARIO

Se interpreta un kick como una situación en la que se está perforando una formación con sobre-presión y que el peso del lodo que se usa no es lo suficientemente pesado como para controlarlo y por lo tanto comienza un influjo desde la formación hacia el pozo.

Pero no solamente existe el peligro de la presencia de un kick durante la perforación, éste también se puede presentar durante una sacada o metida de tubería al pozo, así como también cuando se está cambiando en superficie el ensamblaje de fondo (BHA).

En superficie se manifiesta básicamente por un aumento de volumen de lodo en los tanques y porque también el pozo comienza a sacar mas lodo que el bombeado, ante esta situación se debe proceder al cierre del pozo, usando el sistema del BOP (Blow Out Preventer) y mediante las lecturas que se tienen en superficie como son: la presión de cierre en tubos y la presión de cierre en el anular, se pueden hacer cálculos matemáticos, para luego preparar un lodo pesado que controle el influjo y lo domine, haciendo posible continuar con la operación normal de perforación.

Para lo anteriormente señalado se ha usado el simulador CS INC. DRILLING, WORKOVER AND WELL CONTROL SIMULATOR, MODEL DPWS-22, de propiedad de la Cía Petrex, con los datos necesarios, procediendo a una corrida de simulación completa.

---

# INTRODUCCION

## INTRODUCCION

El Control de pozos es una actividad importante en la perforación y/o rehabilitación de pozos, siendo una situación que se puede presentar en cualquier momento durante la fase de perforación y servicio de pozos.

Actualmente en el área de perforación es un curso que se exige por las empresas petroleras y es requisito indispensable el contar con un certificado de aprobación del curso de Control de Pozos (Well Control), dada su importancia para el manejo de situaciones tan delicadas como es la de controlar y saber como realizar las operaciones necesarias para dominar el flujo sin hacer peligrar la integridad del personal, del medio ambiente y del equipo.

# **ASPECTOS TEORICOS DEFINICIONES**

### 3. ASPECTOS TEORICOS - DEFINICIONES

#### PRESIÓN

*Definición:* Si una fuerza F actúa perpendicularmente sobre un área A, la intensidad de la fuerza con respecto al área se define como "Presión":

$$\text{PRESION} = \frac{\text{Fuerza}}{\text{Area}}$$

La presión representa la fuerza por unidad de área

#### 3.1 PRESION HIDROSTATICA

*Definición:* La presión hidrostática PH de un fluido a cualquier profundidad es ejercida por el peso de una columna de fluido sobre un área determinada en ese punto.

$$\text{PH} = \frac{\text{PesoColumna}}{\text{Area}} = \frac{(\text{Densidad} \times \text{Area} \times \text{Altura})}{\text{Area}} = \text{Densidad} \times \text{Altura}$$

Abreviaciones: H = Profundidad vertical  
D = Densidad del fluido

$$\text{Presión hidrostática PH} = \text{Densidad} \times \text{Profundidad} = D \times H$$

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

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 Medidas 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:

(Lbs/gal) x 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<sup>2</sup>, multiplicamos por 0.052.

	<b>SISTEMAS DE MEDIDA</b>			
	<b>Sistema métrico</b>	<b>Internacional</b>		<b>Sistema Ingles</b>
		<b>práctico</b>	<b>Puro</b>	
Densidad D	Kg./l	Kg./l	Kg./m <sup>3</sup>	ppg
Profundidad H	M	m	m	ft
Presión P <sub>H</sub>	Kg./cm <sup>2</sup>	bar	KPa	Psi
Factores de conversión	10	0.0981	0.00981	0.052
Cálculos y fórmulas Presión P <sub>H</sub>	(D x H)/10	(D x H) x 0.0981	D x H x 0.00981	D x H x 0.052

Tabla que resume las unidades de medida y los factores de conversión de los sistemas de medida más comúnmente usados.

Debido a que la presión puede ser expresada en unidades de medida diferentes, para convertir de un sistema de medida a otro se tendrá que hacer uso de factores de conversión.

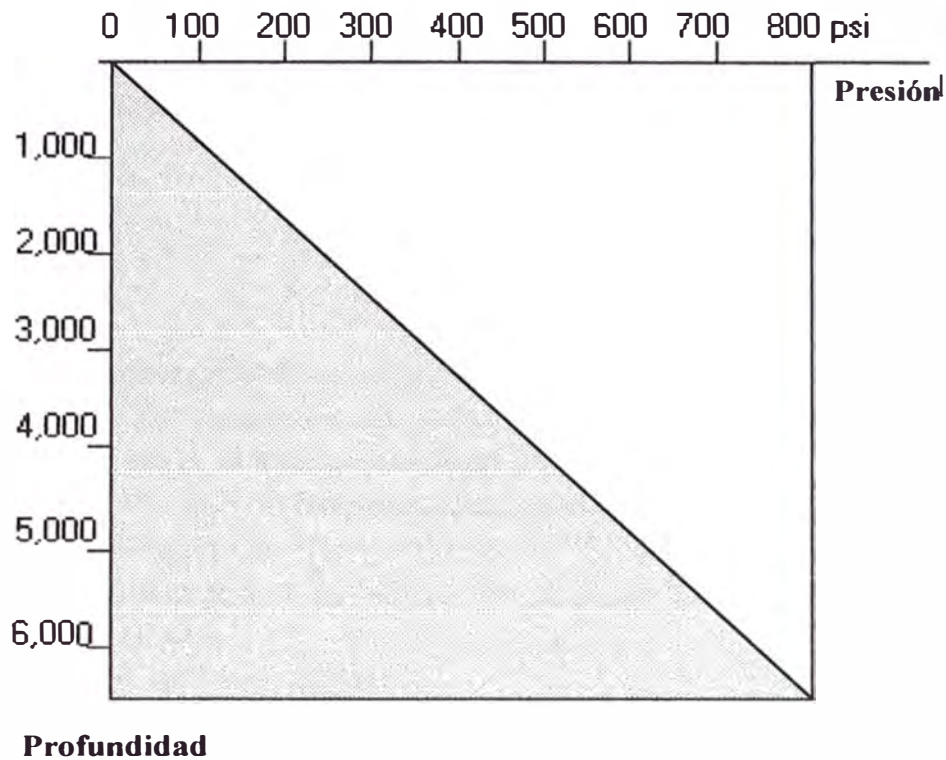
<b>CONVERSION DE UN SISTEMA A OTRO</b>	
Desde el sistema métrico al sistema internacional práctico:	$\text{Kg./cm}^2 \times 0.981 = \text{bar}$
Desde el sistema métrico al sistema internacional puro:	$\text{Kg./cm}^2 \times 98.1 = \text{KPa}$
Desde el sistema métrico al sistema inglés	$\text{Kg./cm}^2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

Ejemplos:

$$\begin{aligned}
 100 \text{ kg./cm}^2 \times 0.981 &= 98.1 \text{ bar} \\
 100 \text{ kg./cm}^2 \times 98.1 &= 9,810 \text{ KPa} \\
 100 \text{ kg./cm}^2 \times 14.22 &= 1,422 \text{ psi}
 \end{aligned}$$



### Representación gráfica



### Gradiente de presión ( $\nabla$ )

*Definición:* La gradiente de presión es la relación entre la presión y la profundidad vertical, y por lo tanto se incrementa linealmente con la profundidad sea en cualquiera de los sistemas de medida usado.

Si hipotéticamente pudiésemos entrar en el contenedor de fluido aquí representado, conociendo la gradiente, podríamos conocer el incremento de presión por cada pie que descendemos.

$$\nabla = \frac{PH}{H}$$

Para trabajar en forma práctica con la gradiente de presión se utiliza por cada pie de altura:

$$\left( \frac{\text{psi}}{\text{pie}} \right)$$

Si dividimos el valor de la gradiente  $\nabla$  por la constante 0.052 obtendremos la densidad en ppg correspondiente, recíprocamente, si multiplicamos la densidad por dicha constante, obtendremos el valor de la gradiente:

$$\nabla = \rho \times 0.052 \left( \frac{\text{psi}}{\text{pie}} \right)$$

Podemos entonces deducir que, tomando como punto de referencia 1 pie de profundidad, la gradiente de presión hidrostática en un pozo es un valor que está en relación directa a la densidad del lodo

### 3.2 PRESION ESTATICA

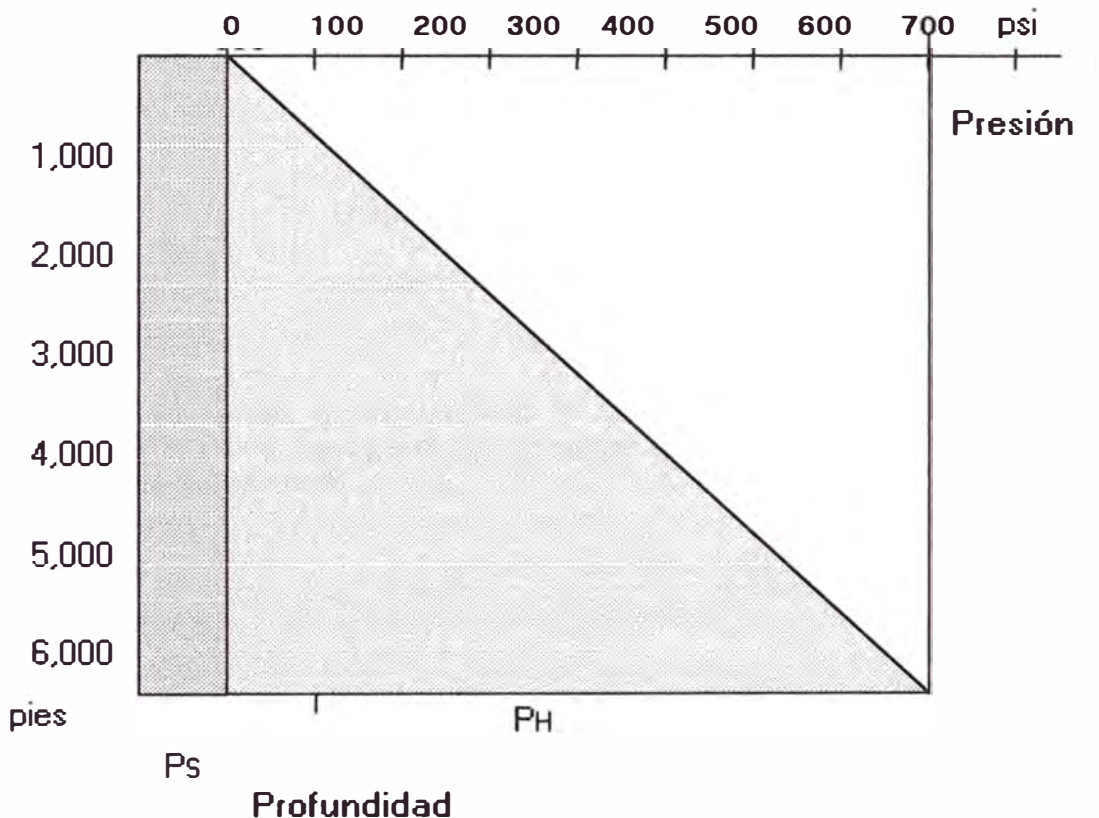
*Definición:* La presión estática es la presión medida en superficie, en un pozo cerrado sin circulación.

Abreviación : PS  
Unidad de medida : psi

#### Características

- Existe solamente cuando el pozo esta cerrado
- Es producido por presiones atrapadas dentro del pozo
- En condiciones de kick se presenta en dos formas:
  - SIDPP : Presión de cierre en tubos (Shut-in Drill Pipe Pressure)
  - SICP : Presión de cierre en el anular (Shut-in Casing Pressure)
- Durante las operaciones de perforación se utiliza para:
  - Prueba del BOP
  - Prueba Leak off ( leak off test)

Representación gráfica

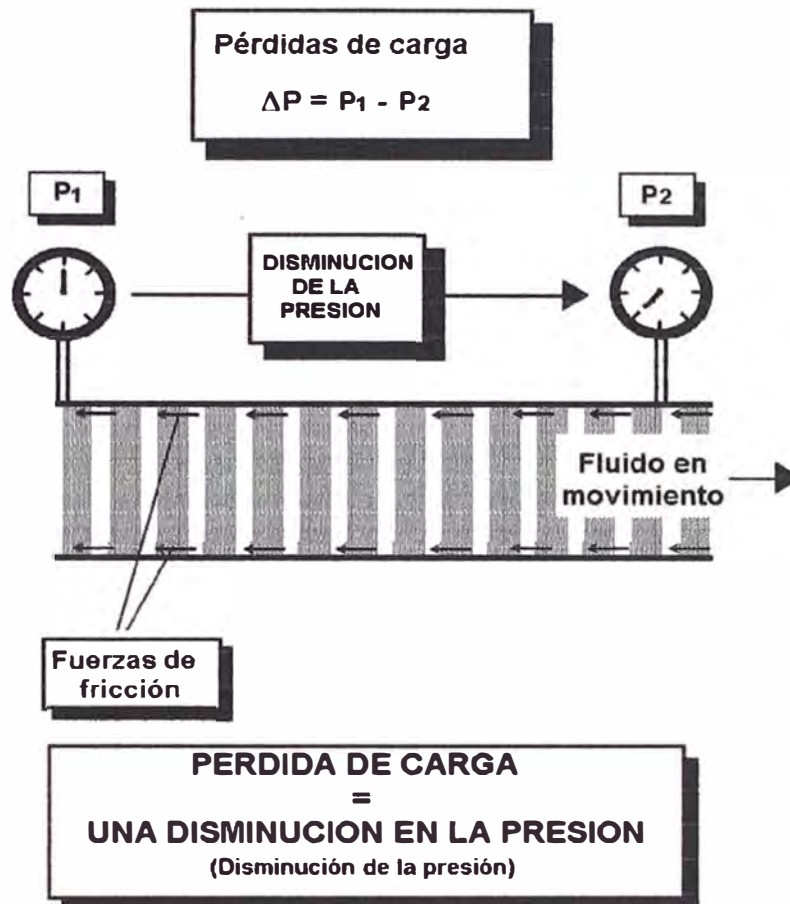


### 3.3 PERDIDA DE CARGA

*Definición* Las pérdidas de carga se deben a la fricción del fluido en movimiento.

Abreviaciones:  $\Delta P$  = Pérdida de carga  
Unidad de medida: psi

Nota: Estas presiones son reales medidas en los manómetros.



La pérdida de carga resulta debido a una caída de presión en la dirección del movimiento del fluido. Las pérdidas de carga en una tubería son representadas con la siguiente fórmula general:

$$\Delta P = \frac{\text{Densidad} \times \text{Longitud} \times (\text{Caudal})^x}{\text{Diámetro}^2}$$

En la fórmula el valor de x (el exponente) depende del tipo de flujo del fluido (flujo laminar o flujo turbulento). En el caso del circuito del flujo de lodo asumimos  $x = 1,86$ .

Las condiciones iniciales que afectan a las pérdidas de carga son:

- La densidad del fluido: La P aumenta en proporción directa a la densidad del fluido
- longitud: La P aumenta en proporción directa a la longitud de la tubería
- caudal: La P incrementa ligeramente con la circulación cuando la velocidad aumenta
- diámetro: La P aumenta con la disminución del diámetro interior de la tubería

### Dependen del caudal

El caudal en una tubería (Q) puede ser expresada relacionada a la velocidad del fluido como:

$$Q = V \times A$$

Nota: En perforación el caudal es denominado "circulation flow rate" y es determinado por el número de emboladas de la bomba ( SPM)

### Diferentes densidades

Si fluidos con diferentes densidades son bombeados en un circuito manteniendo el mismo caudal, las pérdidas de carga están en proporción directa a las densidades:

$$\frac{\Delta P_1}{\Delta P_2} = \frac{\rho_1}{\rho_2}$$

### Diferentes caudales

Si un fluido es bombeado en el mismo circuito a diferentes caudales, la siguiente relación existe entre la pérdida de carga y el caudal:

$$\frac{\Delta P_1}{\Delta P_2} = \frac{Q_1^2}{Q_2^2} \qquad \frac{\Delta P_1}{\Delta P_2} = \frac{(SPM_1)^2}{(SPM_2)^2}$$

### Diferentes densidades y caudales

$$\frac{\Delta P_1}{\Delta P_2} = \frac{\rho_1}{\rho_2} \times \frac{(SPM_1)^2}{(SPM_2)^2}$$

### Pérdidas de carga en el circuito hidráulico en un pozo

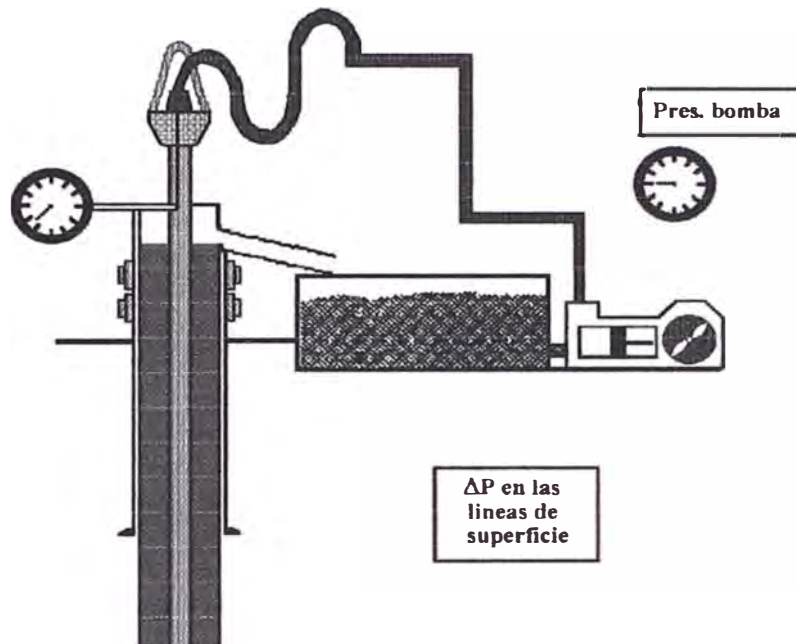
Las pérdidas de carga en el circuito hidráulico en un pozo están distribuidas:

- en las líneas de superficie
- dentro de los Drill Pipes (DPs)
- dentro de los Drill Collars (DCs)
- a través de los orificios de la broca
- en el espacio anular entre el Pozo - Drill Collars
- en el espacio anular entre el Pozo - Drill Pipes

### a) Pérdidas de carga a través de las líneas de superficie

Las pérdidas de carga a través de las líneas de superficie determinan la presión necesaria para la circulación del lodo desde las bombas hasta la parte superior de la sarta.

Las pérdidas de carga a través de las líneas de superficie dependen de:



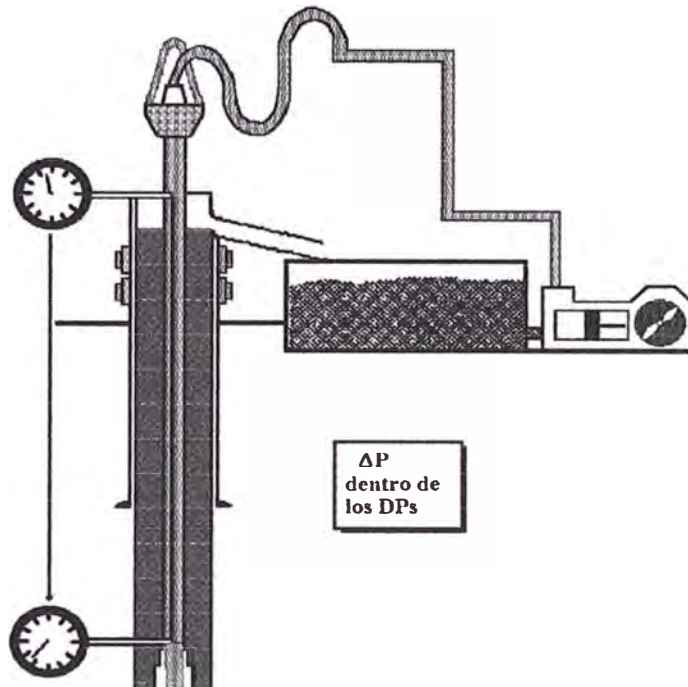
- caudal
- densidad del lodo
- tipo y sistema de las líneas de superficie

El valor es determinado por diferentes métodos tales como reglas hidráulicas, tablas, programas especiales para computadora, etc.

La pérdida por el tipo de lodo con la densidad de operación medida en el tanque de succión.

## ***b) Pérdidas de carga dentro de los Drill Pipes***

Las pérdidas de carga dentro de los Drill Pipes determinan la presión necesaria para circular el lodo a través de ellos.



Depende de:

- caudal
- densidad del lodo
- el diámetro interno y tipo de Drill Pipes

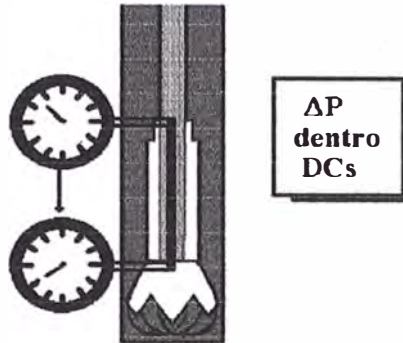
Igual que en el caso anterior utilizando cualquiera de los medios de cálculo descritos, el valor es determinado para toda la longitud de Drill Pipes dentro del pozo.

Longitud de Drill Pipes = Profundidad total medida del pozo – longitud de Drill Collars

## ***c) Pérdida de carga dentro de los Drill Collars***



La pérdida de carga dentro de los Drill Collars determina la presión necesaria para circular el lodo a través de los mismos.



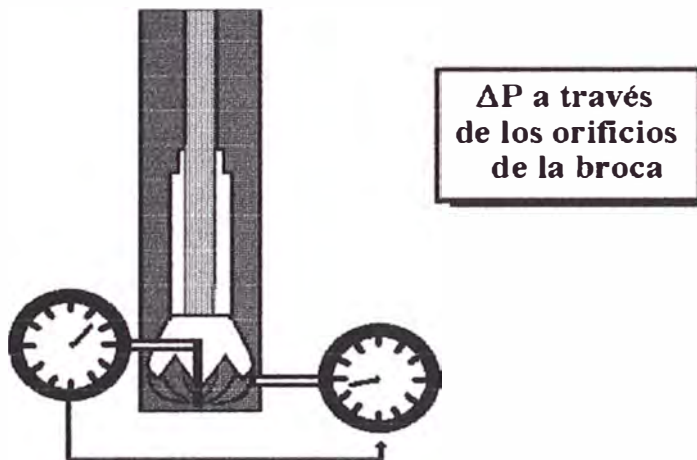
Depende de:

- caudal
- densidad del lodo
- diámetro interno y tipo de Drill Collars y Hws

El valor es determinado usando los métodos antes indicados

**d) Pérdida de carga a través de los orificios de la broca**

La pérdida de carga a través de los orificios de la broca determina la presión necesaria para circular el lodo a través de la broca.



Depende de:

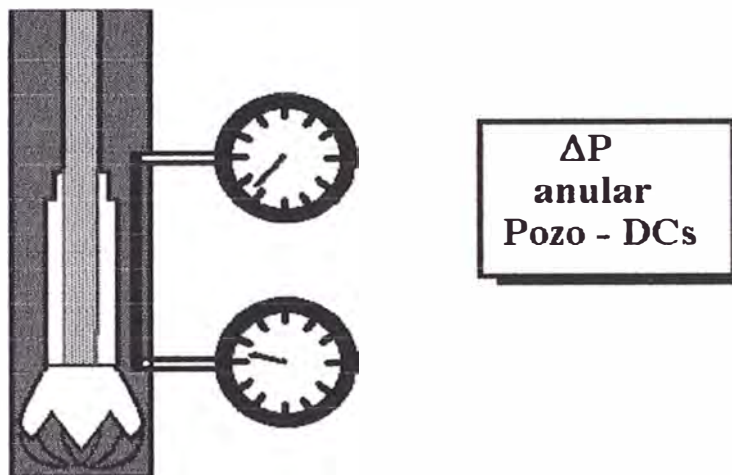
- caudal
- densidad del lodo
- área superficial de los orificios de la broca

**e) pérdida de carga a través del espacio anular entre el Pozo y los Drill Collars**

La pérdida de carga a través del espacio anular entre el Pozo y los Drill Collars determina la presión necesaria para bombear el lodo desde la broca hasta el tope de los Drill Collars.

Depende de:

- caudal
- densidad del lodo
- diámetro del Pozo
- diámetro externo de los Drill Collars

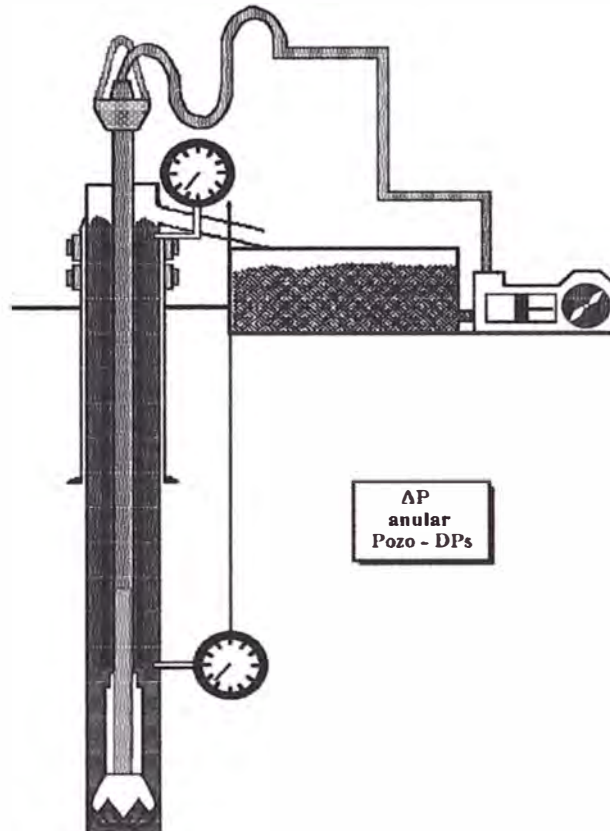


El valor es calculado para el espacio anular entre el pozo y los Drill Collars



**f) Pérdida de carga a través del anular entre el pozo y los Drill Pipes**

La pérdida de carga a través del anular entre el pozo y los Drill Pipes determina la presión necesaria para bombear el lodo a través del anular para la longitud total de los Drill Pipes.

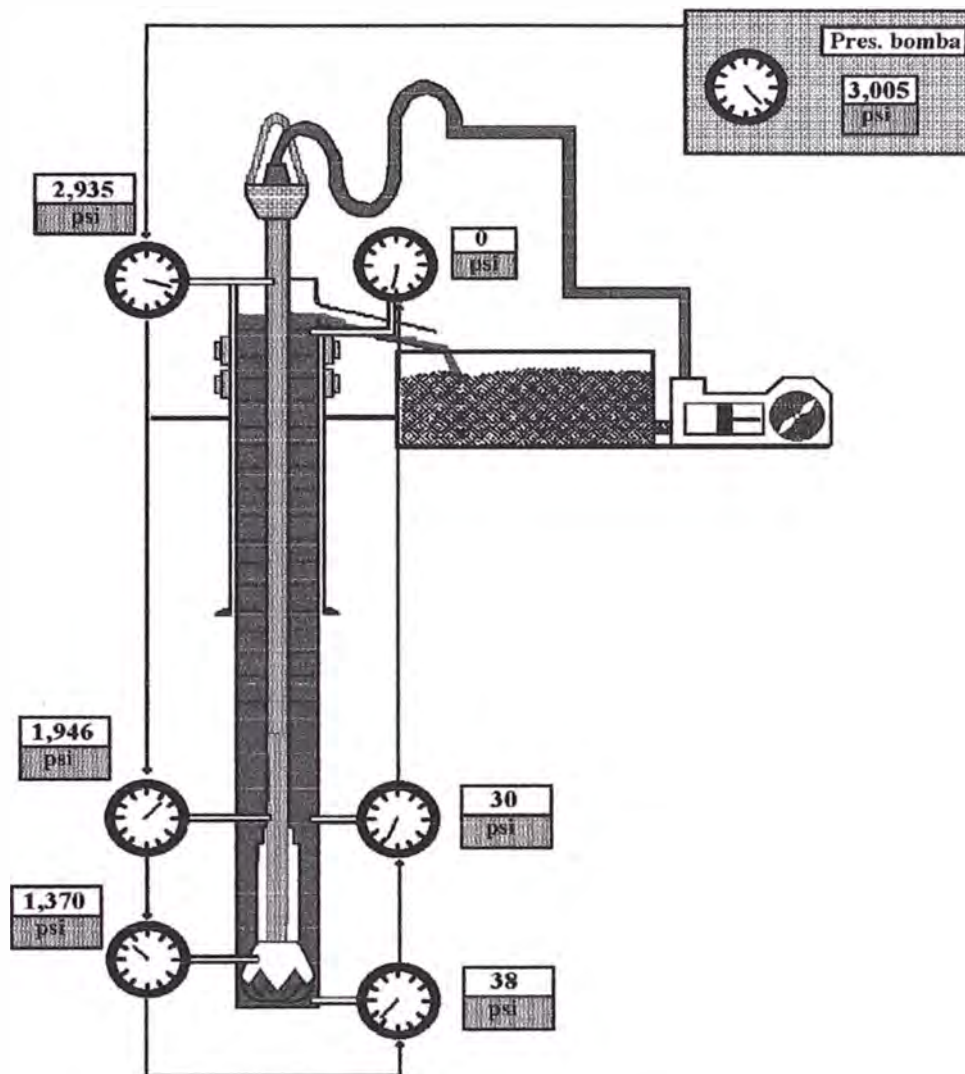


Depende de:

- caudal
- densidad del lodo
- diámetro del pozo
- diámetro externo de los Drill Pipes

El valor es determinado primero para el espacio anular entre el pozo y los Drill Pipes, y luego entre el Casing y los Drill Pipes

## Perdidas de carga en el pozo: ejemplos



### Ejemplos:

Pozo	12¼"
Profundidad	9,850 pies
DPs 5" E	9,150 pies
DC s 8.' x 12 13/16'.	700 pies
BJ s	3 x 15/32nds
Densidad del lodo ( $\rho$ )	11.7 ppg
Caudal (Q)	606 gal/min

## **SISTEMA DE SUPERFICIE**

$$P = 70 \text{ psi}$$

### **DENTRO DE LOS DPs**

$$Q = 606$$

$$P \text{ con lodo } D = 11.7 \text{ ppg} = 989 \text{ psi}$$

### **DENTRO DE LOS DCs**

$$Q = 606$$

$$P \text{ con lodo } D = 11.7 \text{ ppg} = 576 \text{ psi}$$

### **BROCA**

$$Q = 606 \text{ gpm.} \quad \text{área total de los orificios de la broca} = 0.5177 \text{ sqin}$$

$$P \text{ con lodo } D = 11.7 \text{ ppg} = 1,332 \text{ psi}$$

### **ANULAR DCs - POZO**

$$Q = 606$$

$$P \text{ con lodo } D = 11.7 \text{ ppg} = 8 \text{ psi}$$

### **ANULAR DPs - POZO (Tab. N° 7)**

$$Q = 606$$

$$P \text{ con lodo } D = 11.7 \text{ ppg} = 30 \text{ psi}$$

$$\textbf{TOTAL PÉRDIDAS DE CARGA} = 3,005 \text{ psi}$$

#### **Nota:**

Los cálculos para este ejemplo han sido realizados con el programa HCC  
Hydraulics

Versión 1.60 para windows de HUGHES

### 3.4 PRESION EN EL FONDO DEL POZO

**Definición** 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.**

$$PB = PH$$

**2. Pozo abierto con circulación:**

$$PB = PH + \Delta P_{an}$$

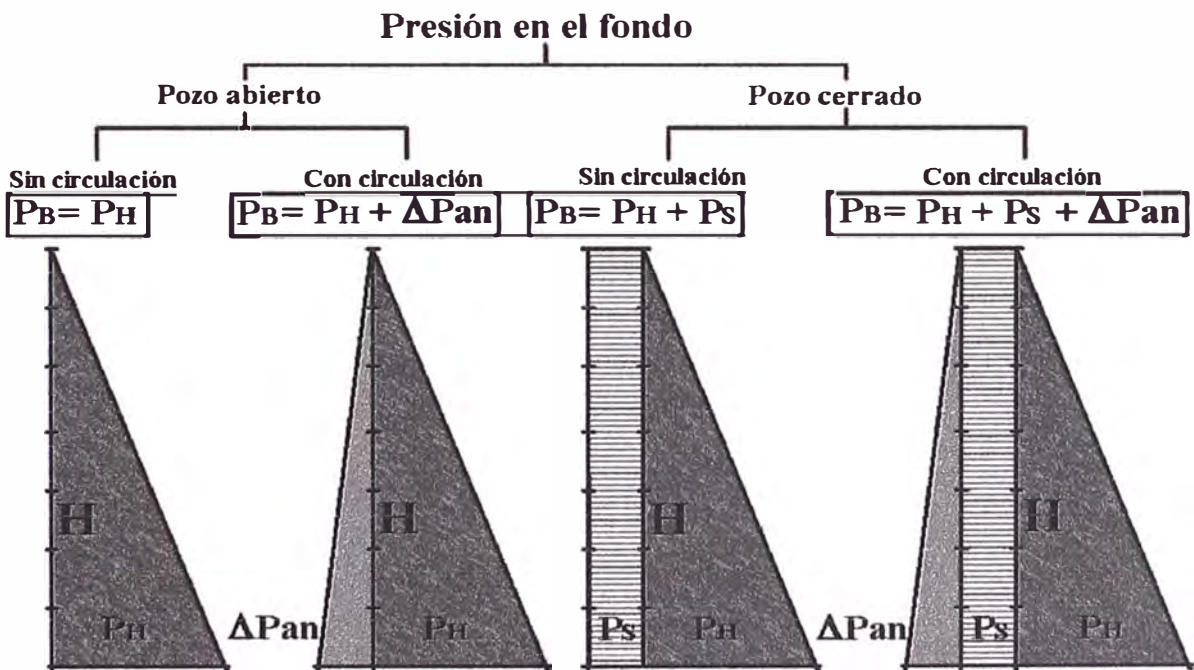
**3. Pozo cerrado y con bombas apagadas.**

$$PB = PH + P_s$$

**4. pozo cerrado con circulación:**

$$PB = PH + P_s + \Delta P_{an}$$

**Representación gráfica**



## Densidad equivalente de circulación ECD (Equivalent Circulating Density)

*Definición:* La Densidad Equivalente de Circulación (ECD) representa la densidad del lodo que puede determinar la presión hidrostática en el fondo del pozo, la cual es igual a la presión cuando comienza la circulación.

Unidad de medida: lb/gal

Cuando se perfora en formaciones permeables y con lodo balanceado, apagando las bombas la pérdida de carga en el anular ( $\Delta P_{an}$ ) cesa y esto puede dar como resultado que fluidos de formación entren al pozo. Conociendo la ECD podemos evaluar el incremento de la densidad del lodo necesario para evitar el fenómeno de un kick.

ECD = densidad del lodo + la densidad necesita compensar la pérdida de presión

$$ECD = \rho + (\Delta P_{an}) / (H \times 0.052)$$

## Margen de seguridad (S)

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.

## 3.5 PRESION DE FORMACION

*Definición:* La presión de formación (o presión de los poros) PF es la presión ejercida por los fluidos contenidos en la formación.

La cantidad y flujo de fluidos depende de las siguientes características de la formación:

- porosidad
- permeabilidad

$$\text{Porosidad} = \frac{\text{Volumen de los espacios Vacios}}{\text{Volumen de roca}} \times 100$$

*Permeabilidad:* propiedad que permite el paso de los fluidos a través de la formación. Mientras mayor sea la cantidad de poros conectados mayor será la permeabilidad de la roca.

La presión de formación actúa en el fondo y en las paredes del pozo. Para evitar la entrada de fluidos (kick) la presión hidrostática del pozo debe ser igual a la presión de formación:

$$\text{EQUILIBRIO HIDROSTATICO} \quad PH = PF$$

El Mantener equilibrio hidrostático en el fondo del pozo es el objetivo más importante de un control primario.

Para trabajos prácticos, una presión (TM) capaz de compensar las variaciones de presión debido a la extracción o bajada de tubería se añaden al equilibrio hidrostático. En tales condiciones la presión hidrostática es:

TM = Trip margin

Presión de formación normal y anormal

Definición La presión de formación  $P_F$  es considerada normal cuando es equivalente a la presión de una columna de agua salada con una densidad  $\rho^*$  entre 8.6 y 8.9 ppg en los otros casos se considera anormal.

Indicando con  $\nabla$  la gradiente de presión se tiene:

Si  $\nabla < 0.447$  psi/pie **presión anormal baja**, presenta riesgos de kick  
Si  $0.447 \leq \nabla \leq 0.463$  psi/pie **presión normal**  
Si  $\nabla > 0.463$  psi/pie **presión anormal alta**, presenta riesgos de kick

### 3.6 PRESION DE FRACTURA

Definición La presión de fractura ( $P_{FR}$ ) es la presión que produce una pérdida parcial de lodo sin fracturar la formación.

El mantener el pozo a altas presiones superiores a las de fractura causará una pérdida de circulación.

#### Leak-off Test

La presión de fractura es usualmente determinada por el leak-off Test. En la practica 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 ( $PH_s$ ).

$$P_{FR} = MAASP + PH_s$$

#### Procedimiento del leak-off Test

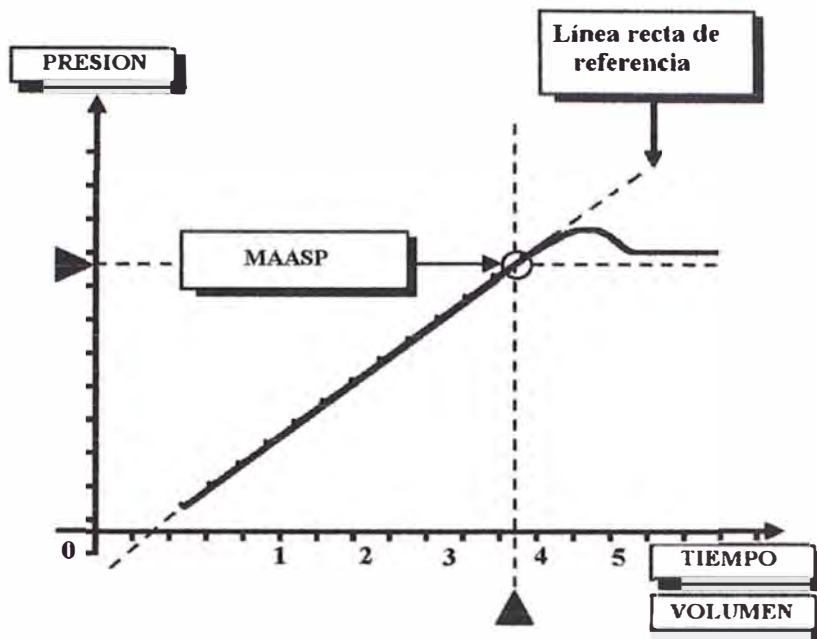
El Leak- Off Test es Usualmente efectuado después de haber realizado el trabajo del Casing.

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.
- b) 10 a 20 Gpm constante, con la unidad de cementación.
  - Los valores de presión obtenidos serán ploteados en un gráfico (tiempo vs presión)
  - El test finaliza cuando los puntos divergen considerablemente de la línea recta.

El último Punto de la línea recta será el valor del MAASP.



El procedimiento del leak - Off Test es importante durante la fase de exploración de pozos y cuando la gradiente de fractura es desconocida.

### Máxima Presión Anular Permissible en Superficie (MAASP)

(MAXIMUM ALLOWABLE ANNULAR SURFACE PRESSURE)

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

$$MAASP = P_{FR} - PH_B$$

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:

- densidad del lodo y, en caso de kick, con relación
- la altura del influjo encima del zapato del casing

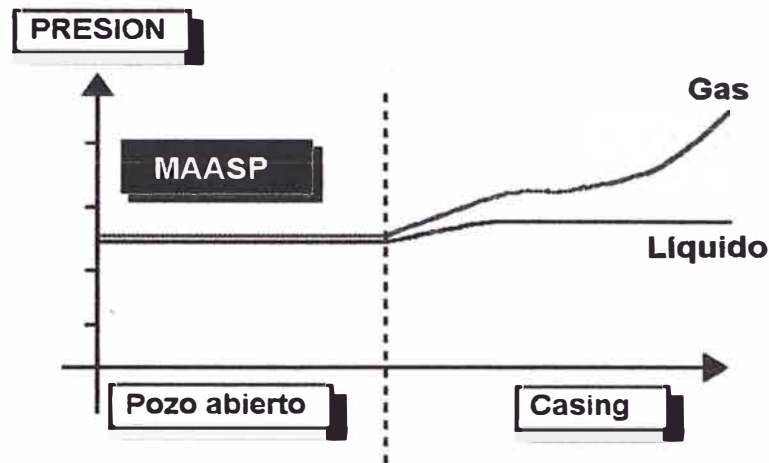
Cambiando la densidad del lodo la presión hidrostática en el zapato cambiará, entonces, debido a que la presión de fractura es constante, el MAASP variará.

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).



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 PHS terminará cuando todo el influjo entre al zapato.

*Gas* El influjo se expande durante la migración. Con expansión el PHS continúa disminuyendo aún después de que el influjo de gas haya entrado al zapato y durante su llegada a la superficie.

### Densidad del lodo para fracturar el pozo

Definición: 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.

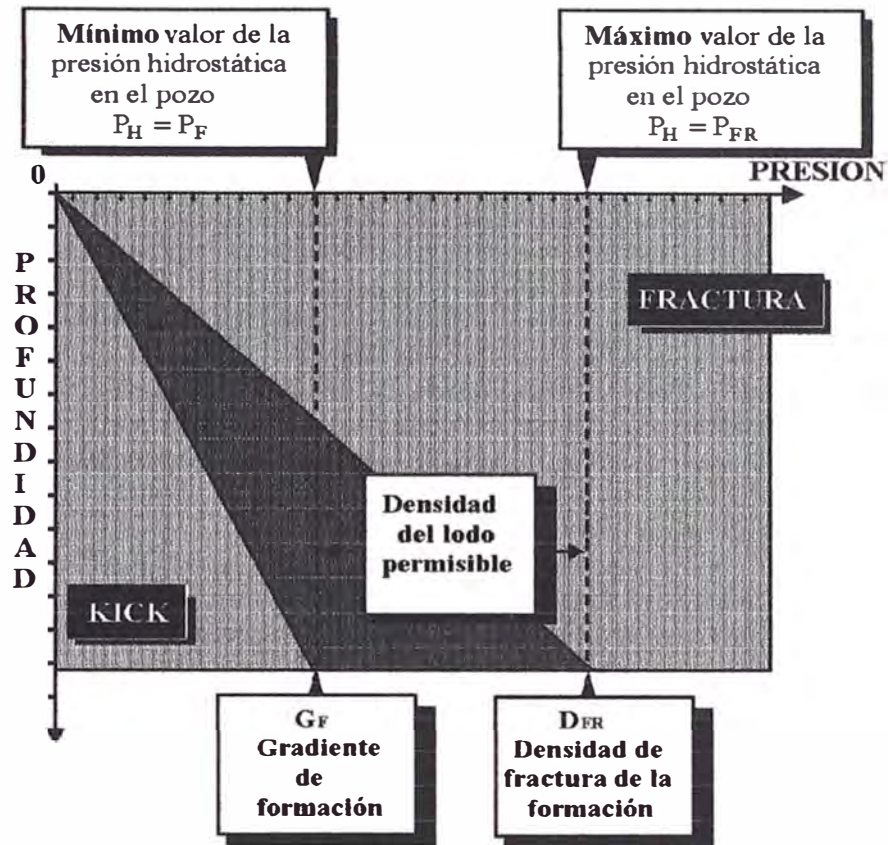
La  $D_{FR}$  representa la densidad del lodo en condiciones estáticas, la cual determina una presión igual a la presión de fractura.

$$\rho_{FR} = P_{FR} / (H \times 0.052)$$

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  $G_F$  hasta un valor máximo correspondiente al  $\rho_{FR}$ , tal como se muestra en el gráfico siguiente.





El MAASP puede ser calculado a partir de la DFR:

$$MAASP = P_{FR} - P_{HS}$$

$$MAASP = \rho_{FR} \times H \times 0.052 - \rho \times H \times 0.052$$

$$MAASP = (\rho_{FR} - \rho) \times H \times 0.052$$

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

### 3.7 PRESION A CAUDAL REDUCIDO (PRESSURE LOSSES: PL)

*Definición:* Presión a caudal reducido (PL) es la presión requerida para circular el lodo en un pozo a una razón de circulación mínima.

(Un valor normal de PL esta entre 1/2 y 1/3 del caudal normal de flujo)

Es fundamental la medida y registro del valor del PL porque es la presión que debe ser usada en caso de un kick.

Uso de PL:

- Controlar el kick con la bomba normal de trabajo sin excederse de su máxima presión de trabajo
- Pesado y desgasificado del lodo más fácil
- (POR QUE) • Reducción del uso y desgaste del equipo de superficie
- Reduce la pérdida de carga en el anular
- Se trabaja sólo con una bomba
- Reduce la fatiga del personal para llevar a cabo el control del pozo

Medida de PL:

- Al inicio de cada turno de trabajo
- Cuando la densidad del lodo cambia
- (CUANDO) • Cuando el equipo de perforación ha sido modificado o cambiado
- Cuando el diámetro de camisas de las bombas se cambian
- Cuando se cambian los jets

Medida de PL:

- Rutinariamente haciendo dos lecturas:
  - el mínimo número de emboladas
- (COMO) • el mínimo número de emboladas más 10 ó 20 adicionales
- para cada bomba separadamente

Nota: - el valor de PL debe siempre anotarse en lugar visible.  
- el valor de PL se debe leer en los medidores de control automático del choke.

Aun si se utilizan idénticas bombas el valor de PL debe ser anotado para cada una de ellas, porque la eficiencia volumétrica puede ser diferente.

Con igual. densidad de lodo y circuito hidráulico (constantemente indicado por K en la fórmula siguiente) el PL es un cuarto de la presión normal porque la presión de circulación depende del cuadrado del rate de circulación de flujo:

$$\Delta P = KQ^2$$

**Ejemplo:**

Caudal normal de flujo 530 Gpm. ==> Presión de circulación = 2840 psi

Caudal a flujo reducido 265 Gpm. ==> Presión a caudal reducido = 710 psi

### 3.8 PRESIONES DE CIERRE: SIDPP, SICP

Cuando un kick se presenta, causa modificaciones. Luego se estabilizan los valores, asegurando un nuevo equilibrio entre la presión de fondo del pozo y la presión de formación. Cuando el pozo ha sido cerrado y su presión se ha estabilizado, un control del pozo es necesario, registrándose dos lecturas específicas de presiones.

1. SIDPP (*Shut-in Drill Pipe Pressure*), presión de cierre en la tubería
2. SICP (*Shut-in Casing Pressure*), presión de cierre en el casing

## 1. Presión de cierre en la tubería (SIDPP)

**Definición** El Shut-in Drill Pipe Pressure (SIDPP) es la presión leída en la tubería después de la estabilización con el pozo cerrado en presencia de un kick.

$$SIDPP = P_F - P_H$$

## 2. Presión de cierre en el casing (SICP)

**Definición** La Shut-in Casing Pressure (SICP) es la presión leída en el casing después de la estabilización con el pozo cerrado en presencia de un kick.

$$SICP = P_F - (P_{HG} + P_H)$$

$P_{HG}$  = Presión hidrostática del gas

Es de particular importancia la relación entre los valores de las dos presiones de cierre SIDPP y SICP:

$$SICP = SIDPP + (\rho - \rho_G) \times H_G \times 0.052$$

Es posible derivar la gradiente de fluido en el pozo

$$\rho_G = \rho - (SICP - SIDPP) \div (H_G \times 0.052)$$

De acuerdo al valor de la densidad ( $D_G$ ) de un fluido tenemos:

- $\rho_G > 6.84$  ppg **Agua**
- $2.5 < \rho_G < 6.84$  ppg **Petróleo**
- $\rho_G < 2.5$  ppg **Gas**

## 3.9 PRESION DE CIRCULACION

**Definición:** 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*

*FCP Presión final de circulación*

Esta aparece cuando las bombas comienzan con el lodo original (bajo peso).

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.

$$ICP = SIDPP + P_L$$

$$FCP = P_L \times \frac{KMW}{OMW}$$

Esta diferente terminología es necesaria para llenar el KILL SHEET.

**Nota:** Las dos presiones ICP y FCP pueden ser incrementadas por un factor de seguridad, lo que no es especificado en las regulaciones del **IWCF**.

### 3.10 LEY DE LOS GASES

La ley de los gases ideales, conocida también como la ley de Boyle afirma que para un gas cuya temperatura se mantiene constante, se verifica que su volumen multiplicado por su presión se mantiene constante:

$$P \times V = \text{constante}$$

La Ley de los Gases Ideales puede ser considerada suficientemente precisa como para tenerse en cuenta en el caso de la migración del gas en los pozos. Esto significa que durante cada fase de la migración en el pozo el producto del volumen por la presión del influjo de gas se mantendrá constante.

Definiendo que:

- $P'$  y  $V'$ , presión y volumen inicial del influjo de gas,
- $P''$  y  $V''$ , presión y volumen del influjo de gas a una fase dada de la migración

El resultado es:

$$P' \times V' = P'' \times V''$$

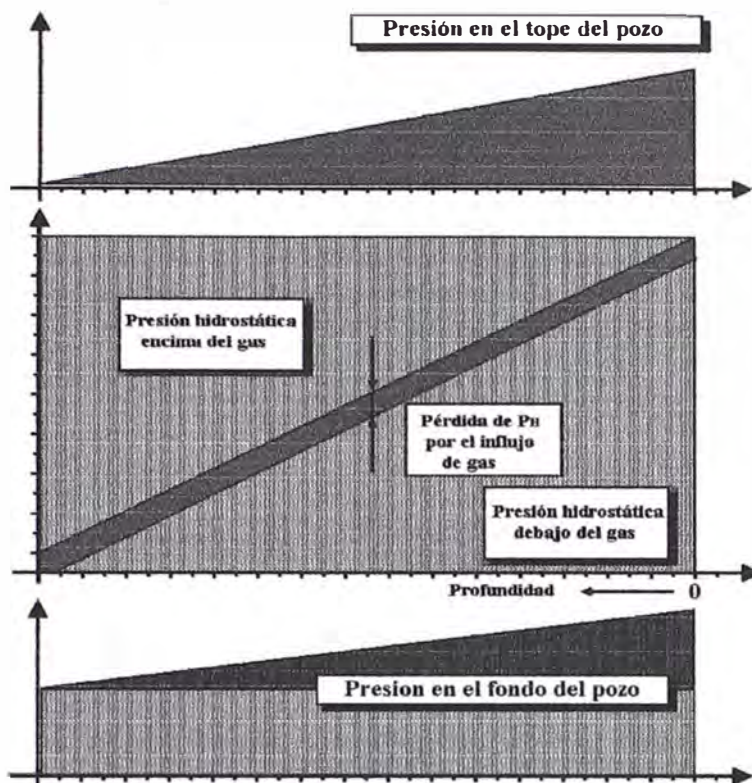
Asumiendo la validez de la ecuación, se tienen los siguientes casos:

- migración del gas sin expansión
- migración del gas con expansión incontrolada
- migración del gas con expansión controlada

### 3.11 MIGRACIÓN DE GAS EN UN POZO CERRADO SIN EXPANSIÓN

Analicemos el comportamiento del influjo de gas que migra en un pozo con el BOP cerrado. El gas no se puede expandir porque el BOP ha sido cerrado y migrará por la diferencia de densidades. De acuerdo a la ley de los gases, sin expansión el volumen y la presión del gas no cambian durante la migración.

La disminución de la presión hidrostática por encima del gas causada por su movimiento ascendente, es compensada por un incremento de presión en el tope y por consiguiente en el fondo del pozo.



La representación gráfica ilustra las variaciones de presión de acuerdo a la posición del influjo de gas. Durante la migración ascendente:

- La presión hidrostática encima del gas disminuye progresivamente;
- La presión en el tope del pozo aumenta para compensar la pérdida de presión hidrostática ejercida por el influjo de gas;
- La presión en el fondo del pozo aumenta con el aumento de la presión en el tope del pozo.

Como hemos apreciado esta claro que si mantenemos el pozo cerrado y esperando que las altas presiones ejercidas por el gas afecten al pozo, se puede producir:

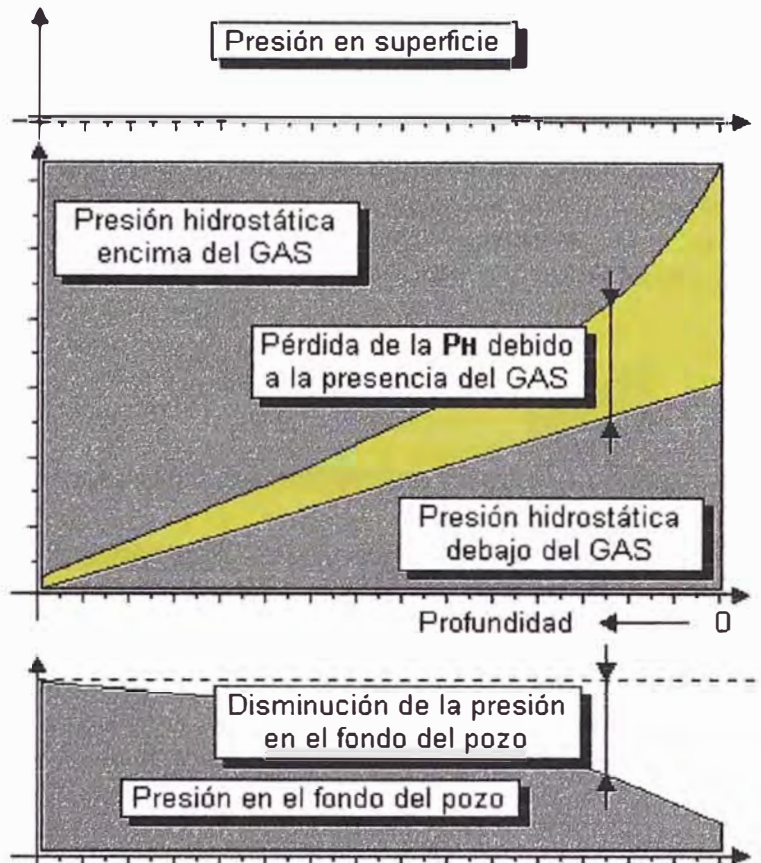
- Fractura de la formación con pérdida de lodo y la posibilidad de sucesivos e incontrolados underground blowouts
- daño al equipo
- rotura del casing



### 3.12 MIGRACION DEL GAS EN UN POZO ABIERTO CON EXPANSION INCONTROLADA

Analicemos el comportamiento del influjo de gas que sube en un pozo abierto.

El gas sube libremente e incrementa su volumen, esto de acuerdo a la Ley de los Gases cuando sube, su presión disminuye. La expansión del gas hará expeler un volumen igual de lodo causando una ligera disminución de la presión hidrostática en el fondo y con el consecuente peligro de que entre mayor cantidad de gas.



Las variaciones de presión como resultado de la localización del influjo del gas.

Cuando asciende, la presión del gas disminuye progresivamente conforme el gas se expande libremente. Esta expansión resulta de la expulsión de un volumen igual de lodo con la consecuente disminución de la presión hidrostática. La reducción de la presión hidrostática resulta en una disminución de la presión en el fondo del pozo.

Como hemos visto anteriormente, es evidente que un movimiento ascendente del influjo de gas en un pozo abierto es caracterizado por una expansión incontrolada del volumen del gas causando:

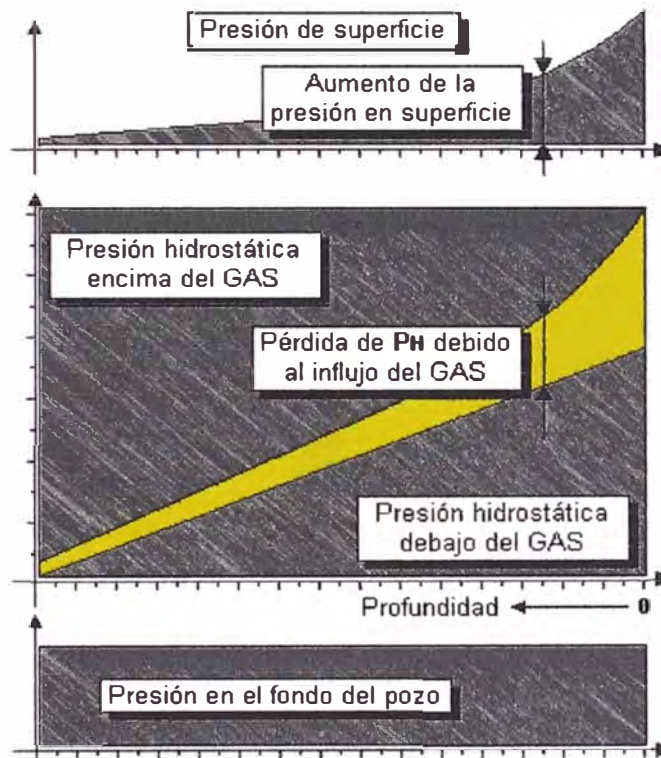
- Una disminución en la presión del fondo del pozo causado por un vacío parcial del anular, con el peligro de mayor influjo de gas.
- una situación en la cual se toma más difícil su control

### 3.13 MIGRACION DEL GAS EN UN POZO CERRADO CON UNA EXPANSION CONTROLADA

La migración del gas sin expansión causa un incremento en la presión en el fondo del pozo. La migración con expansión incontrolada causa una reducción de presión en el fondo del pozo, ya que ambas condiciones no pueden ser usadas en la práctica porque alteran la presión en el fondo del pozo.

Un correcto procedimiento para permitir ascender al gas tiene presente una expansión controlada de tal forma que se mantenga constante la presión en el fondo del pozo a un valor (presión) que sea igual a la presión de la formación. El análisis de la migración del flujo de gas en un pozo cerrado bajo expansión controlada.

Durante la migración el gas se expande, aumentando en volumen y consecuentemente disminuyendo la presión. Expandiéndose el gas se desplazará una correspondiente cantidad de lodo produciendo una disminución de la presión hidrostática, compensada por un aumento en la presión de superficie. Consecuentemente, la presión en el fondo del pozo se mantendrá constante.



Cambios en las presiones de superficie y en el fondo del pozo son consecuencia de la posición del flujo de gas.

Durante la migración del gas, el aumento de la presión de superficie balancea la disminución de presión hidrostática debido a la expansión del gas.

Controlando la expansión es posible mantener la presión en el fondo del pozo constante.

### 3.14 PRINCIPIO DEL TUBO EN "U"

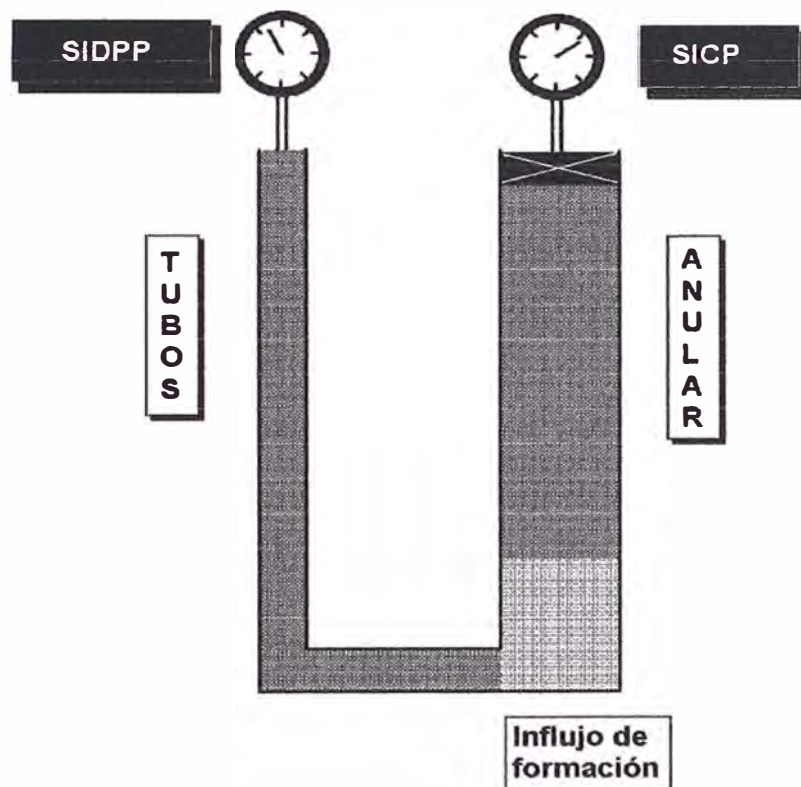
Podemos imaginarnos un pozo en forma de tubo en "U" con:

- *Tubería*

- *anular*

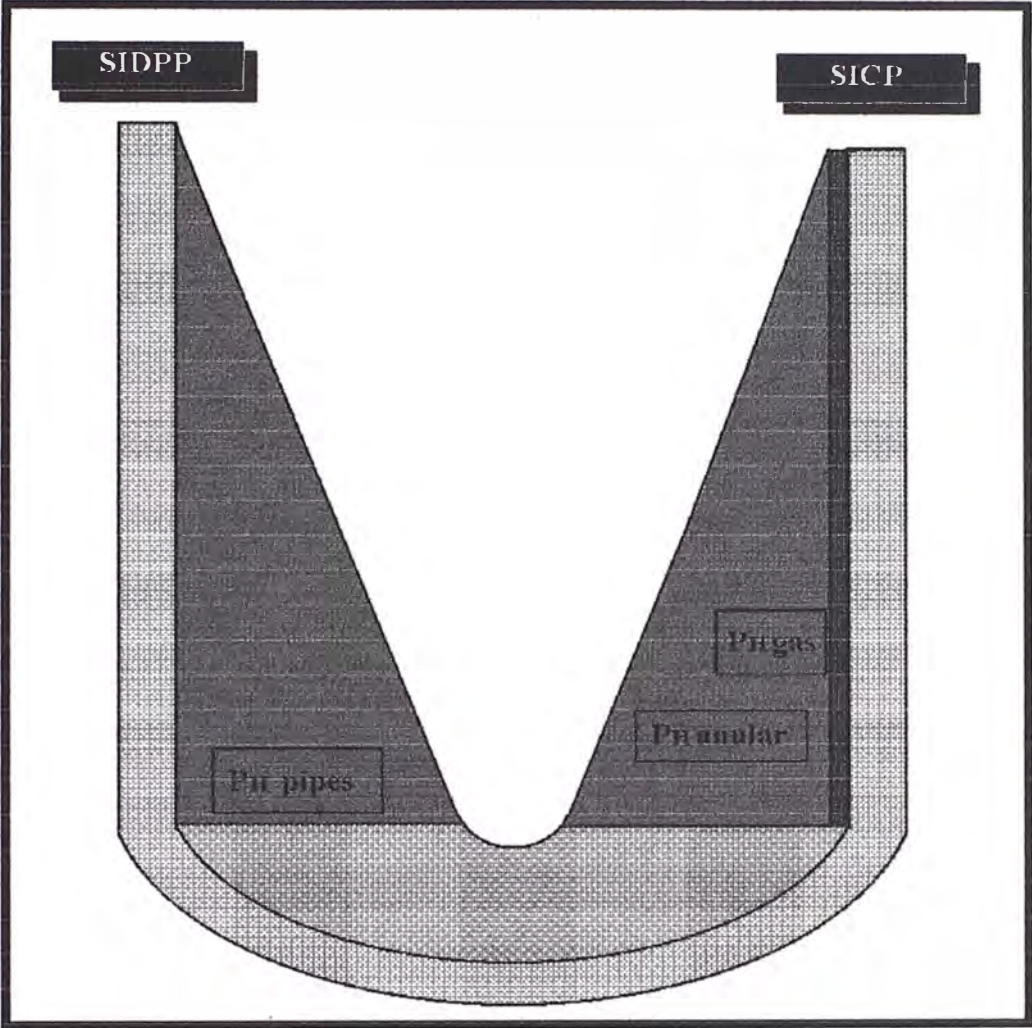
en donde:

- el tubo es abierto en el fondo
- el fondo esta en contacto con la formación
- el pipe esta lleno de lodo con densidad  $D$ , que ejerce una presión  $P_H$
- el anular puede contener lodo y también el influjo.





Representación gráfica del tubo en U



# CAUSAS DE ARREMETIDAS (KICKS)

#### 4 CAUSAS DE ARREMETIDAS (KICK)

La principal causa del kick es la falta de una presión hidrostática adecuada que asegure el control primario:

$$P_H > P_F$$

Si, por alguna razón, se invierte en  $P_H < P_F$  habremos alcanzado la condición necesaria y suficiente para que se produzca un kick.

Esta condición puede provenir como resultado de:

##### Causas naturales

Las causas naturales determinan un aumento en la presión de formación.

Estas consisten en:

- a) presión anormal de formación

##### Causas operativas

Las causas operativas, o por causas mecánicas, determinan una disminución de la presión hidrostática

Consiste en:

- b) fallas en llenar el pozo adecuadamente cuando se mete o saca la sarta de perforación
- c) swabbing
- d) pérdida de circulación
- e) disminución del peso del lodo
- f) corte de gas en el lodo

#### 4.1 PRESIÓN ANORMAL

Una presión anormal de formación tendrá lugar cuando la presión de fondo de formación tiene una gradiente mayor de 0.463 psi/pie.

Un kick puede ocurrir, perforando a través de presiones de formación anormales, si el peso del lodo es insuficiente,

Presiones anormales causadas por una situación geológica particular:

- *alta velocidad de sedimentación* Zonas de baja permeabilidad, sedimentados a alta velocidad pueden atrapar fluidos y así causar una zona de presión anormal.
- *presión anormal debido a fallas* Zonas de sedimentación pueden ser elevadas por movimientos tectónicos. En este caso la zona tiene que mantener su presión original. Una erosión en la superficie determina una zona a menor profundidad, que bajo condiciones normales debería tener menor presión de la que tiene.
- *efecto artesiano* Un efecto artesiano se presenta cuando se esta perforando a través de zonas de agua. En este caso la presión no esta en relación con la profundidad del pozo pero es debida a la altura del estrato de agua encima del punto de perforación

- *Lentes* Los lentes se encuentran cuando zonas impermeables (clay) producen trampas estructurales que aprisionan a los fluidos de formación. Los lentes cercanos a la superficie son particularmente peligrosos.
- *Inclinación de los estratos de rocas* Cuando la geometría de un reservorio de gas tiene una fuerte inclinación, la presión de formación en la parte superior del lente es anormalmente alta, debido a la baja densidad del gas.

Durante el desarrollo de búsqueda por petróleo, algunos métodos han sido perfeccionados para predecir las excesivas presiones. Las más importantes de estas que se utilizan durante la perforación están listadas a continuación:

Rate de penetración	Exponente D
Resistividad de las arcillas	Densidad de las arcillas
Resistividad, salinidad y PH del lodo	Temperatura del lodo
	Manifestaciones de gas

## 4.2 FALLAS EN EL LLENADO DEL POZO CUANDO SE SACA LA SARTA DEL POZO

Cuando se saca la sarta de perforación, un volumen de lodo igual al volumen del acero sacado debe ser añadido al pozo de tal forma de mantenerlo lleno, y bajo control primario.

$$\text{Volumen de tubería extraída} = \text{Volumen de lodo añadido}$$

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.

**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 = $V_e$

a) *tubería seca:*

$$\text{Volumen extraído} = [\text{longitud extraída}] \times [\text{desplazamiento del acero}]$$

b) *tubería llena:*

$$\text{Volumen extraído} = [\text{longitud extraída}] \times [\text{desplazamiento total}]$$

## 2) descenso del nivel = $\Delta H$

\* con drill pipe en el Pozo:

$$a) \text{ Drill pipe seco: } \Delta H = \frac{\text{volumen extraído}}{\text{capacidad del casing - desplazamiento del acero}}$$

$$b) \text{ Drill pipe lleno: } \Delta H = \frac{\text{volumen extraído}}{\text{capacidad del casing - desplazamiento total}}$$

$$* \text{ Ultimo drill pipe: } \Delta H = \frac{\text{volumen extraído}}{\text{capacidad del casing}}$$

## 3) disminución de la presión hidrostática $\Delta P_H$

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

## 4.3 SWABBING

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.

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.

$$P_B = P_H - \Delta P_{an}$$

**Atención:** 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

$$P_B = P_H + \Delta P_{an}$$

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

- velocidad del viaje
- reducción del espacio anular
- 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 esta 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).

**Nota:** 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

- *acondicionar 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.

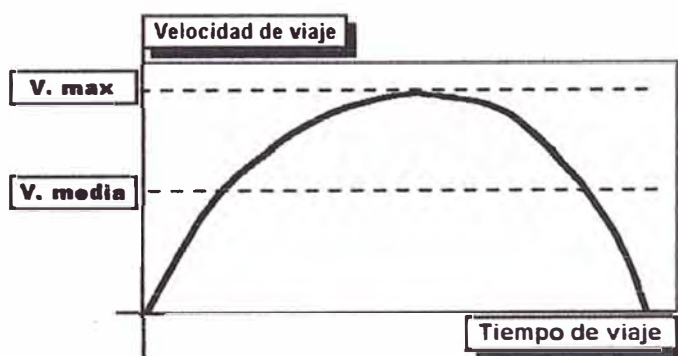
*Viaje corto*

Procedimiento:

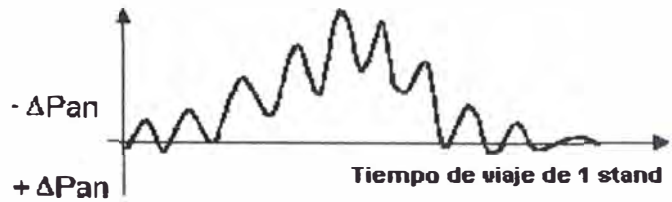
- extraiga algunos Stands a velocidad normal
- baje otra vez hasta el fondo
- circule el fondo hasta la superficie
- analice el lodo para determinar la presencia de fluidos de formación:  
si el lodo no tiene cortes de gas, puede extraerse todo con la misma velocidad;  
si el lodo presenta cortes de gas, se debe determinar el tipo de operación necesaria.

El gráfico muestra las variaciones de la velocidad de maniobra mostrando dos valores referenciales:

- *máxima velocidad ( $V_{max}$ )*
- *velocidad media ( $V_{media}$ )*



El diagrama muestra las variaciones de la presión en el fondo del pozo debido al swabbing durante una maniobra.



#### 4.4 PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN

El termino "pérdida de circulación" significa que el lodo va desde el pozo hacia la formación. La pérdida de circulación puede ser

- *parcial*: cuando el lodo que sale es *menor* al de entrada
- *total*: cuando no hay retorno de lodo del pozo

La pérdida total de circulación puede causar un kick porque el nivel de lodo en el pozo desciende.

La pérdida parcial sola no es una causa directa de un kick.

La pérdida de circulación ocurre en formaciones naturalmente fracturadas o donde mecánicamente se ha inducido este *efecto*.

Las causas más importantes son:

- *causas naturales (geológicas)*:
  - formaciones cálcicas
  - formaciones fracturadas
  - fallas
- *condiciones operativas*:
  - las pérdidas de carga sustanciales en el anular
  - surging
  - el comenzar la circulación a través de *pozos* de *pequeño* diámetro a gran profundidad
  - gumbo shale en el anular

#### 4.5 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



## 4.6 LODO CON CORTE DE GAS

Cuando se perfora una estructura que contiene gas, una cierta cantidad de gas es liberado. El lodo forma una emulsión con el gas y su densidad disminuye.

La disminución de la densidad del lodo resulta en una disminución de la presión de fondo.

El riesgo de expansión del gas y disminución de la presión hidrostática con el peligro de ocurrencia de un kick, La cantidad liberada del gas depende de:

- Régimen de perforación
- Grado de porosidad de la formación
- Diámetro del pozo

La densidad del lodo disminuye mínimamente en el fondo y enormemente en la superficie, con una disminución de la presión de fondo,

El detector de gas indica la acumulación de gas. El degasificador es usado para expeler el gas del lodo antes de volverlo a circular. El gas en el lodo puede ser:

- Drilling gas:** gas liberado de la roca debido a la acción de trituración de la broca
- Connection gas:** gas que se acumula en el pozo durante las pausas para adicionar tubos
- Trip gas:** gas que se acumula durante las pausas para cambiar la broca. Esta pausa es de mucho mas tiempo, y la acumulación es mayor.

**La característica común de estos tipos de gas es la presión que es menor al de la hidrostática cuando entran al pozo. Estas situaciones normalmente no representan peligro.**

Pueden llegar a ser peligrosas si el volumen de gas es elevado. Esto puede suceder al comienzo de la perforación (diámetro grande y alto régimen de penetración) - "shallow gas"

La disminución de la presión hidrostática, el peligro resultante de la contaminación del lodo, puede ser determinada de dos formas:

- de tablas empíricas
- analíticamente siguiendo la siguiente fórmula

$$\Delta P_H = 2,3 \times (\rho - \rho_1) / \rho_1 \times \text{Log} P_H$$

**PH** = Profundidad del pozo

$\rho$  = Densidad original del lodo

$\rho_1$  = Densidad del corte de lodo



## 4.7 SITUACIONES PARTICULARES

Una combinación contemporánea de varios fenómenos puede elevar el riesgo de kick, o que pueden derivar de operaciones que normalmente no causan blow - out. Algunas de estas situaciones ocurren:

- efectuando pruebas
- bajando casing
- corriendo registros eléctricos
- esperando el secado del cemento después de una bajada de casing
- en problemas de pesca
- en la recuperación de un packer a poca profundidad.

## 4.8 RESUMEN

	<b>PRESION ANORMAL</b>	<b>FALLAS EN EL LLENADO DEL POZO DE MODO APROPIADO</b>	<b>SWABBING</b>	<b>PERDIDA DE CIRCULACION</b>	<b>INSUFICIENTE PESO DEL LODO</b>	<b>LODO CON CORTE DE GAS</b>
<b>ORIGEN</b>	Situaciones geológicas naturales	Fallas en el llenado cuando se extrae la sarta	Movimiento del lodo en el pozo cuando se hacen viajes	Causas operativas y naturales	Daños en el equipo de circulación o errores de operación	Fluidos de formación
<b>EFFECTO</b>	Aumento de la presión de formación	Disminución de la presión hidrostática	Variación de la presión de fondo del pozo	Disminución de la presión hidrostática	Disminución de la presión hidrostática	Disminución de la presión hidrostática
<b>PROCEDIMIENTO A ADOPTAR</b>	Uso de métodos para prevenir las presiones de formación	Uso del trip tank para determinar la relación entre el acero extraído y el volumen de lodo añadido	Reducir la velocidad de la maniobra y acondicionar el lodo. Realizar una maniobra corta	Ajustar los parámetros de acuerdo a las condiciones operativas en el pozo	Chequear el equipo y trabajar con cuidado	Chequear el detector de gas. Chequear las características del lodo.

## INDICADORES DE UN KICK

## 5. INDICADORES DE KICKS

Una situación de kick debe ser reconocida tan pronto como sea posible. Para ello, es necesario reconocer e interpretar correctamente algunos síntomas específicos, llamados "Indicadores de un Kick", que nos permiten detectar la infiltración de fluido de formación.

En esta sección trataremos el tema sobre estos indicadores y por que su presencia nos debe hacer sospechar un kick. Es importante tener en mente que en el trabajo real una situación de kick presenta varios síntomas simultáneos que ayudan a reconocerlo. Siga atentamente esta parte del curso: una de las principales responsabilidades de un Driller es reconocer inmediatamente el peligro de un kick. Los Indicadores de Kick pueden ser agrupados en dos categorías:

INDICADORES DE KICK EN PROGRESO	INDICADORES DE UN POSIBLE KICK
a) Aumento del Caudal (Flow Rate) durante la perforación	a) Aumento del volumen en piletas
b) Flujo desde el pozo con bombas paradas	b) Incremento del Rango de Penetración
	c) Incorrecto llenado del pozo durante los viajes
	d) Disminución de la Presión de Bombeo- Aumento de las emboladas de la bomba
	e) Cortes de gas en el lodo
	f) Disminución del peso de la sarta – Aumento de la presión de Circulación.
	g) Aumento del torque o arrastre (overpull)

Los Indicadores de Kick están listados según su nivel de prioridad Los indicadores (e - f - g) se refieren a situaciones particulares, no muy frecuentes.

La cantidad de fluido de formación que puede ingresar al pozo es proporcional a:

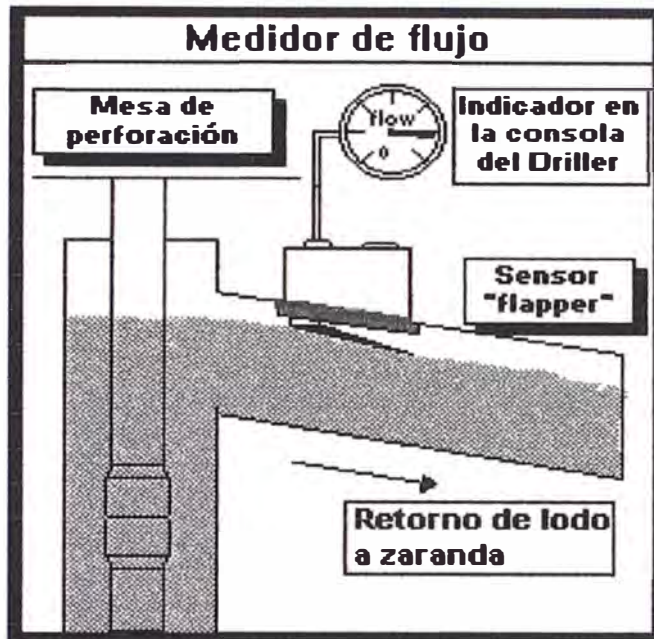
- al valor absoluto diferencia  $P_H - P_F$  (negativo)
- permeabilidad de la formación
- longitud del pozo perforado
- tiempo empleado en reconocer el kick

Es necesario detectar la presencia del kick lo antes posible para así tomar inmediatamente las medidas adecuadas. La rápida detección del kick es la tarea principal del Perforador.

## 5.1 AUMENTO DEL CAUDAL (FLOW RATE)

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.



## 5.2 FLUJO DESDE EL POZO CON BOMBAS PARADAS

Este es un indicador seguro de un kick en progreso. Este fenómeno sucede especialmente en pozos de diámetro reducido, donde las pérdidas de presión en el anular son significativas.

En este caso, al parar la circulación, las pérdidas de presión en el anular se anulan y entonces la presión de formación puede exceder a la presión hidrostática, permitiendo así la entrada de fluido de formación al pozo.

## 5.3 AUMENTO DEL VOLUMEN DE LODO EN TANQUES

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.

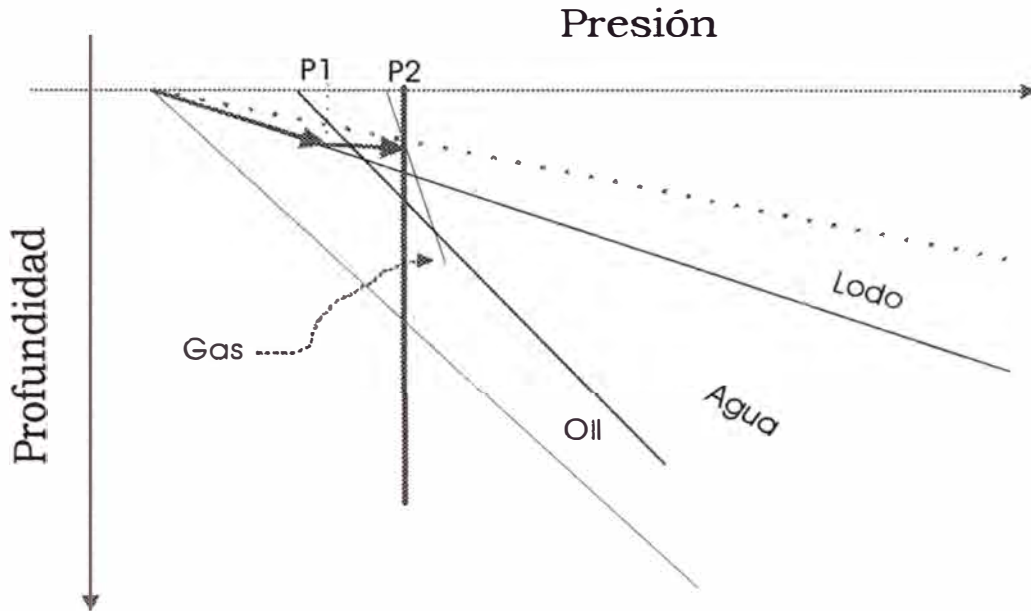
La alarma acústica que indica variaciones en el volumen de los tanques debe estar siempre en condiciones operativas y lista para indicar hasta las mínimas variaciones de nivel.

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

## 5.4 INCREMENTO DEL RATE DE PENETRACION

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.

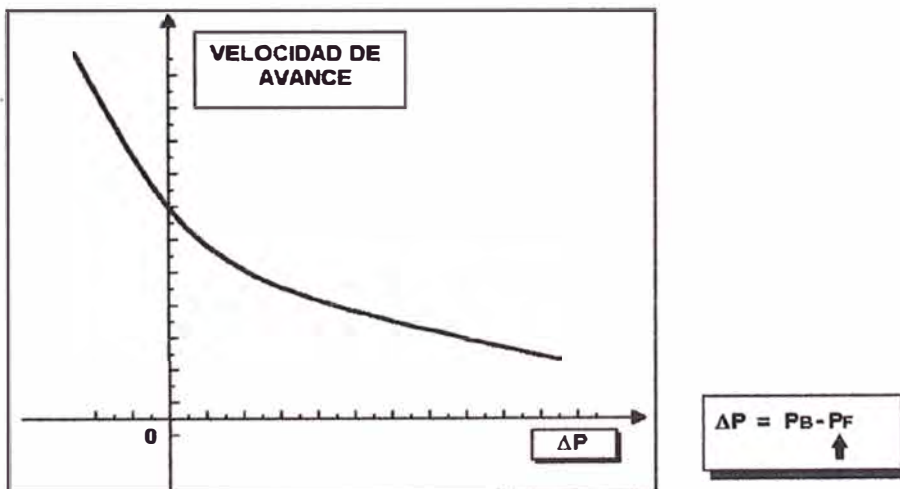


El gráfico muestra la tendencia del gradiente de presión de *formación* con respecto al gradiente del lodo. El gráfico muestra como la entrada en una zona de presión anormal altera el equilibrio hidrostático con la consecuencia de un kick.

Durante la perforación regular el valor de  $\Delta P$  es positivo.

En la fase de acercamiento a la zona en sobrepresión el  $\Delta P$  se reduce hasta asumir valores negativos cuando la broca afecta la formación en sobrepresión.

El diagrama resalta este fenómeno que podría deberse también a la mayor perforabilidad de rocas suaves.



## 5.5 INCORRECTO LLENADO DEL POZO DURANTE LOS VIAJES

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.

**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.

## 5.6 DISMINUCIÓN DE LA PRESIÓN DE BOMBEO-AUMENTO DE EMBOLADAS DE LA BOMBA

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 (Silicon Controlled Rectifier), transformadores de corriente alterna en continua.

## 5.7 CORTE DE FLUIDO DE FORMACIÓN EN EL LODO

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

- *densidad* La densidad disminuye con la entrada de fluido de formación al pozo.
- *contenido de cloratos* 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*

## 5.8 OTROS INDICADORES

### **Disminución del peso de la sarta de perforación y aumento de la presión de circulación.**

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.

### **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.



## 5.9 SÍNTESIS

<b>INDICADORES</b>	<b>CAUSAS</b>	<b>DETECCION</b>	<b>ACCIONES</b>
<b>Aumento del caudal (Flow Rate)</b>	<b>Kick</b>	<b>Medidor de flujo</b>	<b>Cierre del pozo</b>
<b>Flujo desde el pozo con bombas paradas</b>	<b>Kick</b>	<b>Trip tank</b>	
<b>Aumento del volumen de lodo en tanques</b>	<b>Kick - Anomalías en el circuito de superficie</b>	<b>Indicador de nivel de tanques Alarma acústica</b>	<b>Pare la operación</b>  <b>Control de pozo (Flow check)</b>
<b>Incremento del Rango de Penetración</b>	<b>Sobrepresión, kick Cambio de formación</b>	<b>Registrador del Rango de Penetración</b>	
<b>Incorrecto llenado del pozo</b>	<b>Pistoneo, kick Obstrucción en el anular</b>	<b>Trip Tank</b>	
<b>Disminución de la Presión de Bombeo – Aumento de emboladas de la bomba</b>	<b>Kick Fallas en la bomba Lodo desbalanceado Lavado en la sarta</b>	<b>Medidor Cuenta emboladas</b>	
<b>Corte de gas en el lodo</b>	<b>Kick Contaminación del lodo</b>	<b>Analizar propiedades químicas y volúmenes de lodo</b>	
<b>Disminución del peso de la sarta de perforación y aumento de la presión de circulación</b>	<b>Kick – Anomalías que deben ser controladas</b>	<b>Indicador de peso Medidor</b>	
<b>Aumento del torque y/o arrastre</b>	<b>Kick – Anomalías que deben ser controladas</b>	<b>Indicador de peso Torquímetro</b>	

# PROCEDIMIENTOS PARA EL CIERRE DE UN POZO

## 6 PROCEDIMIENTOS DE CIERRE DE UN POZO

### 6.1 CIERRE SUAVE (SOFT SHUT-IN) Y CIERRE DURO (HARD SHUT-IN)

Mediante un control de pozo se verifica la presencia de un kick en progreso. Luego de obtener el resultado, se cierra el pozo o se continua con las operaciones necesarias. El control de flujo debe hacerse siguiendo los pasos listados a continuación.

*Control de flujo (flow check)*

#### **MIENTRAS SE PERFORA**

- Levante el kelly antes de parar las bombas hasta que el tool joint del ultimo drill pipe este sobre la mesa de perforación.
- Pare las bombas
- Realice el control de flujo

#### **DURANTE UN VIAJE**

- Detenga el viaje
- Realice el control de flujo

Como resultado del control de flujo:

- El pozo fluye: se realiza el cierre del pozo
- El pozo no fluye: se continua con las operaciones necesarias.

Luego de asegurarse que el pozo debe ser cerrado, uno entre dos procesos, según Norma API RP 59, debe ser realizado:

*1) CIERRE DURO (HARD SHUT-IN)*

*2) CIERRE SUAVE (SOFT SHUT-IN)*

Los dos procedimientos de cierre del pozo difieren en:

- la posición del estrangulador (power choke)
- la secuencia de las operaciones a seguir

#### **Procedimientos para el cierre del pozo**

##### *Cierre duro (Hard shut-in)*

1. Cierre el BOP
2. Abra la válvula hidráulica de la "choke line"
3. Registre las presiones balanceadas SIDPP y SICP
4. Registre la ganancia de volumen en tanques

##### *Cierre suave (Soft shut-in)*

1. Abra la válvula hidráulica de la "choke line"
2. Cierre el BOP
3. Cierre completamente estrangulador (power choke).
4. Registre las presiones balanceadas SIDPP y SICP
5. Registre la ganancia de volumen en tanques

El cierre del pozo implica una serie de manipulaciones sobre el CHOKE MANIFOLD.

El tipo de procedimiento lo elige la operadora y depende de la posición en que se encuentre el estrangulador (power choke).

**Nota:** es muy importante verificar periódicamente la disposición de las válvulas en el choke manifold, de acuerdo con el tipo de procedimiento. Al cerrar el pozo, bajo presión, se corre el riesgo de fracturar la formación a la profundidad correspondiente al zapato del casing.

**Procedimiento de Cierre duro (Hard shut-in)**

1. Cierre el BOP
2. Abra la válvula hidráulica de la "choke line"
- 3 Registre las presiones balanceadas SIDPP y SICP
4. Registre la ganancia de volumen en tanques

**Nota:** Verificar que el estrangulador (power choke) se encuentre en posición de cierre.

**Procedimiento de Cierre suave (Soft shut-in)**

1. Abra la válvula hidráulica de la "choke line"
2. Cierre el BOP
3. Cierre completamente estrangulador (power choke).
4. Registre las presiones balanceadas SIDPP y SICP
5. Registre la ganancia de volumen en tanques

**Nota:** Verificar que el choke manifold se encuentre en la posición correcta para circular el lodo hacia las zarandas a través del estrangulador (power choke) mitad abierto.

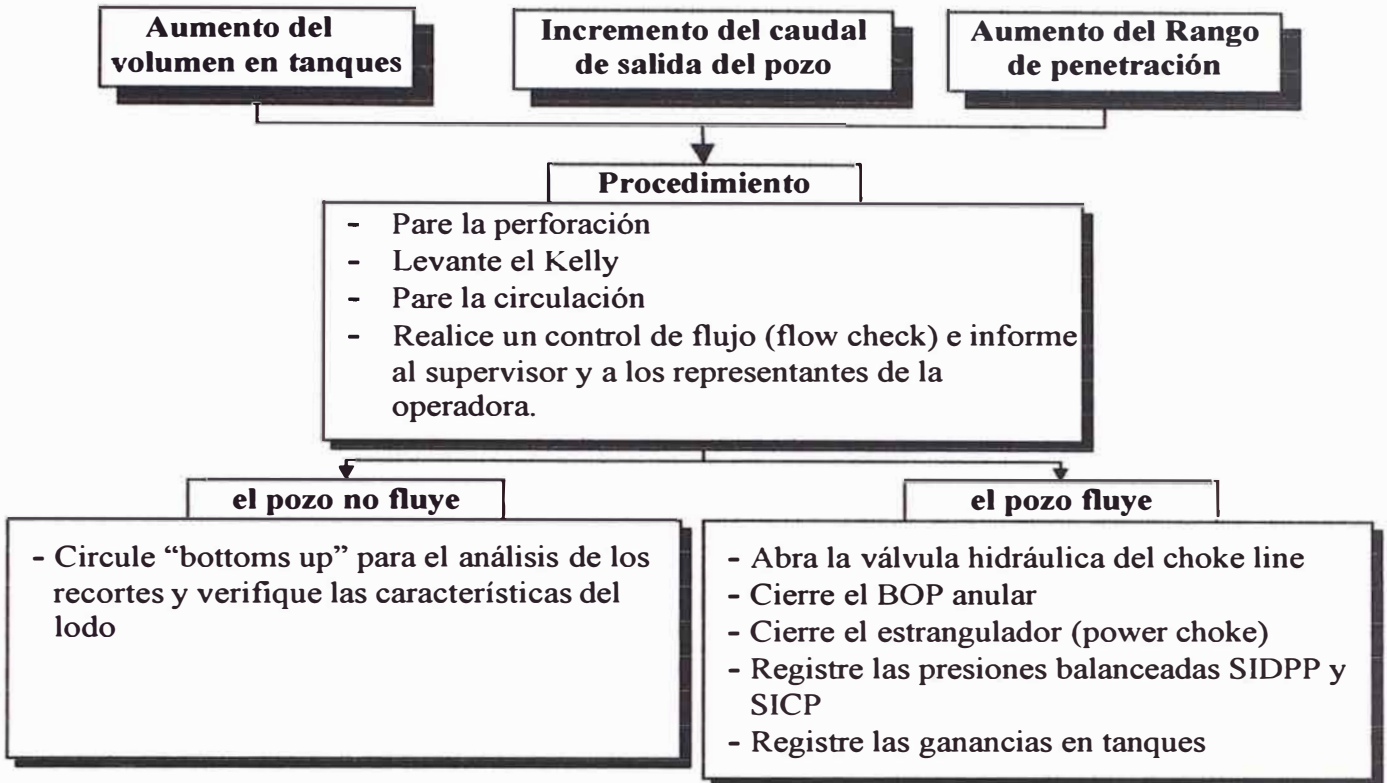
Al cerrar el pozo, bajo presión, se corre el riesgo de fracturar la formación a la profundidad correspondiente al zapato del casing. En particular, el riesgo es mayor cuando la profundidad no es considerable, debido a la baja gradiente de fractura de la formación a dicha profundidad (bajo el zapato del casing).

<b>Procedimiento SUAVE</b>	<b>Procedimiento DURO</b>
<b>Ventajas</b>	<b>Ventajas</b>
Hace más fácil el control de la presión del Casing, reduciendo el peligro de fractura bajo el zapato	La operación toma menos tiempo; menor entrada de fluido de formación al pozo
La apertura de la válvula hidráulica de la choke line nos permite, en ciertos paneles de control, mantener abierto el sistema de apertura automático del estrangulador (power choke)	Al entrar menos fluido al pozo, se tendrá una menor SICP
Reducción del "golpe de ariete", debido al cierre inmediato.	Es más fácil y rápido
<b>Desventajas</b>	<b>Desventajas</b>
Un mayor riesgo de entrada al pozo de mayor volumen de fluido de formación	Gran riesgo de fracturar la formación bajo el zapato del casing

Antes de cerrar el pozo se deben realizar una serie de operaciones, esenciales para el trabajo que se esta efectuando:

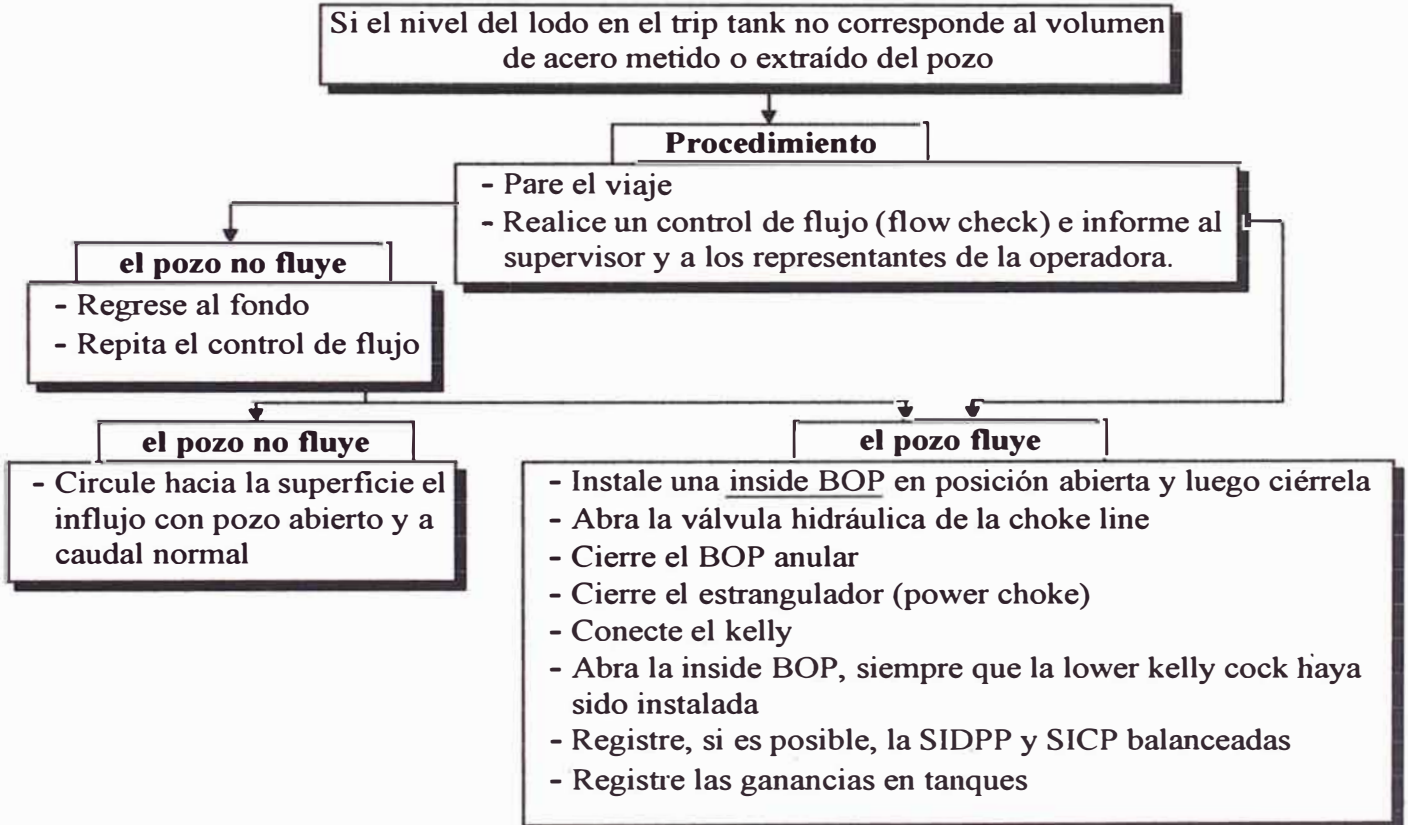
- Durante la perforación
- Durante los viajes
- Con broca en el fondo
- Con Drill Pipe
- Con Drill Collars

## 6.2 CIERRE DEL POZO MIENTRA SE PERFORA



Nota: En este caso se ha elegido el cierre del pozo suave (soft shut-in).

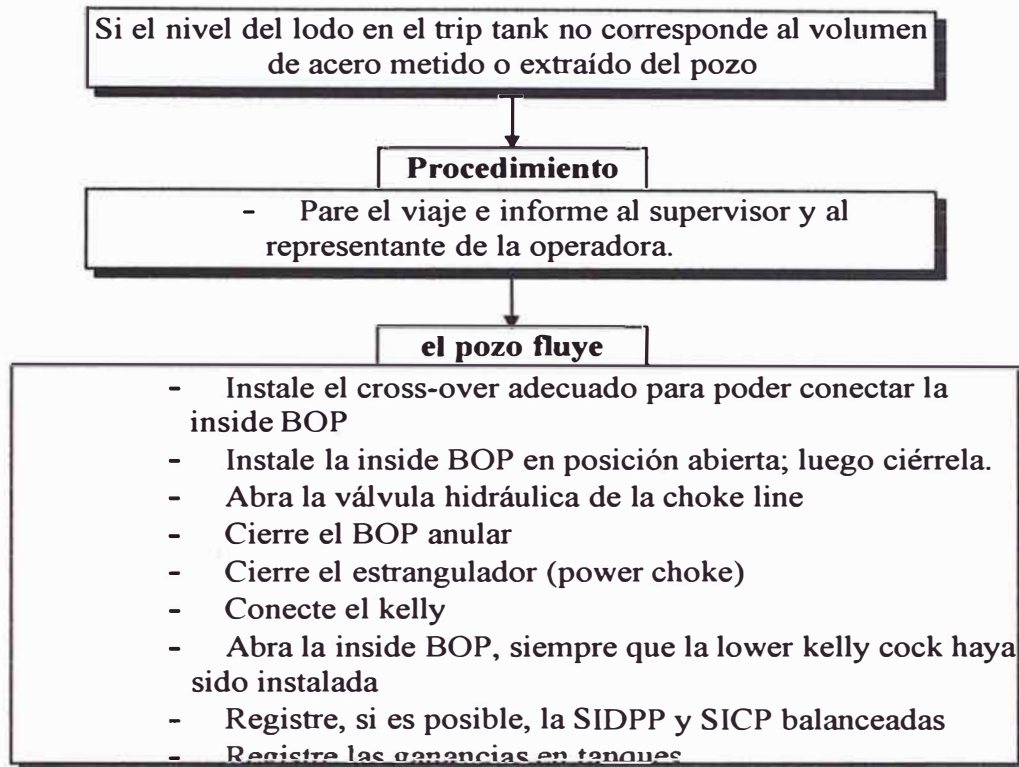
## 6.3 CIERRE DEL POZO DURANTE LOS VIAJES, CON DRILL PIPES



La inside BOP debe mantenerse en buenas condiciones, en posición abierta y sobre la mesa de perforación. Las llaves para abrir o cerrar las kelly cocks, deben estar siempre a mano. Si se ha instalado la válvula Gray, para la lectura de la SIDPP siga el procedimiento apropiado (vea balance de presiones).

Nota: se ha elegido el cierre suave del pozo en el ejemplo.

#### 6.4 CIERRE DEL POZO DURANTE LOS VIAJES, CON DRILL COLLARS



#### 6.5 NOTAS

Al cerrar el pozo se debe tener en mente lo siguiente:

*Cierre del estrangulador (power choke):*

Si el estrangulador que ha sido instalado no sella perfectamente, para obtener las presiones balanceadas (SIDPP Y SICP) se debe cerrar la válvula inmediata anterior al estrangulador.

*Instalación de la kelly cock Como safety valve:*

Las llaves para cerrar y abrir las kelly cocks, deben estar siempre a mano

*Instalación de x-overs:*

Los x-overs necesarios para conectar las "inside BOP" a los Drill Collars deben estar listas en la mesa de perforación.

*Mantenimiento de Las Inside BOP:*

Las "inside BOP" deben mantenerse en buen estado, en posición abierta y accesibles en la mesa de perforación.

## 6.6 ADIESTRAMIENTO DEL EQUIPO

Con el objetivo de mantener alto el nivel de eficiencia del equipo y de controlar que los procedimientos se lleven a cabo correctamente, se realizan ejercitaciones (drill) con cierta regularidad y frecuencia.

Las ejercitaciones se realizan sin previo aviso y el equipo tiene que enfrentarlas como si se tratara de una emergencia o de una situación real.

**Pit drill** La ejercitación consiste en la simulación de una variación de nivel en el tanque. Haciendo saltar manualmente los indicadores de nivel se activa la señal de alarma y el equipo tiene que actuar inmediatamente los procedimientos previstos en función de la situación operacional. La ejercitación es interrumpida por el supervisor antes de cerrar el pozo y se miden los tiempos empleados para comprobar la eficiencia del equipo (el tiempo empleado no debe superar el minuto).

**BOP drill** Incluye todos los pasos del Pit drill más el cierre del pozo. Inicialmente esta ejercitación se lleva a cabo muy a menudo hasta que el tiempo de actuación descienda a un valor aceptable (dos minutos). Sucesivamente el BOP drill se repite semanalmente. La ejercitación cambia según la situación operacional de las siguientes maneras:

- en perforación
- en maniobra con drill pipe
- en maniobra con drill collars
- con tubería fuera del pozo

Basado en la situación sobre la que se activa el ejercicio, el equipo deberá proceder al cierre del pozo según el procedimiento correspondiente.

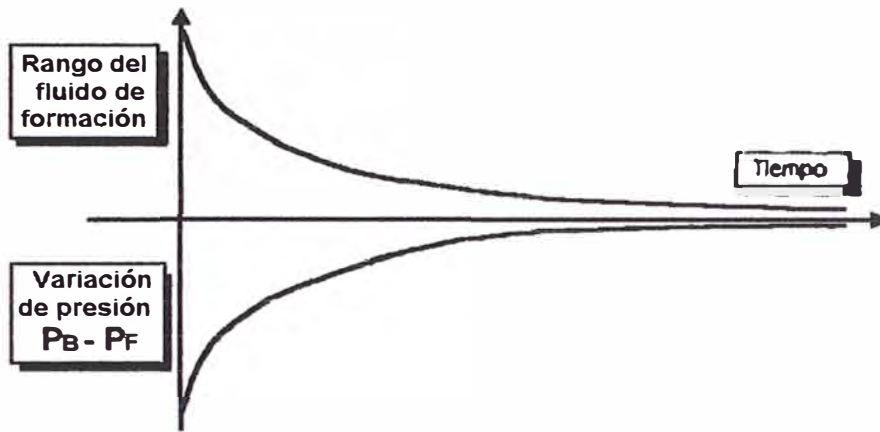
**Stripping drill** El ejercicio consiste en el cierre del BOP con la tubería en el pozo y en hacerla bajar según el procedimiento de stripping. Esta prueba se efectúa después de la bajada del casing y antes de perforar el cemento. La duración de la prueba debe permitir la bajada de un suficiente trecho de tubería, de tal manera que se pueda comprobar la eficiencia de los aparatos y que le permita a cada miembro del equipo aprender la propia tarea.

**Choke drill** La ejercitación, que hay que llevar a cabo antes de perforar el zapato, prevee que con el pozo cerrado y con la presión atrapada se bombee a través de la tubería a la capacidad prescrita, actuando sobre el choke para controlar la presión en el casing. Esta ejercitación tiene como objetivo entrenar el equipo para las operaciones en el choke.

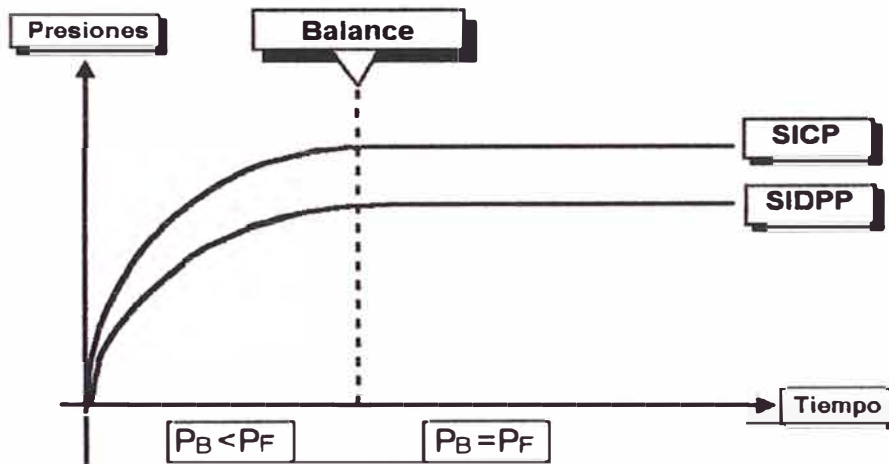


## 6.7 BALANCE DE PRESIONES (SIDPP, SICP)

Cuando ocurre un kick, las presiones en superficie aumentan a tal punto que sumadas a sus respectivas presiones hidrostáticas (PH tubería y PH casing), se obtiene una presión de fondo igual a la presión de formación. Llegando a dicho punto, ambas presiones se estabilizan en sus respectivos valores. El tiempo necesario para que la SIDPP y SICP lleguen a sus valores finales se define como "tiempo de estabilización (generalmente de 5 a 10 minutos).

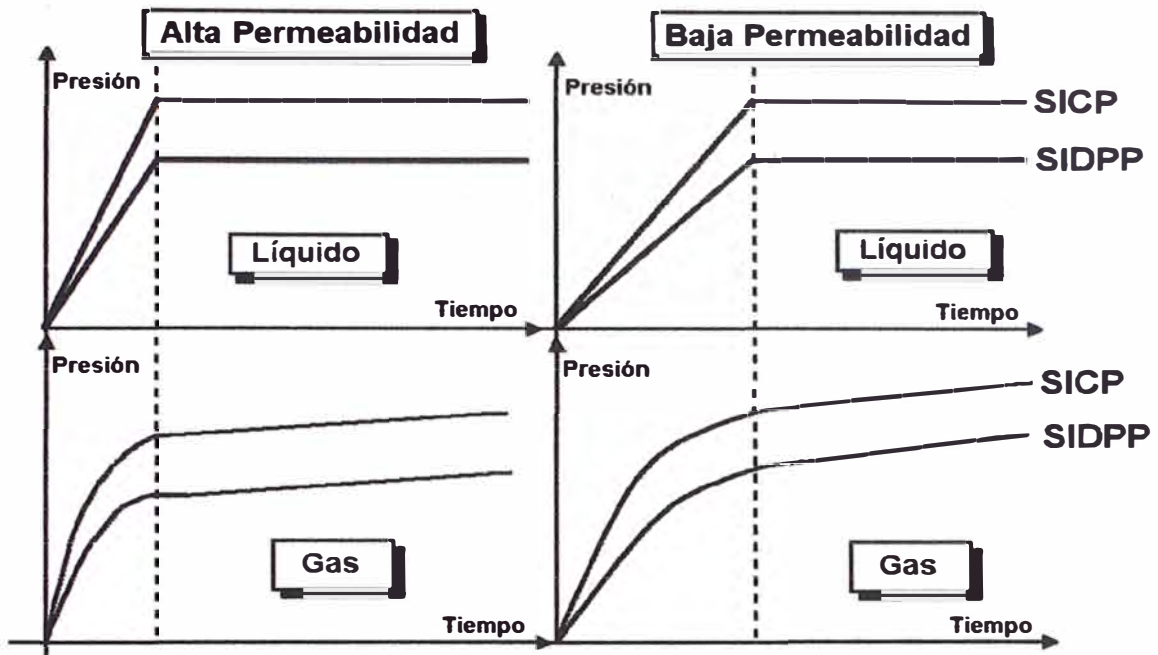


El aumento de la presión de superficie debe ser seguido atentamente y registrado de tal forma que se pueda reconocer el momento exacto en que la presión se estabilice. Los valores verdaderos de la SIDPP y SICP a ser considerados para la posterior operación de control son aquellos registrados en el momento de estabilización.



El tiempo de estabilización, luego de cerrar el pozo, está relacionado con el flujo de formación y depende de:

- Grado de permeabilidad de la formación
- Naturaleza y volumen del fluido de formación
- Diferencia entre  $P_B$  y  $P_F$



Es muy importante conocer los valores exactos de SIDPP Y SICP porque:

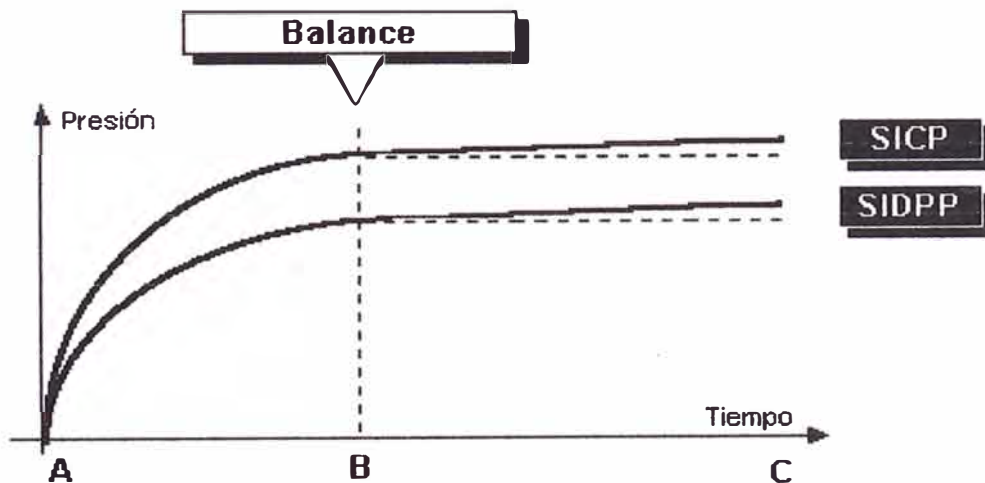
- el valor de la SIDPP nos permite calcular el peso del lodo necesario para controlar el kick;
- la diferencia entre la SIDPP y SICP, junto con el aumento de volumen de lodo en tanques, nos permite determinar la naturaleza del fluido contaminante (densidad DG):

$$\rho_g = \rho - (SICP - SIDPP) / (0.052 \times Hg)$$

- Si  $\rho_g < 2.5$   $\Rightarrow$  gas (ppg)
- Si  $2.5 < \rho_g < 6.9$   $\Rightarrow$  mezcla
- Si  $\rho_g > 6.9$   $\Rightarrow$  liquido

### Determinación de las presiones balanceadas

Determine el momento de estabilización puede ser difícil en algunos casos debido a la migración del influjo de gas hacia la superficie. El ascenso del gas en un pozo cerrado induce a una constante pero cada vez mayor incremento de la presión, mas que a una estabilización de la misma.



En este caso es imposible establecer el verdadero punto de estabilización debido a que el lapso de tiempo (A-B) que representa el periodo de estabilización, es inseparable del lapso de tiempo (B-C), que representa el aumento de presión debido al ascenso del gas hacia la superficie.

Cuando es difícil determinar el punto de estabilización, se puede proceder de las siguientes maneras:

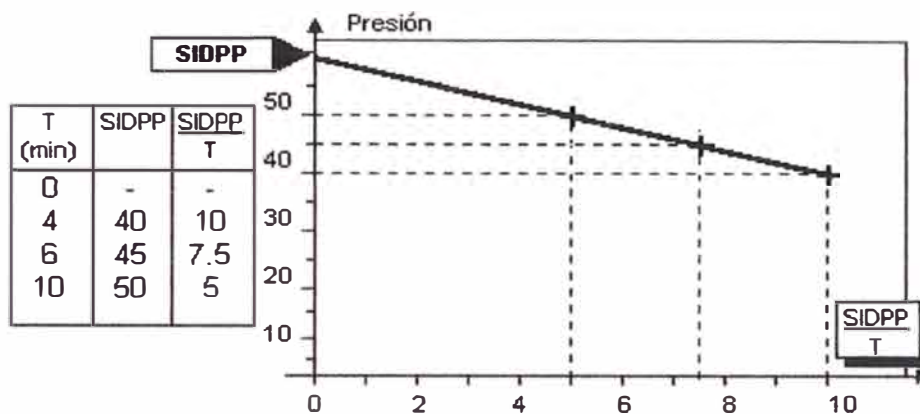
1- Prolongue el tiempo de observación.

Con lecturas de presión frecuentes, hasta que el aumento de presión tienda a estabilizarse.

2- interpole los datos:

Se determinan pares de valores correspondientes (tiempo, SIDPP), registrados con la máxima precisión posible.

Se traza una curva que una los puntos correspondientes para los valores de la SIDPP (ordenada) y SIDPP~ (abscisa). La intersección de la recta con el eje de las presiones determina el punto de estabilización de la SIDPP.



### Situaciones particulares

La lectura de la presión en Drill Pipes puede verse dificultada por la presencia de una check valve en sarta que impida el registro de la presión en el manómetro.

En este caso se debe seguir el siguiente procedimiento para determinar la SIDPP:

- Empezar a circular lentamente hasta que la check valve se abra
- La lectura en el manómetro de la SIDPP, en el momento de la apertura, representa la presión de estabilización.

**Nota:** Durante este procedimiento se debe mantener la SICP bajo observación; esta presión no debe aumentar. Su incremento indica que la presión inducida por las bombas a través de los Drill Pipes ha sido muy alta y se ha transmitido al casing (circulación con pozo cerrado)

### Situaciones anormales

La lectura de las presiones estabilizadas puede poner en evidencia las siguientes situaciones:

- 1)  $0 < SIDPP < SICP$  situación normal - la presión del casing reacciona ante la presencia del influjo y  $P_f > P_h$ .
- 2)  $SIDPP = SICP > 0$ 
  - Fluido contaminante con igual densidad que el lodo.
  - La altura del influjo es insignificante.
  - Influjo del movimiento que crea una variación de presión situado debajo del trepano.
  - El fluido a entrado en ambos, Drill Pipes y casing.

3)  $0 = SIDPP < SICP$  una situación que puede presentarse en ciertos casos es el influjo por "swabbing" o debido a una excesiva pérdida de peso del lodo en el anular debida al gas de perforación. Este tipo de situación se puede presentar también en presencia de una válvula en una sola dirección (check) en la tubería.

4)  $0 < SICP < SIDPP$  la altura del influjo en Drill Pipes es mayor que la del influjo en el casing

### **Uso de las presiones para controlar el pozo**

Las lecturas de las presiones de estabilización son muy importantes porque reflejan la situación real en el fondo del pozo y constituyen la base del control de erupción.

Una SICP constante al empezar la circulación garantiza a su vez una presión de fondo constante.

La SIDPP nos permite calcular la densidad del lodo para "matar" el pozo y obtener un valor correcto de la presión inicial de circulación (ICP).

$$\mathbf{KMD = OMD + SIDPP / (TVD \times 0.052)}$$

Donde:

KMD = Densidad para matar el pozo

OMD = Densidad original del lodo

TVD = Profundidad Vertical Verdadera

La KMD se calcula para restablecer el equilibrio hidrostático en el fondo del pozo.

Al final del control de erupción, antes de reasumir la perforación, es necesario aumentar algo más el peso del lodo para permitir un margen para las maniobras.

# **METODOS DE CONTROL DE UN POZO CON KICK**

## 7 METODOS DE CONTROL DE UN POZO EN ERUPCION

Hay muchos métodos para controlar un pozo. Cada cual tiene sus características y se usa según las condiciones operativas. Pero durante un control de pozo hay una regla principal que se debe cumplir en todos los métodos:

**La presión de fondo debe ser igual a la presión de formación:**

$$P_B = P_F$$

De esta manera se controla el ingreso de fluidos a la formación y se evita el riesgo de fracturar la formación.

### 7.1 METODO DEL PERFORADOR

El método del perforador es considerado como el método más simple para controlar un pozo ya que no requiere de cálculos complicados y se acomoda a diferentes situaciones.

El método puede ser dividido en dos fases:

- *Primera circulación* deberá circularse primeramente con el lodo original para evacuar el primer influjo.
- *Segunda circulación* deberá realizarse una segunda circulación con el lodo más pesado con la finalidad de desplazar el lodo original y poder balancear la columna hidrostática nuevamente.

**Procedimiento operativo:**

#### *PRIMERA CIRCULACIÓN*

1. **Calcule la presión inicial de circulación:  $ICP = SIDPP + PL$**
2. **Empezar a bombear lentamente incrementando las emboladas hasta alcanzar el caudal mínimo de circulación preestablecido, paralelamente regular el power choke de tal manera que se mantenga la SICP constante.**

Una vez que la bomba haya alcanzado el caudal mínimo de circulación, con la finalidad de mantener la presión de fondo constante, es necesario:

mantenga las emboladas de la bomba constantes  
mantenga la presión inicial de circulación (ICP) constante  
mantenga la densidad del lodo uniforme en todo el sistema

Sin embargo, durante el tiempo de estabilización, la presión en la tubería puede aumentar gradualmente, por lo tanto es necesario tener bajo control la SICP.

**3. tan pronto como se haya alcanzado el número mínimo de emboladas preestablecidas, ver el valor de la presión de circulación**

si el valor de la presión es igual al ICP calculado, la situación es normal;

si el valor es ligeramente diferente, la situación puede ser aun normal. La diferencia puede deberse a una variación en la eficiencia volumétrica de la bomba y al tiempo de registro del valor de PL;

si el valor es considerablemente diferente, la situación es anómala, se debe parar el bombeo, revisar cual es la causa de tal diferencia y resolver el problema antes de continuar.

**4. Continuar circulando hasta que se haya desalojado completamente el fluido del kick manteniendo la presión de circulación y constantes las emboladas en la bomba.**

Basándonos en el principio del tubo en "U" las variaciones de los valores de ICP pueden ser compensados por las variaciones en los valores en SICP a través del choke. En este caso debemos tener en cuenta que todos estos cambios serán transmitidos al manómetro de la tubería de perforar después de un tiempo, debido a la profundidad del pozo (la propagación de la onda de presión se moviliza a través del lodo aproximadamente a 985 pies/seg.). En términos prácticos, luego de haber regulado el choke a una cierta medida, deberá transcurrir el tiempo suficiente para poder percibir en el manómetro la presión correspondiente.

**5. Finalice la circulación cuando el Influjó haya sido completamente desalojado y verificar que SICP = SIDPP**

Esta situación puede verificarse ya sea con circulación o en condiciones estáticas.

Uno puede saber si la operación fue satisfactoria parando la bomba, cerrando el choke y luego leer las presiones estabilizadas de SIDPP y SICP:

si ambas son iguales, esto significa que el influjó fue circulado y sacado del pozo por lo tanto la primera circulación ha terminado;

si el valor de SICP es mayor que SIDPP, quiere decir que todavía queda algo del influjó en el anular y que por lo tanto deberá continuarse con la circulación a fin de sacar todo el influjó del pozo;

si son iguales, pero mayor que el valor esperado, esto significa que en el momento de parar la bomba fue atrapada alguna presión. Este exceso debe ser liberado a través del choke. La confirmación de que haya sido atrapada una presión se ve cuando cae la presión en el drill pipe mientras se desfoja con el choke.

**Procedimiento operativo:**

*SEGUNDA CIRCULACION*

**1. preparar el lodo para controlar el pozo**

El peso del lodo para controlar el pozo se calcula de la siguiente manera:

$$KMD = OMD + SIDPP \times 0.052 / TVD$$

**2. preparar los datos para circular**

Preparar datos para la circulación significa tener listo;

el número de emboladas necesarias para reemplazar el volumen interno de la sarta de perforar (esto requiere de una conversión de volumen a emboladas de la bomba)

programe el contador de emboladas



**3. circule hasta que el lodo original haya sido desplazado del interior de la sarta manteniendo SICP constante.**

Si al final de la primera circulación la bomba esta parada, es necesario encenderla nuevamente incrementando las emboladas lentamente hasta el valor de PL manteniendo SICP constante hasta completar el desplazamiento del volumen interno de la sarta de perforar.

Durante esta fase, como en la primera circulación, las emboladas de la bomba deben mantenerse constantes.

Si la bomba no ha sido parada, la circulación puede continuar con los mismos parámetros.

En esta fase la presión hidrostática se ira incrementando gradualmente debido al lodo pesado, por lo que la SIDPP ira reduciéndose gradualmente hasta llegar a cero por otro lado la presión de circulación también disminuirá.

**4. registre el valor de la presión final de circulación (FCP)**

Al final del desplazamiento del lodo dentro de la sarta, el valor de la presión de circulación debe ser registrado y mantenido constante durante todo el tiempo que sea necesario para desplazar el lodo del anular.

El valor registrado debe ser comparado con el calculado previamente (FCP) con la siguiente fórmula:

$$FCP = PL \times (KMD/OMD)$$

Si todo esta bien, los dos valores deberán coincidir.

**5. complete la circulación hasta desplazar totalmente el volumen anular manteniendo el valor de FCP constante. Pare la circulación y verifique las presiones.**

**6. si la situación es aparentemente normal abrir el BOP y ver si hay flujo del pozo, luego continuar con el acondicionamiento del lodo.**

Durante un control de pozo se deben registrar los siguientes parámetros (con intervalos de 5 a 10 minutos):

- *Presión de Circulación*
- *SICP*
- *Emboladas en la bomba (STRK/min y acumuladas)*
- *Densidad del todo (entrante y saliente)*
- *Volumen en tanques*
- *Posición del Choke*

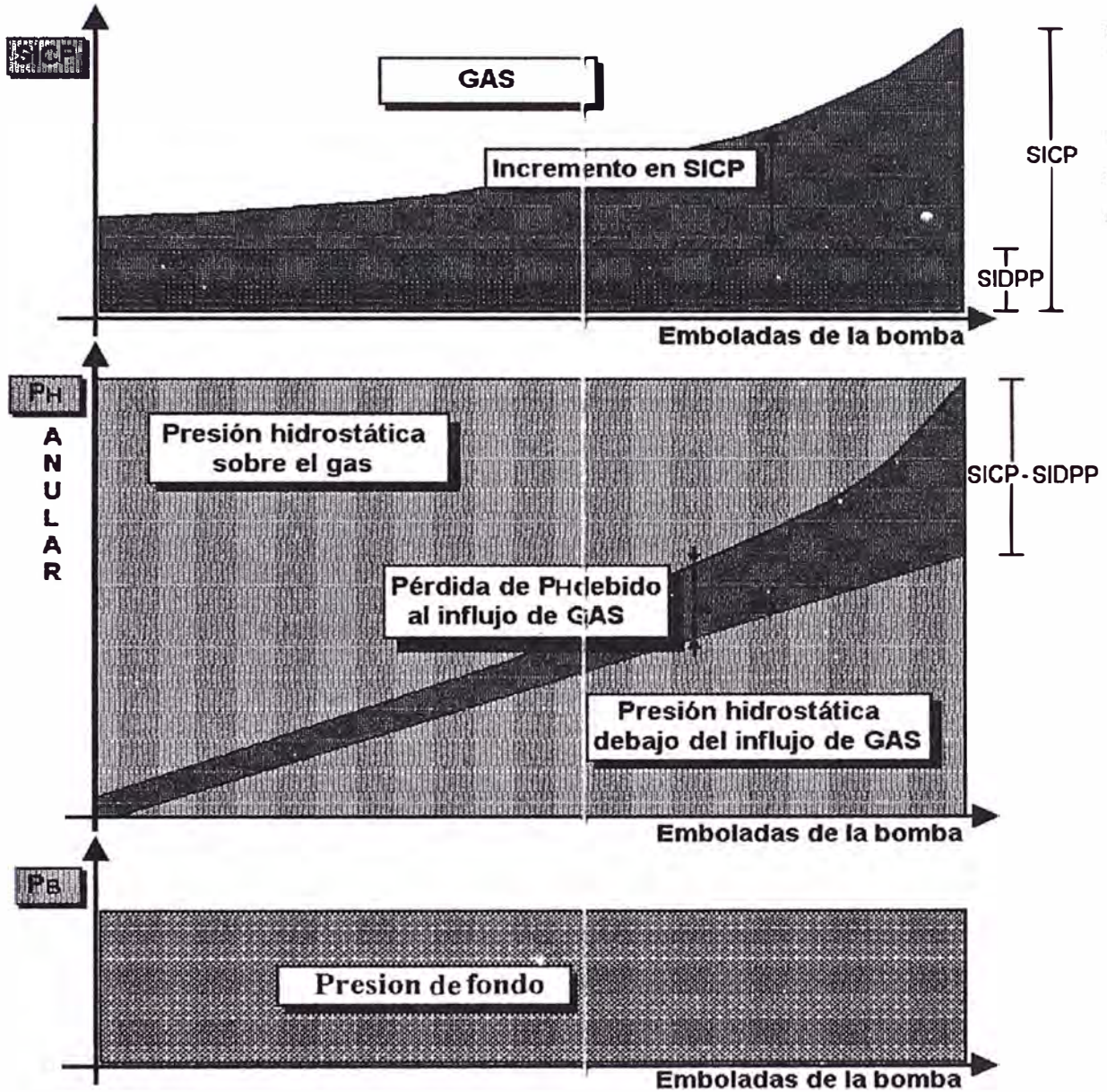
El conocimiento de estos datos será muy útil para poder detectar eventuales anomalías durante el control del pozo.

## Tendencia de las presiones (GAS)

Los *gráficos* muestran la tendencia de:

- SICP
- presión hidrostática en el anular (PH)
- presión de fondo (PB)

durante la migración de un influjo de gas.

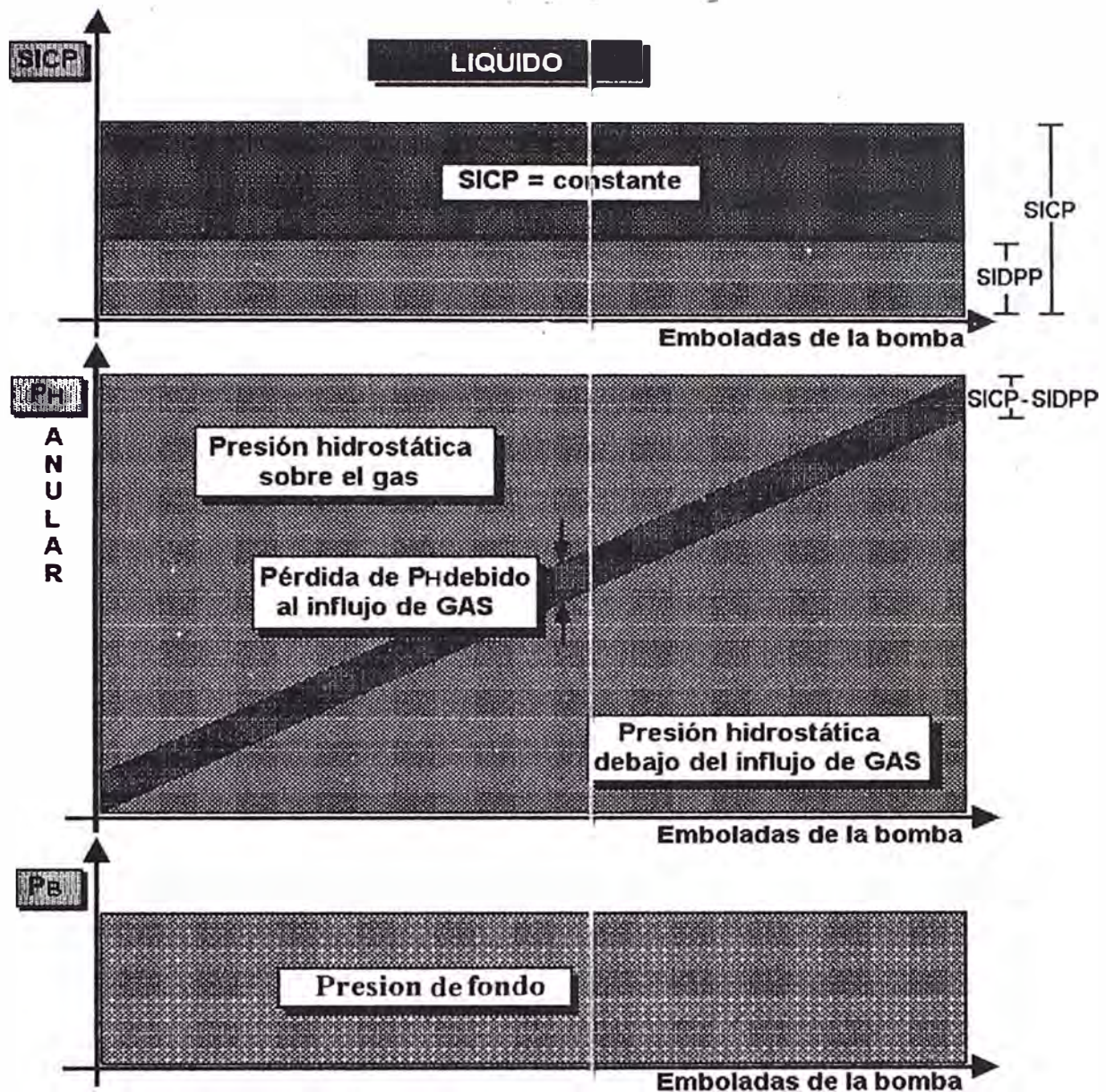


Prestar atención de como la presión en el drill pipe y la presión de fondo se mantienen constantes, La disminución de la presión hidrostática en el anular, debido a la expansión del gas, es equilibrada por un incremento igual en el SICP.



## Tendencia de las presiones (LIQUIDO)

Los gráficos muestran las tendencias de las presiones versus tiempo, de la SICP y la presión de fondo durante la migración del influjo de líquido.



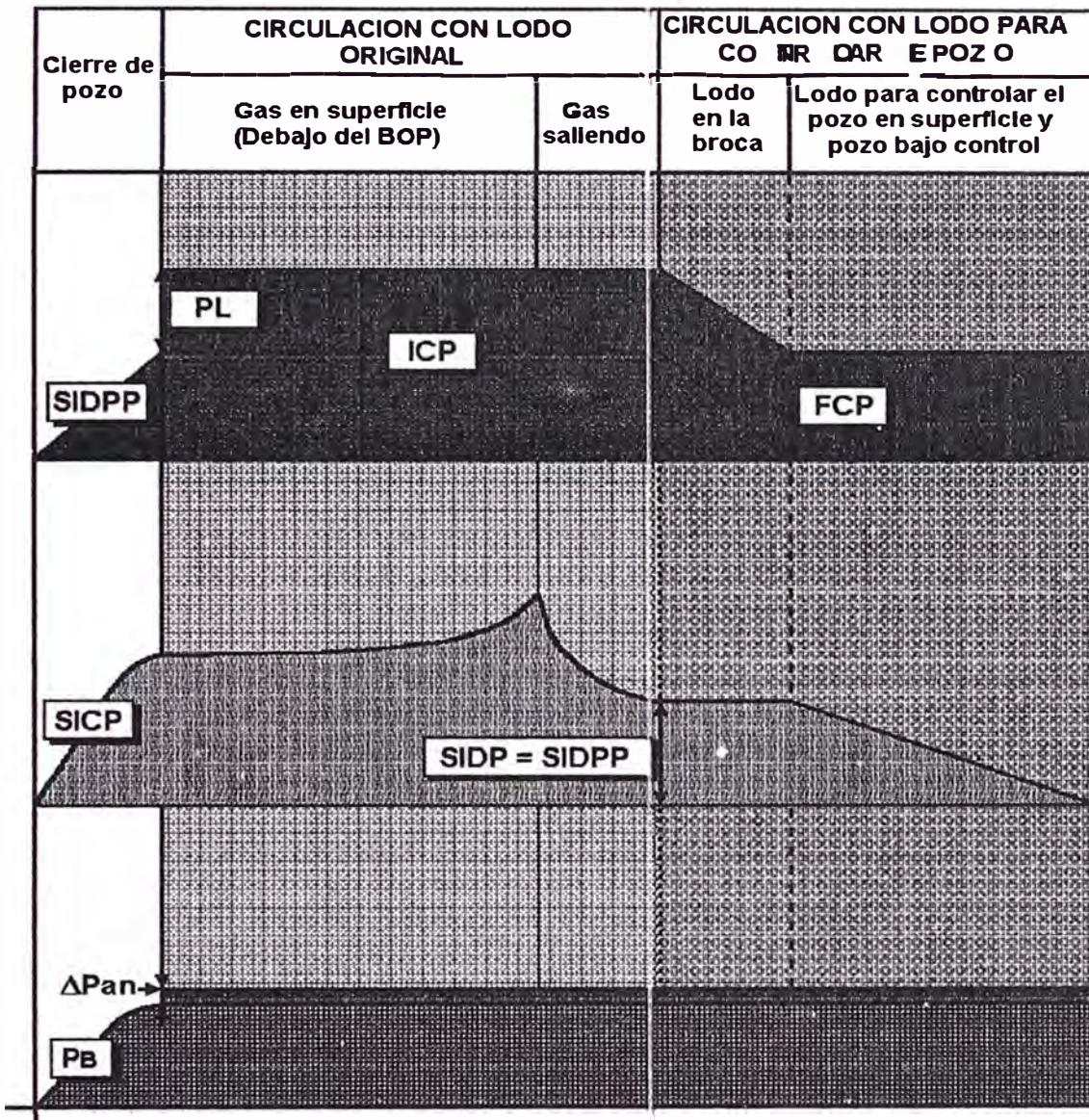
El hecho de que SICP no cambie no puede asumirse como un control simplificado. El procedimiento se lleva a cabo asumiendo siempre que tenemos un influjo de gas. Por esta razón, luego de haber alcanzado el valor adecuado de las emboladas de la bomba, se debe prestar más atención a la presión en el drill pipe y no a la del casing (SICP).

Si, por error, se mantiene el valor de SICP constante, en caso de influjo de gas, la presión de fondo disminuirá con un incremento de ingreso de fluido de formación.



### Tendencia de las presiones

Los gráficos muestran la tendencia de SICP, SIDPP, PIB y presión de circulación durante las dos fases del control del kick con el método del perforador.



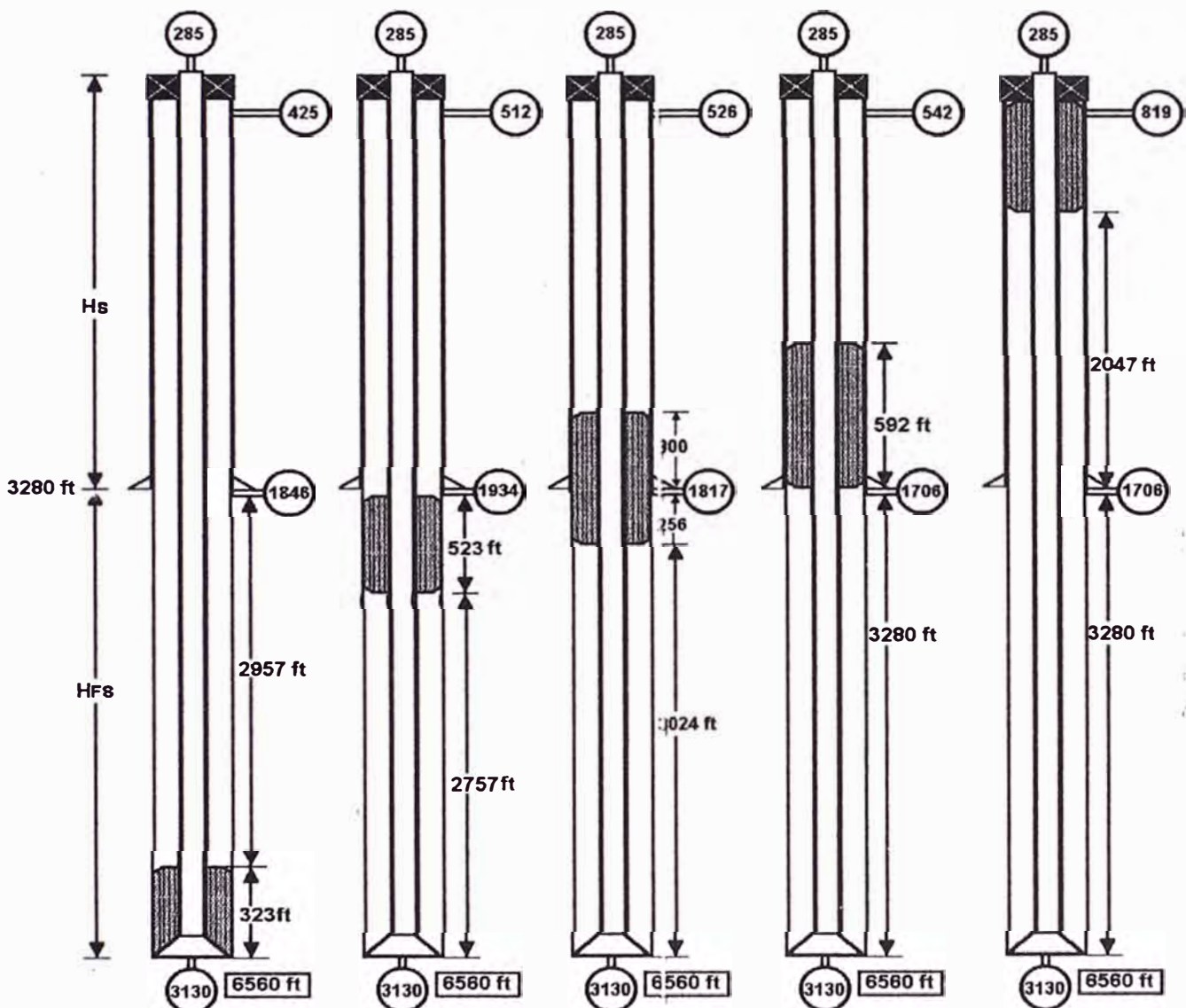
## 7.2 PRESIÓN EN EL ZAPATO

Es muy importante conocer la tendencia de la presión en el zapato durante la migración del gas. El gráfico muestra que la presión en el zapato se incrementa gradualmente y alcanza su valor máximo cuando la parte superior del influjo alcanza el zapato. Este es el momento crítico ya que hay el riesgo de fracturar la formación si el valor de la presión en el casing es mayor que MAASP.

En este caso el método del perforador no es usado y debe seleccionarse algún otro método.

Si se asume que:

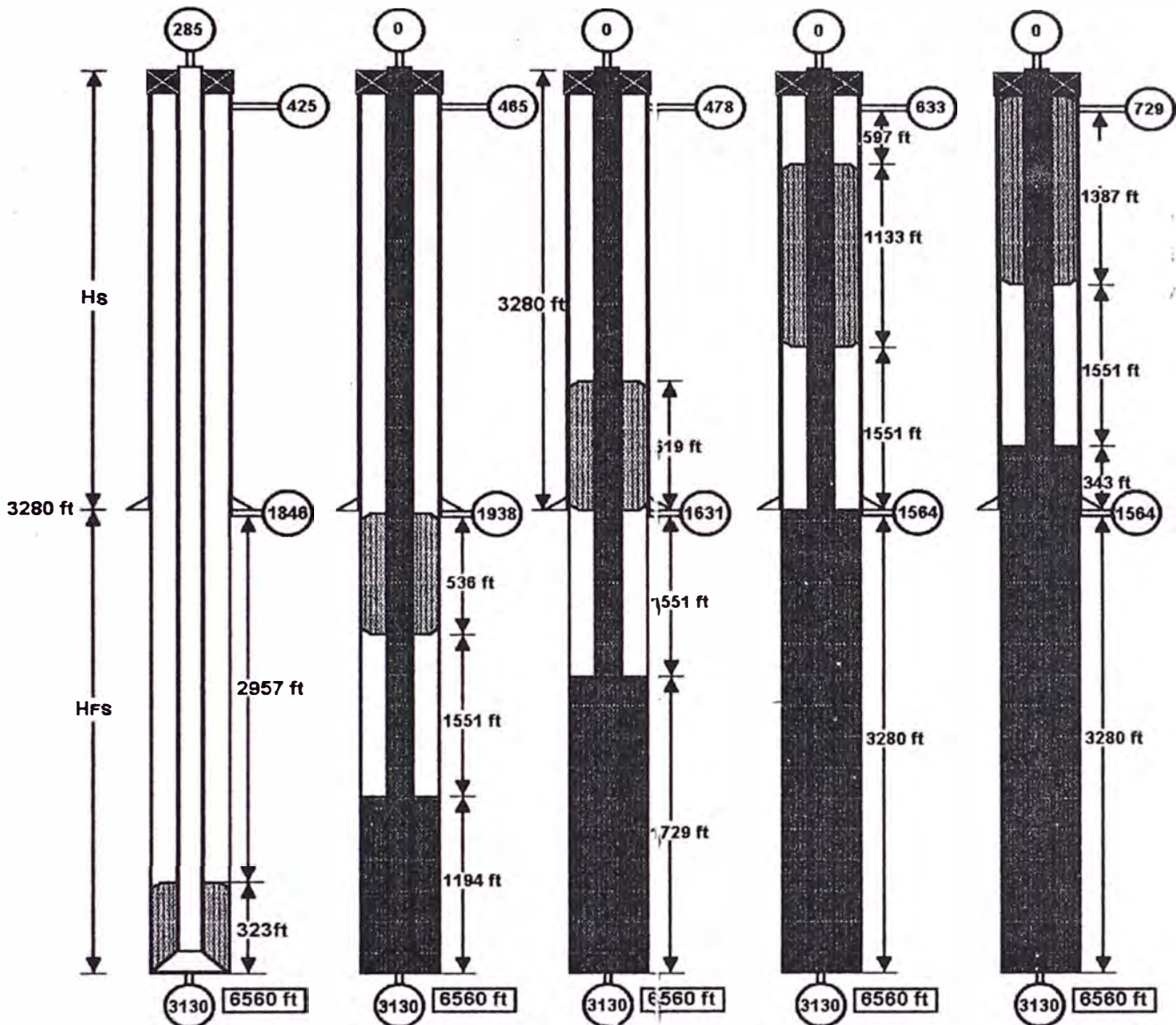
- Densidad del lodo = 8.34 Ppg
- Densidad del gas 0 Ppg
- Columna de perforación compuesta solo de drill pipe
- La capacidad anular es constante
- las presiones son registradas bajo condiciones estáticas
- Pozo vertical



Durante el ingreso del influjo en el casing la presión en el zapato disminuye. Desde el momento en que el influjo ha entrado completamente en el casing la presión en el zapato permanece constante durante toda la subida (siempre que la presión de fondo permanezca constante).



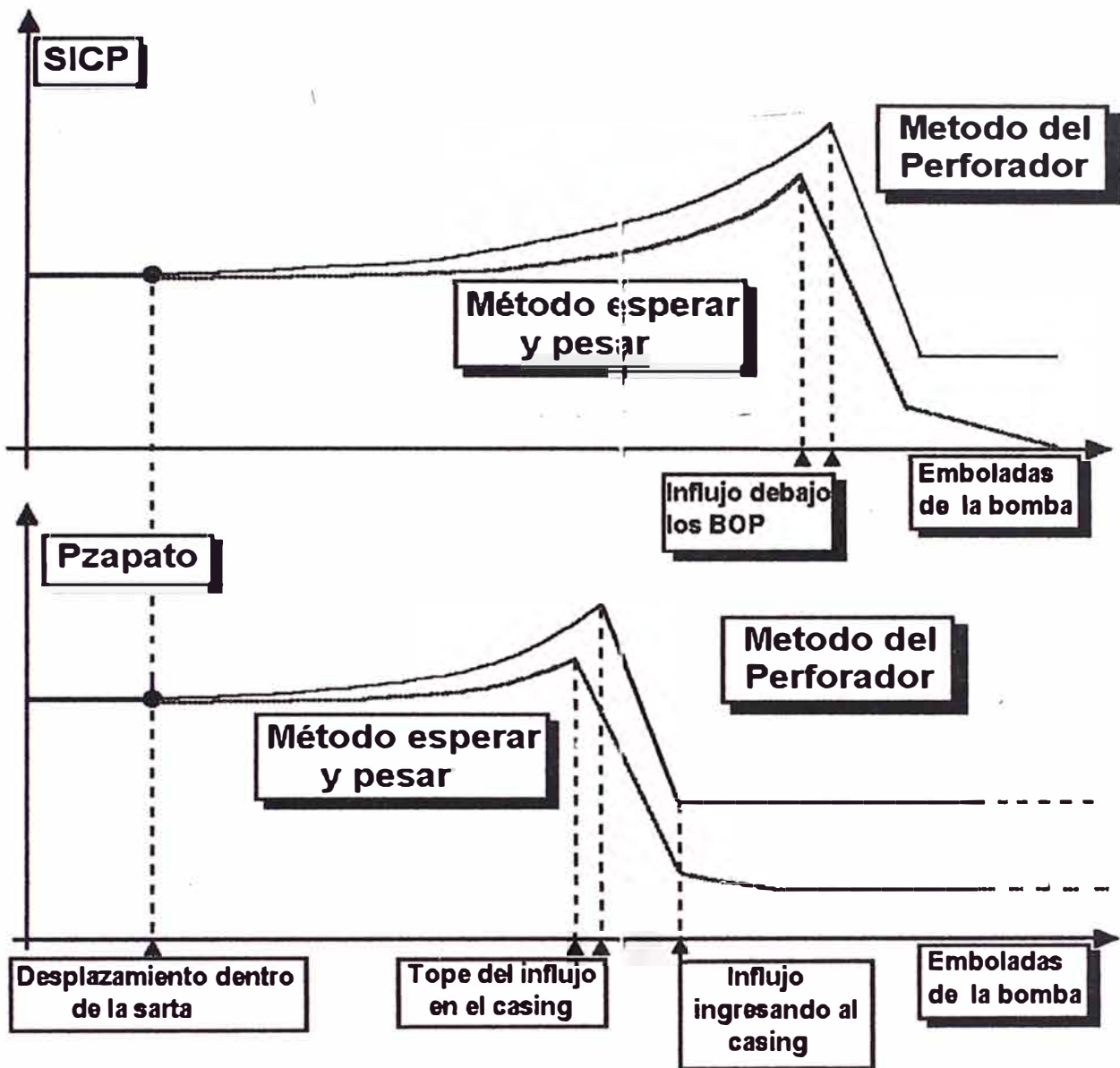
Cuando el influjo esta dentro del Pozo abierto, el lolo pesado dará a lugar a una disminución de la presión en el zapato debido al incremento de la presión hidrostática bajo el influjo. Por lo tanto, asumiendo que los demás parámetros se mantienen constantes, la presión en el zapato es menor que la obtenida en el método del perforador.



El método del pesa y espera nos ayuda en casos en donde el método del perforador no es posible usarlo debido a un probable daño por fractura de la formación en el zapato.

## Comparación

Los gráficos muestran la comparación entre la presión en el zapato y la presión en el casing (SICP) durante el control de un kick con el método del perforador (primera circulación) y con el método de pesa y espera.



La comparación muestra como el uso del lodo pesado en el anular por el método del pesa y espera reduce la SICP y la presión en el zapato con respecto al método del perforador.



### 7.3 METODO DEL ESPERA Y PESA

El método del espera y pesa requiere solo de una circulación hecha con el lodo pesado. El método consiste de esperar, antes de empezar el control del pozo, un tiempo suficiente como para preparar el lodo pesado y poder iniciar el procedimiento de control de pozo.

La circulación con el lodo pesado produce dos efectos:

El lodo original es desplazado por un lodo mas pesado capaz de darnos una carga hidrostática suficiente para balancear la presión de formación;

Al mismo tiempo, el fluido que ha, ingresado al pozo es llevado a superficie y descargado.

El método consiste en:

esperar, antes de empezar el control del pozo, un tiempo suficiente como para pesar el lodo pesado y poder iniciar el procedimiento de control de pozo.

El lodo pesado debe estar listo sin demora para iniciar el procedimiento de control ya que la migración del gas continua durante el tiempo entre el cierre del pozo y el inicio de la circulación.

Con la migración de gas:

hay el riesgo de fracturar la formación bajo el zapato  
puede originar errores en la determinación de la presión.

#### *PROCEDIMIENTO OPERATIVO*

Con el pozo cerrado y esperando la estabilización de la presión, el procedimiento requiere como primer paso llenar la hoja de control o "kill sheet". La hoja del kill sheet es un formato que contiene seis secciones:

##### **1. preparación del lodo pesado**

Mientras se prepara el lodo pesado, el perforador debe controlar las presiones en la tubería y en el casing.

Para mantener la presión de fondo constante, la presión en la tubería no debe incrementarse.

Para eliminar un posible incremento de presión se debe desfogar un poco de lodo por el choke hasta que la presión en el AP haya retomado a su valor original (SIDPP).

##### **2. encender la bomba**

Cuando se empieza con la bomba lentamente llevar las emboladas al valor registrado de PL y regular el power choke de tal manera que el valor de SICP se mantenga constante.

Cuando el valor de las emboladas calculadas haya sido alcanzado debe compararse el valor de la presión de circulación con el valor de ICP calculado,

- si el valor de la presión es igual o ligeramente diferente, la situación puede ser considerada normal. La diferencia puede deberse a una variación en la capacidad volumétrica al momento de registrarse el valor de PL.
- si el valor es sustancialmente diferente la situación es anormal. Debe detenerse la operación, determinar la causa y solucionar el problema antes de continuar.

El contador de emboladas es colocado en posición cero cuando el lodo pesado llega al kelly. Desde ese momento empieza el tiempo necesario para desplazar el lodo original. Para este propósito es necesario conocer el volumen de lodo en las líneas de superficie con el objeto de determinar el número de emboladas necesarias.

### 3. desplazamiento del volumen interno de la sarta de perforación

En esta fase la presión de circulación decrece progresivamente de ICP a FCP debido a la disminución del SIDPP.

La presión de fondo se mantiene constante debido a que esta disminución es compensada por el incremento de la presión hidrostática del flujo de lodo pesado.

La SIDPP desaparecerá completamente cuando el lodo pesado haya alcanzado la broca. Esta disminución es controlada con el uso adecuado del power choke.

### 4. desplazamiento del volumen anular

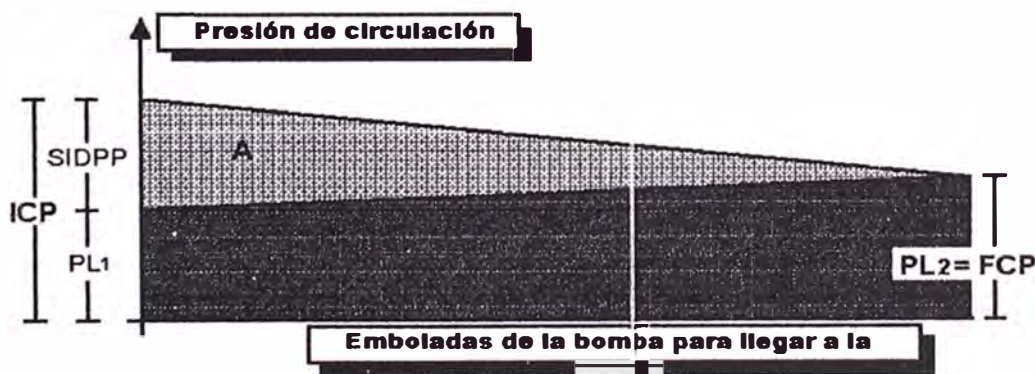
Cuando el lodo pesado haya alcanzado la broca, la presión final de circulación (FCP) debe mantenerse constante hasta el final de la operación.

5. parar la circulación y ver las presiones. Si la situación es normal, abrir el BOP, realizar una prueba de flujo, acondicionar el lodo y reiniciar el trabajo.

### Comportamiento de las presiones

#### *Presión de circulación*

En el gráfico de presión de circulación observamos el incremento de PL ( $PL_2 > PL_1$ ) debido a la mayor densidad del lodo de circulación.



**A: Disminución en la presión de circulación**

La presión de circulación disminuye del valor inicial al valor final. Estas variaciones ocurren a intervalos preestablecidos tal como fue calculado en el formato del Kill sheet.

Presión inicial de circulación:  $ICP = SIDPP + PL_1$

Presión final de circulación:  $FCP = PL_1 \times KMD / OMD$

**B: Incremento de PL debido a la circulación del lodo pesado**

El descenso progresivo del lodo pesado dentro de la tubería determina un incremento lineal de la pérdida de carga lo cual varía desde el valor de PL1 al valor de PL2 que es igual a:

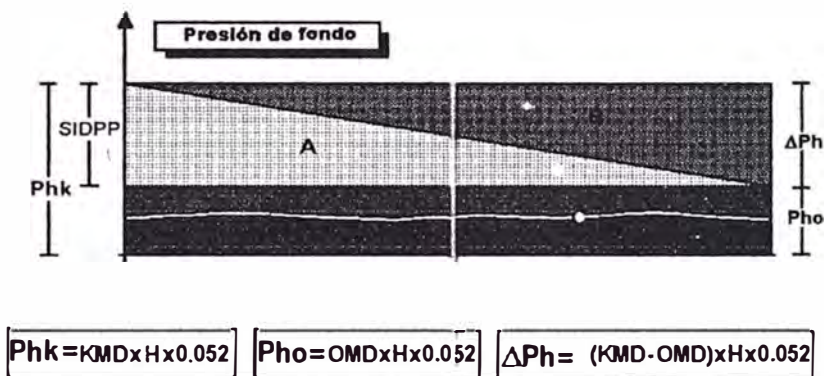
$$PL_2 = PL_1 \times (KMD/OMD)$$

**C: PL debido a la densidad del lodo original (PL1)**

Este valor representa la pérdida de carga al caudal mínimo de circulación producido por el bombeo del lodo original.

**Presión de fondo**

El gráfico de presión de fondo muestra como el incremento de la presión hidrostática, debido al lodo pesado compensa la disminución del SIDPP, manteniendo la presión de fondo constante.



**A: Disminución de la presión en el ΔP (SIDPP)**

El incremento de la presión hidrostática producido por el lodo pesado causa la disminución de la presión de circulación y de la presión de fondo. La presión de fondo se mantiene constante debido a que el SIDPP es gradualmente reemplazado por el incremento de la presión hidrostática.

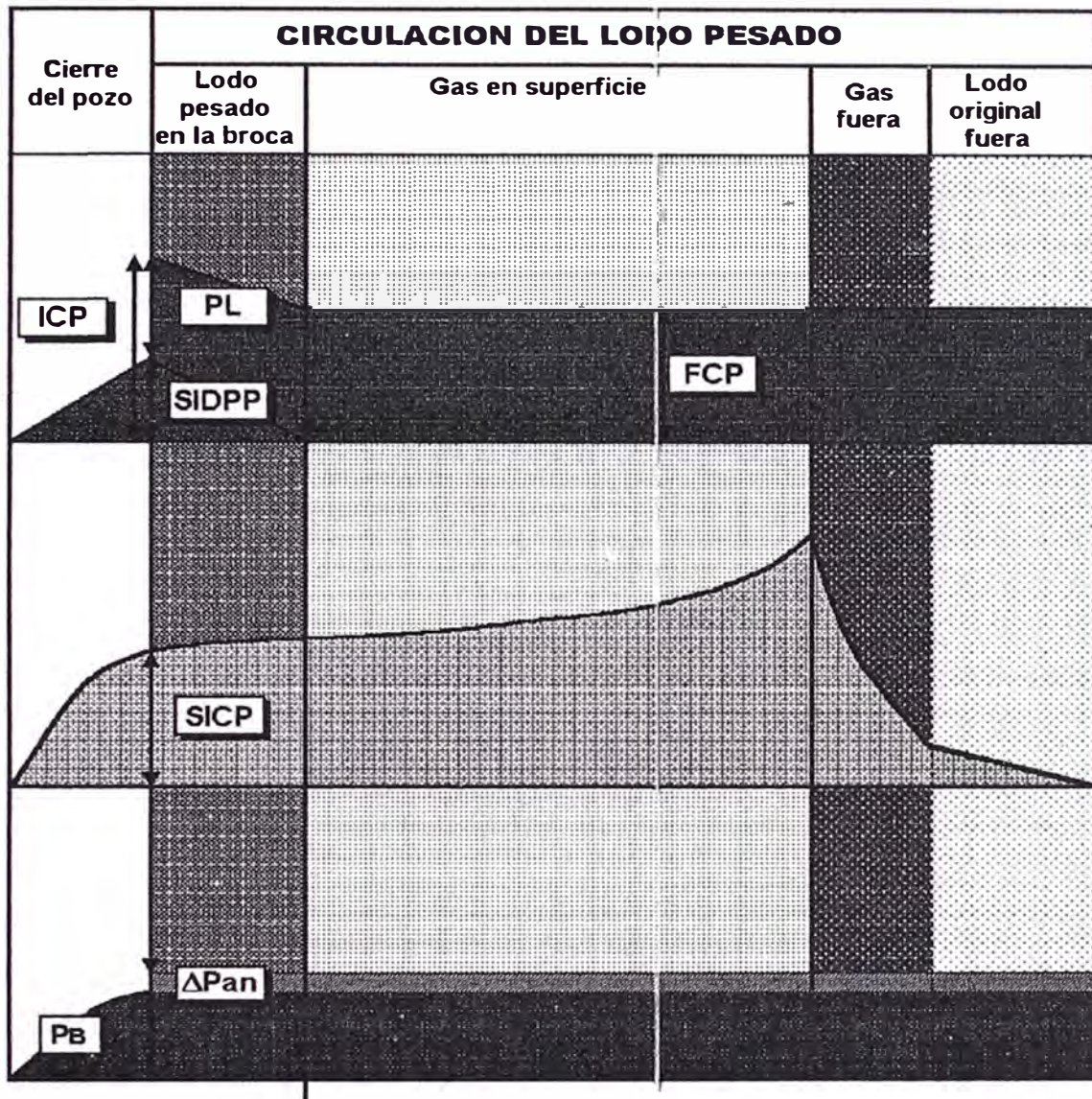
**B: Incremento en la presión hidrostática (ΔPH)**

El incremento debido al lodo pesado compensa la disminución de la presión en la tubería (SIDPP). El incremento en la presión hidrostática no tiene efecto sobre la presión de circulación, solo sobre la presión de fondo.



**C: Presión hidrostática al fondo debido a la densidad del lodo original (PH0)**

Los gráficos muestran el comportamiento de la presión con el método del Espera y pesa



**7.4 CONSIDERACIONES SOBRE LOS METODOS DEL PERFORADOR Y EL METODO DEL ESPERA Y PESA**

**Posibilidades de circulación**

Ambos métodos utilizan el lodo pesado para desplazar el lodo original.

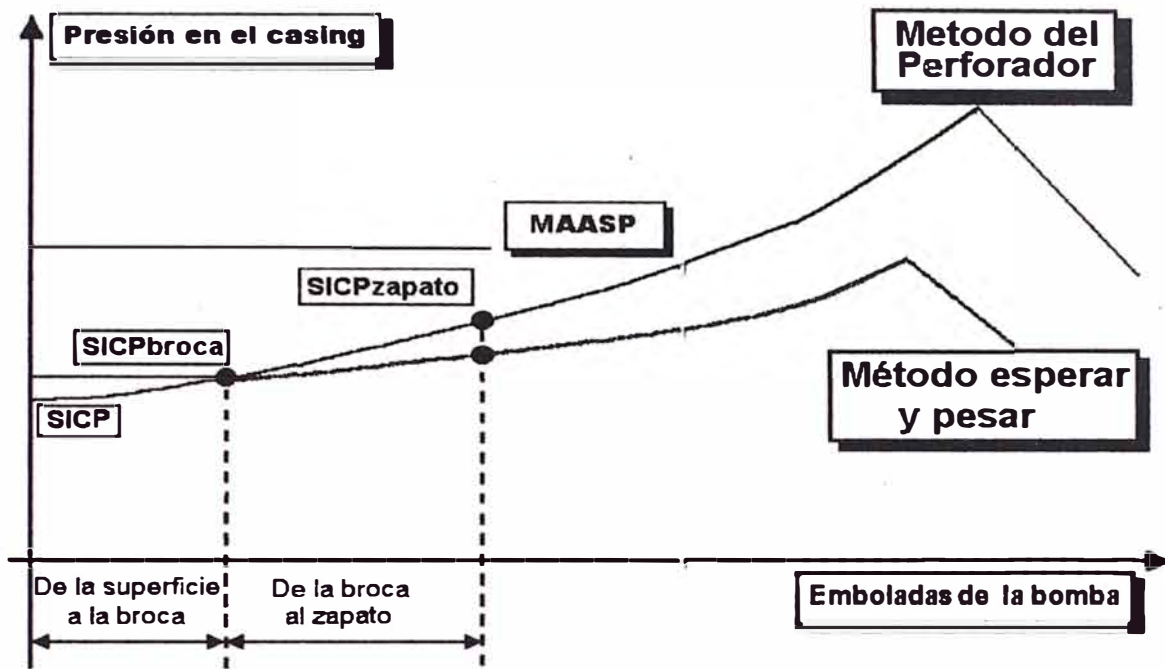
Se requieren de dos condiciones para la aplicación del método del perforador o el método del espera y pesa:

- broca al fondo del pozo (o muy cerca al fondo)
- Posibilidad de circulación y un circuito libre de obstrucciones (chorros de broca taponados, obstrucciones en el anular)

Si estas condiciones no existen deberá utilizarse otros métodos.

### Presión en el zapato y MAASP

El gráfico muestra el comportamiento de la presión en el casing y el MAASP, mostrando la presión en casing cuando el flujo esta en el zapato (SICP zapato). Como hemos visto, con el método del espera y pesa esta presión es menor que con el método del perforador. La selección entre ambos métodos depende de la posición del MAASP con respecto a la presión del SICP en el zapato como se muestra en el gráfico. Cuando se está usando el método del Espera y pesa, y el valor del MAASP es menor que el SICP en la broca se debe utilizar otro método para controlar el pozo.



CRITERIOS PARA LA SELECCION DE METODOS		
METODO DEL PERFORADOR METODO ESPERA Y PESA		MAASP > SICPzapato
METODO ESPERA Y PESA	SICPzapato > MAASP > SICPbroca	
OTROS METODOS	SICP	< MAASP < SICPbroca
Solo cierre del BOP	SICP	= MAASP
Solo cierre del diverter	SICP	> MAASP

### Procedimientos para determinar ICP

Antes de usar cualquiera de los métodos, deben calcularse la presión inicial de circulación (ICP):

$$ICP = SIDPP + PL$$

Se asume que se conocen los valores de SIDPP y PL

Por esta razón se usan algunos métodos en los cuales, por diversas razones no se conoce el valor de una o de las dos presiones antes indicadas.

*La PL no es conocida* Regular la bomba a un número de emboladas arbitrario, de acuerdo a experiencias anteriores, manteniendo la presión en el casing constante. Cuando se haya alcanzado el rate de emboladas preestablecido, registrar el valor de ICP y calcular PL

$$PL = ICP - SIDPP$$

*La SIDPP es desconocida* Regular la bomba al caudal correspondiente al valor de PL, manteniendo la presión en el Casing constante. Cuando se haya alcanzado el caudal preestablecido, registrar el valor de la presión de circulación (ICP) y calcular SIDPP:

$$SIDPP = ICP - PL$$

*La PL y SIDPP son desconocidas* Comenzar a bombear lentamente hasta que el lodo empiece a moverse en la tubería y registrar el SIDPP mientras se esta controlando que la presión en el casing no se incremente. Registrar el SIDPP en esta condición, calcular PL como se ha indicado arriba.

### **Capacidad de bomba**

Si hay una disminución accidental en la capacidad durante el control y no es observado por el perforador, el resultado es un incremento de la presión e fondo.

Una disminución en la capacidad de la bomba puede ser debido a:

- incremento en el SICP
- fallas en la bomba
- otras causas accidentales

Si se debe cambiar la capacidad de la bomba durante el tiempo que esta este trabajando, la SICP debe mantenerse constante.

## **7.5 METODO VOLUMETRICO**

Este método puede ser usado solo en caso de que haya gas, como se verá posteriormente, utiliza el incremento de presión que ocurre cuando un volumen de gas se incrementa. El método volumétrico es usado en condiciones de trabajo particulares donde no hay circulación y por lo tanto los métodos del perforador y el Espera y pesa, son imposibles de aplicar.

Las condiciones principales son indicados a seguir:

*Ausencia de tubería en el pozo*

*Tubería en el pozo pero con condiciones anormales las cuales impiden la circulación:*

- taponamiento de los chorros de la broca
- problemas con la bomba o con el circuito de superficie
- obstrucciones en el anular
- problemas de wash out en el drill pipe sobre el flujo de gas

El propósito de este método es levantar el volumen de gas desde el fondo del pozo justa bajo el BOP manteniendo la presión de fondo constante.



**Nota:** En ciertas condiciones de trabajo se pueden usar las bombas de lodo para circular hasta el tope superior del pozo a través de la kill line y de la choke line.

### **Principio básico**

El kick es de gas y no hay circulación. Si se deja que el volumen de gas alcance la superficie en esta situación surge el problema de mantener la presión en el fondo constante. Nosotros sabemos que la presión en la superficie se incrementa progresivamente.

El problema es resuelto por una disminución de la presión hidrostática en el pozo mediante una eliminación periódica del lodo a través del choke a intervalos de tiempo y cantidades basados en cálculos adecuados.

En esta forma la presión de fondo, la cual se incrementa a medida que el gas asciende, es disminuida por la expulsión del lodo.

Inicialmente dejar que la presión se incremente para tener un margen de trabajo el cual es posteriormente eliminado durante la expulsión del lodo (alrededor de 100 psi)

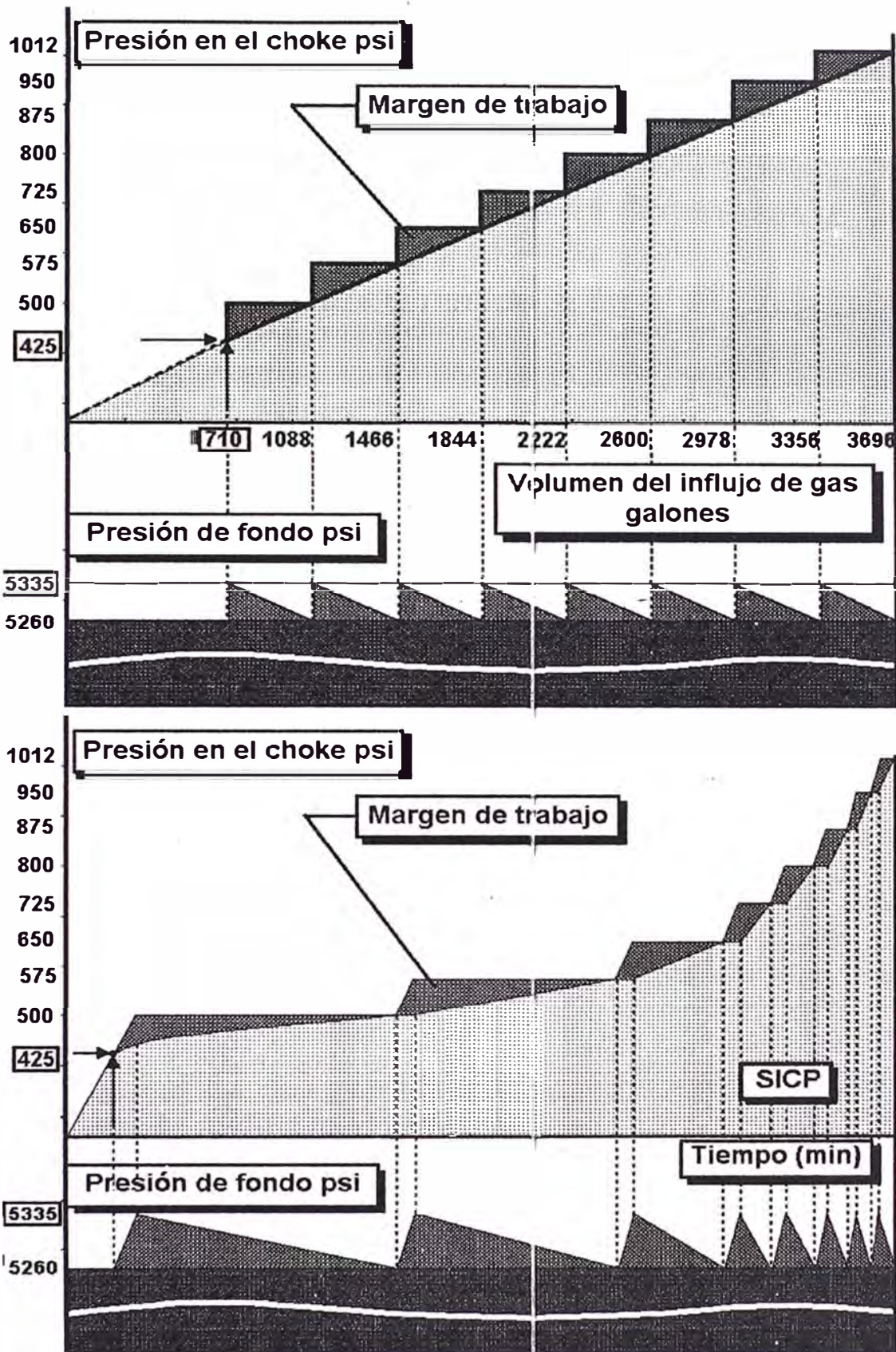
Cuando el volumen preestablecido haya sido eliminado, cerrar el choke manteniendo la SICP constante, dejar que se alcance la presión de margen de trabajo. Abra otra vez el choke para una nueva operación de descarga.

Datos sobre el pozo:

- influjo de variación de presión de 378 galones
- SIDPP = 0
- SICP = 425
- profundidad pozo 11,810 pies.
- densidad del lodo = 8.33 ppg
- densidad del gas = 0 ppg

Continúe de esta manera hasta que el volumen del gas haya alcanzado el BOP.





La presión en el choke se incrementa progresivamente, mientras que la presión de fondo se mantiene constante por la eliminación del lodo a través del choke. El gráfico planteado vs tiempo muestra como los periodos de descarga disminuyen a medida que el gas se va acercando al BOP.

## Cálculos

Para utilizar el método en forma correcta se debe calcular el volumen de gas que debe ser descargado para neutralizar el incremento de la presión de fondo proveniente del margen de trabajo adoptado. Esto se obtiene transformando el margen de trabajo ( $\Delta P$ ) en altura hidrostática ( $\Delta H$ ).

Para determinar el volumen de lodo a ser descargado ( $V$ ), multiplicar la altura ( $\Delta H$ ) por la capacidad del casing o por la capacidad anular entre el  $\Delta P$  y el  $C_{\text{casing}}$ .

El volumen de lodo a ser descargado es medido en el Trip Tank ( $\Delta L$ ) lo cual nos da una medida más exacta.

Debido a estos cálculos, el método volumétrico funciona bien solo en pozos de geometría regular

$$\text{Altura de todo en el pozo } \Delta H: \quad \Delta P / (\rho \times 0.052)$$

$$\Delta P = P_2 - P_1 \quad \rho = \text{densidad del lodo}$$

La altura hidrostática  $\Delta H$  equivalente al margen de trabajo dado por la diferencia entre la presión de superficie después del ascenso del gas ( $P_2$ ) y el valor de presión inicial ( $P_1$ )

$$\text{Volumen del lodo a ser descargado } V: \quad V = \Delta H \times C_f$$

$$\text{Incremento del nivel en el trip tank } \Delta L: \quad \Delta L = V / (\text{Capacidad del trip tank})$$

$$\text{Velocidad de migración del influjo:} \quad V_m = \Delta P / (\rho(T_2 - T_1))$$

$(T_2 - T_1) =$  Periodo de tiempo durante el cual se da lugar la variación DP debido a la migración del gas.

## Fin de operaciones

El método volumétrico no incluye la expulsión del gas. Esto se realiza con el método de lubricación.

El procedimiento termina cuando el gas comienza a escapar.

En la práctica cuando el ascenso del influjo de gas llega a superficie. Para lograr que todo el gas alcance el BOP es necesario descargar algo del pozo con la finalidad de evitar el incremento del SICP.

## 7.6 METODO DE LUBRICACION

El método de lubricación nos permite expulsar el influjo de gas que se encuentra bajo el BOP manteniendo la presión de fondo constante. Este es el complemento natural del método volumétrico.

### Procedimiento

1. bombear un cierto volumen de lodo a través de la kill line

El volumen de lodo a ser bombeado (V) es aquel que nos dará el incremento de presión hidrostática ( $\Delta P_H$ ).

$$H = \Delta P_H / (\rho \times 0.052)$$

$$V = H \times \text{Capacidad del casing (galones)}$$

$$\text{Emboladas en la bomba} = V / (\text{capacidad de la bomba gals./stk})$$

Si el kick proviene de un pistoneo se debe bombear lodo de la misma densidad que existe en el pozo ( $\rho$ ); si el kick proviene de una presión excesiva se debe bombear un lodo más pesado ( $\rho_K$ ).

2. esperar algunos minutos para que el lodo bombeado pase a través del influjo de gas

La presión en la cabeza aumentará de un valor aproximadamente igual a la presión hidrostática del lodo bombeado.

3. el gas es descargado en compresión a través del choke hasta que la presión de superficie haya disminuido a un valor igual a la suma del incremento de presión causado por el bombeo del lodo y por el incremento de la hidrostática

Repetir el procedimiento varias veces hasta que el gas haya sido expulsado.

### Comportamiento de la presión

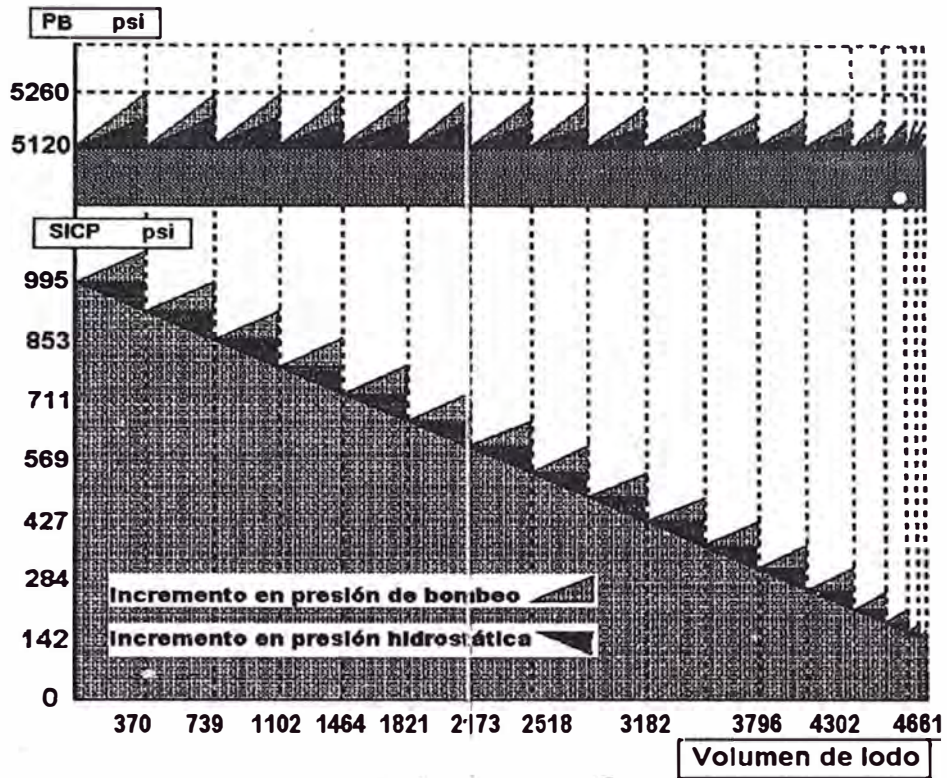
El método puede realizarse de dos maneras:

manteniendo la presión de bombeo constante

manteniendo constante el volumen de lodo bombeado

El primer método es más utilizado porque controla mejor la presión de fondo hasta el final de la operación, que es cuando el volumen de gas es menor que el volumen de lodo bombeado.



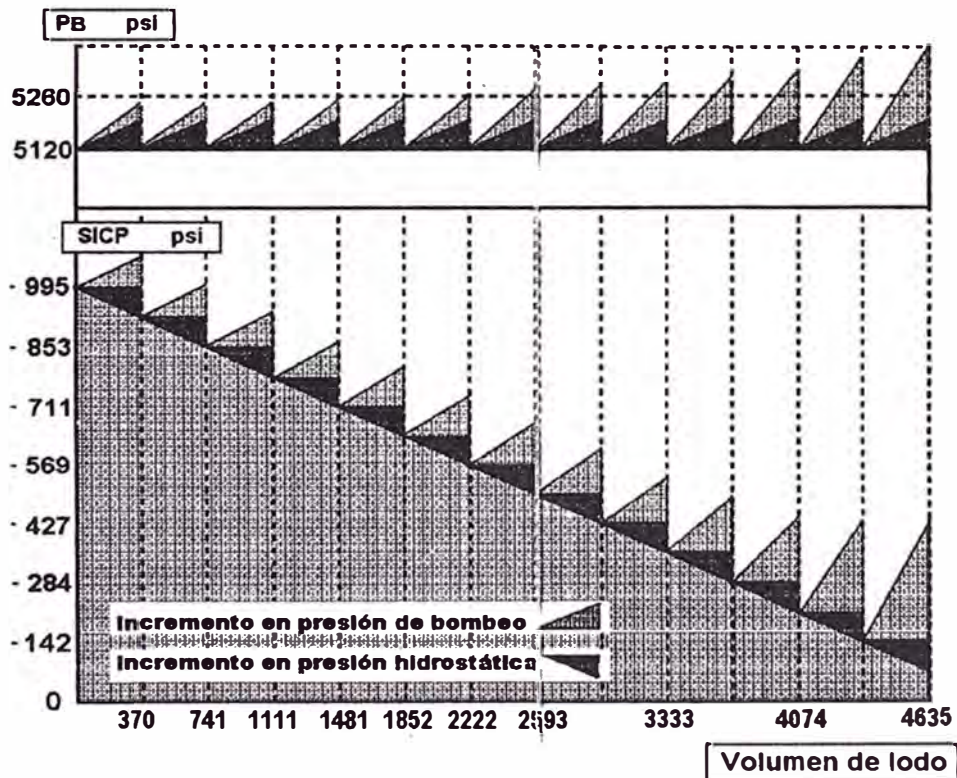


**Manteniendo la presión de bombeo constante**

**Manteniendo constante el volumen de lodo bombeado**

El incremento de la presión de fondo es debido a:

- Incremento en la presión hidrostática
- Incremento de la presión en el tope superior del pozo (debido a la compresión del gas)



## 7.7 STRIPPING O SNUBBING

### Principios

Stripping y Snubbing no son realmente métodos pero son técnicas que hacen que algunos métodos convencionales sean aplicados. Consiste en bajar la tubería o levantarla lentamente con el pozo cerrado y manteniendo la presión de fondo constante (normalmente la sarta es bajada para llevar la broca debajo del gas).

Para evitar el incremento de la presión de fondo ( $P_f$ ) durante el descenso de la tubería, se debe descargar un volumen de lodo igual al de la tubería que esta ingresando al pozo. El control es realizado con el Trip Tank.

La tubería de perforación puede descender por su propio peso (Stripping) o forzándola (snubbing) mediante gatas hidráulicas en el piso del equipo.

Nota: Para realizar tales técnicas es necesario montar en la tubería una válvula en una sola dirección (válvula Gray) para impedir el regreso del lodo al interior de la misma.

Para utilizar tal técnica se debe instalar una válvula check (válvula Gray) para evitar el retorno del lodo desde el interior de la tubería.

El stripping es hecho con el BOP anular con presiones en la cabeza del pozo que pueden alcanzar hasta 1000 psi. Para mayores presiones se debe utilizar el BOP anular conectado a un BOP de rams o a un BOP doble de rams (ram a ram).

Nota: Para llevar a cabo el stripping con el solo BOP anular es necesario:

- reducir la presión de cierre hasta obtener una pequeña pérdida de lodo
- hacer pasar el tool-joint a través del BOP anular.

El paso del tool-joint debe ocurrir lentamente para permitirle al regulador de la presión del BOP anular descargar la presión en exceso, debido al hecho de que el pistón del BOP debe deslizarse hacia abajo.

### Stripping ram a ram

Para permitir que los tool-joints pasen los rams estos deben ser abiertos y cerrados alternativamente. Durante el viaje se debe descargar lodo a través de los rams y cuando son cerrados presurizar la sección.

1. Bajada de la tubería hasta que el tool-joint llegue al BOP cerrado
2. Cierre BOP en tenaza inferior
3. Descarga presión atrapada
4. Apertura BOP en tenaza superior y paso tool-joint
5. Apertura BOP en tenaza superior y paso tool-joint
6. Apertura BOP en tenaza inferior y paso tool-joint

## 7.8 ANÁLISIS DE LOS PRINCIPALES PROBLEMAS QUE PUEDEN OCURRIR DURANTE UN CONTROL DE POZOS

PROBLEMAS	INDICADORES					Apertura choke	ANÁLISIS		Pres. de fondo
	Pres. circ.	Pres. choke	Nivel tanque	Caudal			Pérdidas de carga		
				Entrada	Salida		Sarta y broca	Casing y choke	
Taponamiento de los jets de la broca	▲						▲		
Liqueo de un jet	▼						▼		
Wash out en la sarta de perforación	▼	▲				▽		△	△
Taponamiento repentino y total del choke	▲	▲	▽		▼		▲		▲
Bloqueo gradual del choke	▲	▲				△		△	△
Pérdida total de circulación	▼	▼	▽		▼			▼	▼
Daño en la bomba de lodo	▼	▼		▼	▼		▼	▼	▼
		▲				▽		△	△
	▼					△		△	△
				△	△				
Wash out en el choke	▼	▼				▽		▼	▼



Incremento agudo



Incremento



Decremento agudo



Decremento

La columna de apertura de choke" muestra los ajustes del choke (incremento o disminución de la apertura). Para neutralizar el efecto del problema en forma manual, En la columna de ANALISIS se muestra el resultado del ajuste del choke sobre PL y PB, y también que podría suceder si no se realiza ningún ajuste. Por ejemplo en el wash out en el choke vemos una disminución en la apertura del choke anula la caída de PL y PB que de alguna otra manera podría ocurrir.

### Taponamiento de los jets de la broca

El taponamiento de los jets de la broca reduce la apertura para el pase de fluido y causa un incremento repentino en la presión de circulación. Esto es debido a un incremento en la pérdida de carga a través de los jets de la broca

### Liqueo del jet

La pérdida de uno o más jets de la broca dejan una gran apertura al flujo con la consecuente disminución de la presión de circulación.



## **Wash out en la sarta de perforación**

La pérdida de fluido en la sarta de perforación debido a algún agujero da lugar a:

una disminución lenta y gradual de la presión de circulación debido a las pérdidas de presión dentro de la sarta de perforación si es que no se interviene. Esta situación mantiene la presión de fondo constante

la reducción de la apertura del choke para mantener la presión de circulación a los niveles requeridos:

- una presión de circulación invariable
- un ligero incremento de presión en el choke debido al incremento de pérdida de carga al reducir la apertura del choke
- el incremento de la presión en el choke podría llevar a un incremento de la presión de fondo (con peligro de fractura de la formación)

## **Taponamiento repentino y total del choke**

Una obstrucción repentina del choke interrumpe la circulación y causa un incremento repentino de la presión de circulación y de la presión en el choke con un consecuente incremento en la presión de fondo. Esta situación es extremadamente peligrosa, se debe parar el bombeo inmediatamente y abrir otra válvula

## **Bloqueo gradual del choke**

Una obstrucción progresiva de choke causa un incremento de presión en el choke y en el drill pipe (de igual intensidad). El incremento de presión en el choke es debido al incremento de las pérdidas de carga a través del choke causada por la parcial obstrucción. La presión de fondo se incrementa.

## **Pérdida total de circulación**

La pérdida total de circulación da lugar a:

una disminución brusca de la presión de circulación

una disminución brusca de la presión en el choke

una disminución brusca del nivel de lodo en las piletas

una disminución brusca en el retorno y como resultado de esto

- una disminución brusca de la presión en el casing
- una disminución brusca de la presión de fondo con el peligro de ingreso de fluidos de la formación al pozo

## **Daño en la bomba de lodo**

En este contexto se entiende por avería una disminución accidental de la capacidad de la bomba con igual número de golpes (lo que hace difícilmente identificable el problema). Esto produce una disminución de la presión en la tubería y en el choke (más marcada en la tubería) a causa de la menor capacidad de lodo en circulación que comporta menores pérdidas de carga.



En este caso se puede actuar de tres maneras:

disminuir la apertura del choke de manera que se vuelva a llevar la presión de circulación al valor anterior

disminuir la apertura del choke de manera que se vuelva a llevar la presión en el choke al valor anterior

aumentar los golpes de la bomba para volver a llevar la capacidad al valor anterior

### **Wash out del choke**

El ensanchamiento del choke, debido al wash out, comporta una disminución de la presión en el choke y una idéntica disminución en la tubería, con consecuente disminución de la presión de fondo. Para restablecer la situación normal es suficiente reducir la apertura del orificio por donde sale el fluido hasta volver a llevar la presión en el choke al valor anterior.

# **EVALUACION ECONOMICA**

## EVALUACION ECONOMICA

El no realizar un control adecuado de control de pozos, que determina todo un procedimiento a seguirse al detectarse o prevenir un kick, ocasiona irremediables pérdidas materiales y en algunos casos hasta pérdidas humanas.

El control del pozo va desde operaciones sencillas como las de tener una presión hidrostática a pozo lleno como aquellas mas complejas que involucran conocimientos tecnológicos sobre la perforación de pozos.

En valores económicos la perforación y completación de un pozo de petróleo en promedio en la selva peruana esta entre 3 y 4 millones de dólares, así mismo postergaciones en la perforación que significan mayores costos diarios del orden de los 50,000 dólares con el añadido que toda demora ocasiona una mayor posibilidad de daño en la productividad del pozo.

Por lo tanto el control de un pozo, es algo imprescindible y en términos económicos podemos afirmar que no se puede asignar un TIR o un VAN a un pozo al que no se le haya efectuado cuidadosamente un adecuado control de pozo.

Tal es la importancia del control de pozos, que es un requisito indispensable que el personal de la cuadrilla de perforación, debe contar con el certificado de haber aprobado el curso respectivo, en caso contrario no se reconoce ninguna indemnización.

# **SIMULACION DE UN POZO EN UN EVENTUAL KICK**

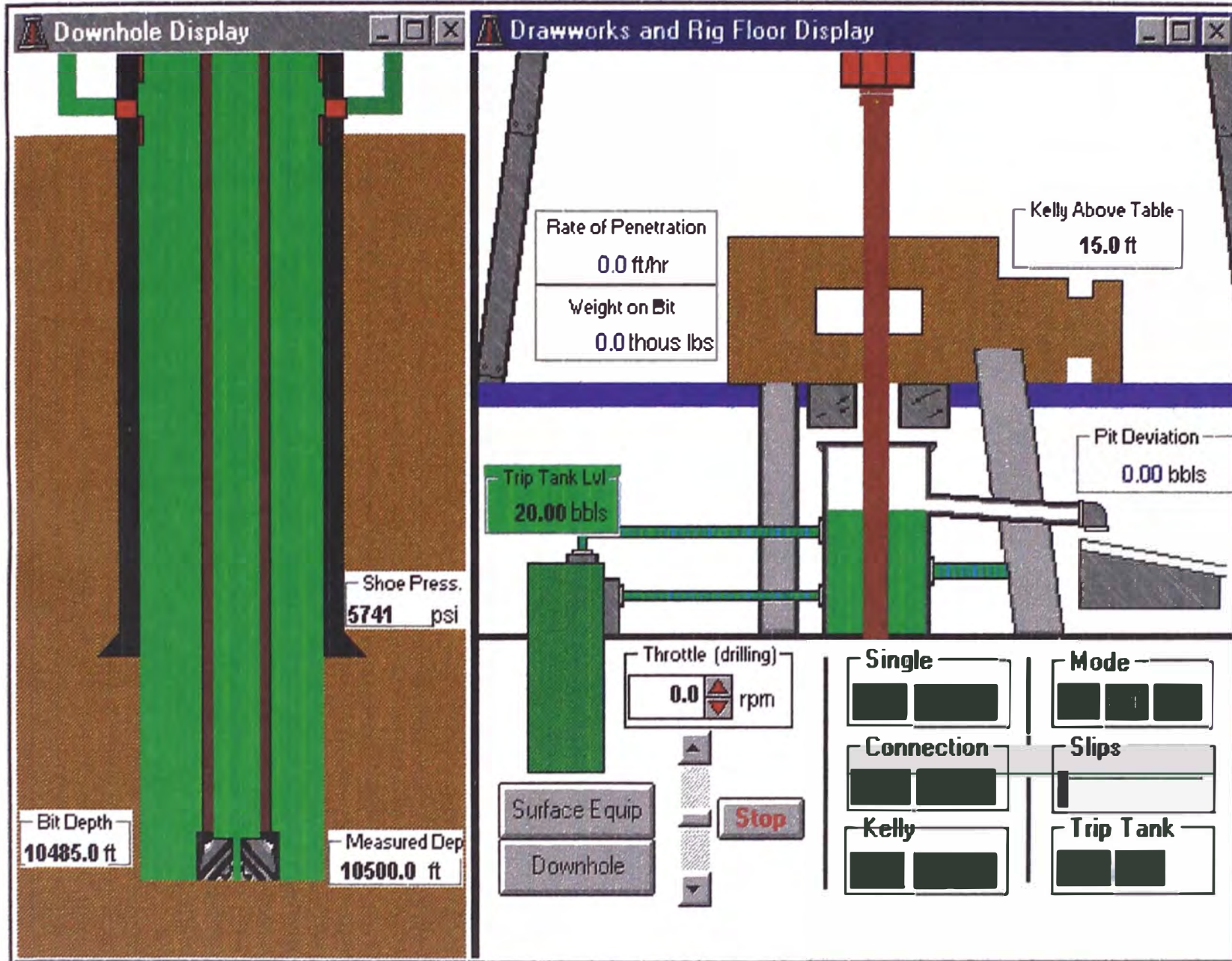
**CONDICIONES INICIALES ANTES DE COMENZAR A PERFORAR**

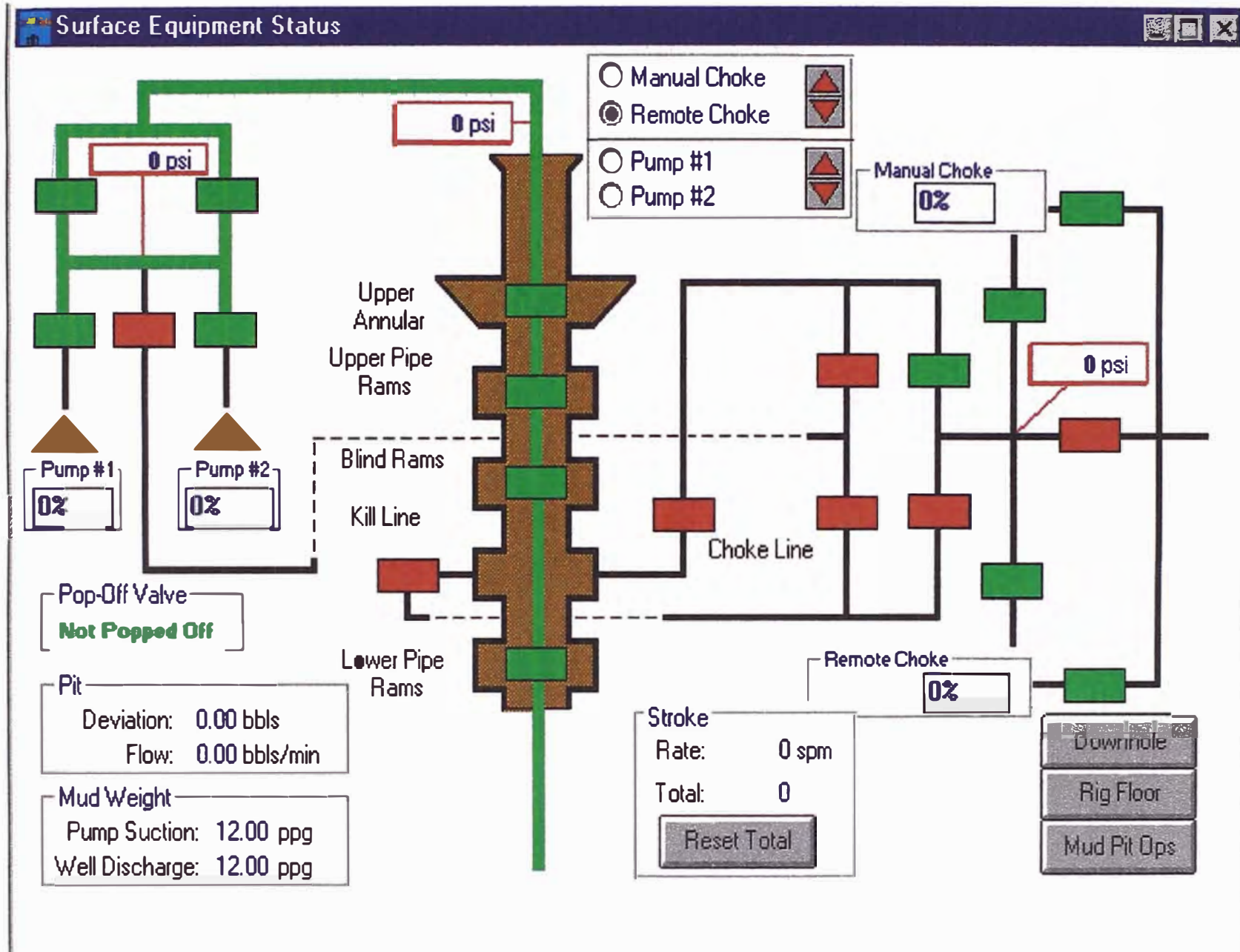
**PESO DEL LODO = 12 PPG**

**PROFUNDIDAD DEL CASING DE 9 5/8" = 5741 PIES**

**PROFUNDIDAD DEL POZO = 10500 PIES**

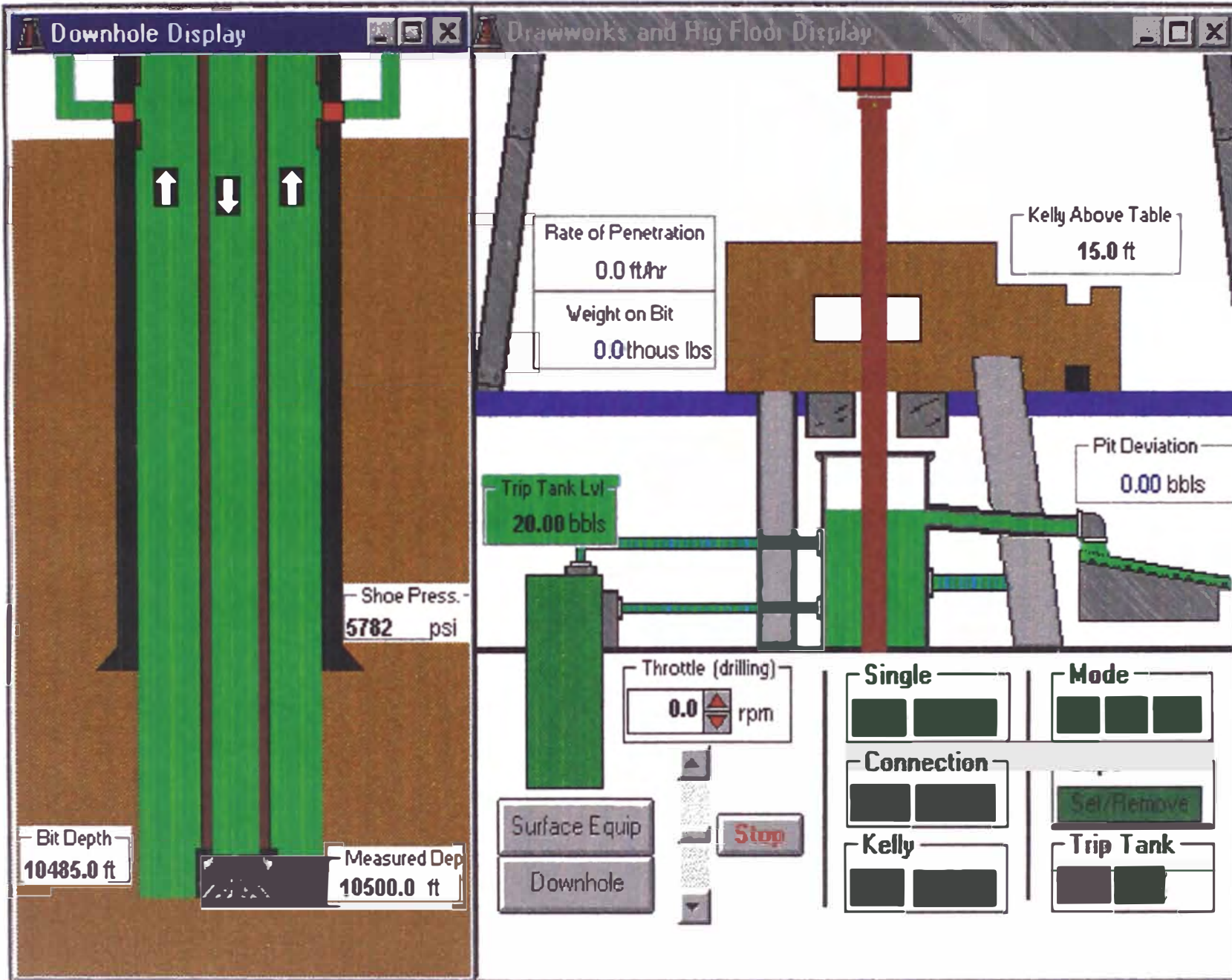
**PROFUNDIDAD DE LA BROCA = 10485 PIES**

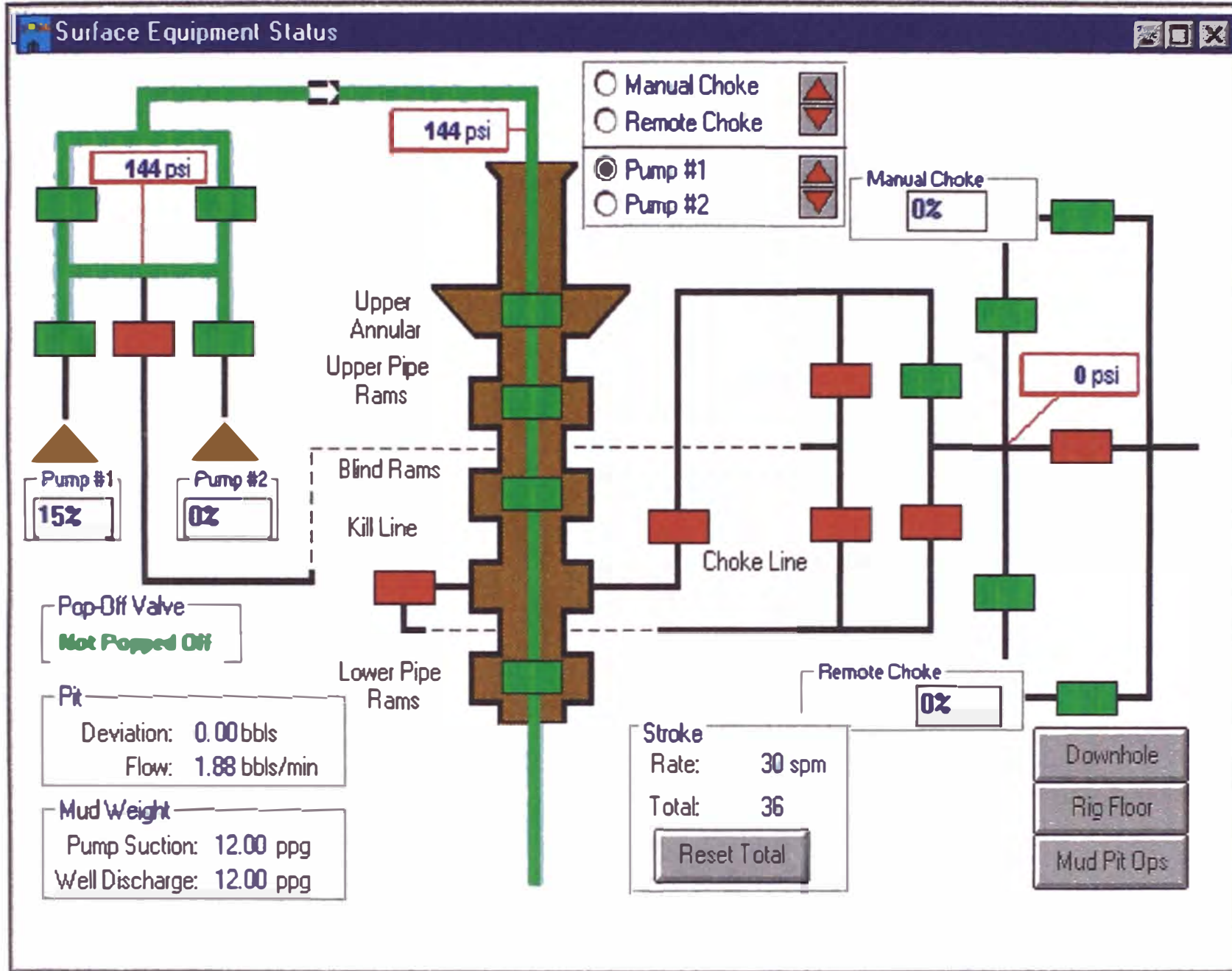




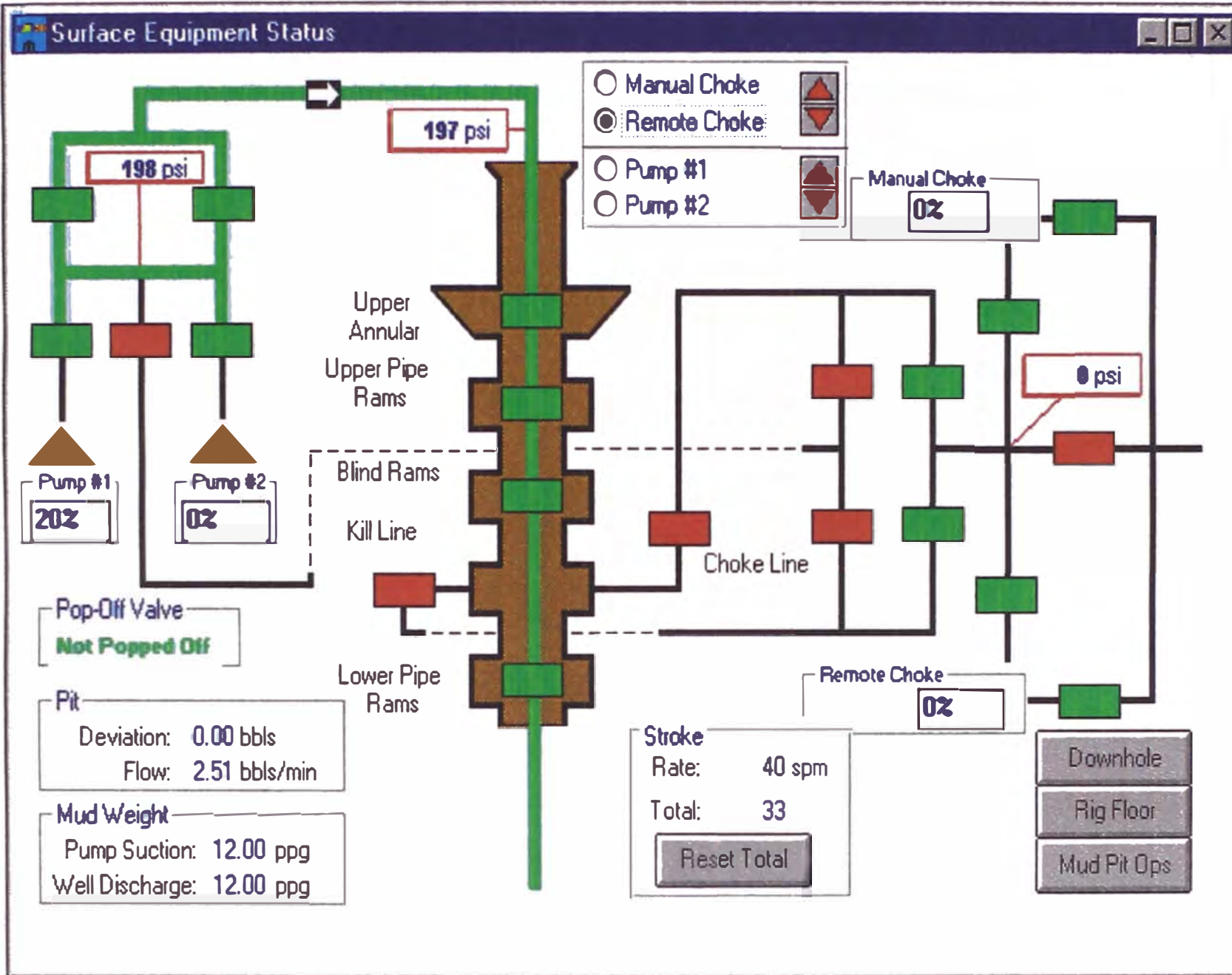


**MEDIDA DE LA PRESION REDUCIDA ( $P_L$ ) A LA CONDICION DE 30 SPM, RESULTANDO LA PRESION DE 144 PSI, USANDO LA BOMBA 1**

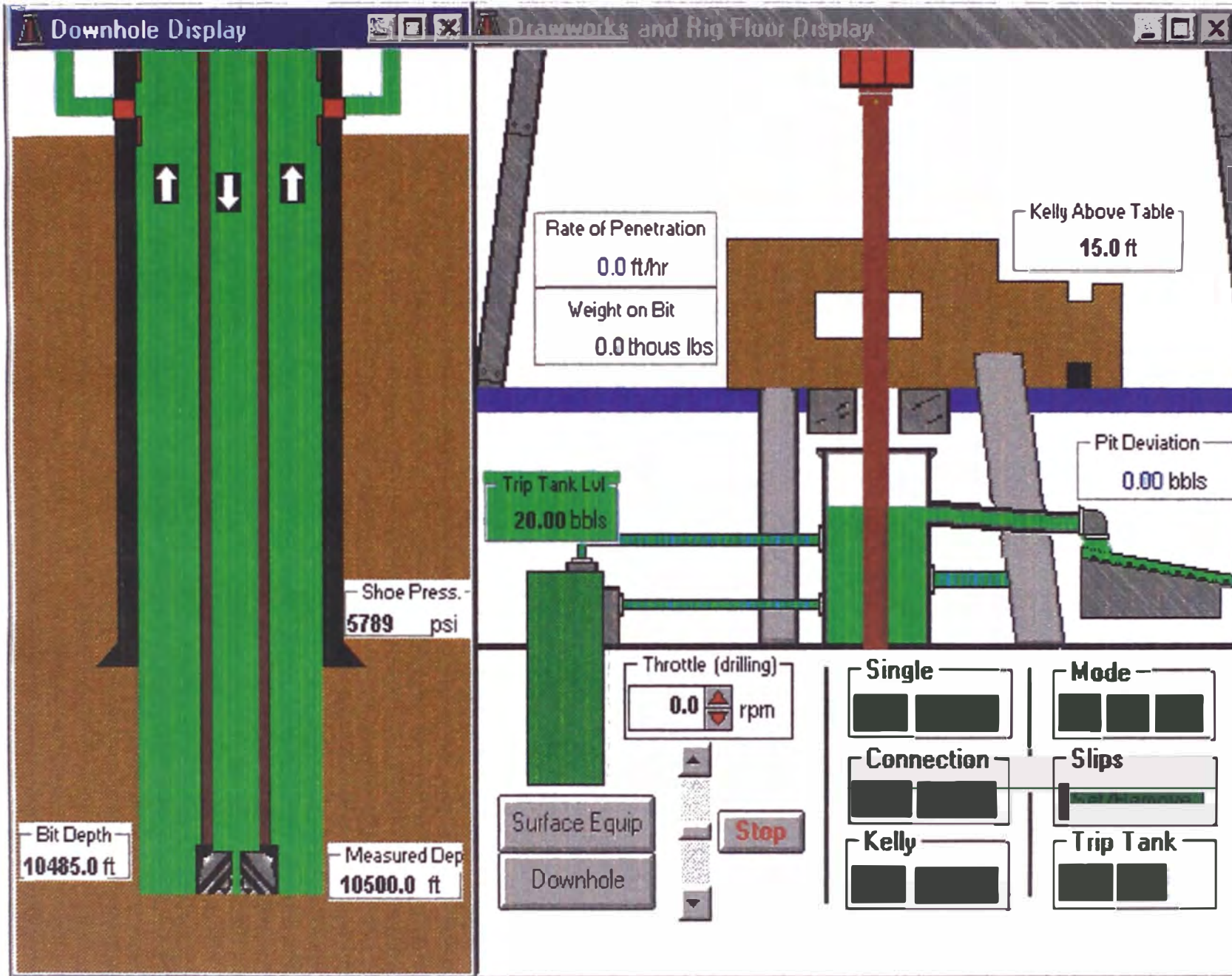




**MEDIDA DE LA PRESION REDUCIDA ( $P_L$ ) A LA CONDICION DE 40 SPM, RESULTANDO LA PRESION DE 197 PSI, USANDO LA BOMBA 1**



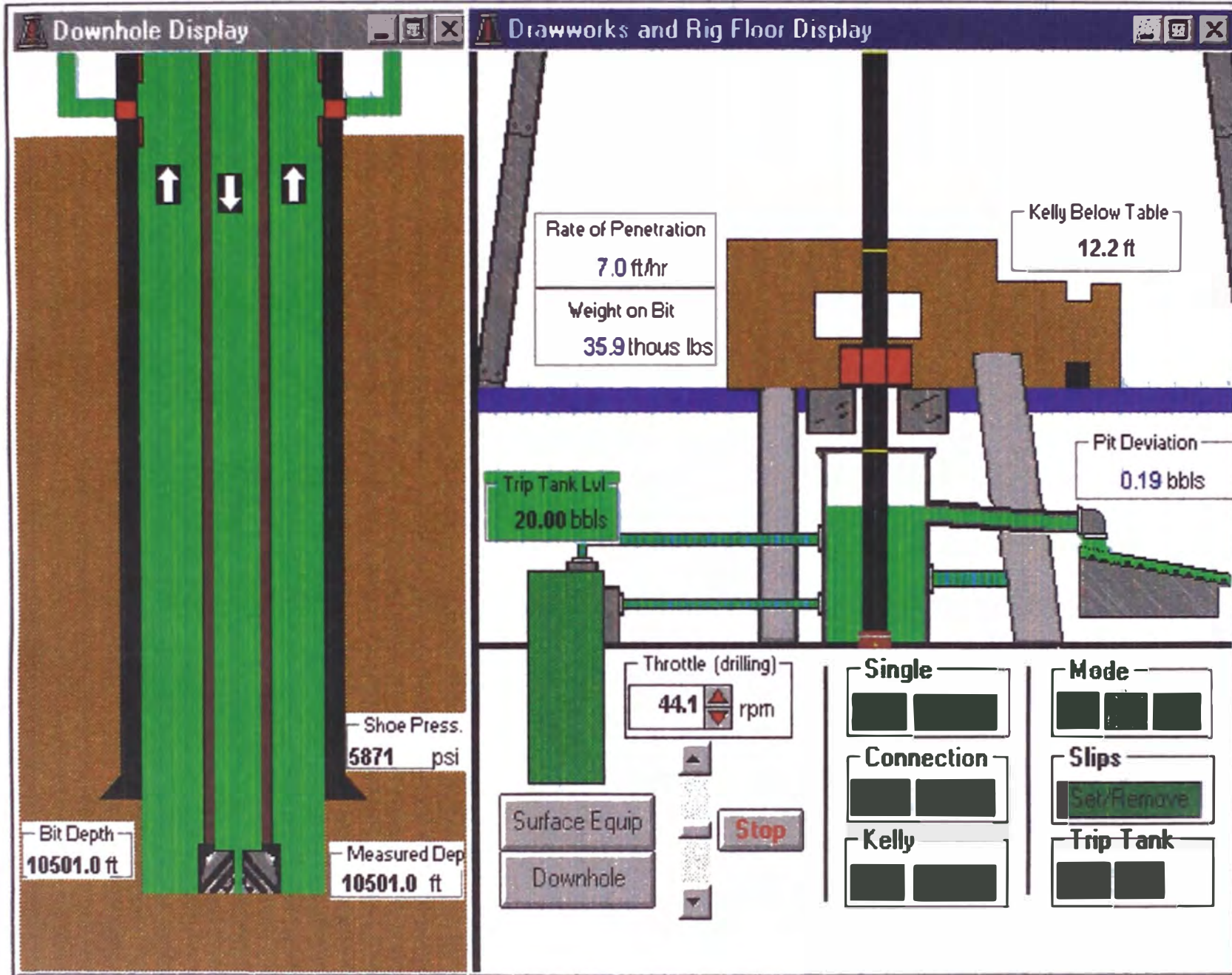


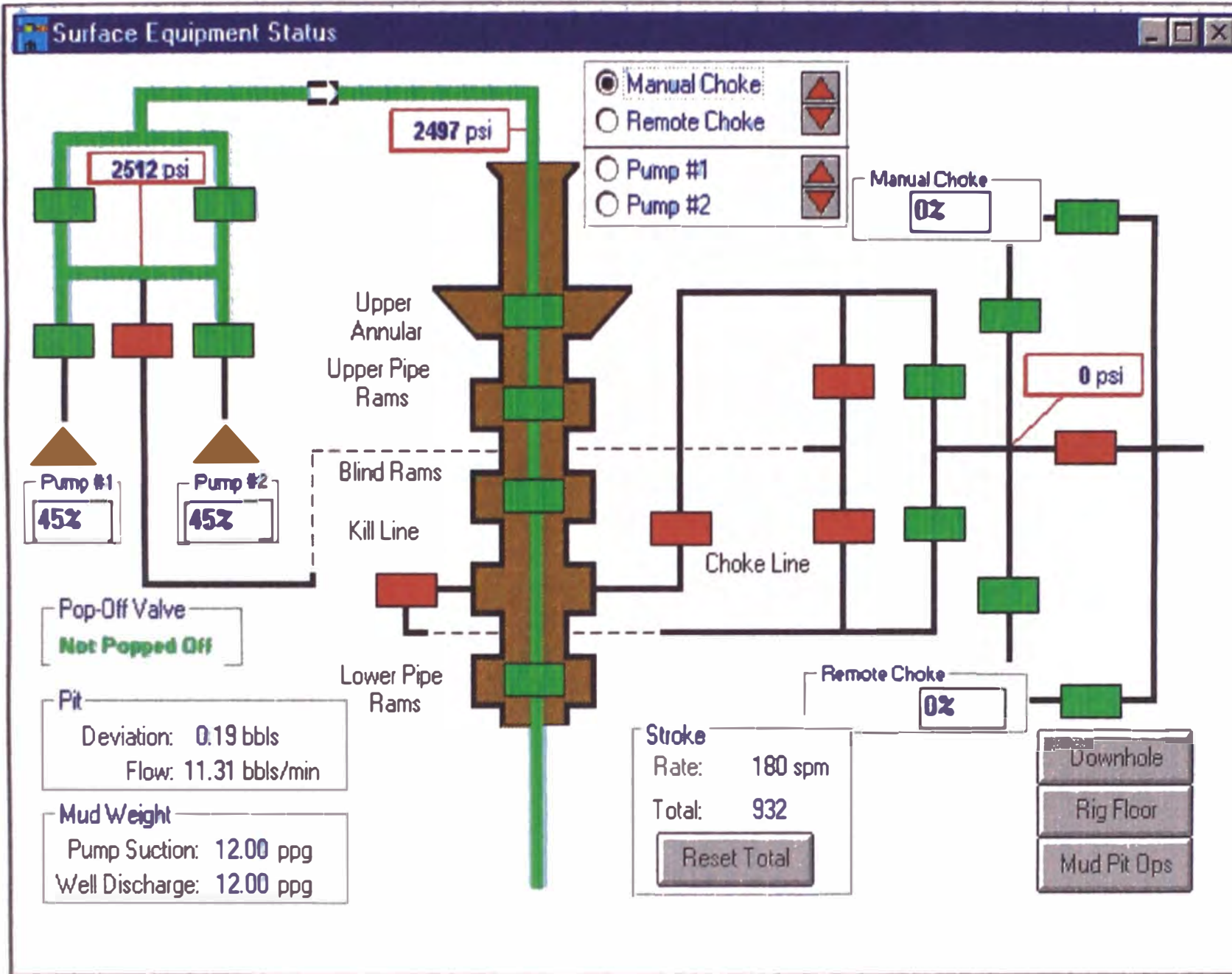




**INICIA LA PERFORACIÓN**

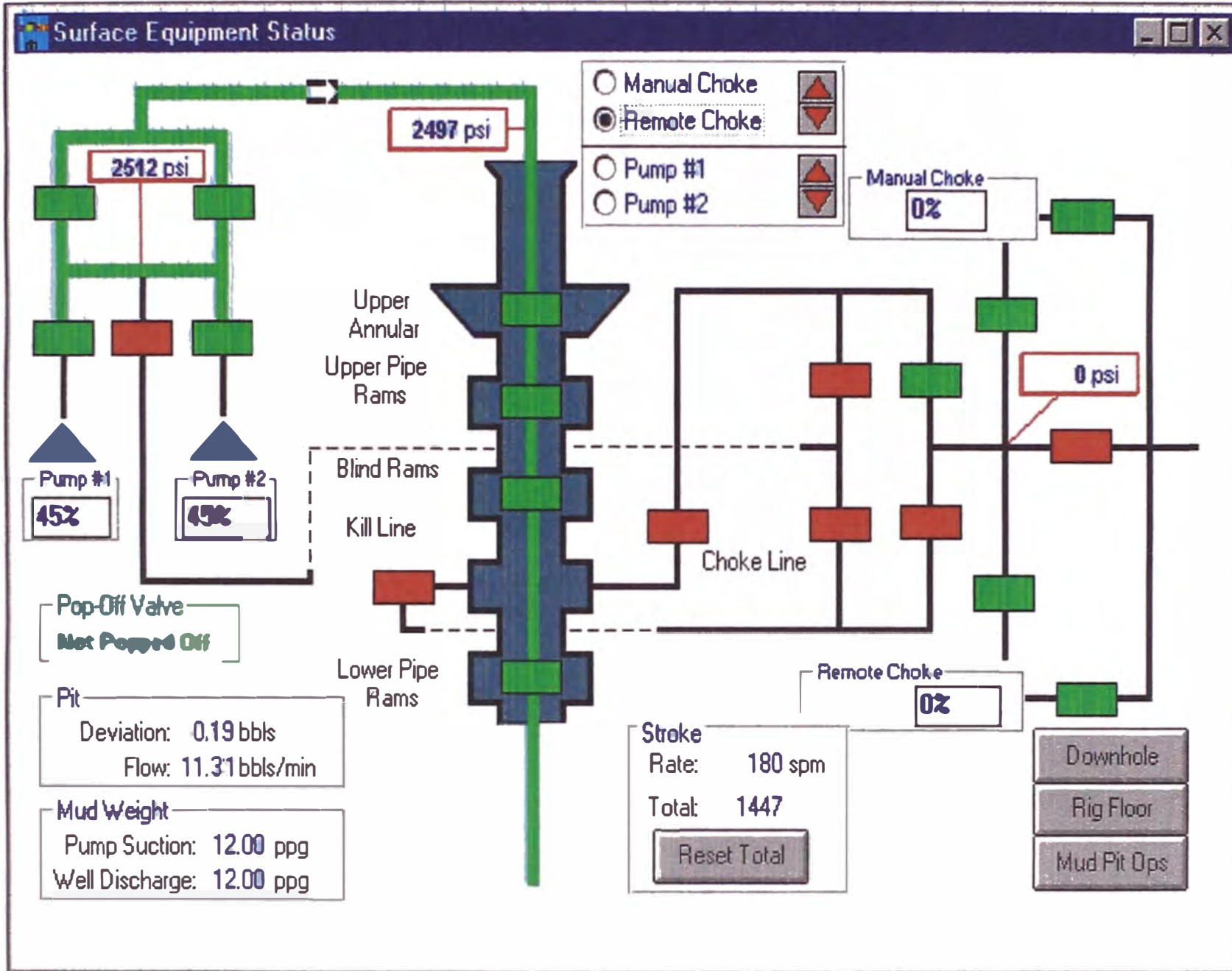
**PROFUNDIDAD MEDIDA 10,501 PIES**



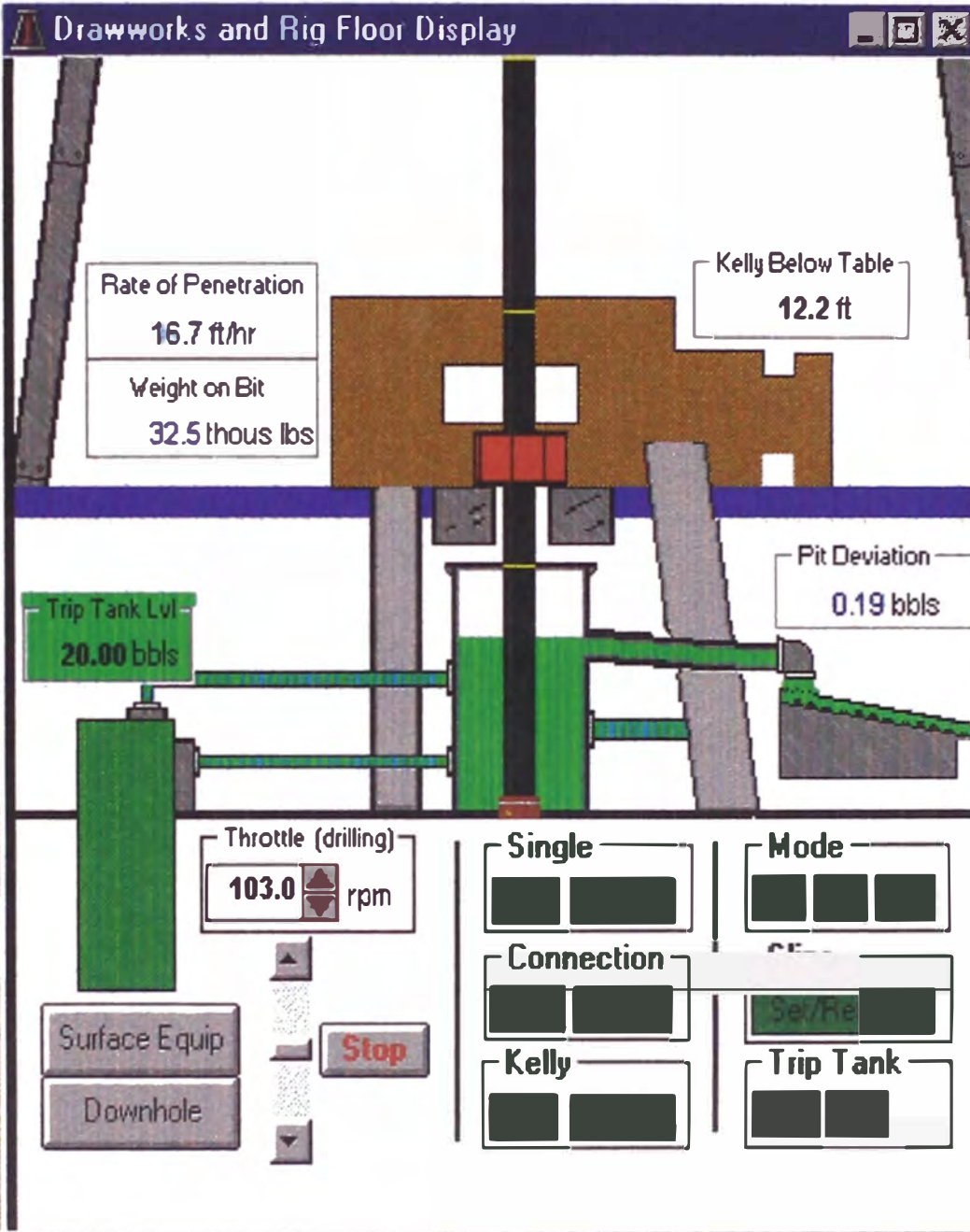
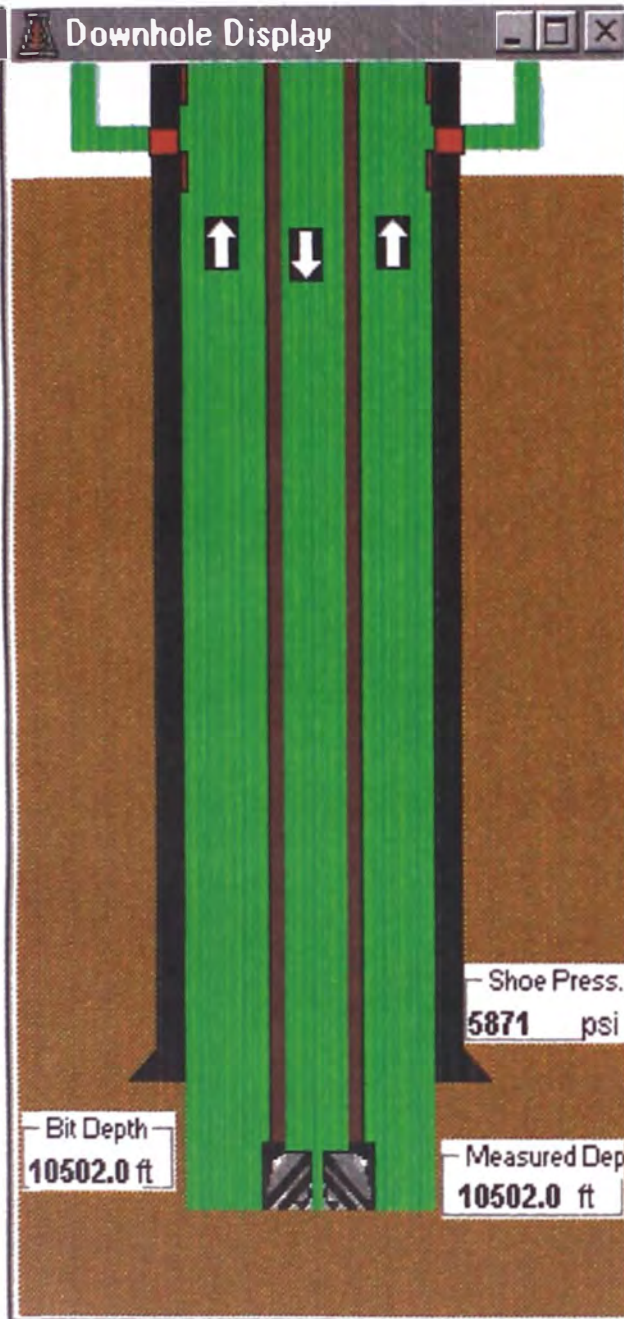


**CONTINUA PERFORANDO A LA PROFUNDIDAD DE 10,502 PIES**

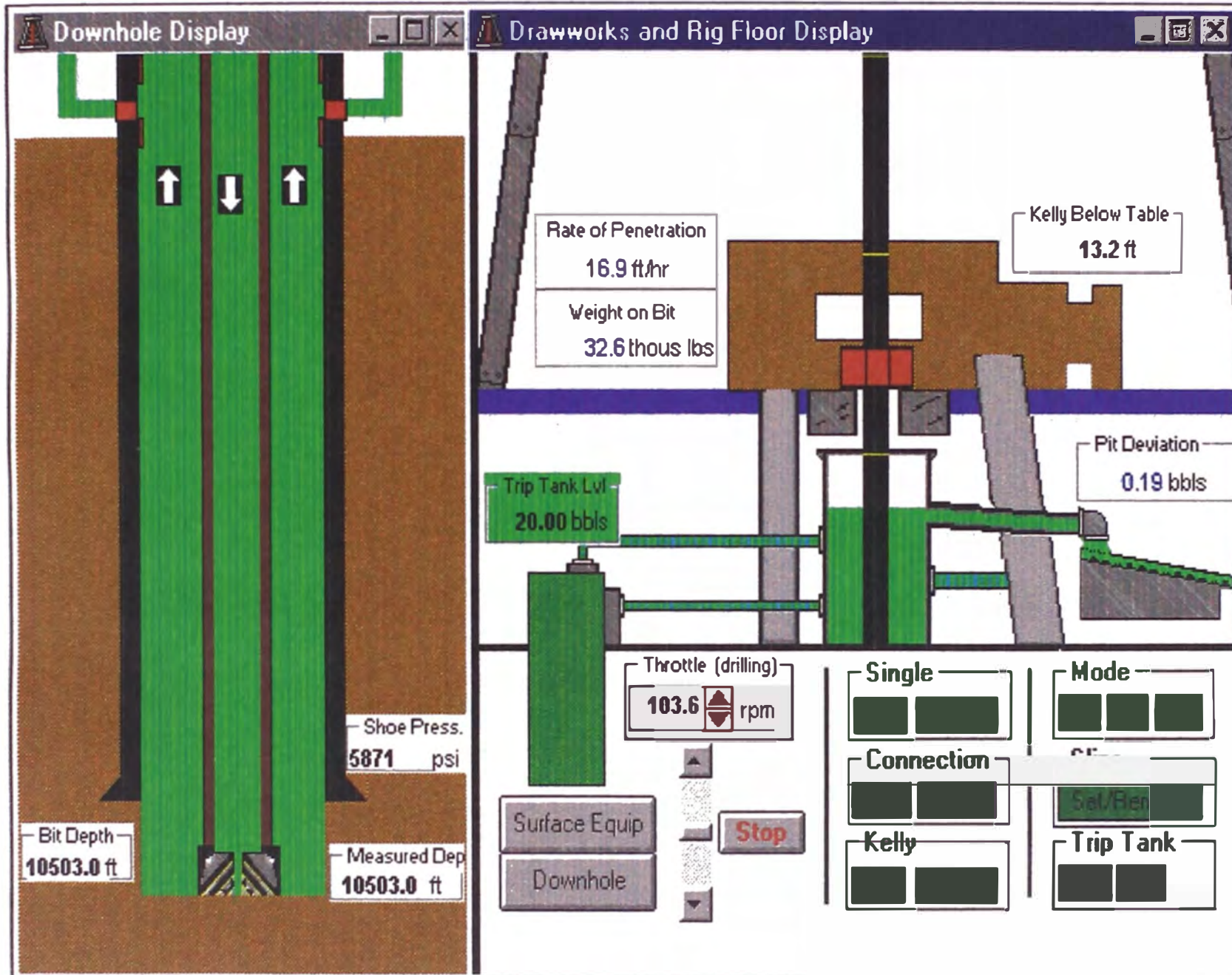




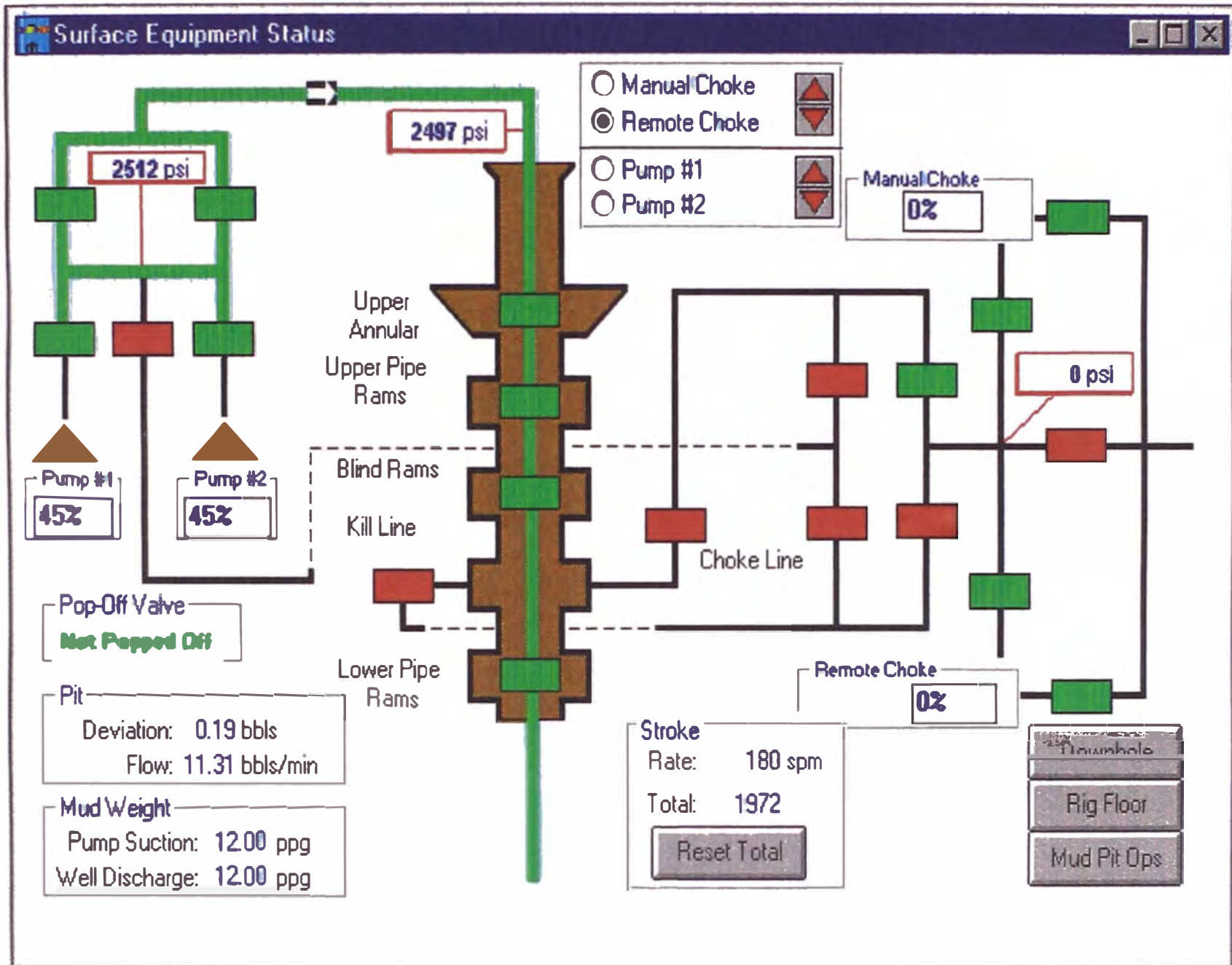




## **CONTINUA PERFORANDO A LA PROFUNDIDAD DE 10,503 PIES**

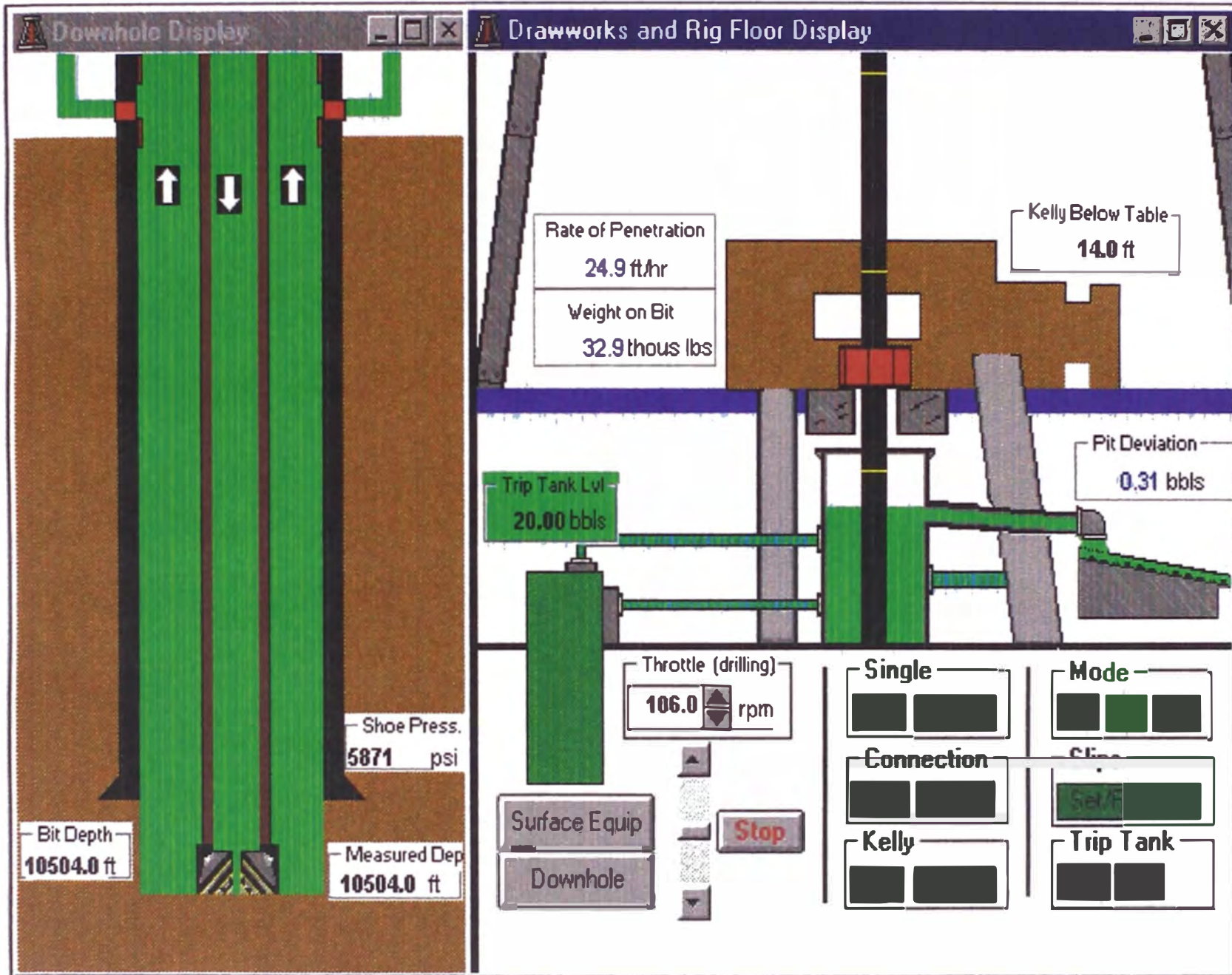


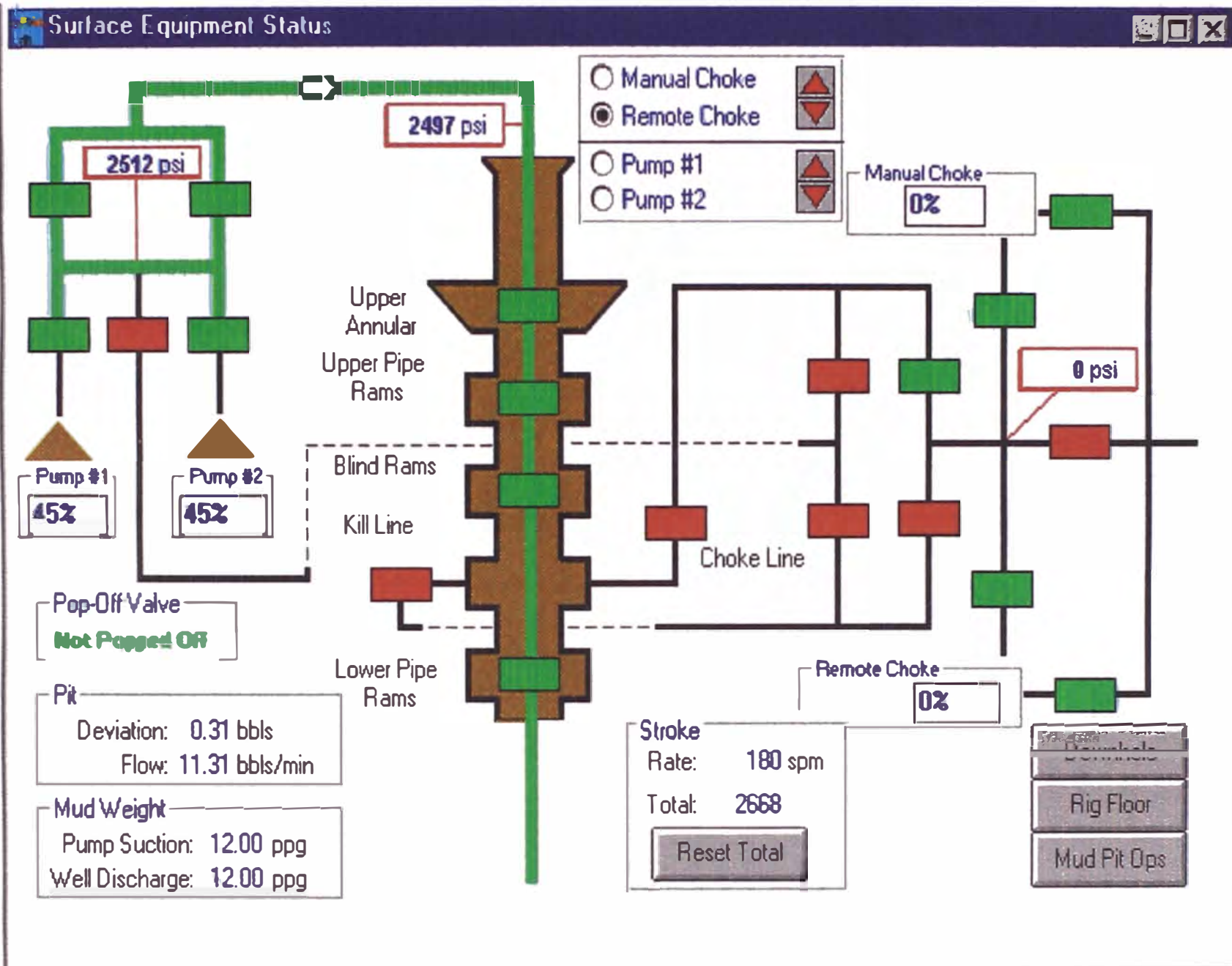




**CONTINUA PERFORANDO A LA PROFUNDIDAD DE 10,504 PIES**

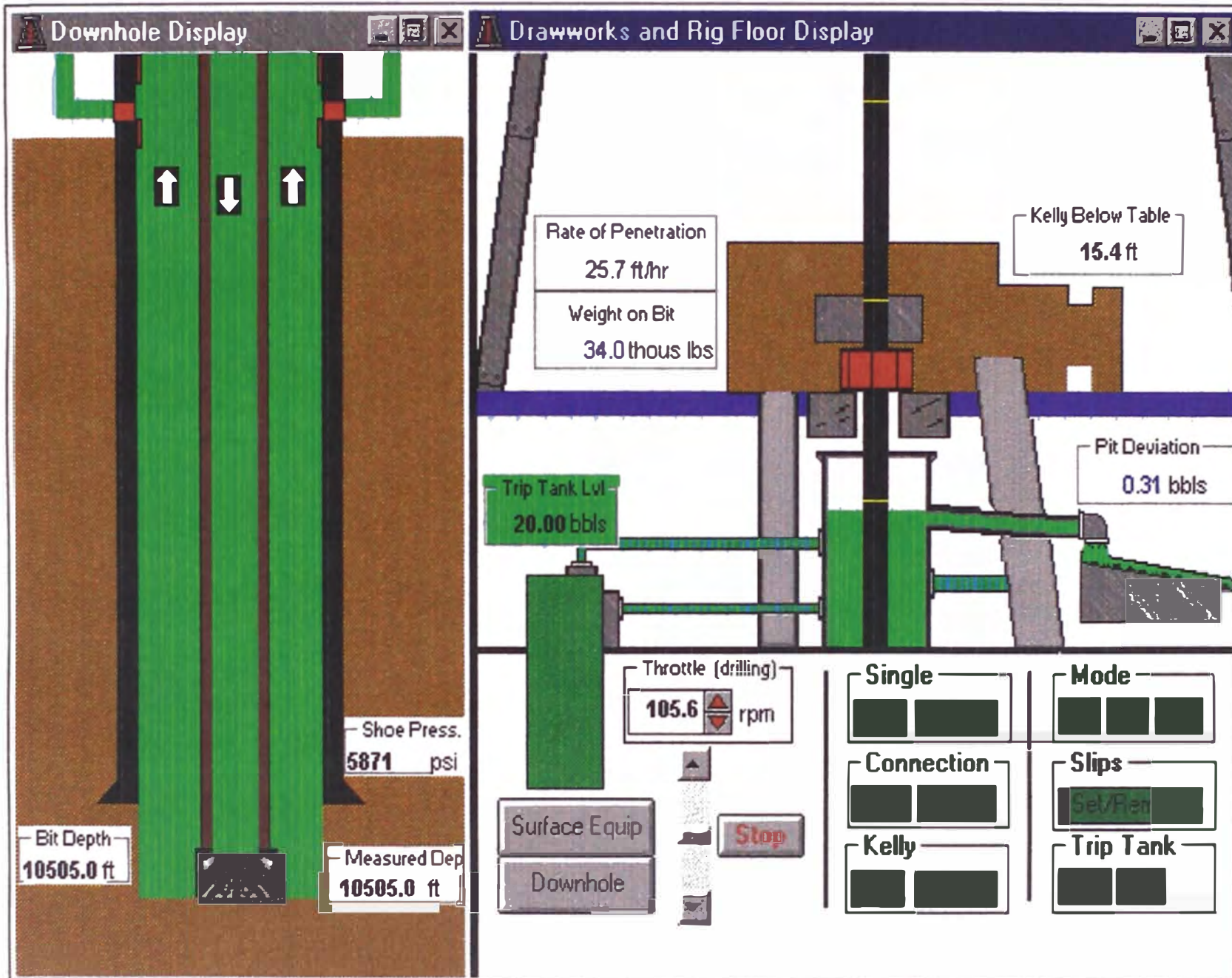


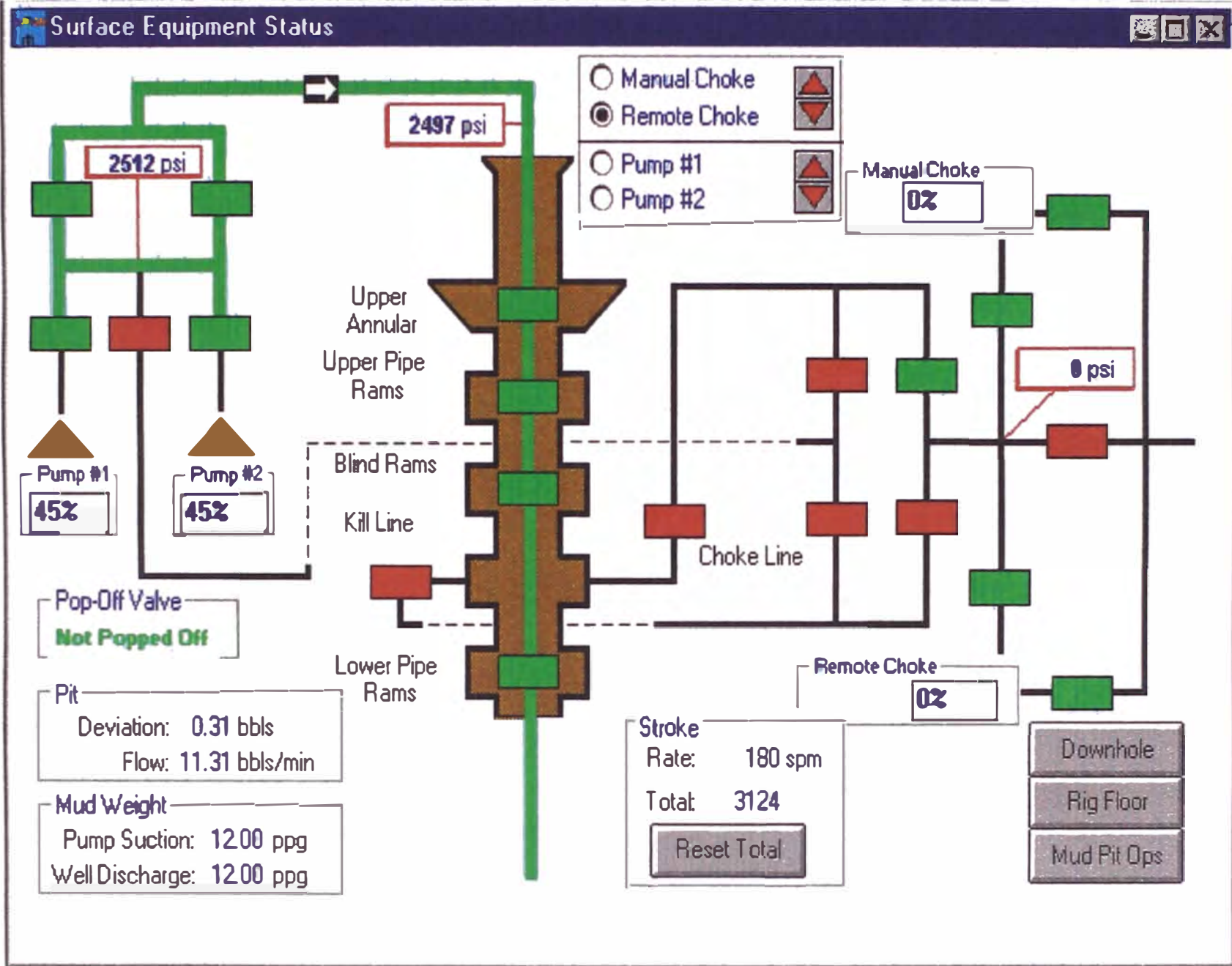




**CONTINUA PERFORANDO A LA PROFUNDIDAD DE 10,505 PIES**

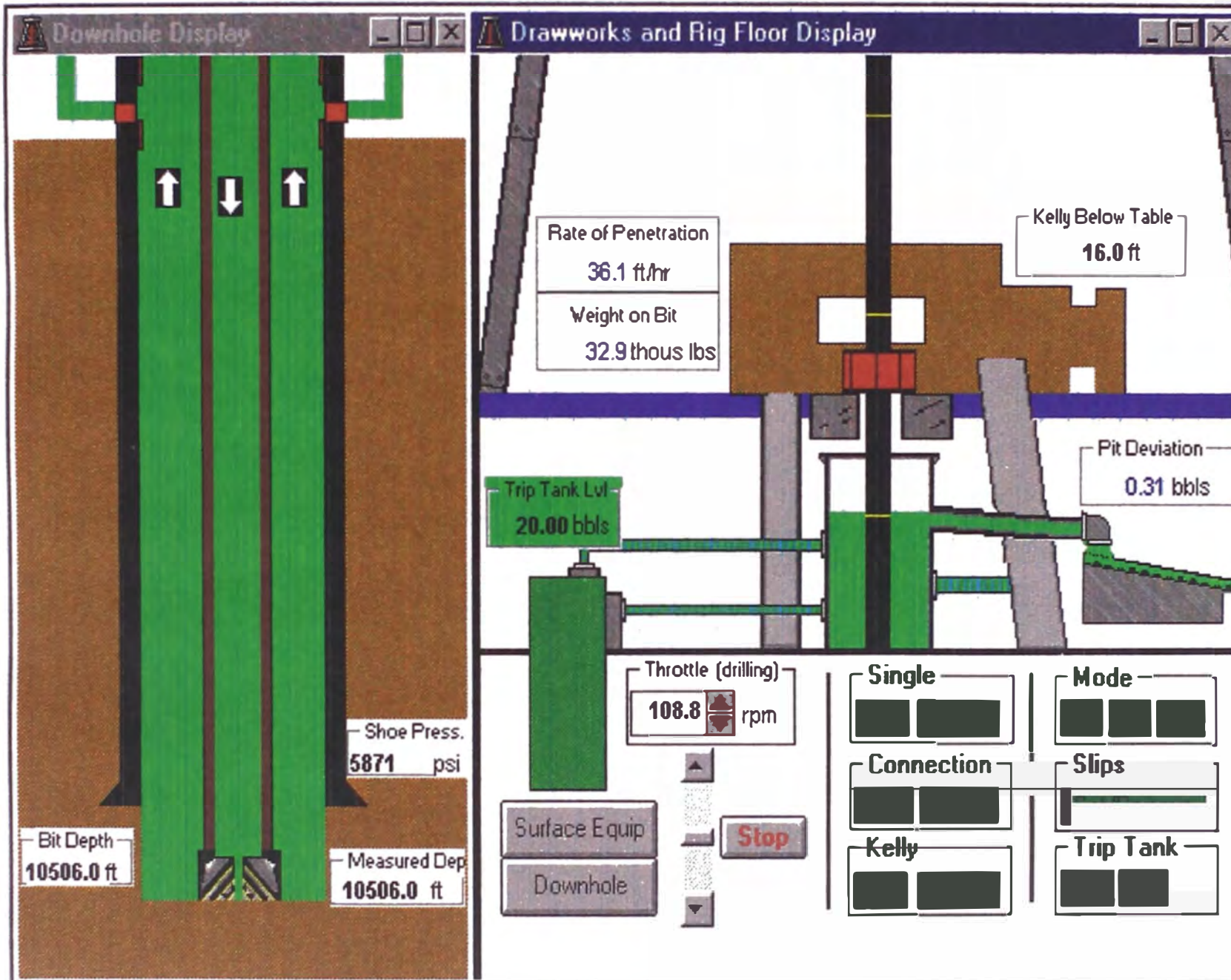


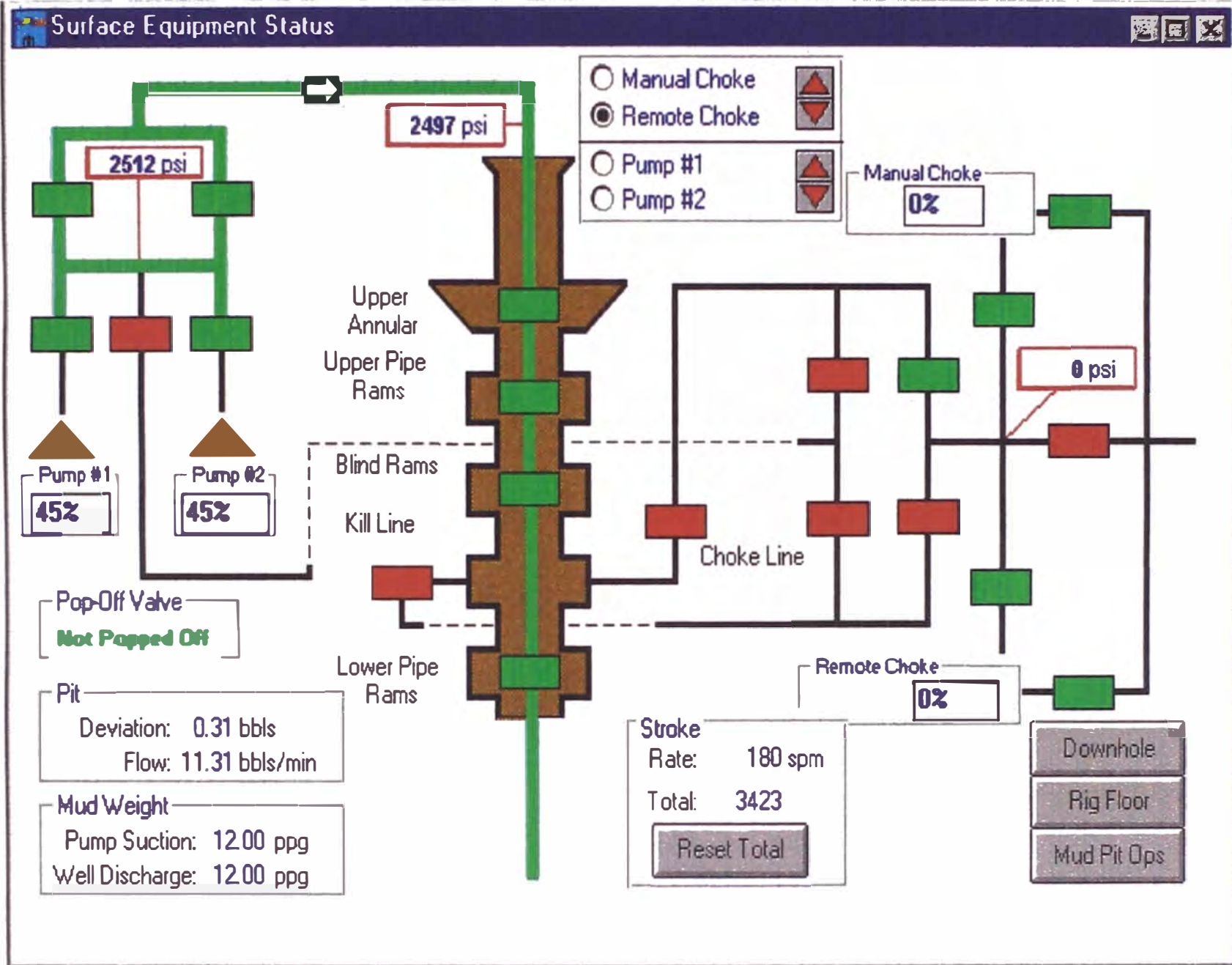






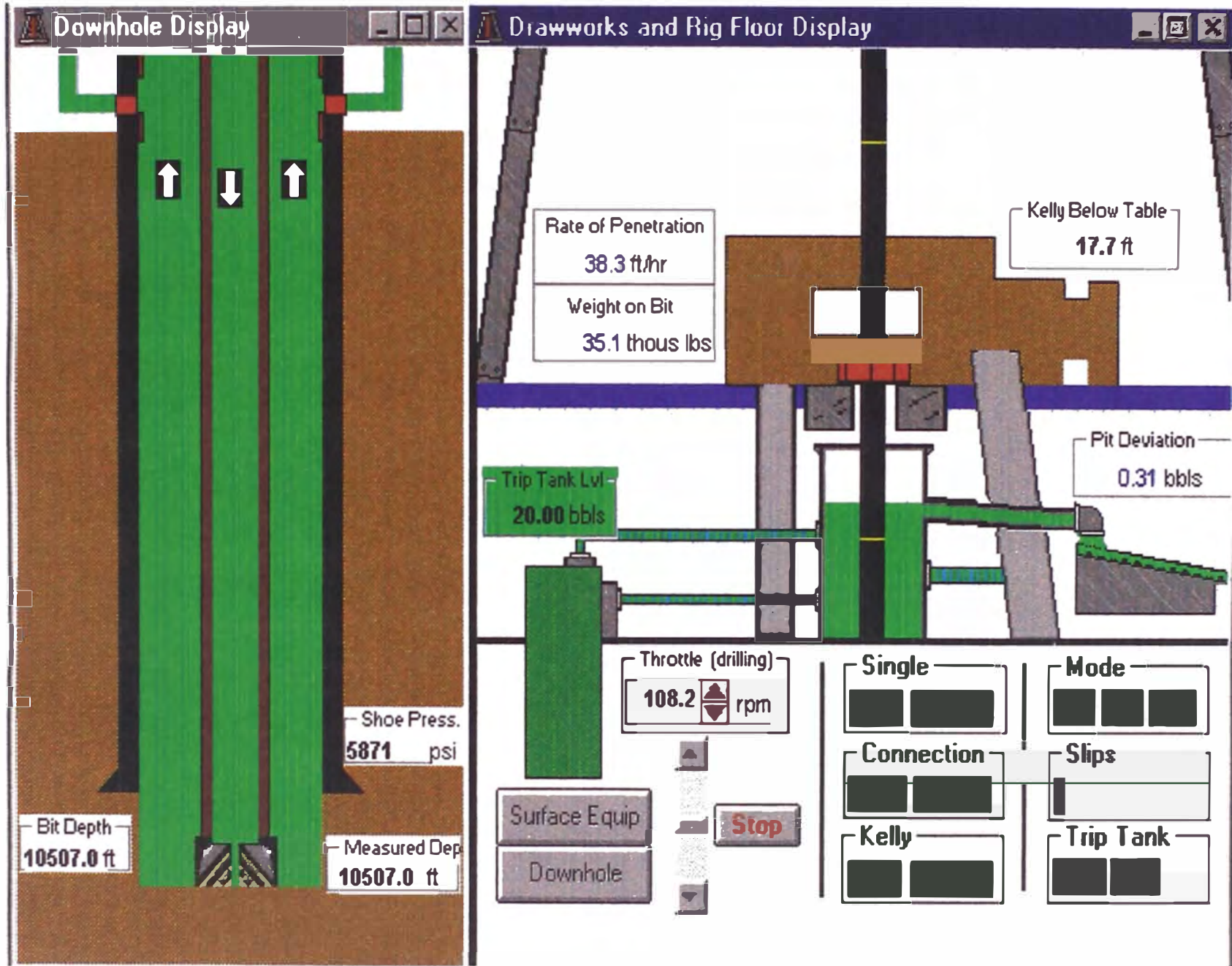
**CONTINUA PERFORANDO A LA PROFUNDIDAD DE 10,506 PIES**



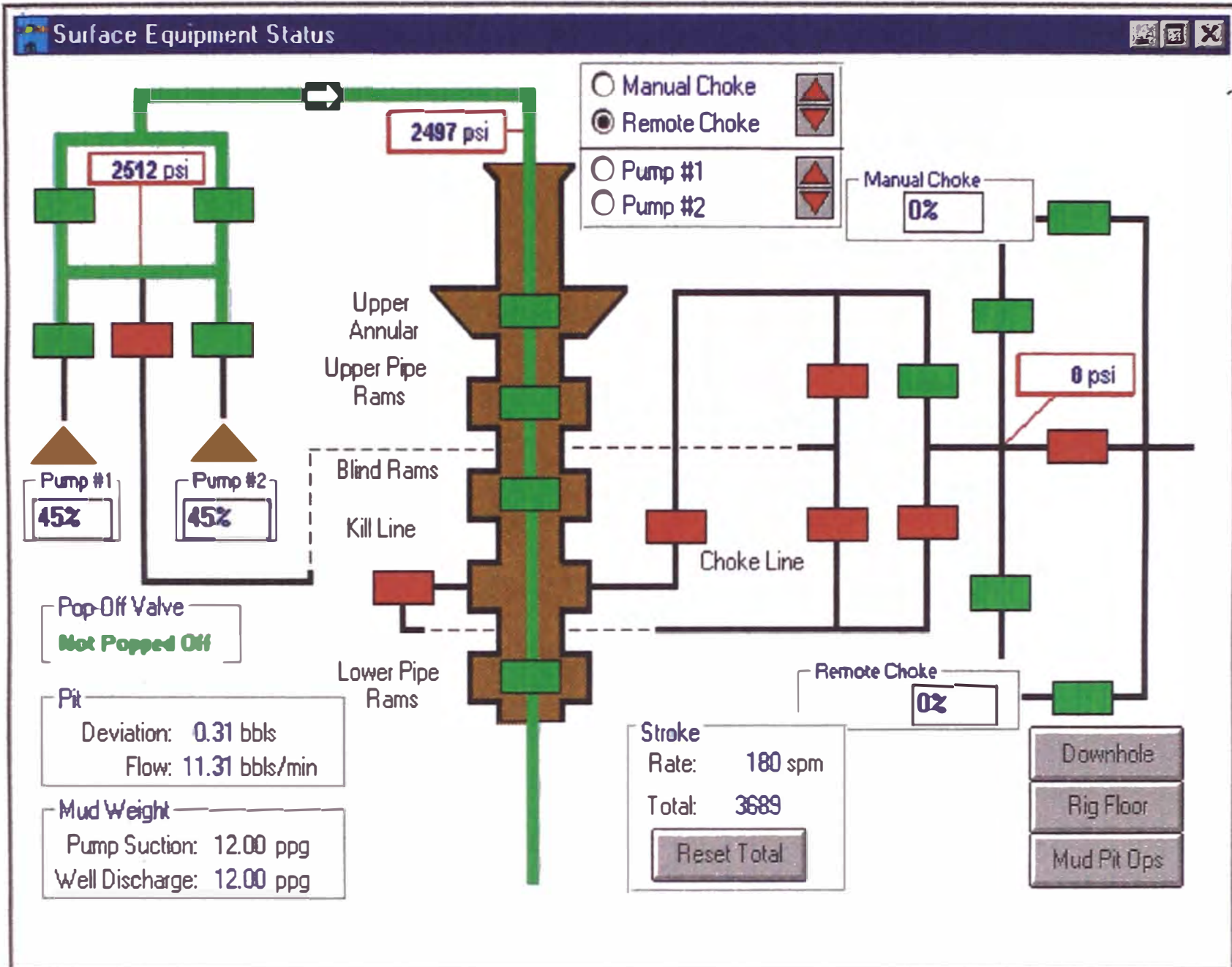


**CONTINUA PERFORANDO A LA PROFUNDIDAD DE 10,507 PIES**



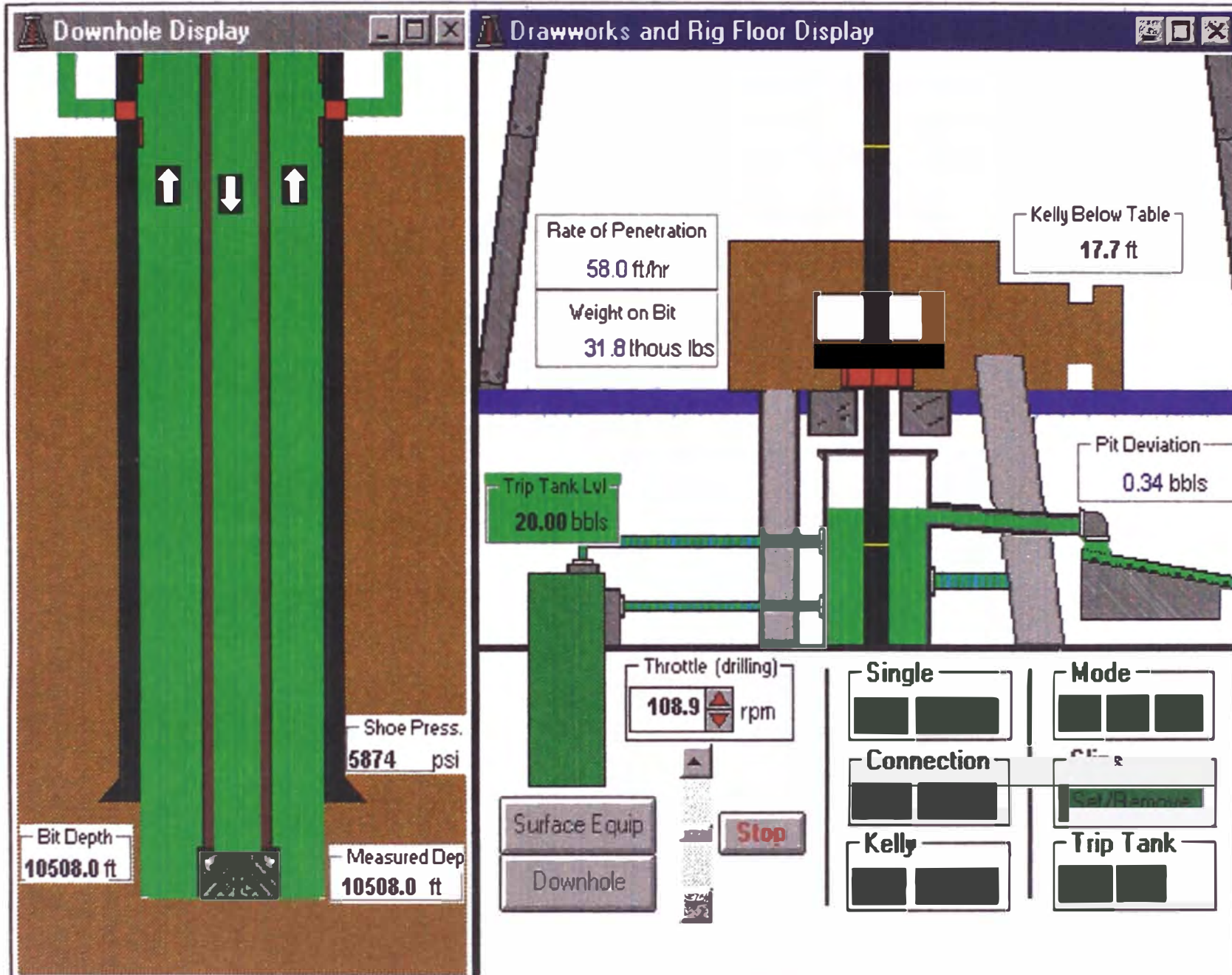


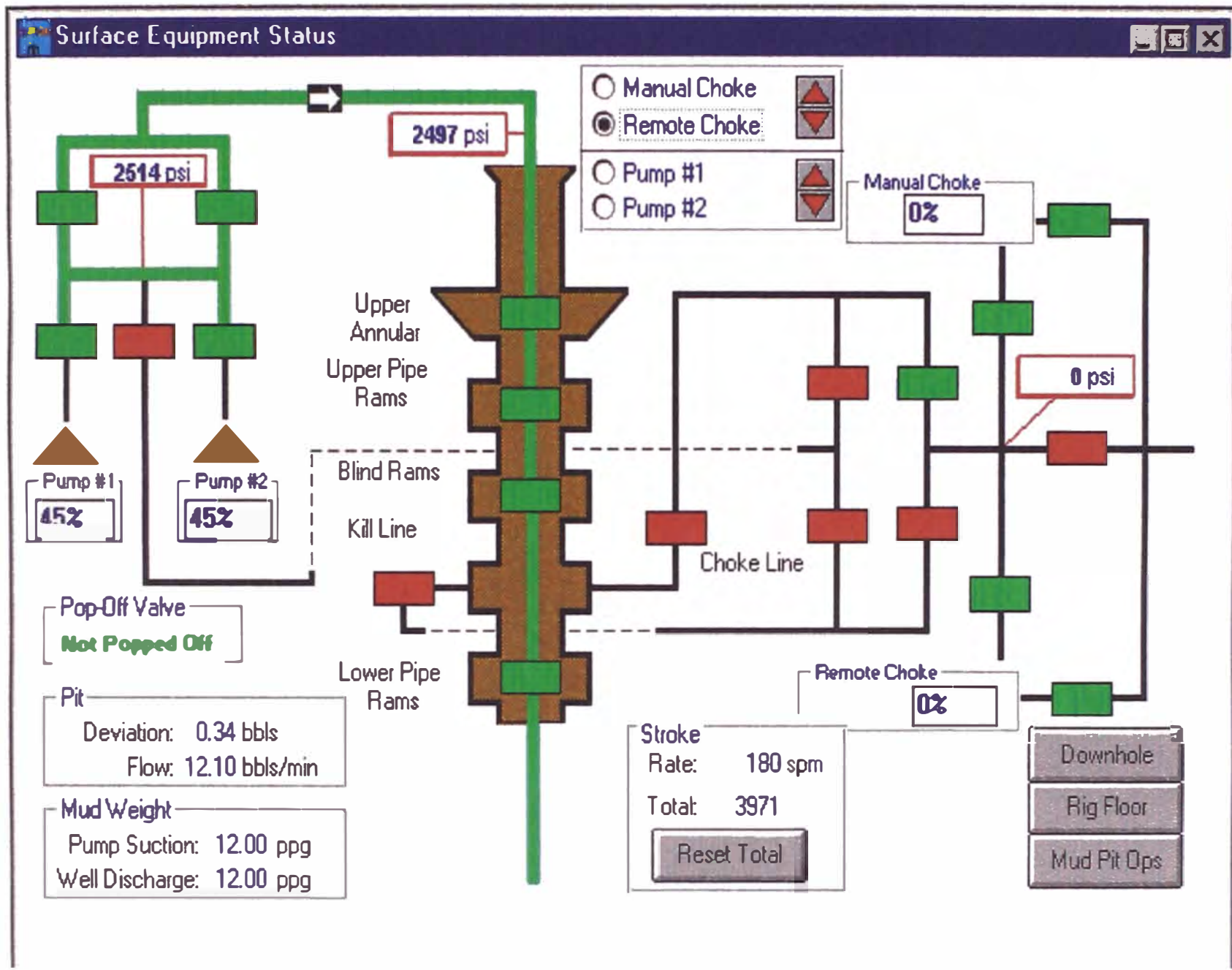




**CONTINUA PERFORANDO A LA PROFUNDIDAD DE 10,508 PIES**

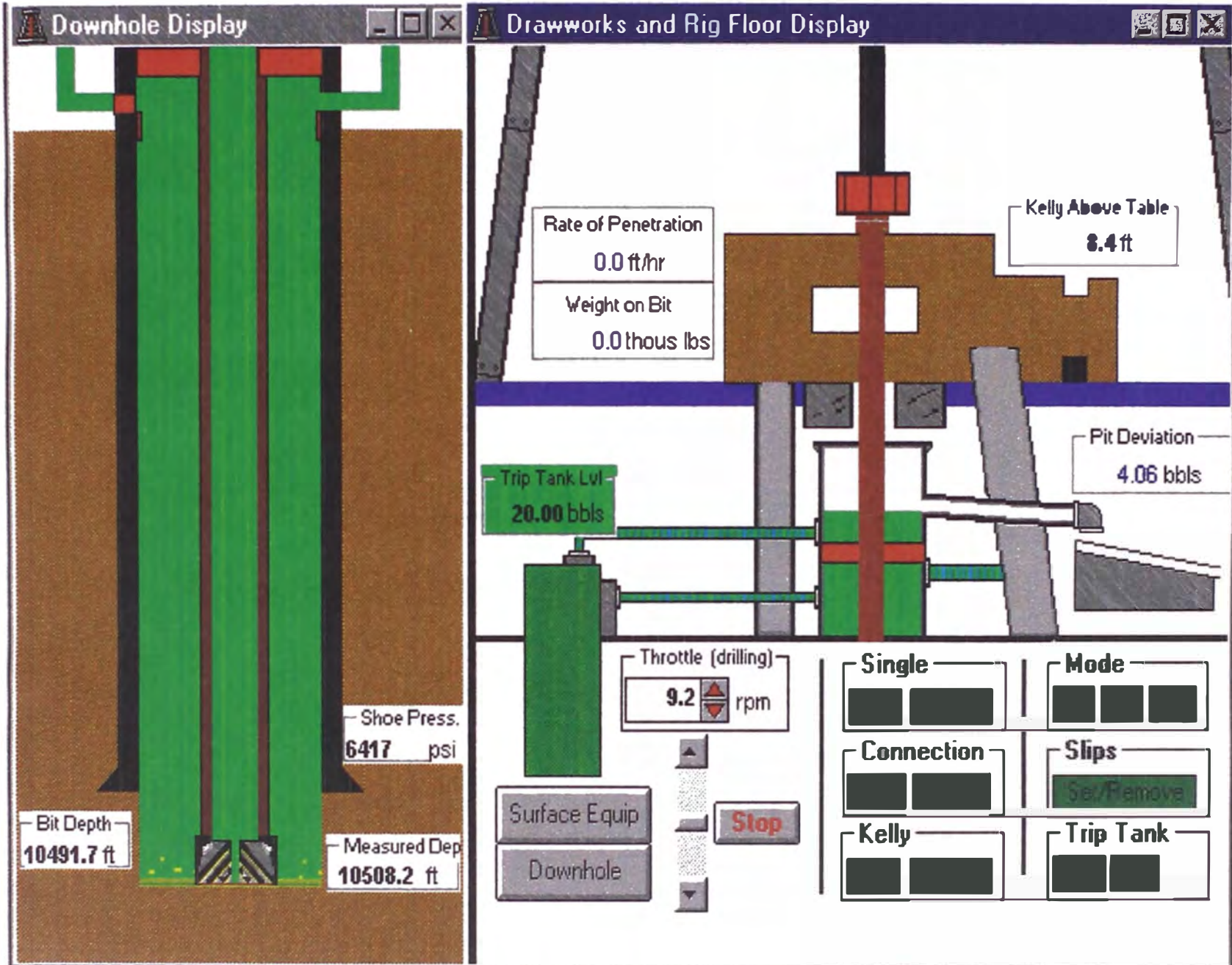
**DONDE OBSERVAMOS UN INCREMENTO DEL ROP, SE DETIENE LA PERFORACIÓN Y REALIZA EL CHEQUEO DE FLUJO (FLOW CHECK), AL SER POSITIVO, REALIZA EL CIERRE.**

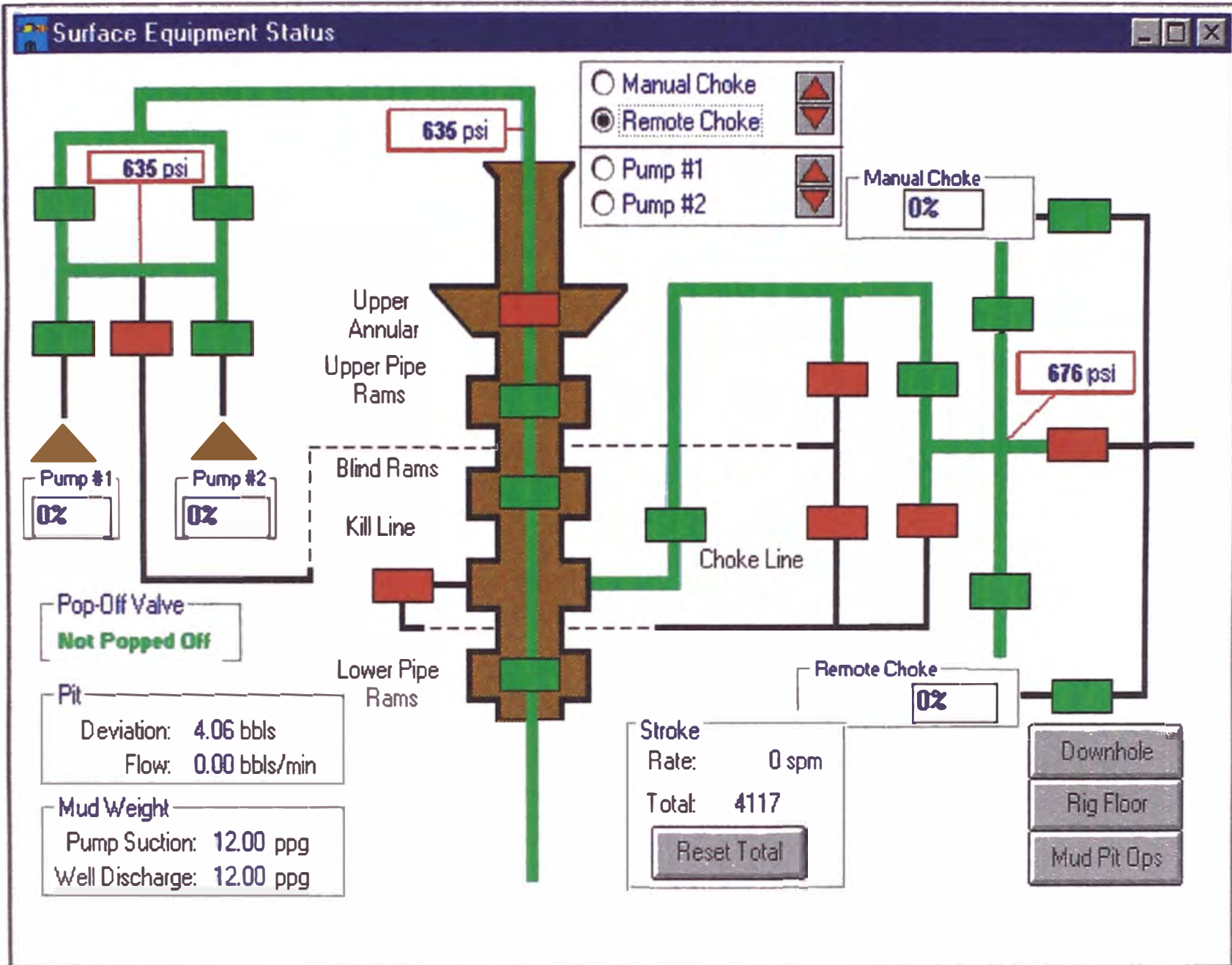




**CONDICION DE POZO CERRADO, EL KICK A ENTRADO AL POZO, SE TOMAN LAS PRESIONES DEL DRILL PIPE Y DEL ANULAR PARA AYUDARNOS A CALCULAR EL PESO DEL LODO A USAR PARA CONTROLAR EL INFLUJO.**







Run

Pause

Menu

Acc: 1

Computer Simulation Inc., USA

Simulation Time: 00 day 00 hr 40.6 min

Drillpipe Pressure: **635 psi**  
 Remote Choke Position: **Closed**  
 Drillpipe Hydro: **6547 psi**

Mud Density In: **12.00 ppg**  
 Fluid Density Out: **12.00 ppg**  
 Pit Gain/Loss: **4.06 bbls**  
 % Of New Mud DP: **100**  
 % Of New Mud Ann: **97**

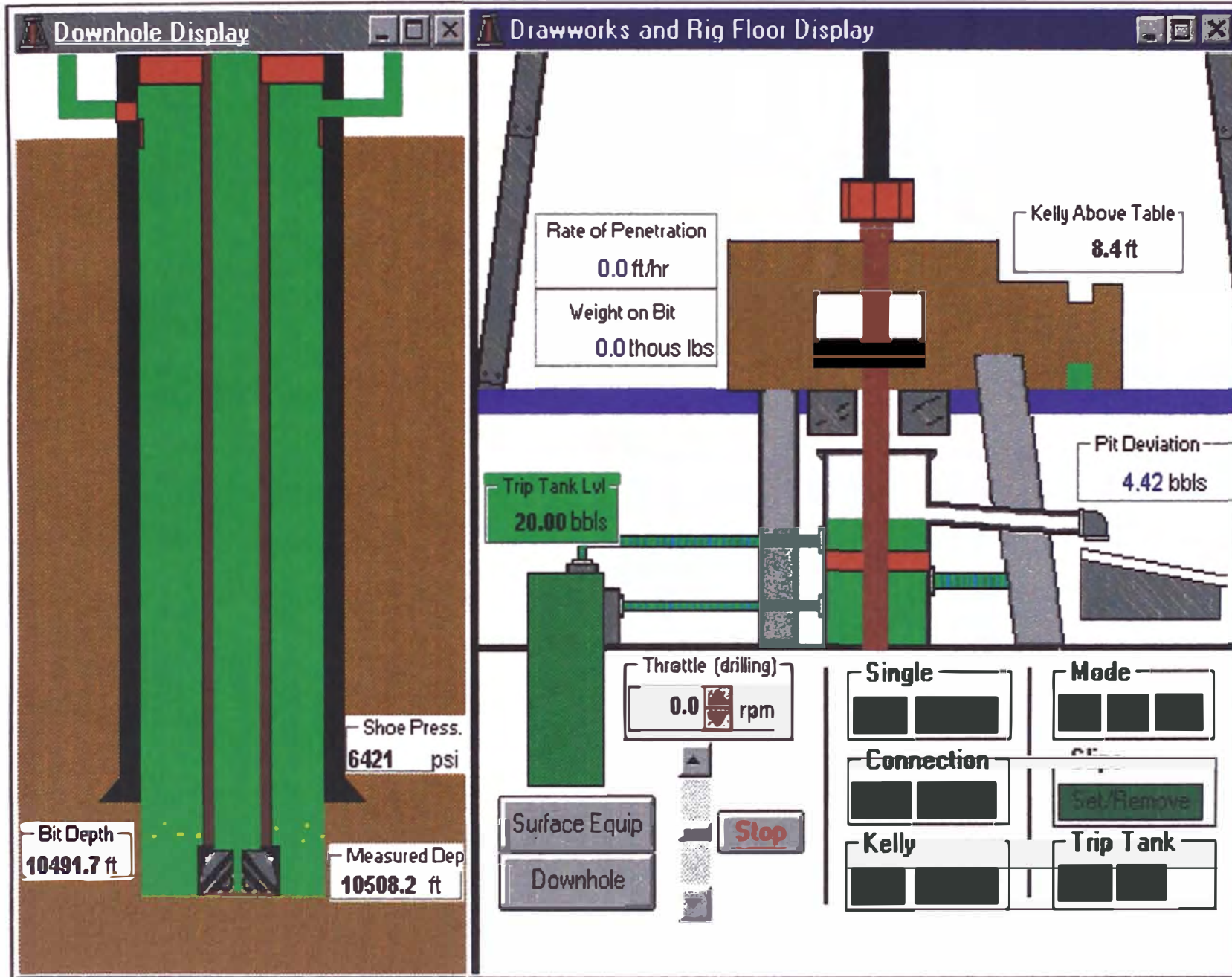
# Of Kicks Taken: **1.0**  
 Initial TVD: **10500.0 ft**  
 Shoe Pressure: **6417 psi**  
 Bottom Hole Pressure: **7187 psi**  
 Formation Pressure: **7188 psi**

Casing Pressure: **676 psi**  
 Manual Choke Position: **Closed**  
 Annulus Hydrostatic Press: **6511 psi**  
 Choke Line Hydrostatic Press: **0 psi**  
(subsea only)  
 Kill Line Hydrostatic Press: **0 psi**  
(subsea only)

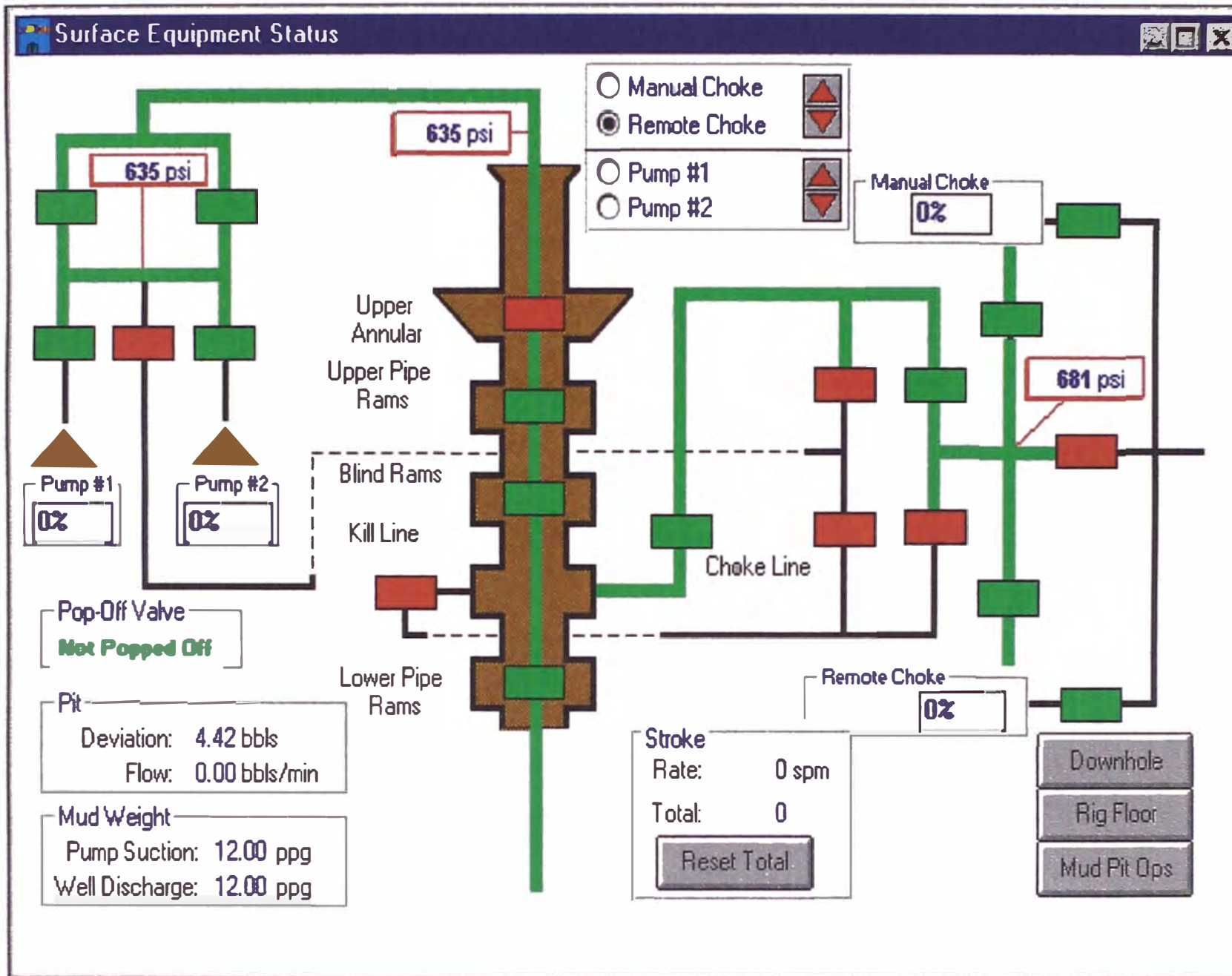
Drillpipe Capacity: **179.17 bbls**  
 Drillpipe Strokes: **2853**  
 Annulus Capacity: **533.94 bbls**  
 Annulus Strokes: **8501**  
 Pump #1 Capacity: **0.06281 bbls**  
 Pump Flow: **0.00 bbls/min**  
 Pump Speed: **0 spm**  
 Total Strokes: **4117 stks**

**CONDICION DEL POZO, DESPUÉS DE 20 MINUTOS DE EFECTUADO EL CIERRE.**









Drillpipe Pressure: **635 psi**  
 Remote Choke Position: **Closed**  
 Drillpipe Hydro: **6547 psi**

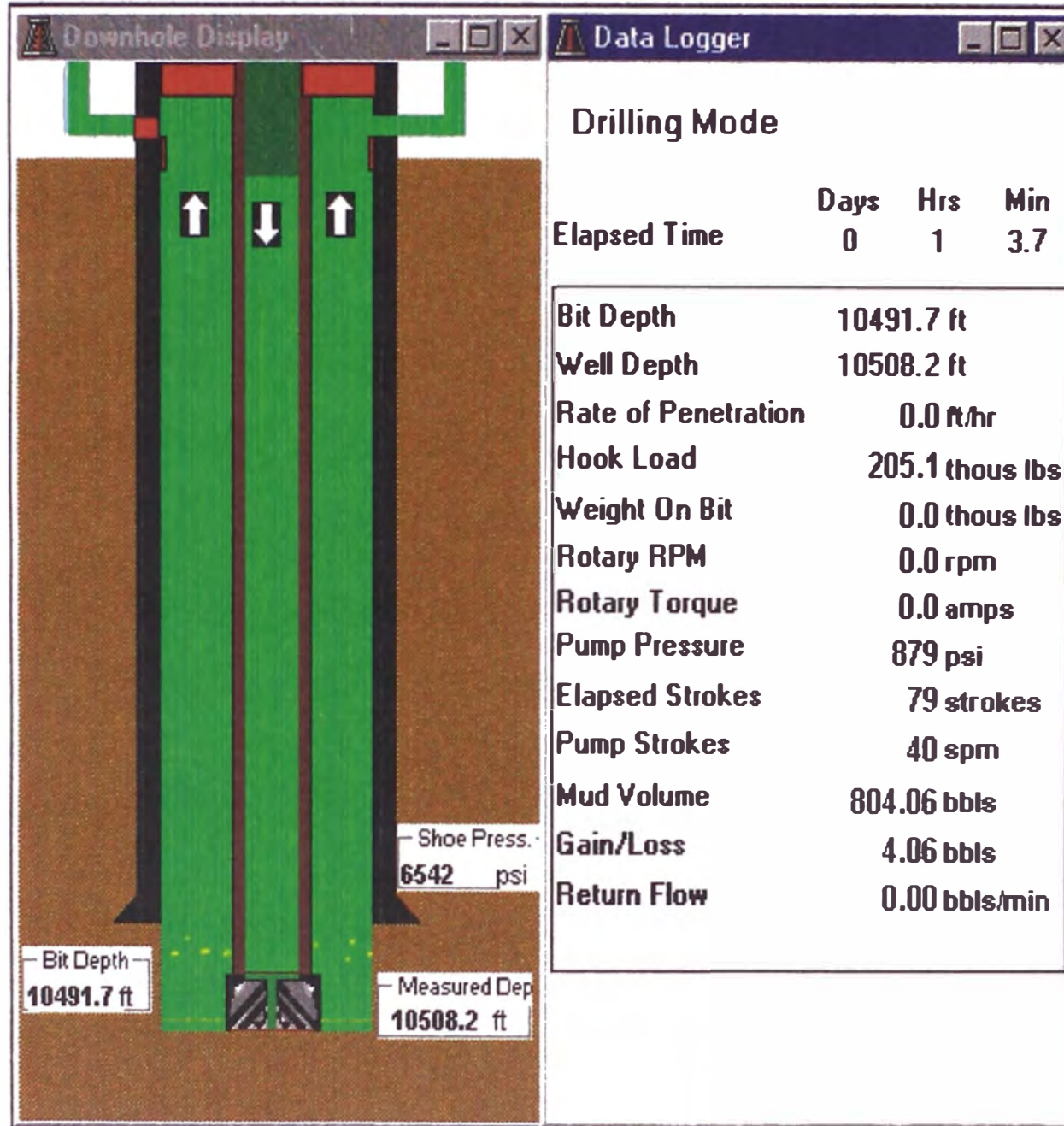
Mud Density In: **12.00 ppg**  
 Fluid Density Out: **12.00 ppg**  
 Pit Gain/Loss: **4.42 bbls**  
 % Of New Mud DP: **100**  
 % Of New Mud Ann: **97**

# Of Kicks Taken: **1.0**  
 Initial TVD: **10500.0 ft**  
 Shoe Pressure: **6421 psi**  
 Bottom Hole Pressure: **7187 psi**  
 Formation Pressure: **7188 psi**

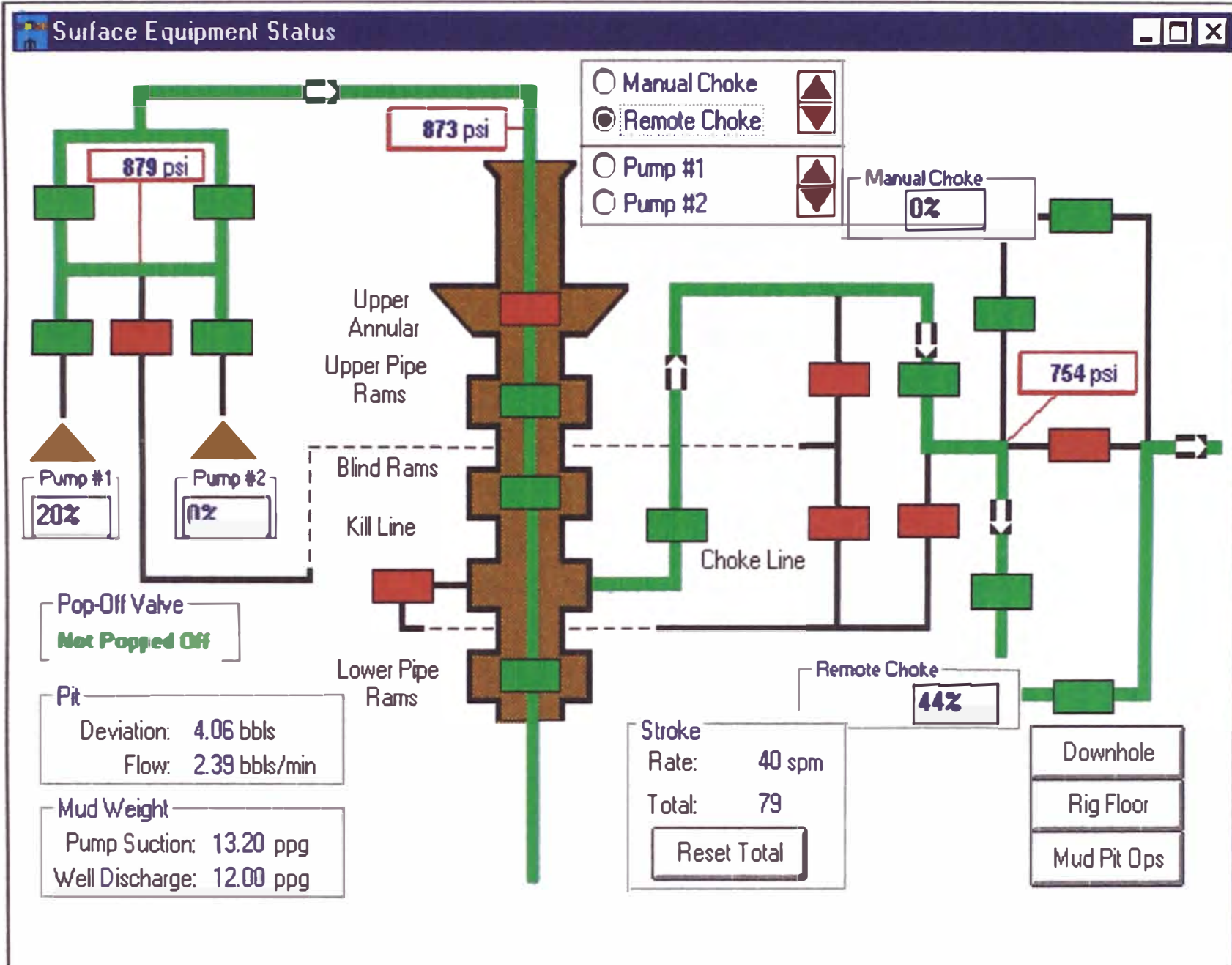
Casing Pressure: **681 psi**  
 Manual Choke Position: **Closed**  
 Annulus Hydrostatic Press: **6507 psi**  
 Choke Line Hydrostatic Press: **0 psi**  
(subsea only)  
 Kill Line Hydrostatic Press: **0 psi**  
(subsea only)

Drillpipe Capacity: **179.17 bbls**  
 Drillpipe Strokes: **2853**  
 Annulus Capacity: **533.94 bbls**  
 Annulus Strokes: **8501**  
 Pump #1 Capacity: **0.06281 bbls**  
 Pump Flow: **0.00 bbls/min**  
 Pump Speed: **0 spm**  
 Total Strokes: **0 stks**

**UNA VEZ QUE SE CALCULÓ EL PESO DEL LODO PARA CONTROLAR EL INFLUJO (13,2 LB/GAL), SE AGREGÓ BARITINA Y SE COMENZÓ A BOMBEAR ESTE LODO PESADO, DONDE TENEMOS QUE A LOS 79 STROKES LA PRESIÓN EN EL DRILL PIPE ES DE 873 PSI.**









Drillpipe Pressure: **873 psi**  
 Remote Choke Position: **Open 44 %**  
 Drillpipe Hydro: **6564 psi**

Mud Density In: **13.20 ppg**  
 Fluid Density Out: **12.00 ppg**  
 Pit Gain/Loss: **4.06 bbls**  
 % Of New Mud DP: **3**  
 % Of New Mud Ann: **0**

# Of Kicks Taken: **1.0**  
 Initial TVD: **10500.0 ft**  
 Shoe Pressure: **6542 psi**  
 Bottom Hole Pressure: **7310 psi**  
 Formation Pressure: **7188 psi**

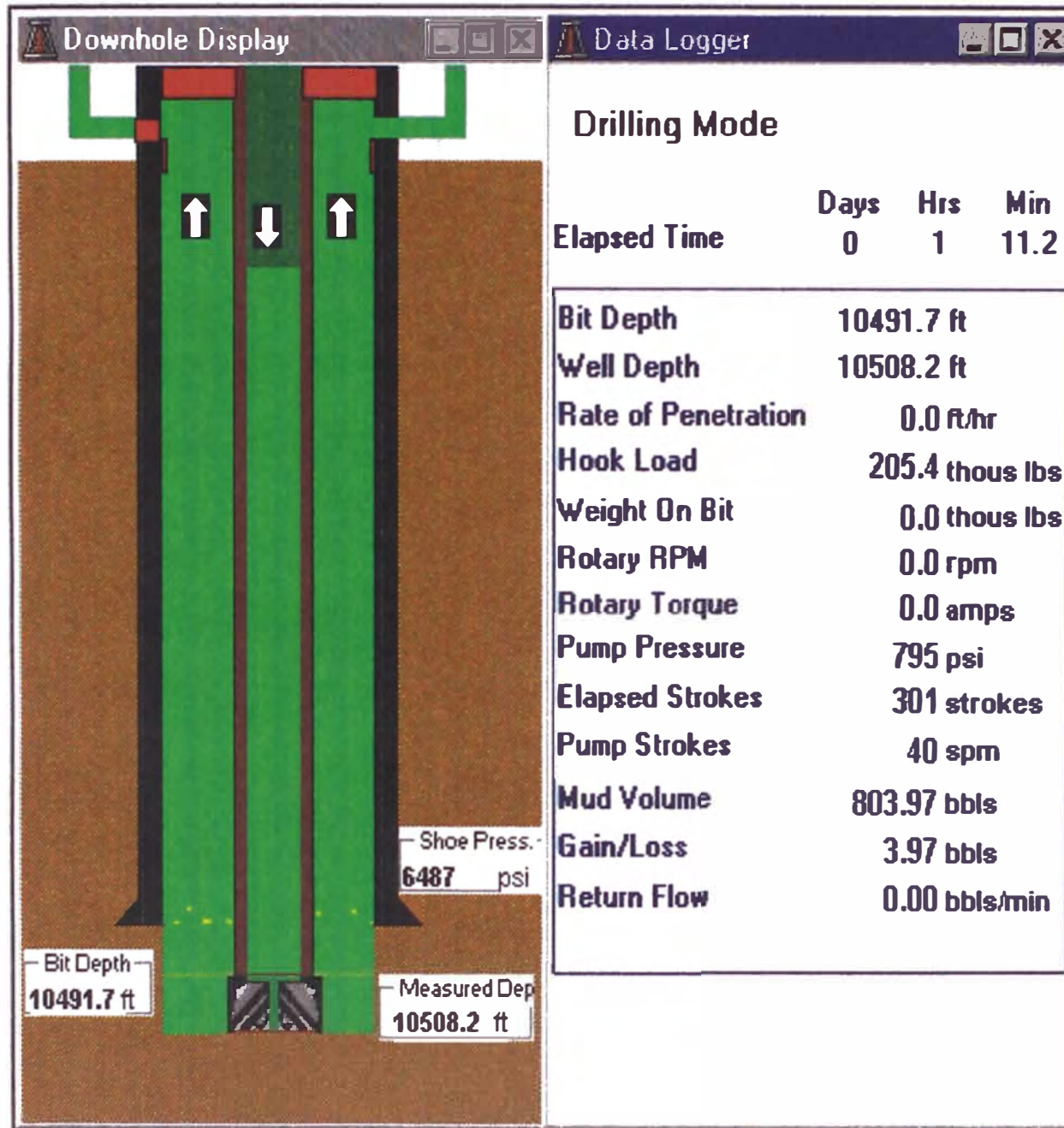
Casing Pressure: **754 psi**  
 Manual Choke Position: **Closed**  
 Annulus Hydrostatic Press: **6498 psi**  
 Choke Line Hydrostatic Press: **0 psi**  
(subsea only)  
 Kill Line Hydrostatic Press: **0 psi**  
(subsea only)

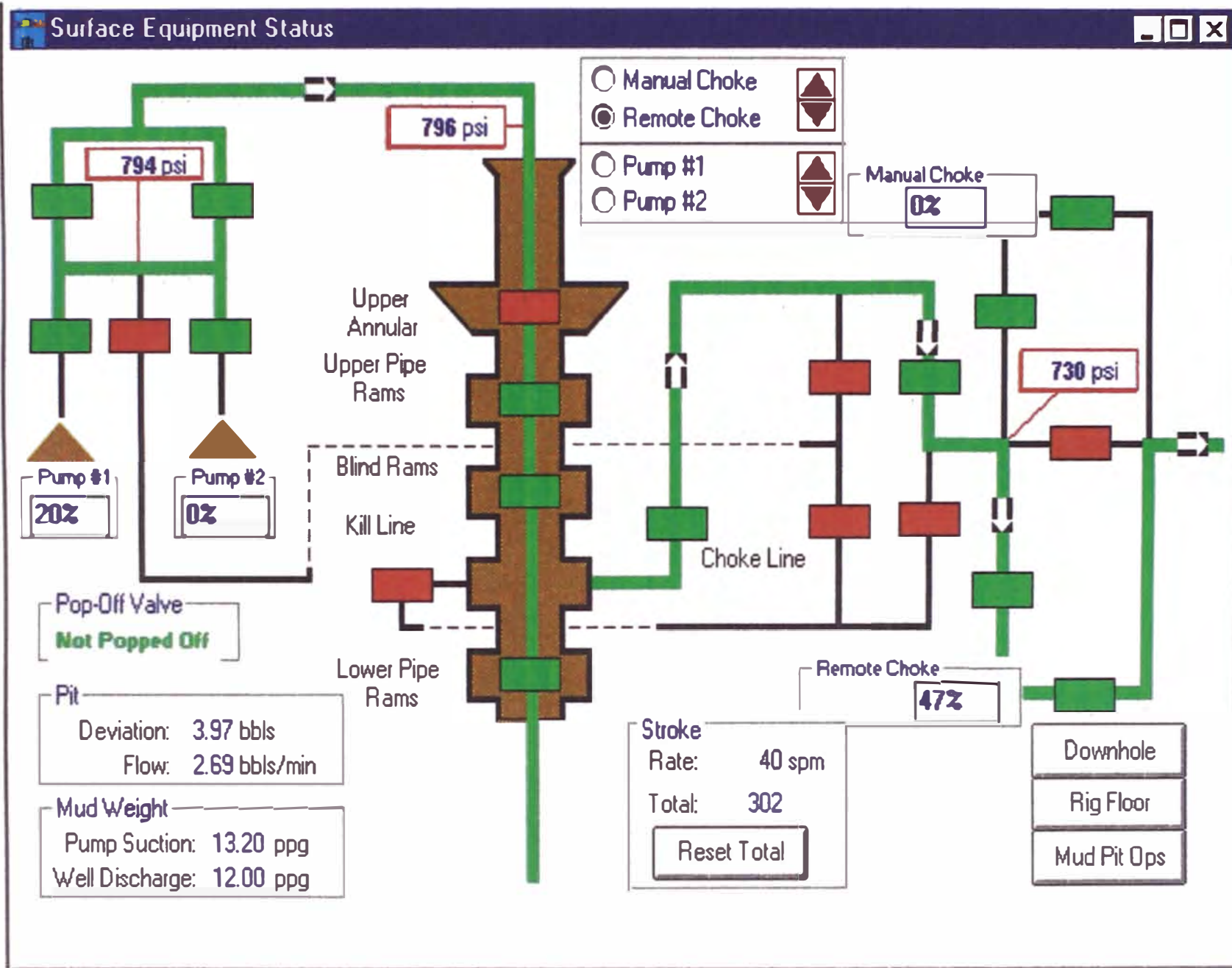
Drillpipe Capacity: **179.17 bbls**  
 Drillpipe Strokes: **2853**  
 Annulus Capacity: **533.94 bbls**  
 Annulus Strokes: **8501**  
 Pump #1 Capacity: **0.06281 bbls**  
 Pump Flow: **2.51 bbls/min**  
 Pump Speed: **40 spm**  
 Total Strokes: **79 stks**

**CONDICION A**

**STROKES ACUMULADOS 300**

**PRESIÓN 796 PSI**





Drillpipe Pressure: 796 psi  
 Remote Choke Position: **Open 47 %**  
 Drillpipe Hydro: 6631 psi

Mud Density In: 13.20 ppg  
 Fluid Density Out: 12.00 ppg  
 Pit Gain/Loss: 3.97 bbls  
 % Of New Mud DP: 13  
 % Of New Mud Ann: 0

# Of Kicks Taken: 1.0  
 Initial TVD: 10500.0 ft  
 Shoe Pressure: 6485 psi  
 Bottom Hole Pressure: 7291 psi  
 Formation Pressure: 7188 psi

Casing Pressure: 730 psi  
 Manual Choke Position: **Closed**  
 Annulus Hydrostatic Press: 6503 psi  
 Choke Line Hydrostatic Press: 0 psi  
 (subsea only)  
 Kill Line Hydrostatic Press: 0 psi  
 (subsea only)

Drillpipe Capacity: 179.17 bbls  
 Drillpipe Strokes: 2853  
 Annulus Capacity: 533.94 bbls  
 Annulus Strokes: 8501  
 Pump #1 Capacity: 0.06281 bbls  
 Pump Flow: 2.51 bbls/min  
 Pump Speed: 40 spm  
 Total Strokes: 302 stks



**CONDICION A**  
**STROKES ACUMULADOS 600**  
**PRESIÓN 715 PSI**

### Downhole Display

Bit Depth  
**10491.7 ft**

Shoe Press.  
**6462 psi**

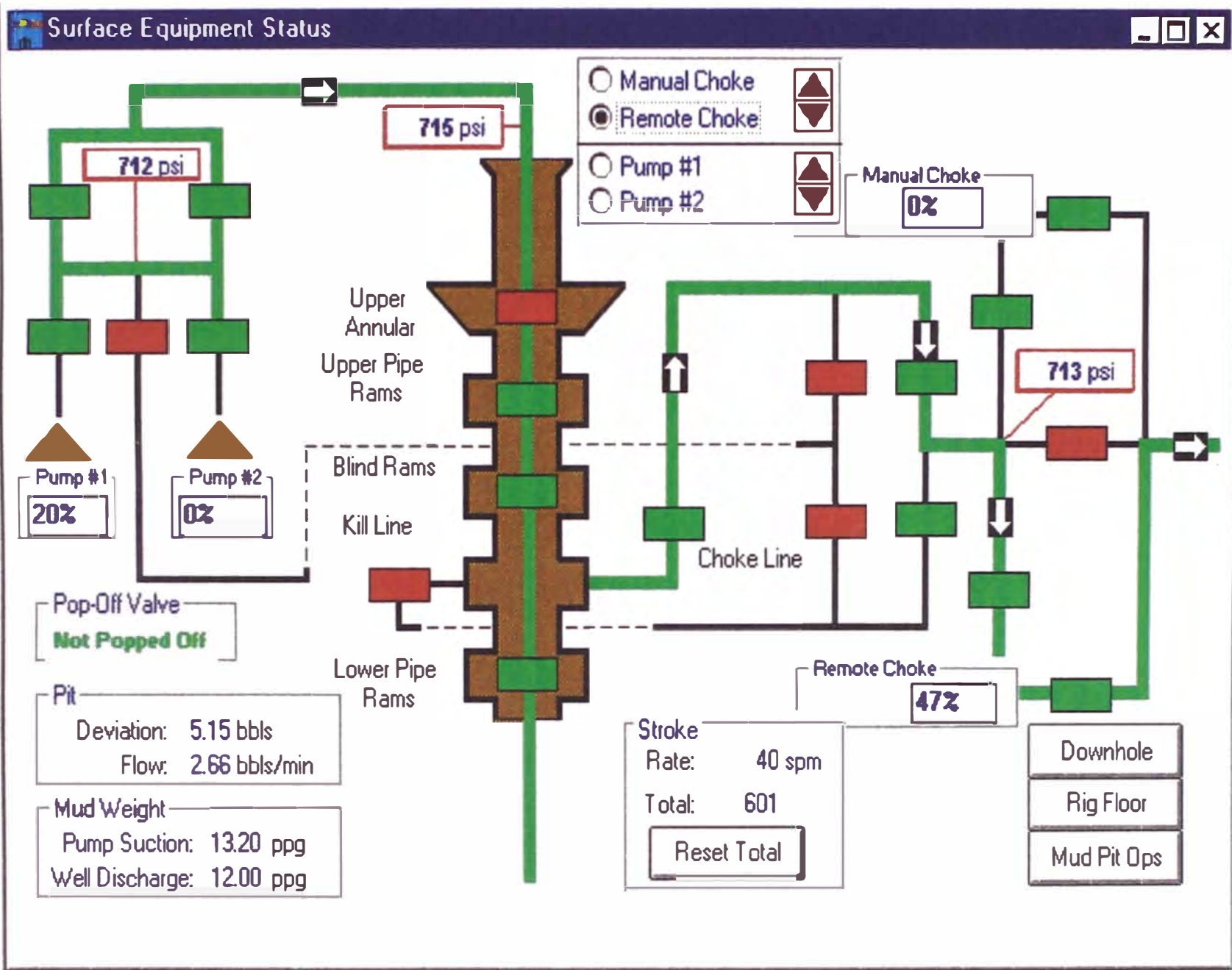
Measured Dep  
**.2 ft**

### Data Logger

#### Drilling Mode

	Days	Hrs	Min
Elapsed Time	0	1	18.7

Bit Depth	10491.7 ft
Well Depth	10508.2 ft
Rate of Penetration	0.0 ft/hr
Hook Load	205.6 thous lbs
Weight On Bit	0.0 thous lbs
Rotary RPM	0.0 rpm
Rotary Torque	0.0 amps
Pump Pressure	712 psi
Elapsed Strokes	601 strokes
Pump Strokes	40 spm
Mud Volume	805.15 bbls
Gain/Loss	5.15 bbls
Return Flow	0.00 bbls/min



Run

Pause

Menu

Acc: 1

Computer Simulation Inc., USA

Simulation Time: 00 day 01 hr 18.7 min

Drillpipe Pressure: 715 psi  
 Remote Choke Position: Open 47 %  
 Drillpipe Hydro: 6696 psi

Casing Pressure: 713 psi  
 Manual Choke Position: Closed  
 Annulus Hydrostatic Press: 6503 psi  
 Choke Line Hydrostatic Press: 0 psi  
 (subsea only)  
 Kill Line Hydrostatic Press: 0 psi  
 (subsea only)

Mud Density In: 13.20 ppg  
 Fluid Density Out: 12.00 ppg  
 Pit Gain/Loss: 5.15 bbls  
 % Of New Mud DP: 24  
 % Of New Mud Ann: 0

Drillpipe Capacity: 179.17 bbls  
 Drillpipe Strokes: 2853  
 Annulus Capacity: 533.94 bbls  
 Annulus Strokes: 8501  
 Pump #1 Capacity: 0.06281 bbls  
 Pump Flow: 2.51 bbls/min  
 Pump Speed: 40 spm  
 Total Strokes: 601 stks

# Of Kicks Taken: 1.0  
 Initial TVD: 10500.0 ft  
 Shoe Pressure: 6462 psi  
 Bottom Hole Pressure: 7275 psi  
 Formation Pressure: 7188 psi

**CONDICION A**  
**STROKES ACUMULADOS 900**  
**PRESIÓN 712 PSI**



### Downhole Display

Shoe Press.  
6520 psi

Bit Depth  
10491.7 ft

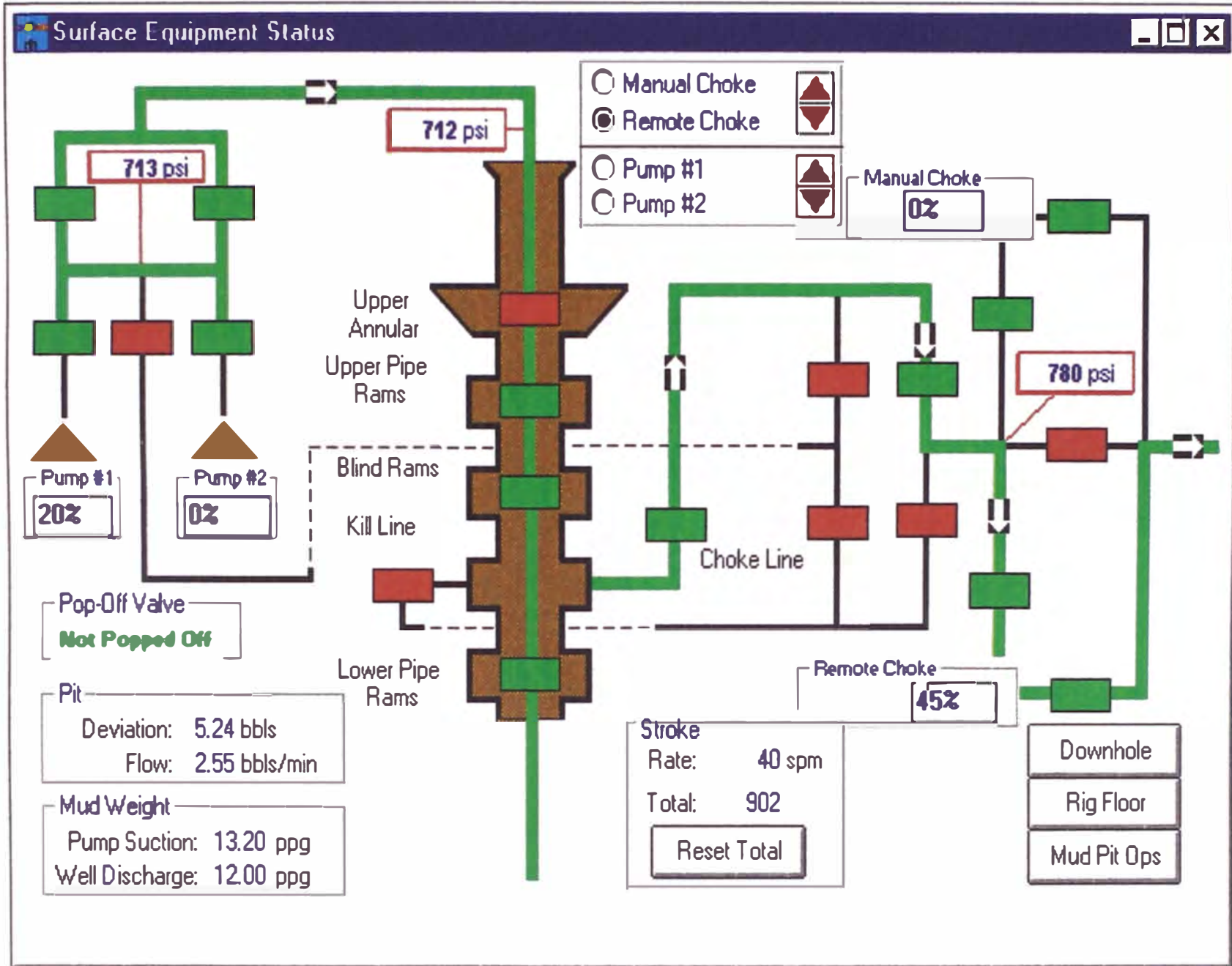
Measured Dep  
10508.2 ft

### Data Logger

#### Drilling Mode

Elapsed Time	Days	Hrs	Min
	0	1	26.2

Bit Depth	10491.7 ft
Well Depth	10508.2 ft
Rate of Penetration	0.0 ft/hr
Hook Load	204.8 thous lbs
Weight On Bit	0.0 thous lbs
Rotary RPM	0.0 rpm
Rotary Torque	0.0 amps
Pump Pressure	712 psi
Elapsed Strokes	901 strokes
Pump Strokes	40 spm
Mud Volume	805.23 bbls
Gain/Loss	5.23 bbls
Return Flow	0.00 bbls/min



Drillpipe Pressure: **712 psi**  
 Remote Choke Position: **Open 45 %**  
 Drillpipe Hydro: **6762 psi**

Mud Density In: **13.20 ppg**  
 Fluid Density Out: **12.00 ppg**  
 Pit Gain/Loss: **5.24 bbls**  
 % Of New Mud DP: **34**  
 % Of New Mud Ann: **0**

# Of Kicks Taken: **1.0**  
 Initial TVD: **10500.0 ft**  
 Shoe Pressure: **6520 psi**  
 Bottom Hole Pressure: **7342 psi**  
 Formation Pressure: **7188 psi**

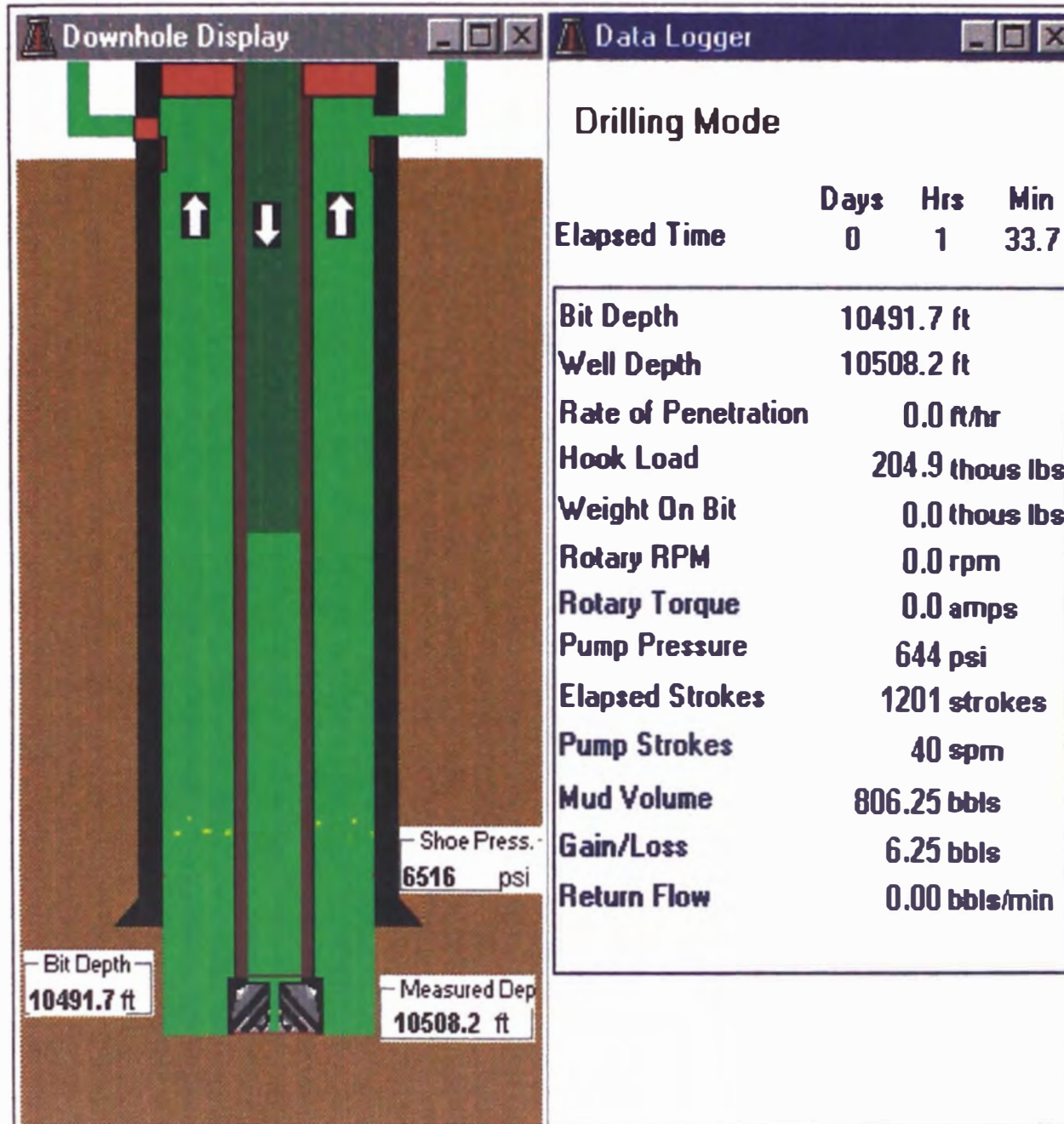
Casing Pressure: **780 psi**  
 Manual Choke Position: **Closed**  
 Annulus Hydrostatic Press: **6503 psi**  
 Choke Line Hydrostatic Press: **0 psi**  
(subsea only)  
 Kill Line Hydrostatic Press: **0 psi**  
(subsea only)

Drillpipe Capacity: **179.17 bbls**  
 Drillpipe Strokes: **2853**  
 Annulus Capacity: **533.94 bbls**  
 Annulus Strokes: **8501**  
 Pump #1 Capacity: **0.06281 bbls**  
 Pump Flow: **2.51 bbls/min**  
 Pump Speed: **40 spm**  
 Total Strokes: **902 stks**

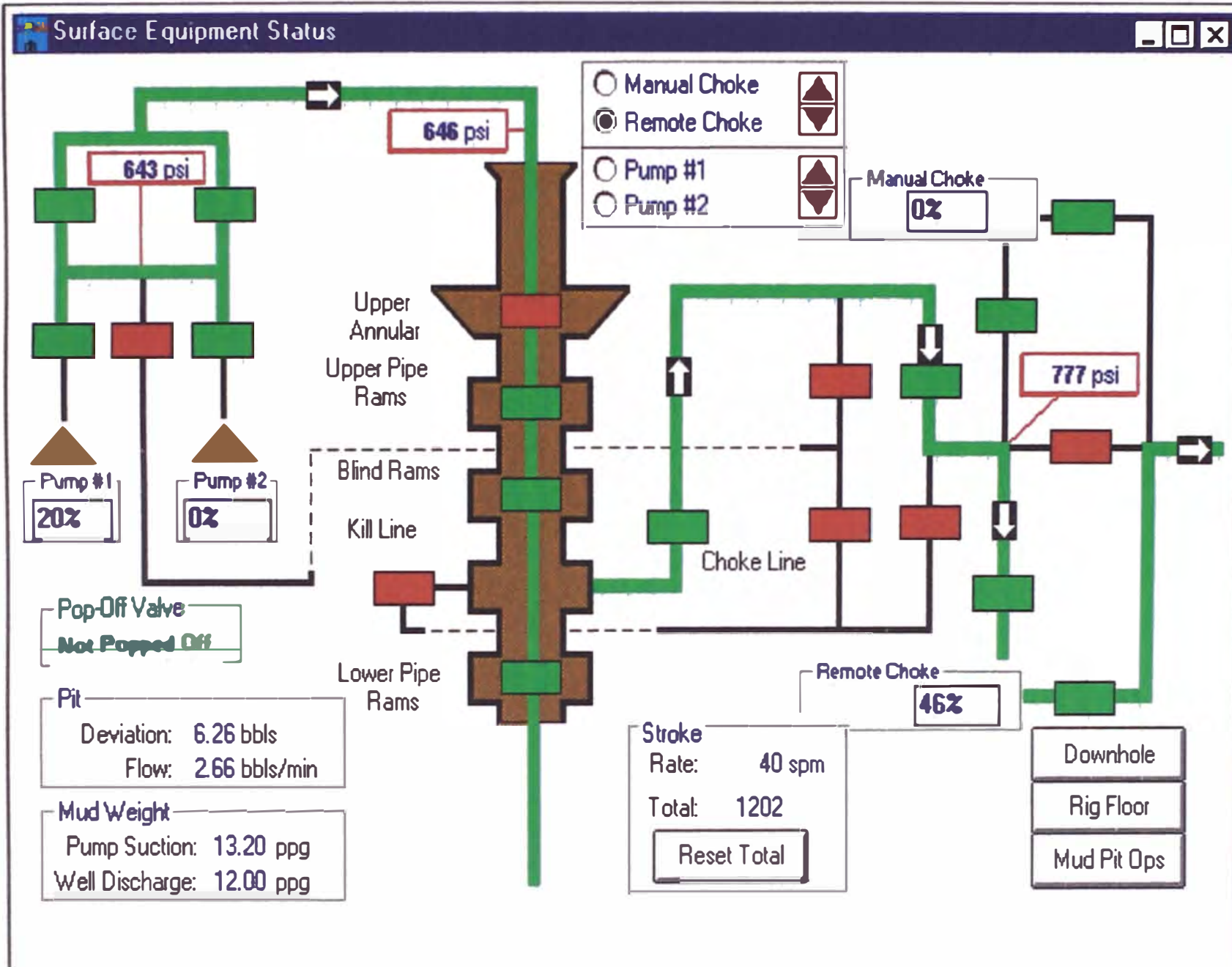
**CONDICION A**

**STROKES ACUMULADOS 1200**

**PRESIÓN 646 PSI**







Drillpipe Pressure: **646** psi  
 Remote Choke Position: **Open 46 %**  
 Drillpipe Hydro: **6828** psi

Casing Pressure: **777** psi  
 Manual Choke Position: **Closed**

Annulus Hydrostatic Press: **6501** psi

Choke Line Hydrostatic Press: **0** psi  
 (subsea only)

Kill Line Hydrostatic Press: **0** psi  
 (subsea only)

Mud Density In: **13.20** ppg  
 Fluid Density Out: **12.00** ppg  
 Pit Gain/Loss: **6.26** bbls  
 % Of New Mud DP: **45**  
 % Of New Mud Ann: **0**

Drillpipe Capacity: **179.17** bbls  
 Drillpipe Strokes: **2853**

Annulus Capacity: **533.94** bbls  
 Annulus Strokes: **8501**

Pump #1 Capacity: **0.06281** bbls  
 Pump Flow: **2.51** bbls/min  
 Pump Speed: **40** spm  
 Total Strokes: **1202** stks

# Of Kicks Taken: **1.0**  
 Initial TVD: **10500.0** ft  
 Shoe Pressure: **6516** psi  
 Bottom Hole Pressure: **7338** psi  
 Formation Pressure: **7188** psi

**CONDICION A**  
**STROKES ACUMULADOS 1500**  
**PRESIÓN 583 PSI**

### Downhole Display

Shoe Press. 6520 psi

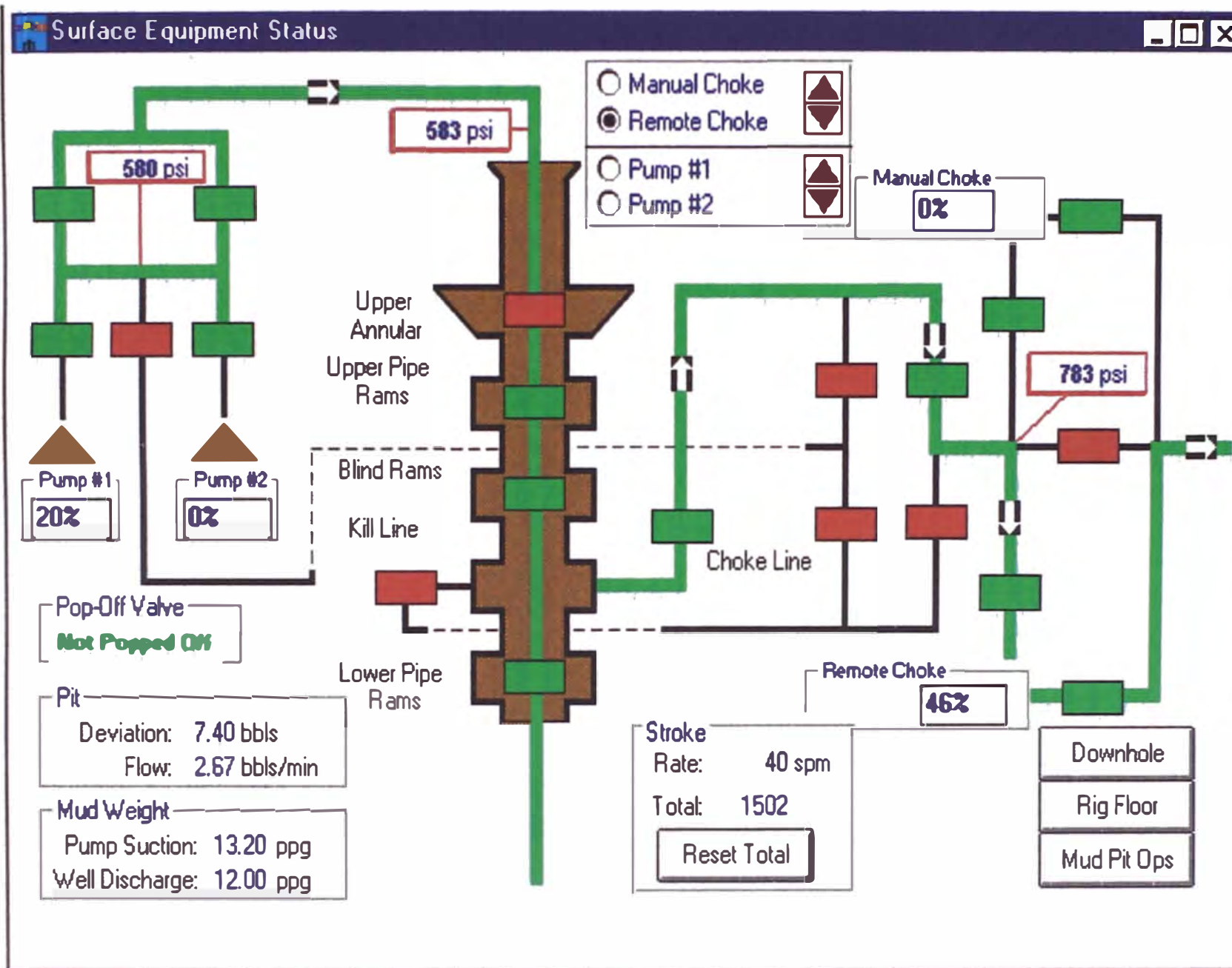
Bit Depth 10491.7 ft
Measured Dep 10508.2 ft

### Data Logger

#### Drilling Mode

	Days	Hrs	Min
Elapsed Time	0	1	41.2

Bit Depth	10491.7 ft
Well Depth	10508.2 ft
Rate of Penetration	0.0 ft/hr
Hook Load	204.8 thous lbs
Weight On Bit	0.0 thous lbs
Rotary RPM	0.0 rpm
Rotary Torque	0.0 amps
Pump Pressure	581 psi
Elapsed Strokes	1501 strokes
Pump Strokes	40 spm
Mud Volume	807.39 bbls
Gain/Loss	7.39 bbls
Return Flow	0.00 bbls/min





Drillpipe Pressure: **583 psi**  
 Remote Choke Position: **Open 46 %**  
 Drillpipe Hydro: **6894 psi**

Mud Density In: **13.20 ppg**  
 Fluid Density Out: **12.00 ppg**  
 Pit Gain/Loss: **7.40 bbls**  
 % Of New Mud DP: **55**  
 % Of New Mud Ann: **0**

# Of Kicks Taken: **1.0**  
 Initial TVD: **10500.0 ft**  
 Shoe Pressure: **6519 psi**  
 Bottom Hole Pressure: **7341 psi**  
 Formation Pressure: **7188 psi**

Casing Pressure: **783 psi**  
 Manual Choke Position: **Closed**  
 Annulus Hydrostatic Press: **6499 psi**  
 Choke Line Hydrostatic Press: **0 psi**  
(subsea only)  
 Kill Line Hydrostatic Press: **0 psi**  
(subsea only)

Drillpipe Capacity: **179.17 bbls**  
 Drillpipe Strokes: **2853**  
 Annulus Capacity: **533.94 bbls**  
 Annulus Strokes: **8501**  
 Pump #1 Capacity: **0.06281 bbls**  
 Pump Flow: **2.51 bbls/min**  
 Pump Speed: **40 spm**  
 Total Strokes: **1502 stks**

**CONDICION A**

**STROKES ACUMULADOS 1800**

**PRESIÓN 510 PSI**

### Downhole Display

Bit Depth  
**10491.7 ft**

Shoe Press.  
**6511 psi**

Measured Dep  
**10508.2 ft**

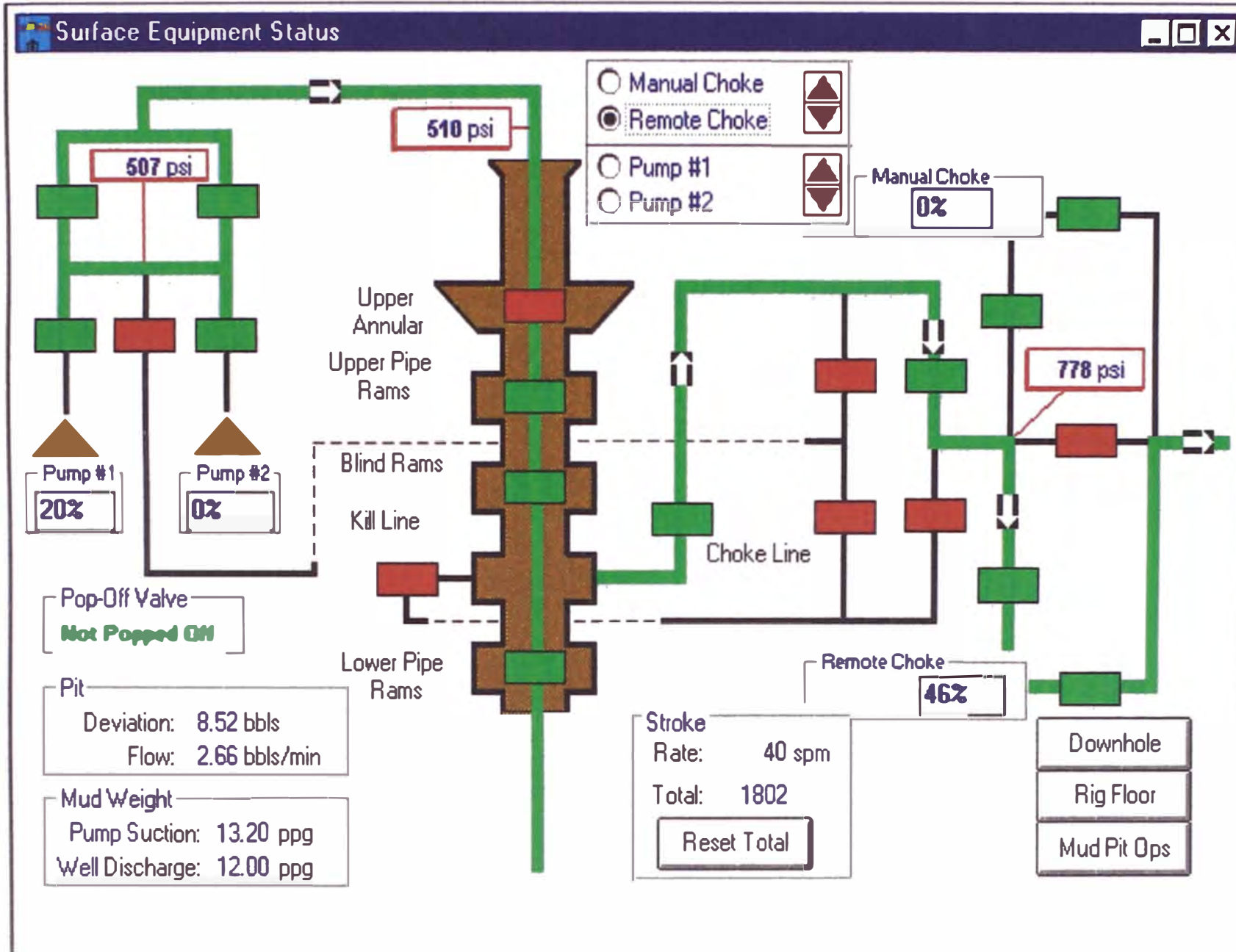
### Data Logger

#### Drilling Mode

	Days	Hrs	Min
Elapsed Time	0	1	48.8

---

Bit Depth	10491.7 ft
Well Depth	10508.2 ft
Rate of Penetration	0.0 ft/hr
Hook Load	204.9 thous lbs
Weight On Bit	0.0 thous lbs
Rotary RPM	0.0 rpm
Rotary Torque	0.0 amps
Pump Pressure	507 psi
Elapsed Strokes	1802 strokes
Pump Strokes	40 spm
Mud Volume	808.52 bbls
Gain/Loss	8.52 bbls
Return Flow	0.00 bbls/min



Drillpipe Pressure: **510 psi**  
 Remote Choke Position: **Open 46 %**  
 Drillpipe Hydro: **6959 psi**

Mud Density In: **13.20 ppg**  
 Fluid Density Out: **12.00 ppg**  
 Pit Gain/Loss: **8.52 bbls**  
 % Of New Mud DP: **66**  
 % Of New Mud Ann: **0**

# Of Kicks Taken: **1.0**  
 Initial TYD: **10500.0 ft**  
 Shoe Pressure: **6511 psi**  
 Bottom Hole Pressure: **7334 psi**  
 Formation Pressure: **7188 psi**

Casing Pressure: **778 psi**  
 Manual Choke Position: **Closed**  
 Annulus Hydrostatic Press: **6497 psi**  
 Choke Line Hydrostatic Press: **0 psi**  
(subsea only)  
 Kill Line Hydrostatic Press: **0 psi**  
(subsea only)

Drillpipe Capacity: **179.17 bbls**  
 Drillpipe Strokes: **2853**  
 Annulus Capacity: **533.94 bbls**  
 Annulus Strokes: **8501**  
 Pump #1 Capacity: **0.06281 bbls**  
 Pump Flow: **2.51 bbls/min**  
 Pump Speed: **40 spm**  
 Total Strokes: **1802 stks**



**CONDICION A**  
**STROKES ACUMULADOS 2100**  
**PRESIÓN 443 PSI**

### Downhole Display

- Bit Depth -  
**10491.7 ft**

- Measured Dep -  
**10508.2 ft**

- Shoe Press. -  
**6509 psi**

### Data Logger

**Drilling Mode**

Elapsed Time	Days	Hrs	Min
	0	1	56.3

Bit Depth	10491.7 ft
Well Depth	10508.2 ft
Rate of Penetration	0.0 ft/hr
Hook Load	204.9 thous lbs
Weight On Bit	0.0 thous lbs
Rotary RPM	0.0 rpm
Rotary Torque	0.0 amps
Pump Pressure	439 psi
Elapsed Strokes	2102 strokes
Pump Strokes	40 spm
Mud Volume	809.62 bbls
Gain/Loss	9.62 bbls
Return Flow	0.00 bbls/min

Drillpipe Pressure: **443 psi**  
 Remote Choke Position: **Open 46 %**  
 Drillpipe Hydro: **7025 psi**

Mud Density In: **13.20 ppg**  
 Fluid Density Out: **12.00 ppg**  
 Pit Gain/Loss: **9.62 bbls**  
 % Of New Mud DP: **76**  
 % Of New Mud Ann: **0**

# Of Kicks Taken: **1.0**  
 Initial TVD: **10500.0 ft**  
 Shoe Pressure: **6509 psi**  
 Bottom Hole Pressure: **7331 psi**  
 Formation Pressure: **7188 psi**

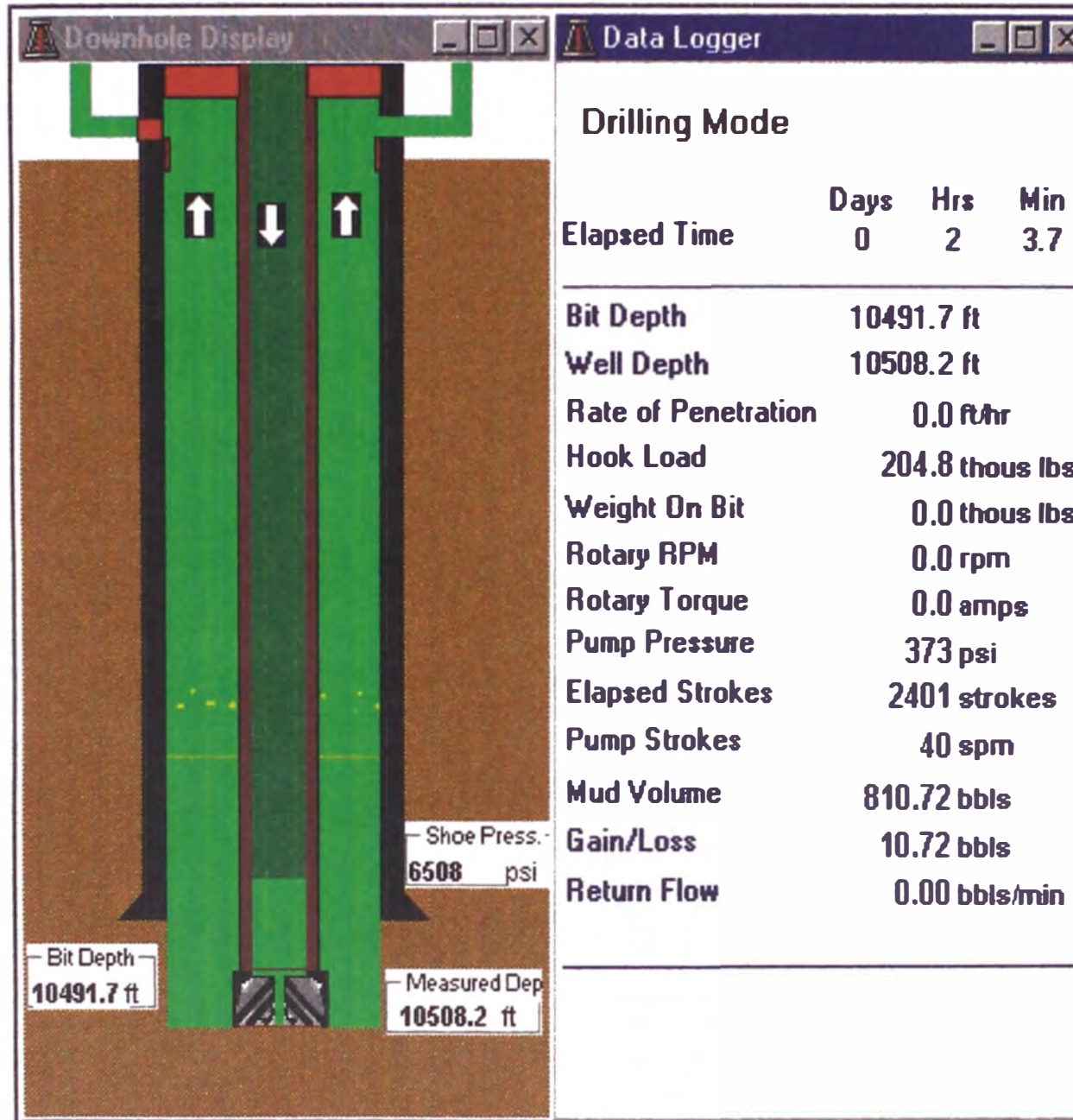
Casing Pressure: **777 psi**  
 Manual Choke Position: **Closed**  
 Annulus Hydrostatic Press: **6495 psi**  
 Choke Line Hydrostatic Press: **0 psi**  
(subsea only)  
 Kill Line Hydrostatic Press: **0 psi**  
(subsea only)

Drillpipe Capacity: **179.17 bbls**  
 Drillpipe Strokes: **2853**  
 Annulus Capacity: **533.94 bbls**  
 Annulus Strokes: **8501**  
 Pump #1 Capacity: **0.06281 bbls**  
 Pump Flow: **2.51 bbls/min**  
 Pump Speed: **40 spm**  
 Total Strokes: **2102 stks**

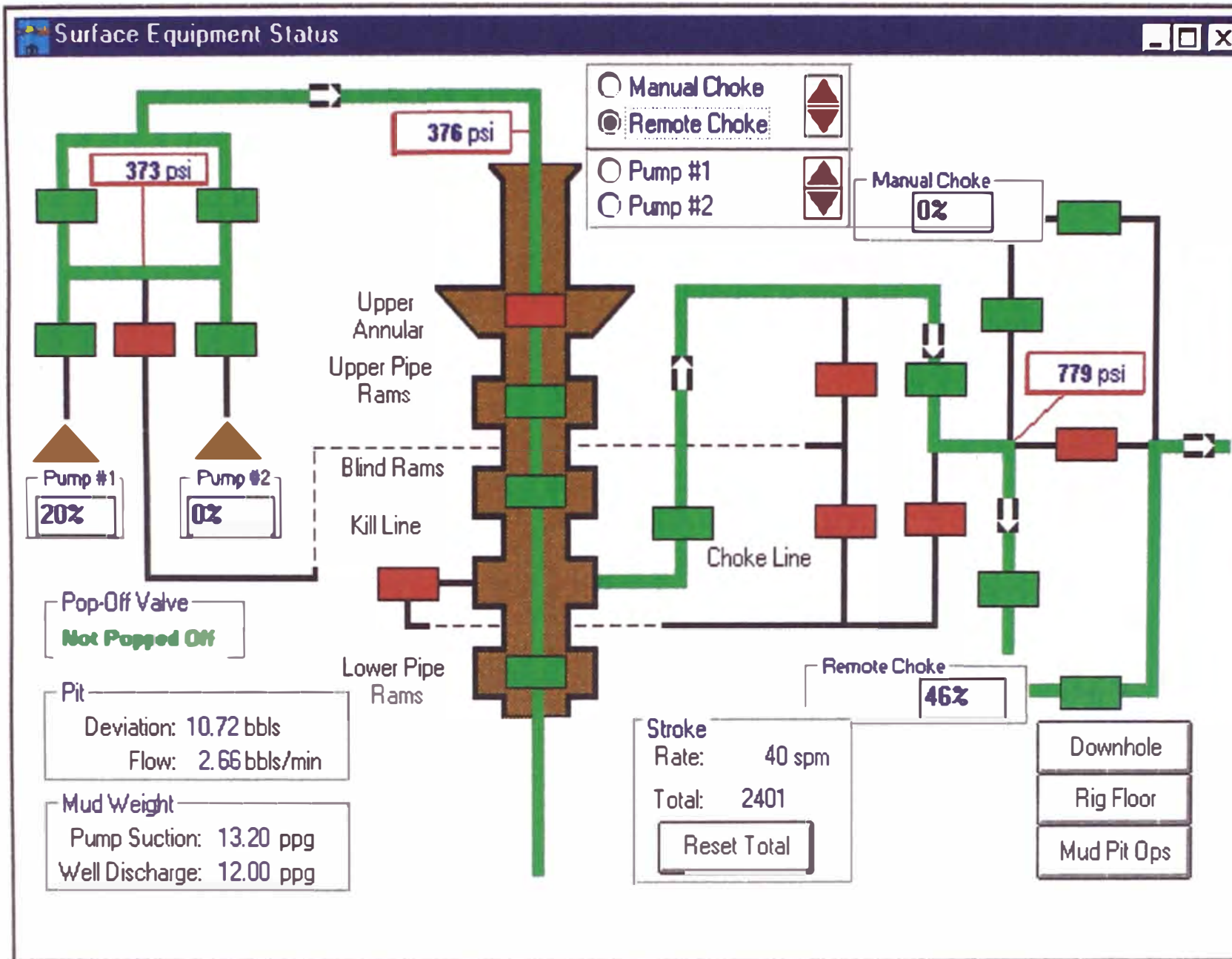
**CONDICION A**

**STROKES ACUMULADOS 2400**

**PRESIÓN 376 PSI**







Drillpipe Pressure: **376** psi  
 Remote Choke Position: **Open 46 %**  
 Drillpipe Hydro: **7090** psi

Mud Density In: **13.20** ppg  
 Fluid Density Out: **12.00** ppg  
 Pit Gain/Loss: **10.72** bbls  
 % Of New Mud DP: **86**  
 % Of New Mud Ann: **0**

# Of Kicks Taken: **1.0**  
 Initial TVD: **10500.0** ft  
 Shoe Pressure: **6508** psi  
 Bottom Hole Pressure: **7330** psi  
 Formation Pressure: **7188** psi

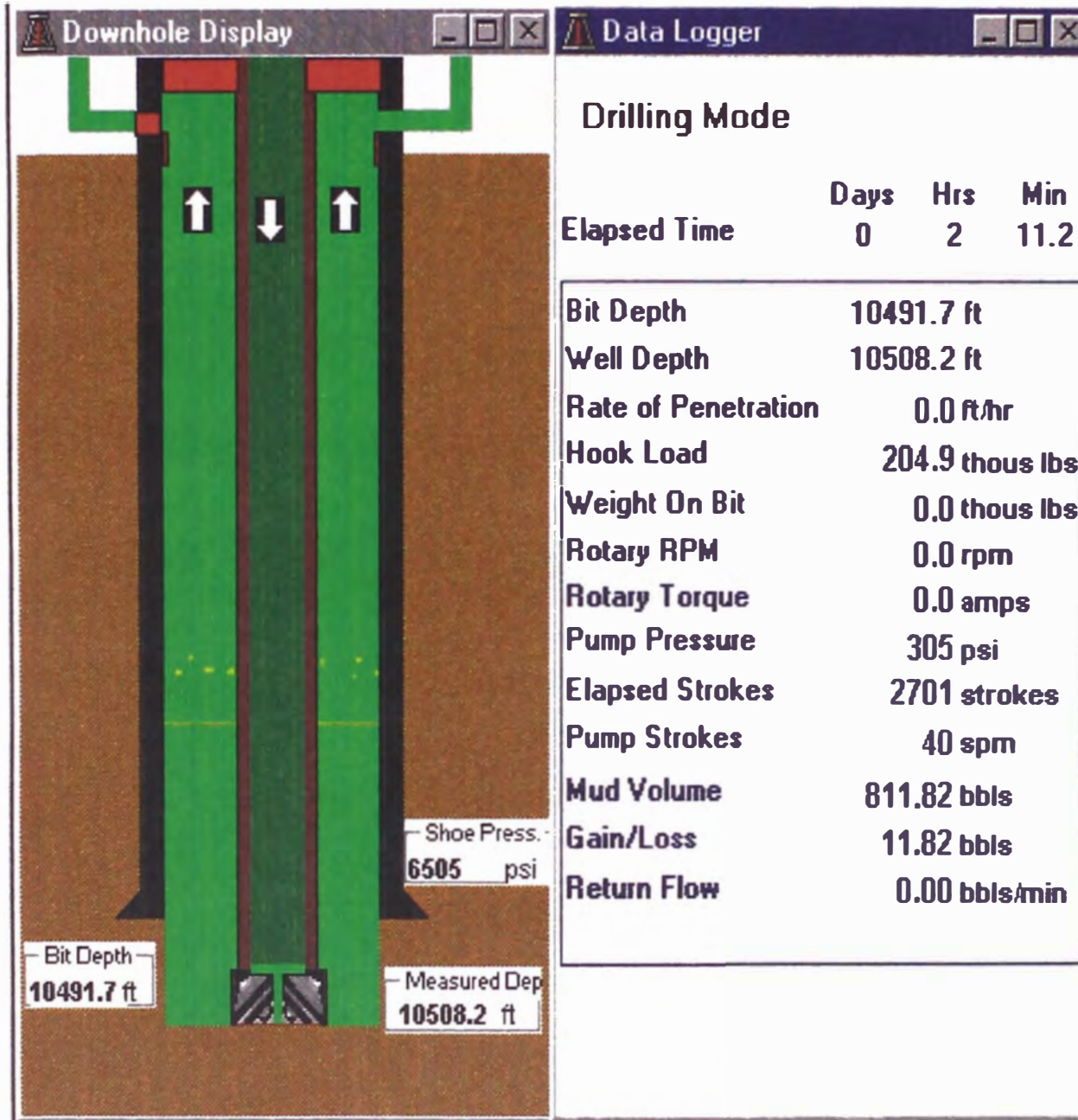
Casing Pressure: **779** psi  
 Manual Choke Position: **Closed**  
 Annulus Hydrostatic Press: **6492** psi  
 Choke Line Hydrostatic Press: **0** psi  
(subsea only)  
 Kill Line Hydrostatic Press: **0** psi  
(subsea only)

Drillpipe Capacity: **179.17** bbls  
 Drillpipe Strokes: **2853**  
 Annulus Capacity: **533.94** bbls  
 Annulus Strokes: **8501**  
 Pump #1 Capacity: **0.06281** bbls  
 Pump Flow: **2.51** bbls/min  
 Pump Speed: **40** spm  
 Total Strokes: **2401** stks

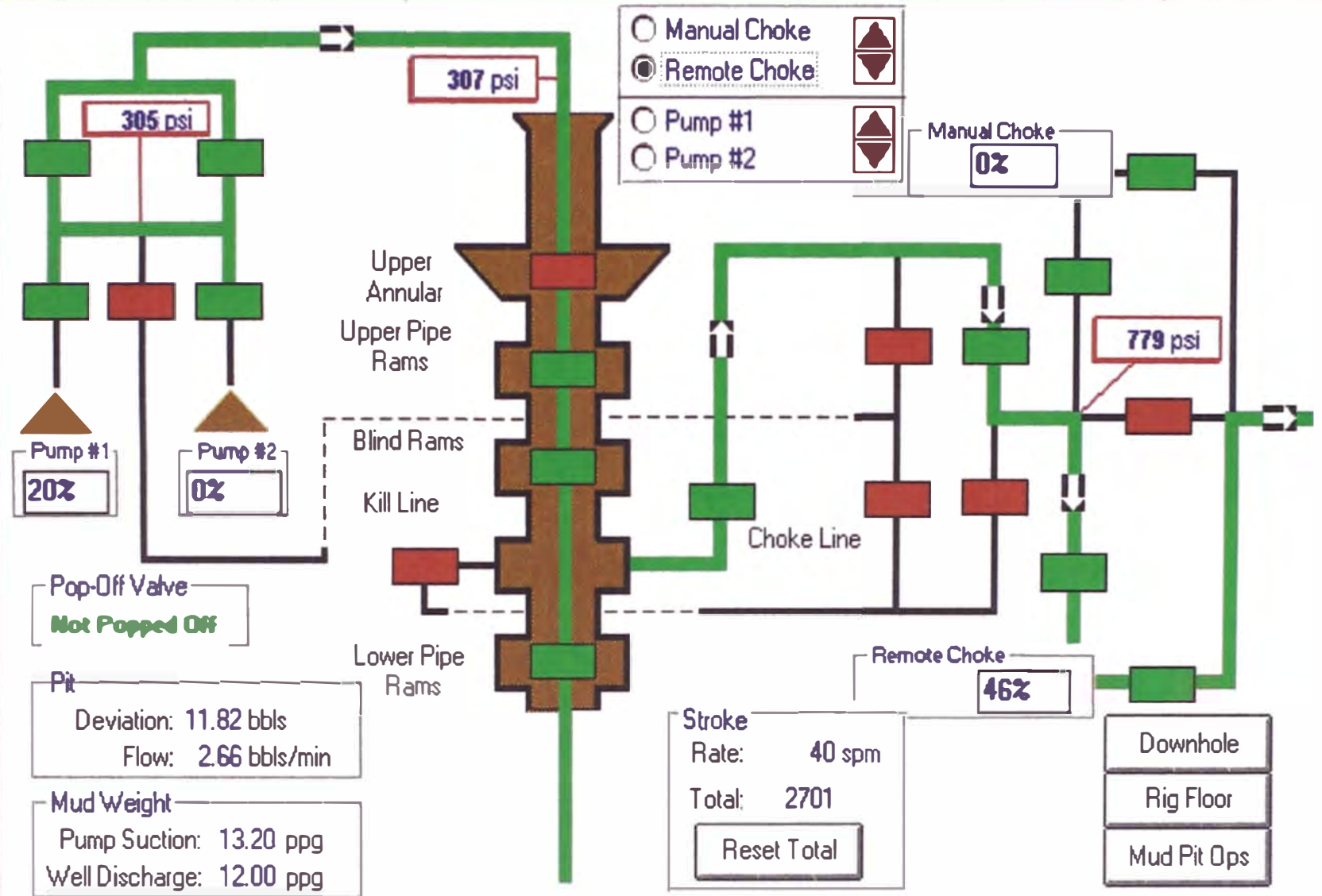
**CONDICION A**

**STROKES ACUMULADOS 2700**

**PRESIÓN 307 PSI**



# Surface Equipment Status



- Manual Choke
- Remote Choke
- Pump #1
- Pump #2

Manual Choke  
**0%**

Pump #1  
**20%**

Pump #2  
**0%**

Pop-Off Valve  
**Not Popped Off**

Pit  
Deviation: 11.82 bbls  
Flow: 2.66 bbls/min

Mud Weight  
Pump Suction: 13.20 ppg  
Well Discharge: 12.00 ppg

Stroke  
Rate: 40 spm  
Total: 2701  
**Reset Total**

Remote Choke  
**46%**

Downhole  
Rig Floor  
Mud Pit Ops



Drillpipe Pressure: **307 psi**  
 Remote Choke Position: **Open 46 %**  
 Drillpipe Hydro: **7155 psi**

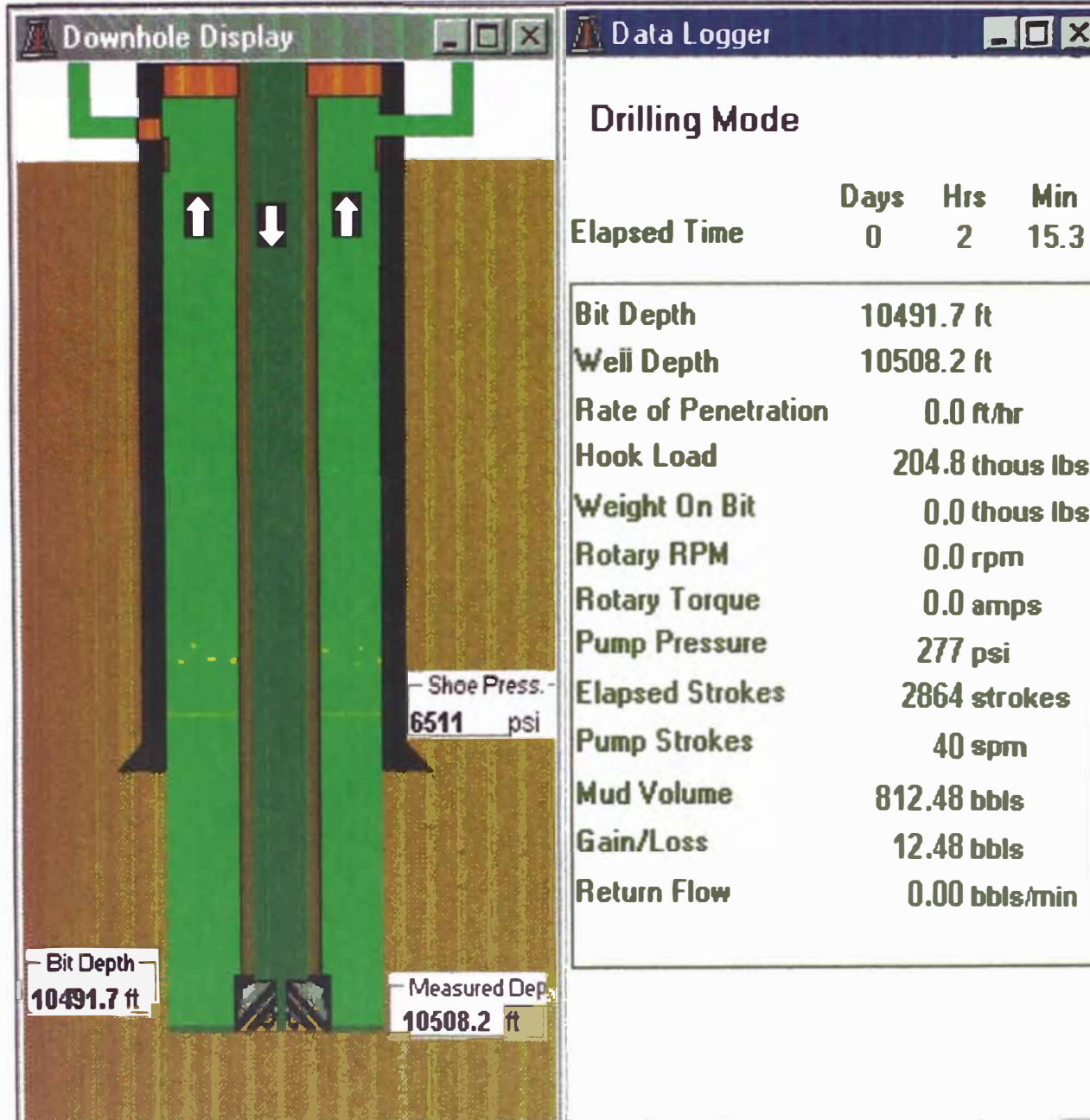
Mud Density In: **13.20 ppg**  
 Fluid Density Out: **12.00 ppg**  
 Pit Gain/Loss: **11.82 bbls**  
 % Of New Mud DP: **97**  
 % Of New Mud Ann: **0**

# Of Kicks Taken: **1.0**  
 Initial TVD: **10500.0 ft**  
 Shoe Pressure: **6505 psi**  
 Bottom Hole Pressure: **7327 psi**  
 Formation Pressure: **7188 psi**

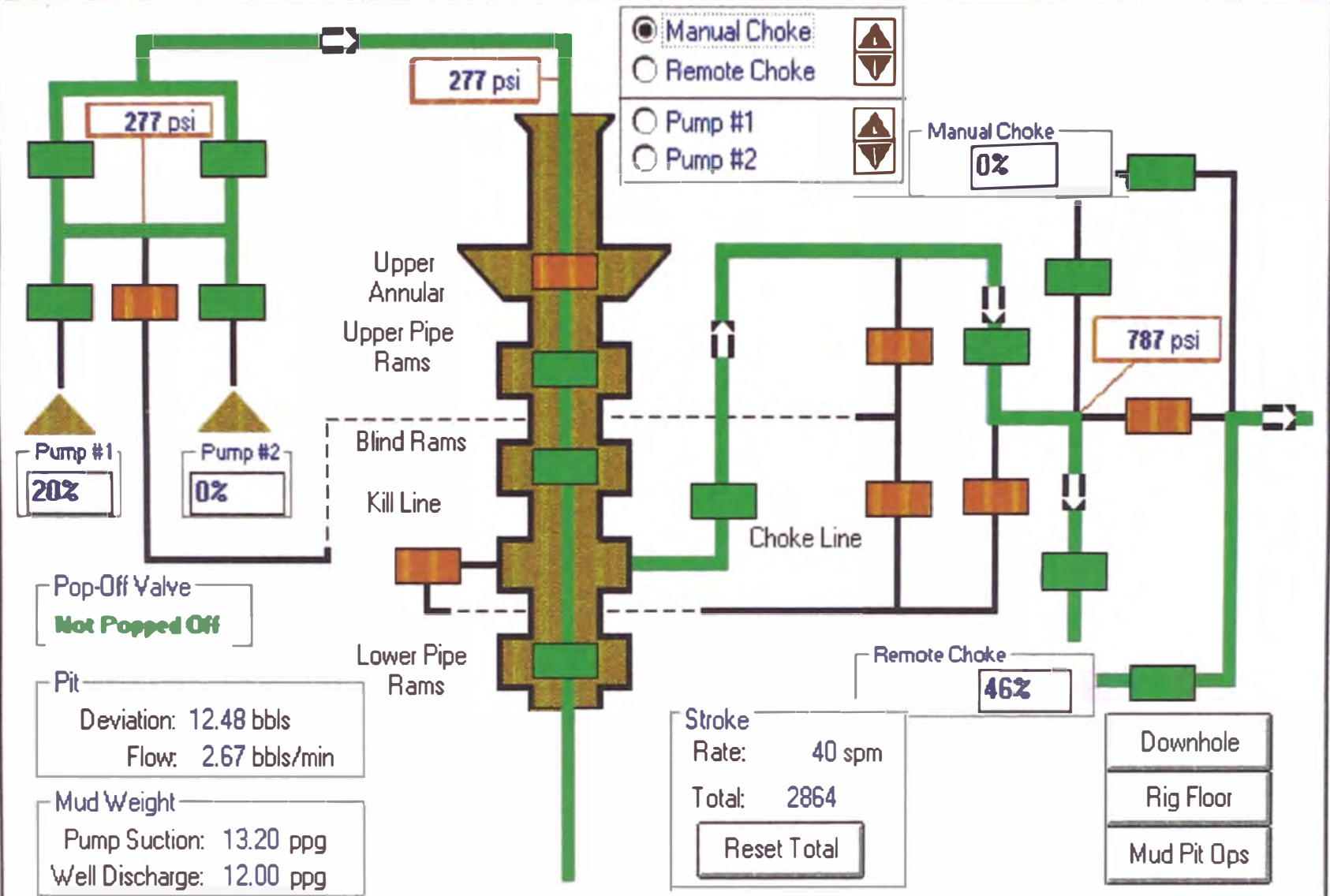
Casing Pressure: **779 psi**  
 Manual Choke Position: **Closed**  
 Annulus Hydrostatic Press: **6489 psi**  
 Choke Line Hydrostatic Press: **0 psi**  
(subsea only)  
 Kill Line Hydrostatic Press: **0 psi**  
(subsea only)

Drillpipe Capacity: **179.17 bbls**  
 Drillpipe Strokes: **2853**  
 Annulus Capacity: **533.94 bbls**  
 Annulus Strokes: **8501**  
 Pump #1 Capacity: **0.06281 bbls**  
 Pump Flow: **2.51 bbls/min**  
 Pump Speed: **40 spm**  
 Total Strokes: **2701 stks**

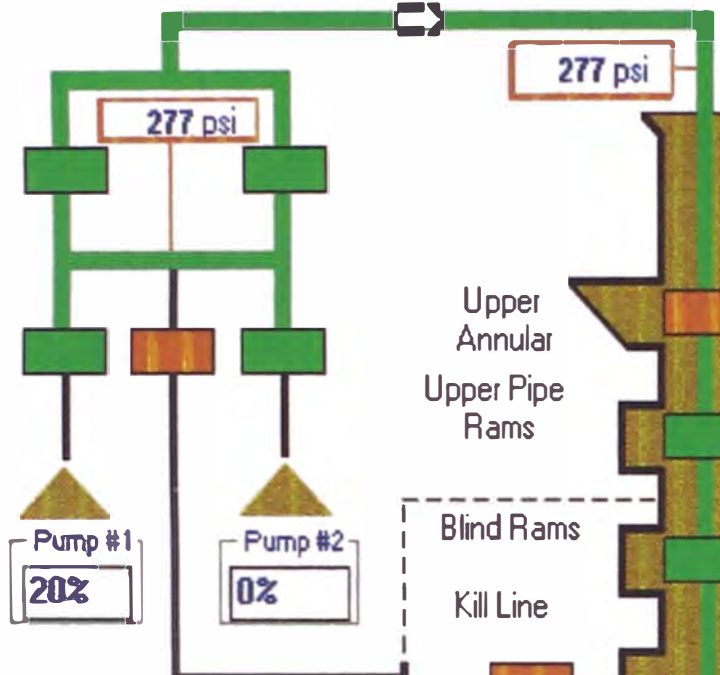
**CONDICION A**  
**STROKES ACUMULADOS 2864**  
**PRESIÓN 277 PSI**



# Surface Equipment Status



- Manual Choke
- Remote Choke
- Pump #1
- Pump #2



Manual Choke  
0%

Pump #1  
20%

Pump #2  
0%

Pop-Off Valve  
Not Popped Off

Pit  
Deviation: 12.48 bbls  
Flow: 2.67 bbls/min

Mud Weight  
Pump Suction: 13.20 ppg  
Well Discharge: 12.00 ppg

Stroke  
Rate: 40 spm  
Total: 2864  
Reset Total

Remote Choke  
46%

Downhole  
Rig Floor  
Mud Pit Ops

Upper Annular  
Upper Pipe  
Rams

Blind Rams  
Kill Line

Lower Pipe  
Rams

Choke Line

787 psi

277 psi

277 psi

Drillpipe Pressure: 277 psi  
 Remote Choke Position: **Open 46 %**  
 Drillpipe Hydro: 7201 psi

Mud Density In: 13.20 ppg  
 Fluid Density Out: 12.00 ppg  
 Pit Gain/Loss: 12.48 bbls  
 % Of New Mud DP: 100  
 % Of New Mud Ann: 1

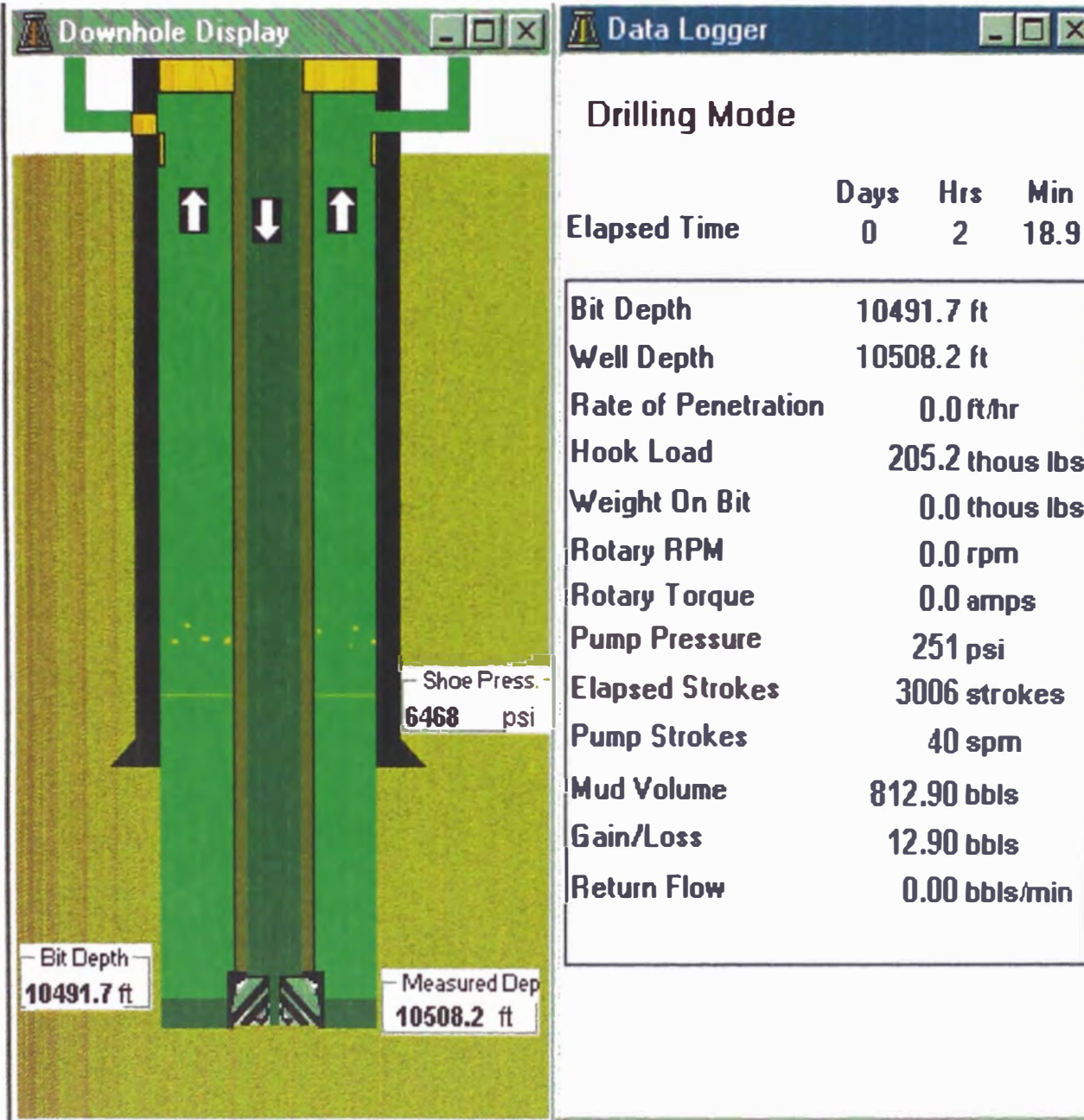
# Of Kicks Taken: 1.0  
 Initial TVD: 10500.0 ft  
 Shoe Pressure: 6511 psi  
 Bottom Hole Pressure: 7339 psi  
 Formation Pressure: 7188 psi

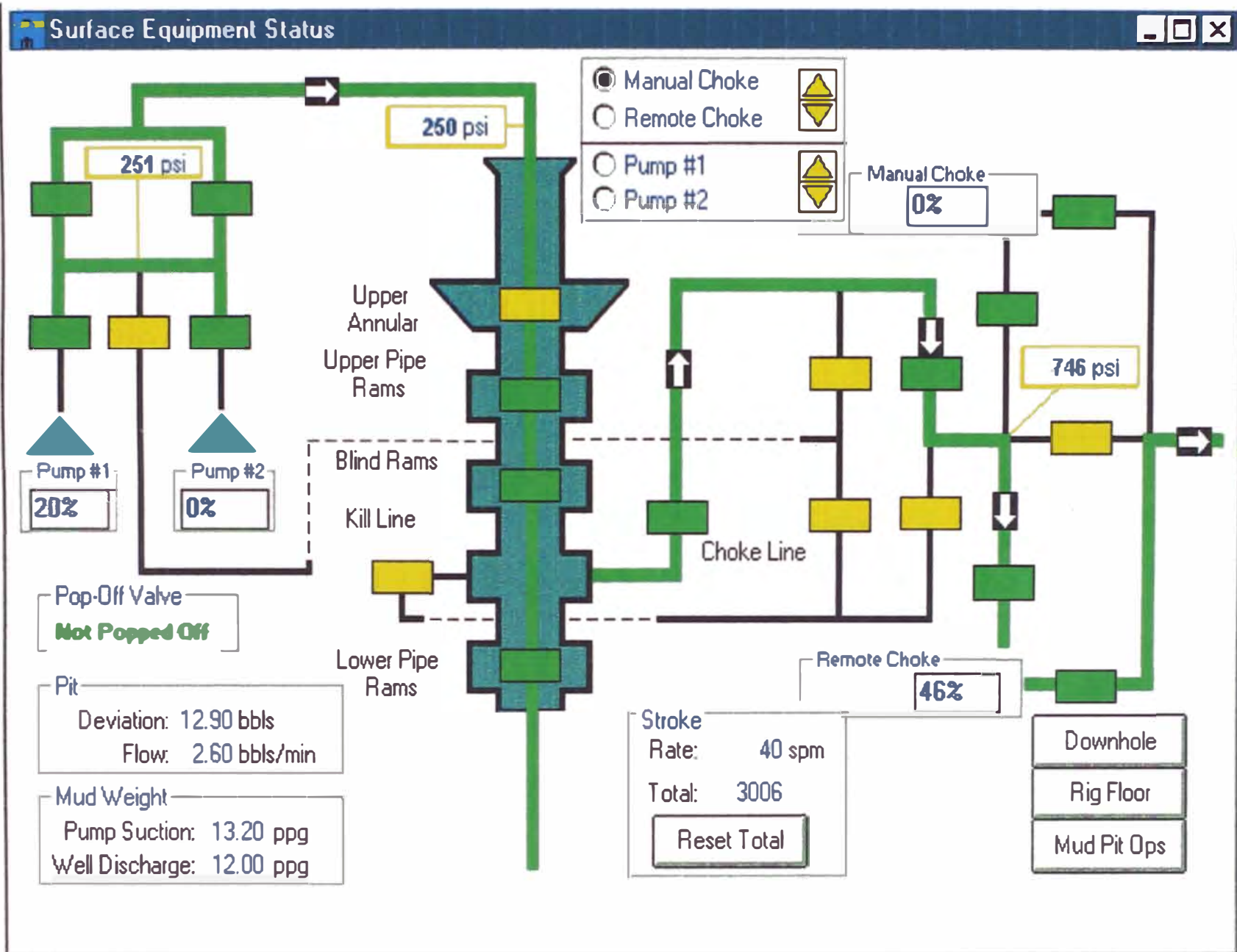
Casing Pressure: 787 psi  
 Manual Choke Position: **Closed**  
 Annulus Hydrostatic Press: 6493 psi  
 Choke Line Hydrostatic Press: 0 psi  
(subsea only)  
 Kill Line Hydrostatic Press: 0 psi  
(subsea only)

Drillpipe Capacity: 179.17 bbls  
 Drillpipe Strokes: 2853  
 Annulus Capacity: 533.94 bbls  
 Annulus Strokes: 8501  
 Pump #1 Capacity: 0.06281 bbls  
 Pump Flow: 2.51 bbls/min  
 Pump Speed: 40 spm  
 Total Strokes: 2864 stks



**CONDICION A**  
**STROKES ACUMULADOS 3000**  
**PRESIÓN 250 PSI**





Drillpipe Pressure: **250 psi**  
 Remote Choke Position: **Open 46 %**  
 Drillpipe Hydro: **7201 psi**

Mud Density In: **13.20 ppg**  
 Fluid Density Out: **12.00 ppg**  
 Pit Gain/Loss: **12.90 bbls**  
 % Of New Mud DP: **100**  
 % Of New Mud Ann: **2**

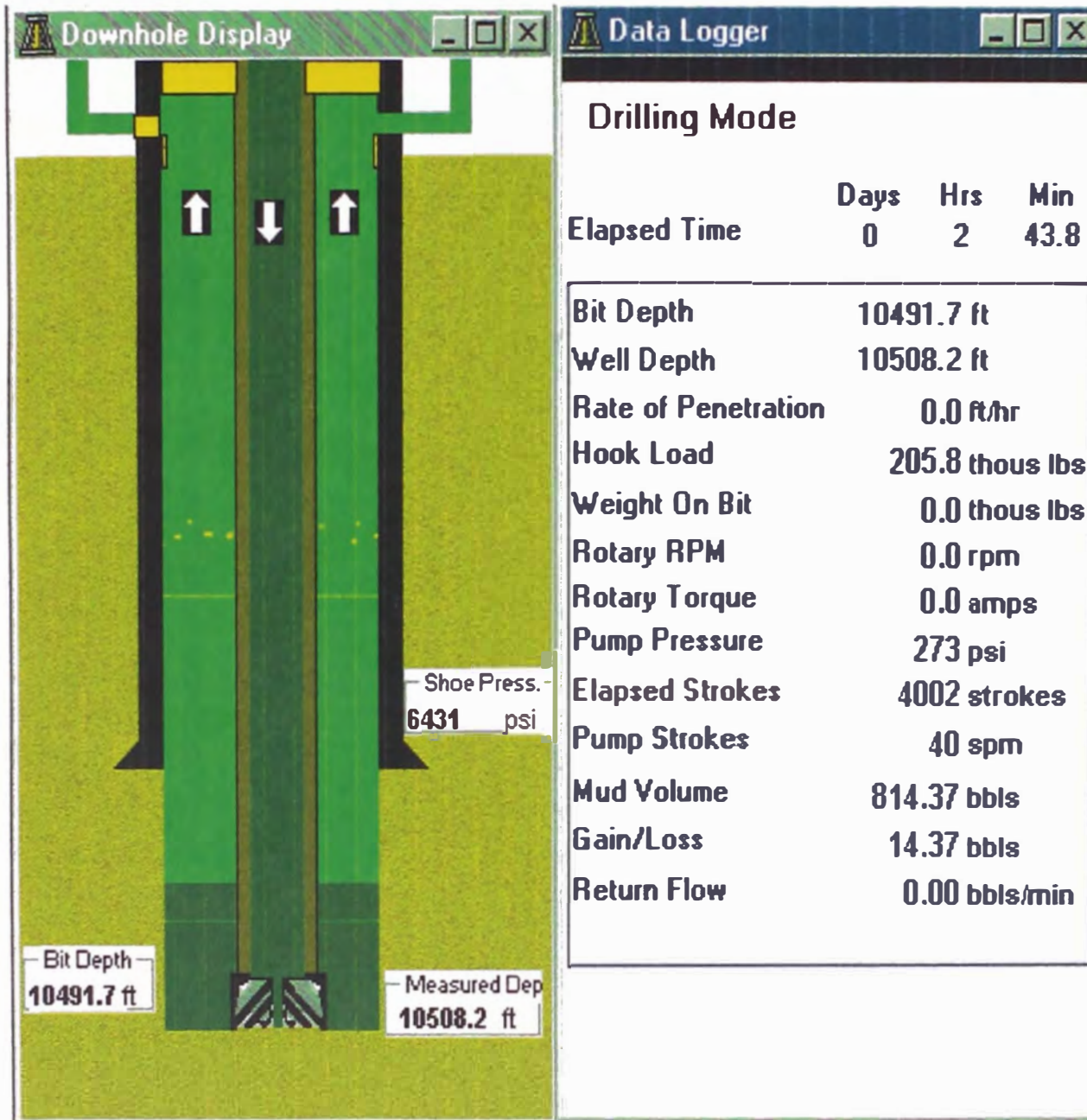
# Of Kicks Taken: **1.0**  
 Initial TVD: **10500.0 ft**  
 Shoe Pressure: **6468 psi**  
 Bottom Hole Pressure: **7313 psi**  
 Formation Pressure: **7188 psi**

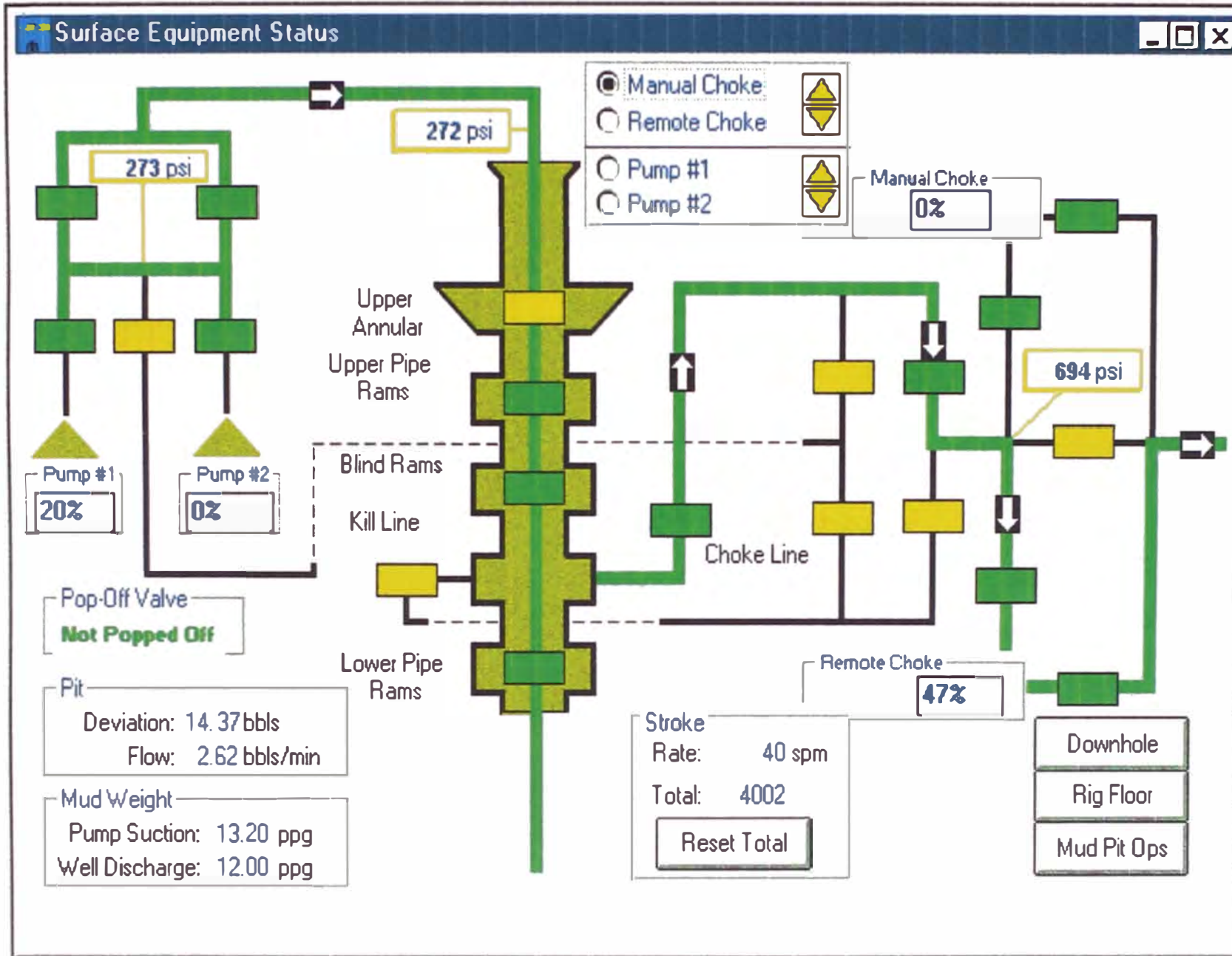
Casing Pressure: **746 psi**  
 Manual Choke Position: **Closed**  
 Annulus Hydrostatic Press: **6508 psi**  
 Choke Line Hydrostatic Press: **0 psi**  
(subsea only)  
 Kill Line Hydrostatic Press: **0 psi**  
(subsea only)

Drillpipe Capacity: **179.17 bbls**  
 Drillpipe Strokes: **2853**  
 Annulus Capacity: **533.94 bbls**  
 Annulus Strokes: **8501**  
 Pump #1 Capacity: **0.06281 bbls**  
 Pump Flow: **2.51 bbls/min**  
 Pump Speed: **40 spm**  
 Total Strokes: **3006 stks**

**CONDICION A**  
**STROKES ACUMULADOS 4000**  
**PRESIÓN 272 PSI**







Drillpipe Pressure: 272 psi  
 Remote Choke Position: **Open 47** %  
 Drillpipe Hydro: 7201 psi

Mud Density In: 13.20 ppg  
 Fluid Density Out: 12.00 ppg  
 Pit Gain/Loss: 14.37 bbls  
 % Of New Mud DP: 100  
 % Of New Mud Ann: 14

# Of Kicks Taken: 1.0  
 Initial TVD: 10500.0 ft  
 Shoe Pressure: 6431 psi  
 Bottom Hole Pressure: 7334 psi  
 Formation Pressure: 7188 psi

Casing Pressure: 694 psi  
 Manual Choke Position: **Closed**  
 Annulus Hydrostatic Press: 6581 psi  
 Choke Line Hydrostatic Press: 0 psi  
(subsea only)  
 Kill Line Hydrostatic Press: 0 psi  
(subsea only)

Drillpipe Capacity: 179.17 bbls  
 Drillpipe Strokes: 2853  
 Annulus Capacity: 533.94 bbls  
 Annulus Strokes: 8501  
 Pump #1 Capacity: 0.06281 bbls  
 Pump Flow: 2.51 bbls/min  
 Pump Speed: 40 spm  
 Total Strokes: 4002 stks

**CONDICION A**

**STROKES ACUMULADOS 5000**

**PRESIÓN 289 PSI**

Downhole Display

Data Logger

Bit Depth  
10491.7 ft

Measured Dep  
10508.2 ft

Shoe Press.  
6447 psi

### Drilling Mode

Elapsed Time	Days	Hrs	Min
	0	3	8.7

Bit Depth	10491.7 ft
Well Depth	10508.2 ft
Rate of Penetration	0.0 ft/hr
Hook Load	206.2 thous lbs
Weight On Bit	0.0 thous lbs
Rotary RPM	0.0 rpm
Rotary Torque	0.0 amps
Pump Pressure	289 psi
Elapsed Strokes	5001 strokes
Pump Strokes	40 spm
Mud Volume	816.63 bbls
Gain/Loss	16.63 bbls
Return Flow	0.00 bbls/min



Drillpipe Pressure: **289 psi**  
 Remote Choke Position: **Open 48 %**  
 Drillpipe Hydro: **7201 psi**

Mud Density In: **13.20 ppg**  
 Fluid Density Out: **12.00 ppg**  
 Pit Gain/Loss: **16.63 bbls**  
 % Of New Mud DP: **100**  
 % Of New Mud Ann: **26**

# Of Kicks Taken: **1.0**  
 Initial TVD: **10500.0 ft**  
 Shoe Pressure: **6447 psi**  
 Bottom Hole Pressure: **7351 psi**  
 Formation Pressure: **7188 psi**

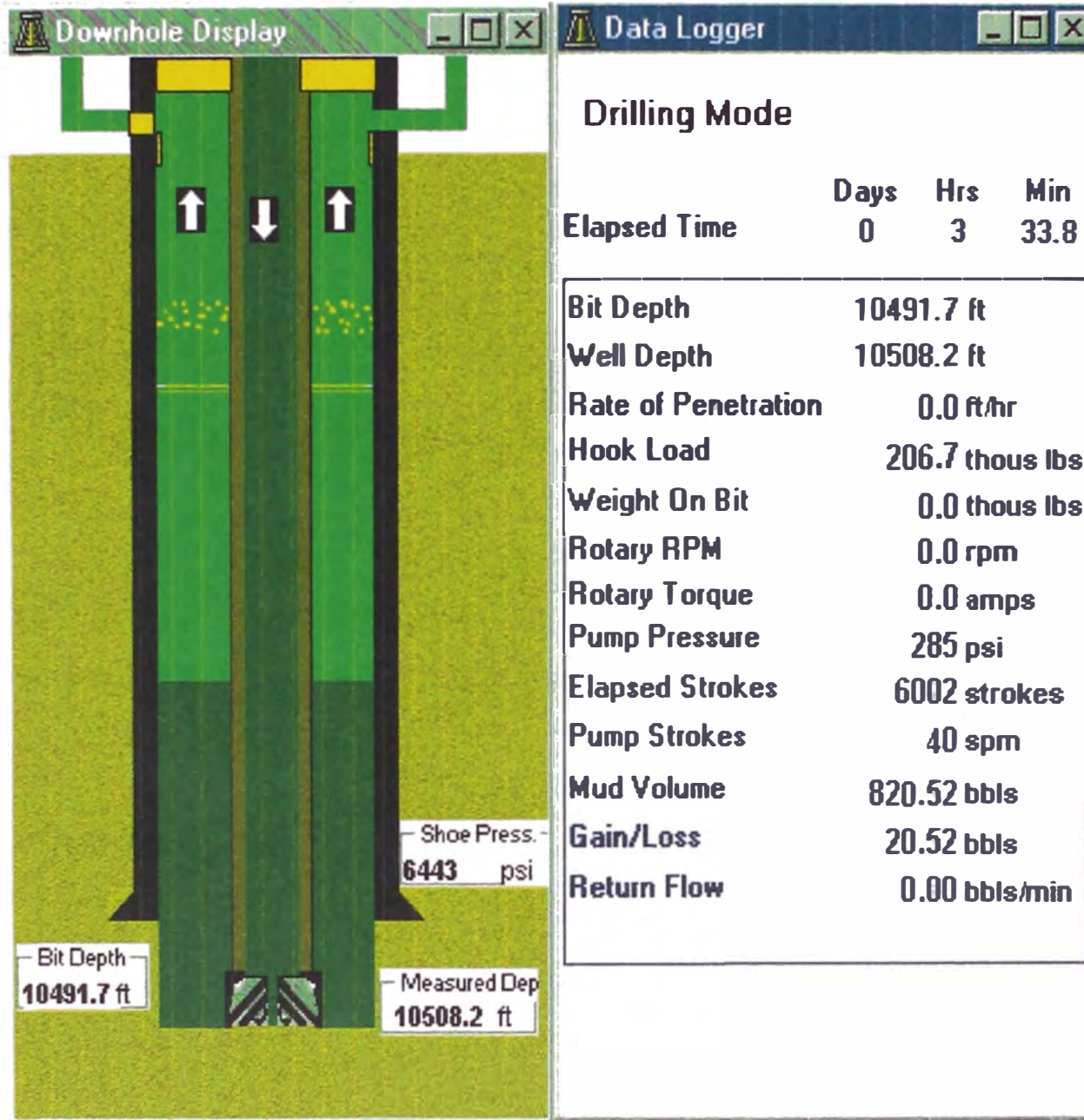
Casing Pressure: **658 psi**  
 Manual Choke Position: **Closed**  
 Annulus Hydrostatic Press: **6634 psi**  
 Choke Line Hydrostatic Press: **0 psi**  
(subsea only)  
 Kill Line Hydrostatic Press: **0 psi**  
(subsea only)

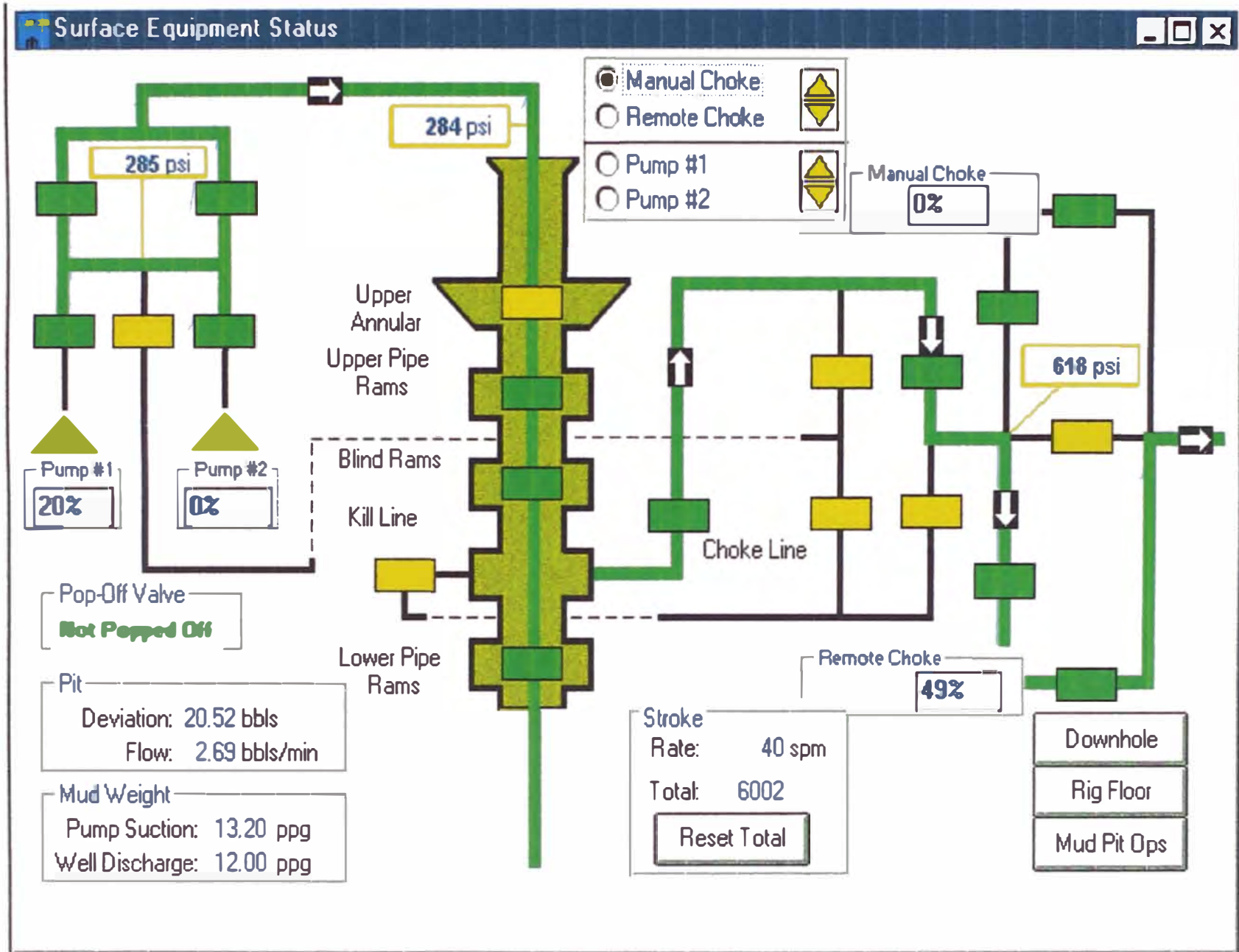
Drillpipe Capacity: **179.17 bbls**  
 Drillpipe Strokes: **2853**  
 Annulus Capacity: **533.94 bbls**  
 Annulus Strokes: **8501**  
 Pump #1 Capacity: **0.06281 bbls**  
 Pump Flow: **2.51 bbls/min**  
 Pump Speed: **40 spm**  
 Total Strokes: **5001 stks**

**CONDICION A**

**STROKES ACUMULADOS 6000**

**PRESIÓN 284 PSI**





Drillpipe Pressure: **284 psi**  
 Remote Choke Position: **Open 49 %**  
 Drillpipe Hydro: **7201 psi**

Mud Density In: **13.20 ppg**  
 Fluid Density Out: **12.00 ppg**  
 Pit Gain/Loss: **20.52 bbls**  
 % Of New Mud DP: **100**  
 % Of New Mud Ann: **38**

# Of Kicks Taken: **1.0**  
 Initial TVD: **10500.0 ft**  
 Shoe Pressure: **6443 psi**  
 Bottom Hole Pressure: **7347 psi**  
 Formation Pressure: **7188 psi**

Casing Pressure: **618 psi**  
 Manual Choke Position: **Closed**  
 Annulus Hydrostatic Press: **6670 psi**  
 Choke Line Hydrostatic Press: **0 psi**  
(subsea only)  
 Kill Line Hydrostatic Press: **0 psi**  
(subsea only)

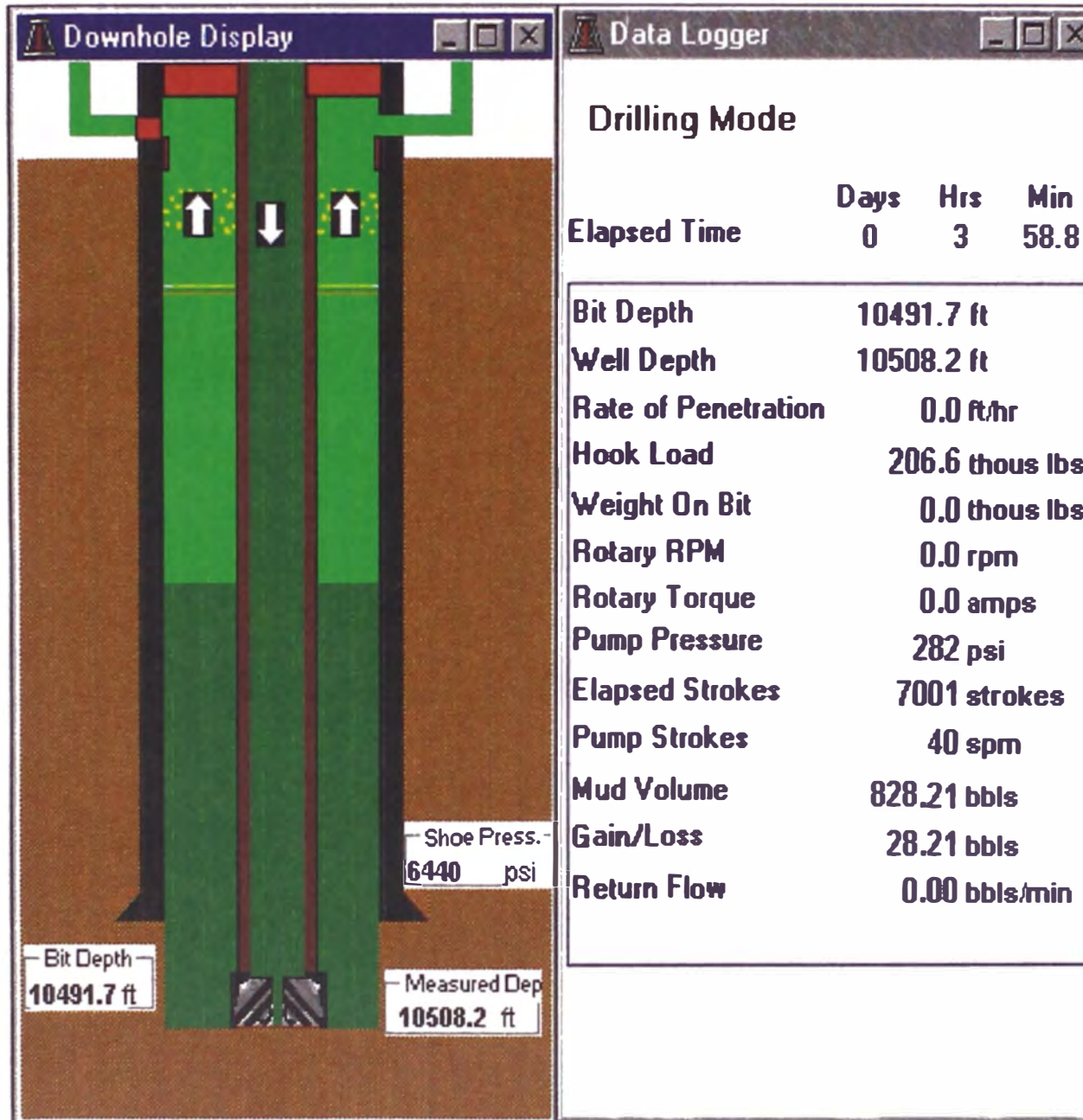
Drillpipe Capacity: **179.17 bbls**  
 Drillpipe Strokes: **2853**  
 Annulus Capacity: **533.94 bbls**  
 Annulus Strokes: **8501**  
 Pump #1 Capacity: **0.06281 bbls**  
 Pump Flow: **2.51 bbls/min**  
 Pump Speed: **40 spm**  
 Total Strokes: **6002 stks**

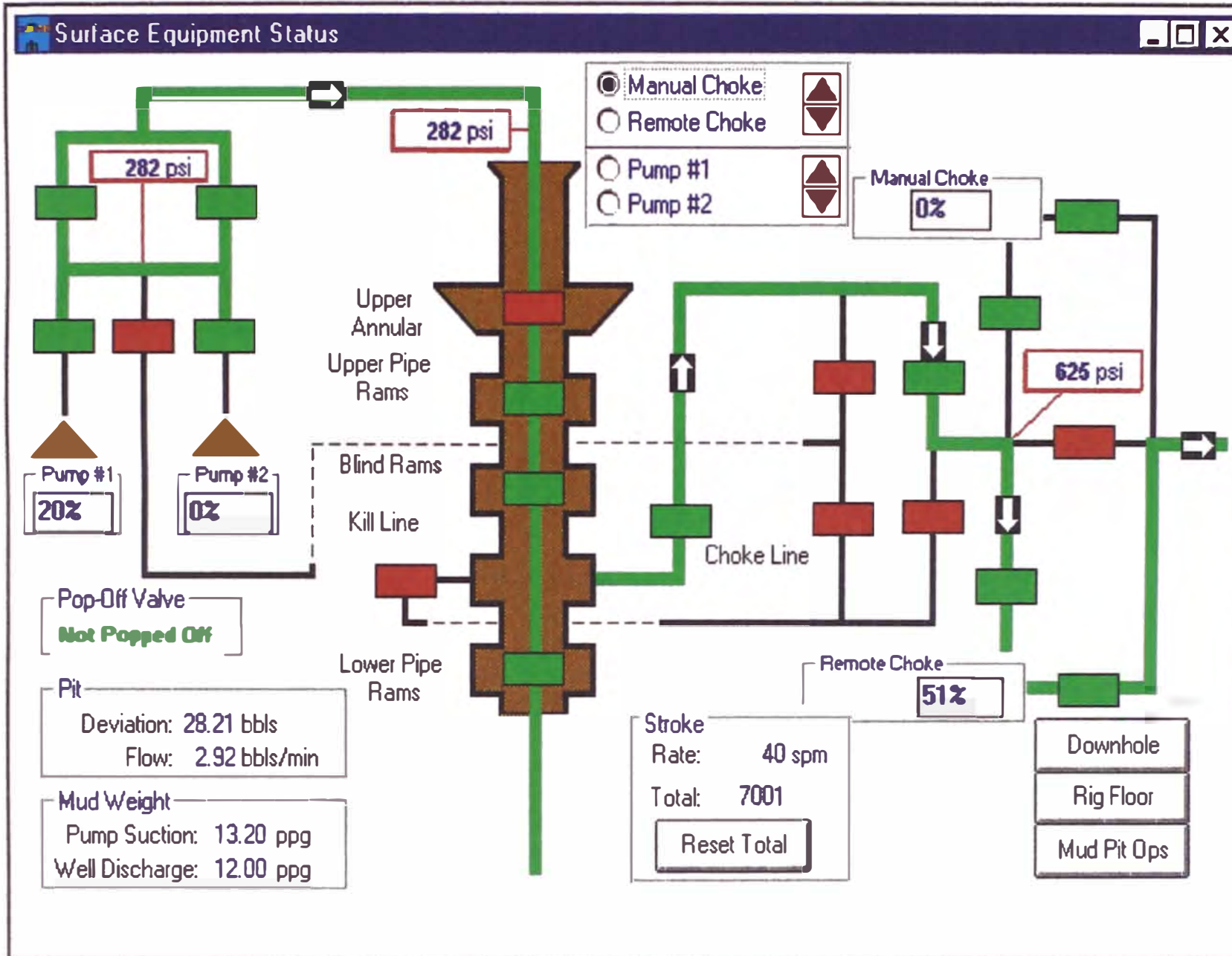


**CONDICION A**

**STROKES ACUMULADOS 7000**

**PRESIÓN 282 PSI**





Drillpipe Pressure: **282 psi**  
 Remote Choke Position: **Open 51 %**  
 Drillpipe Hydro: **7201 psi**

Mud Density In: **13.20 ppg**  
 Fluid Density Out: **12.00 ppg**  
 Pit Gain/Loss: **28.21 bbls**  
 % Of New Mud DP: **100**  
 % Of New Mud Ann: **50**

# Of Kicks Taken: **1.0**  
 Initial TVD: **10500.0 ft**  
 Shoe Pressure: **6440 psi**  
 Bottom Hole Pressure: **7344 psi**  
 Formation Pressure: **7188 psi**

Casing Pressure: **625 psi**  
 Manual Choke Position: **Closed**  
 Annulus Hydrostatic Press: **6662 psi**  
 Choke Line Hydrostatic Press: **0 psi**  
(subsea only)  
 Kill Line Hydrostatic Press: **0 psi**  
(subsea only)

Drillpipe Capacity: **179.17 bbls**  
 Drillpipe Strokes: **2853**  
 Annulus Capacity: **533.94 bbls**  
 Annulus Strokes: **8501**  
 Pump #1 Capacity: **0.06281 bbls**  
 Pump Flow: **2.51 bbls/min**  
 Pump Speed: **40 spm**  
 Total Strokes: **7001 stks**

**CONDICION A**

**STROKES ACUMULADOS 7261**

**PRESIÓN 290 PSI**



### Downhole Display

Bit Depth 10491.7 ft

Measured Dep 10508.2 ft

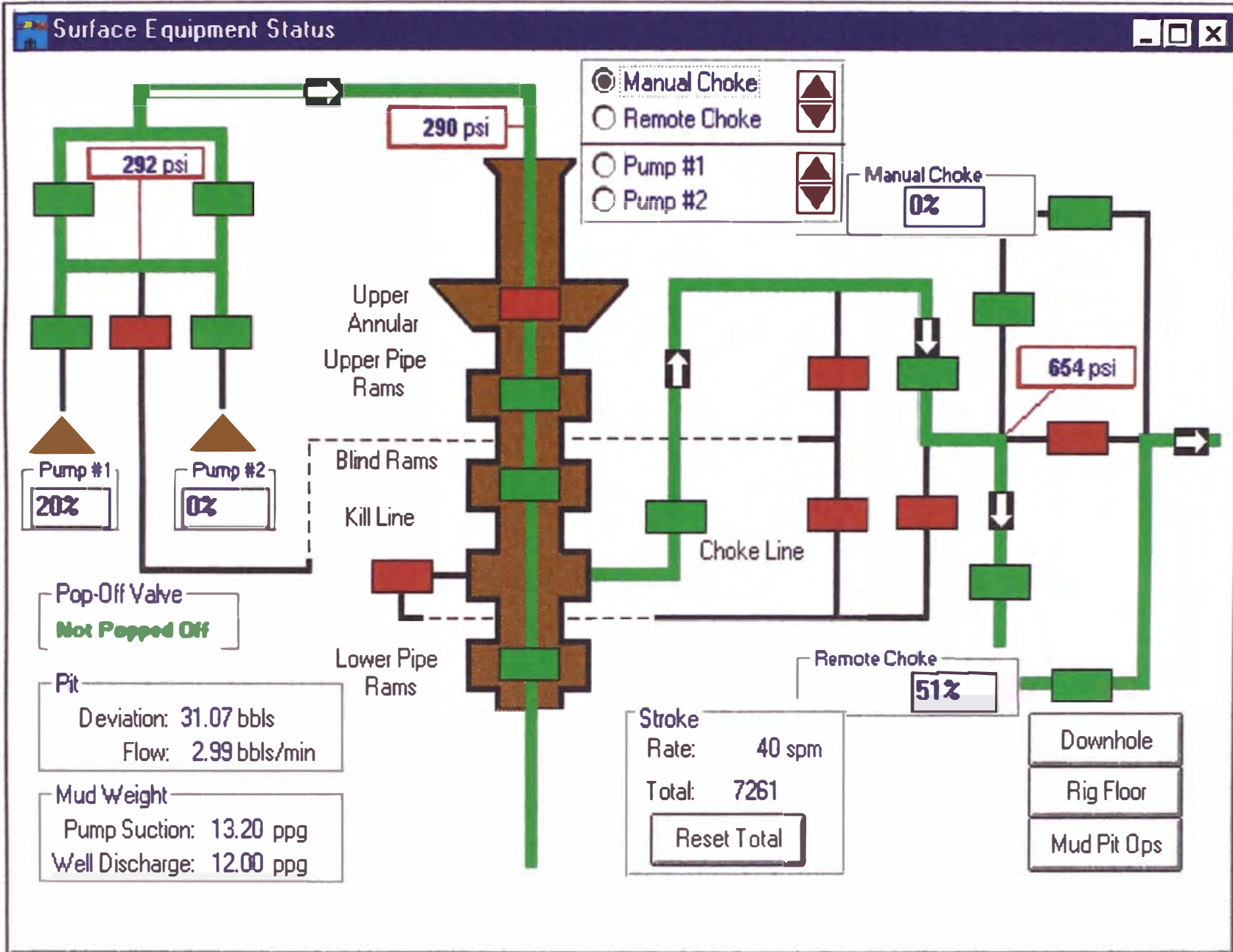
Shoe Press. 6450 psi

### Data Logger

#### Drilling Mode

Elapsed Time	Days	Hrs	Min
	0	4	5.3

Bit Depth	10491.7 ft
Well Depth	10508.2 ft
Rate of Penetration	0.0 ft/hr
Hook Load	206.3 thous lbs
Weight On Bit	0.0 thous lbs
Rotary RPM	0.0 rpm
Rotary Torque	0.0 amps
Pump Pressure	292 psi
Elapsed Strokes	7261 strokes
Pump Strokes	40 spm
Mud Volume	831.07 bbls
Gain/Loss	31.07 bbls
Return Flow	0.00 bbls/min



Run

Pause

Menu

Acc: 1

Computer Simulation Inc., USA

Simulation Time: 00 day 04 hr 05.3 min

Drillpipe Pressure: 290 psi  
 Remote Choke Position: Open 51 %  
 Drillpipe Hydro: 7201 psi

Mud Density In: 13.20 ppg  
 Fluid Density Out: 12.00 ppg  
 Pit Gain/Loss: 31.07 bbls  
 % Of New Mud DP: 100  
 % Of New Mud Ann: 53

# Of Kicks Taken: 1.0  
 Initial TVD: 10500.0 ft  
 Shoe Pressure: 6450 psi  
 Bottom Hole Pressure: 7354 psi  
 Formation Pressure: 7188 psi

Casing Pressure: 654 psi  
 Manual Choke Position: Closed  
 Annulus Hydrostatic Press: 6643 psi  
 Choke Line Hydrostatic Press: 0 psi  
 (subsea only)  
 Kill Line Hydrostatic Press: 0 psi  
 (subsea only)

Drillpipe Capacity: 179.17 bbls  
 Drillpipe Strokes: 2853  
 Annulus Capacity: 533.94 bbls  
 Annulus Strokes: 8501  
 Pump #1 Capacity: 0.06281 bbls  
 Pump Flow: 2.51 bbls/min  
 Pump Speed: 40 spm  
 Total Strokes: 7261 stks

**CONDICION A**

**STROKES ACUMULADOS 7400**

**PRESIÓN 280 PSI**

### Downhole Display

Bit Depth  
**10491.7 ft**

Shoe Press.  
**6438 psi**

Measured Dep  
**10508.2 ft**

### Data Logger

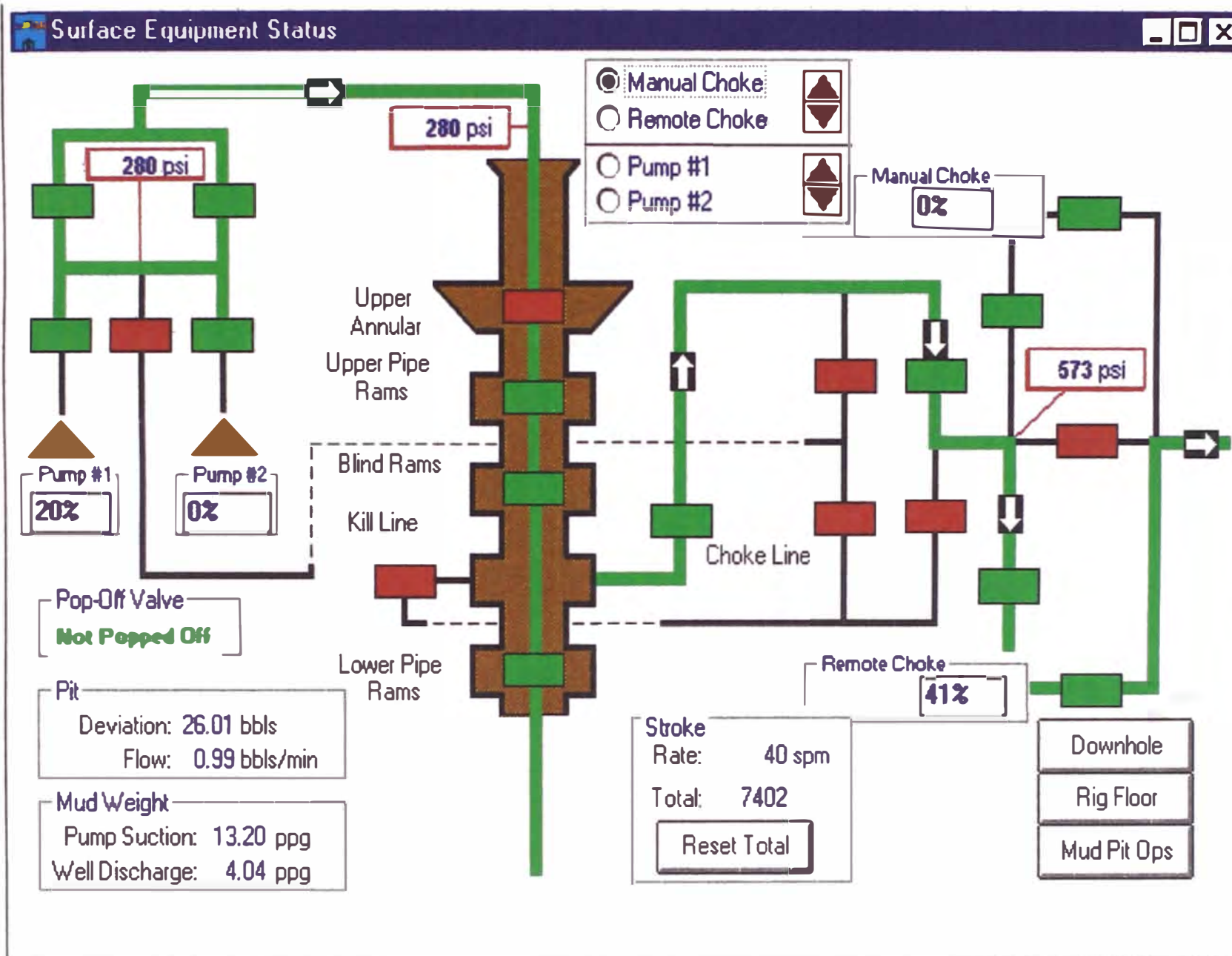
#### Drilling Mode

	Days	Hrs	Min
Elapsed Time	<b>0</b>	<b>4</b>	<b>8.8</b>

---

Bit Depth	<b>10491.7 ft</b>
Well Depth	<b>10508.2 ft</b>
Rate of Penetration	<b>0.0 ft/hr</b>
Hook Load	<b>207.2 thous lbs</b>
Weight On Bit	<b>0.0 thous lbs</b>
Rotary RPM	<b>0.0 rpm</b>
Rotary Torque	<b>0.0 amps</b>
Pump Pressure	<b>280 psi</b>
Elapsed Strokes	<b>7402 strokes</b>
Pump Strokes	<b>40 spm</b>
Mud Volume	<b>826.01 bbls</b>
Gain/Loss	<b>26.01 bbls</b>
Return Flow	<b>0.00 bbls/min</b>





Drillpipe Pressure: **280 psi**  
 Remote Choke Position: **Open 41 %**  
 Drillpipe Hydro: **7201 psi**

Mud Density In: **13.20 ppg**  
 Fluid Density Out: **4.04 ppg**  
 Pit Gain/Loss: **26.01 bbls**  
 % Of New Mud DP: **100**  
 % Of New Mud Ann: **54**

# Of Kicks Taken: **1.0**  
 Initial TVD: **10500.0 ft**  
 Shoe Pressure: **6438 psi**  
 Bottom Hole Pressure: **7341 psi**  
 Formation Pressure: **7188 psi**

Casing Pressure: **573 psi**  
 Manual Choke Position: **Closed**  
 Annulus Hydrostatic Press: **6711 psi**  
 Choke Line Hydrostatic Press: **0 psi**  
(subsea only)  
 Kill Line Hydrostatic Press: **0 psi**  
(subsea only)

Drillpipe Capacity: **179.17 bbls**  
 Drillpipe Strokes: **2853**  
 Annulus Capacity: **533.94 bbls**  
 Annulus Strokes: **8501**  
 Pump #1 Capacity: **0.06281 bbls**  
 Pump Flow: **2.51 bbls/min**  
 Pump Speed: **40 spm**  
 Total Strokes: **7402 stks**

**CONDICION A**

**STROKES ACUMULADOS 7631**

**PRESIÓN 270 PSI**

### Downhole Display

Shoe Press. -  
**6428** psi

Bit Depth  
**10491.7** ft

Measured Dep  
**10508.2** ft

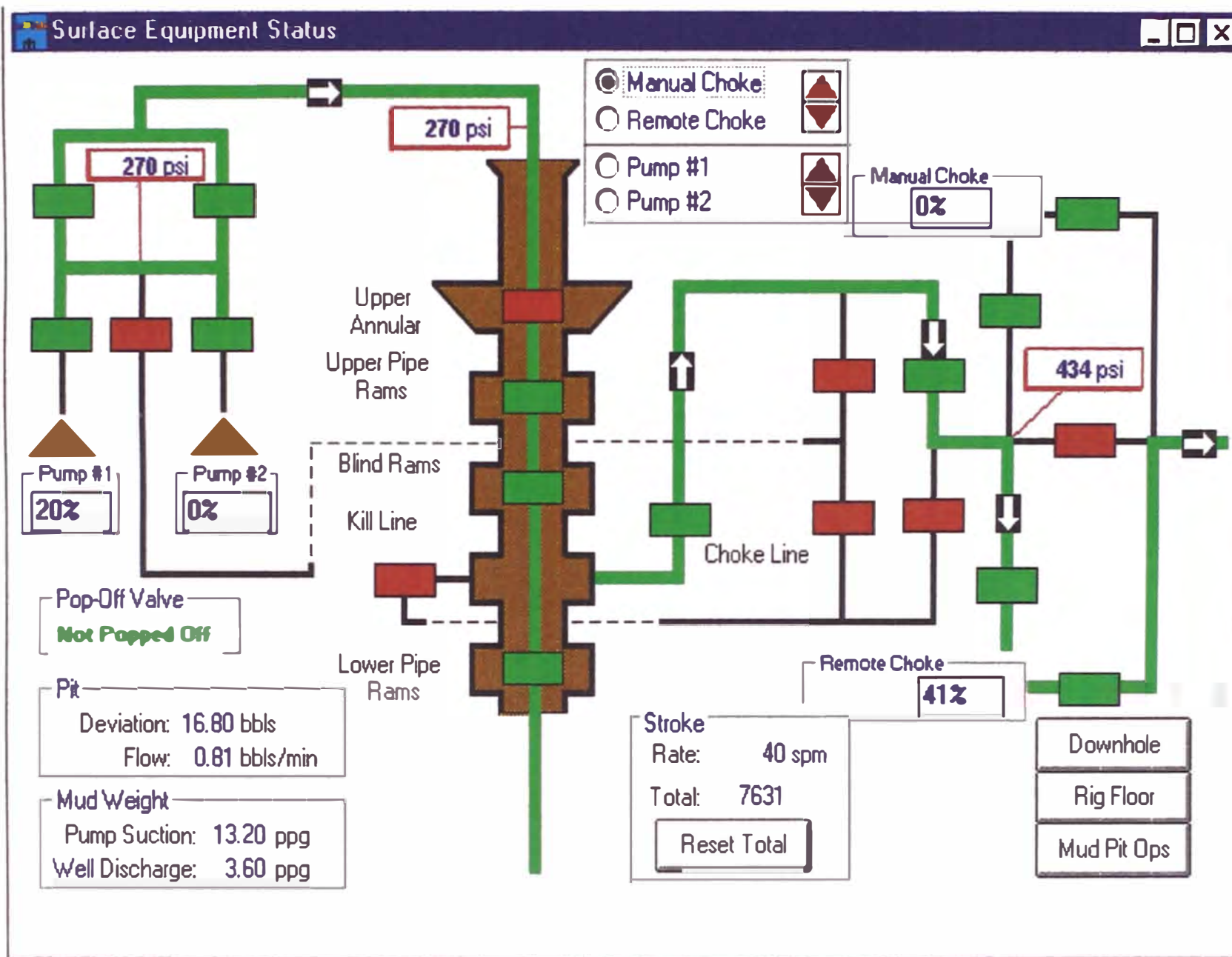
### Data Logger

#### Drilling Mode

	Days	Hrs	Min
Elapsed Time	0	4	14.5

---

Bit Depth	10491.7 ft
Well Depth	10508.2 ft
Rate of Penetration	0.0 ft/hr
Hook Load	208.7 thous lbs
Weight On Bit	0.0 thous lbs
Rotary RPM	0.0 rpm
Rotary Torque	0.0 amps
Pump Pressure	270 psi
Elapsed Strokes	7631 strokes
Pump Strokes	40 spm
Mud Volume	816.80 bbls
Gain/Loss	16.80 bbls
Return Flow	0.00 bbls/min





Drillpipe Pressure: **270 psi**  
 Remote Choke Position: **Open 41 %**  
 Drillpipe Hydro: **7201 psi**

Mud Density In: **13.20 ppg**  
 Fluid Density Out: **3.60 ppg**  
 Pit Gain/Loss: **16.80 bbls**  
 % Of New Mud DP: **100**  
 % Of New Mud Ann: **57**

# Of Kicks Taken: **1.0**  
 Initial TVD: **10500.0 ft**  
 Shoe Pressure: **6428 psi**  
 Bottom Hole Pressure: **7331 psi**  
 Formation Pressure: **7188 psi**

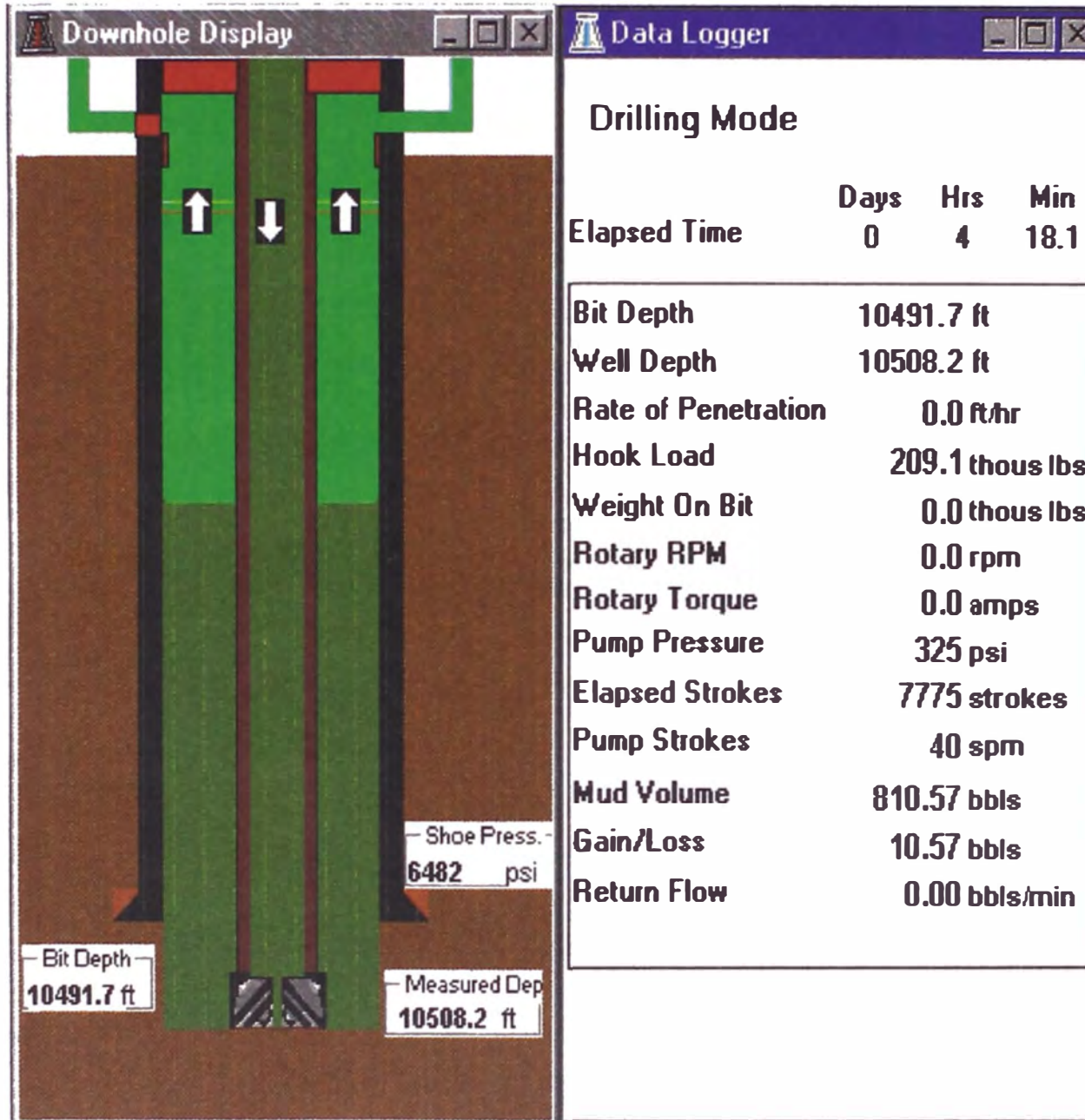
Casing Pressure: **434 psi**  
 Manual Choke Position: **Closed**  
 Annulus Hydrostatic Press: **6840 psi**  
 Choke Line Hydrostatic Press: **0 psi**  
(subsea only)  
 Kill Line Hydrostatic Press: **0 psi**  
(subsea only)

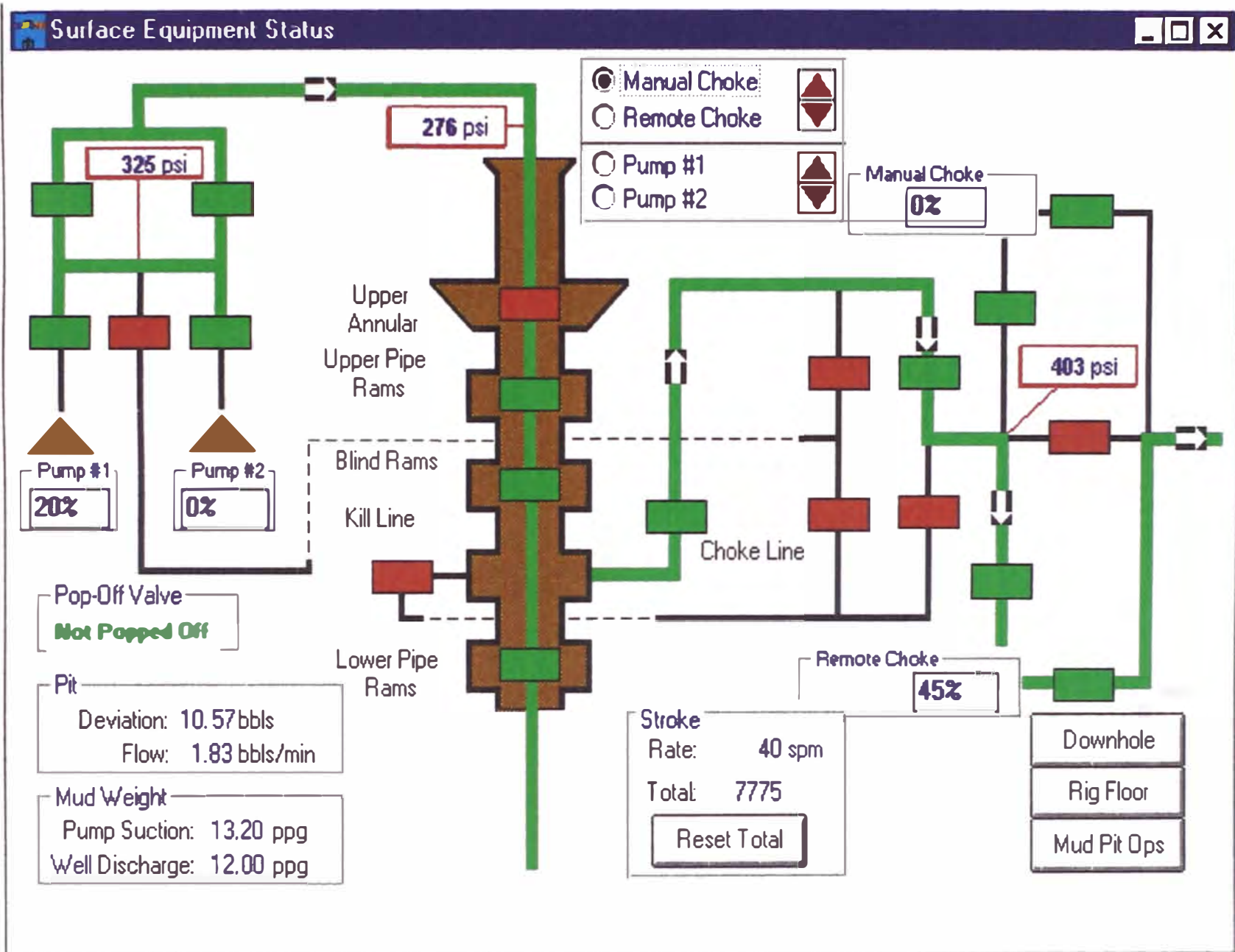
Drillpipe Capacity: **179.17 bbls**  
 Drillpipe Strokes: **2853**  
 Annulus Capacity: **533.94 bbls**  
 Annulus Strokes: **8501**  
 Pump #1 Capacity: **0.06281 bbls**  
 Pump Flow: **2.51 bbls/min**  
 Pump Speed: **40 spm**  
 Total Strokes: **7631 stks**

**CONDICION A**

**STROKES ACUMULADOS 7775**

**PRESIÓN 276 PSI**





Drillpipe Pressure: **276 psi**  
 Remote Choke Position: **Open 45 %**  
 Drillpipe Hydro: **7201 psi**

Mud Density In: **13.20 ppg**  
 Fluid Density Out: **12.00 ppg**  
 Pit Gain/Loss: **10.57 bbls**  
 % Of New Mud DP: **100**  
 % Of New Mud Ann: **59**

# Of Kicks Taken: **1.0**  
 Initial TVD: **10500.0 ft**  
 Shoe Pressure: **6482 psi**  
 Bottom Hole Pressure: **7386 psi**  
 Formation Pressure: **7188 psi**

Casing Pressure: **403 psi**  
 Manual Choke Position: **Closed**  
 Annulus Hydrostatic Press: **6924 psi**  
 Choke Line Hydrostatic Press: **0 psi**  
(subsea only)  
 Kill Line Hydrostatic Press: **0 psi**  
(subsea only)

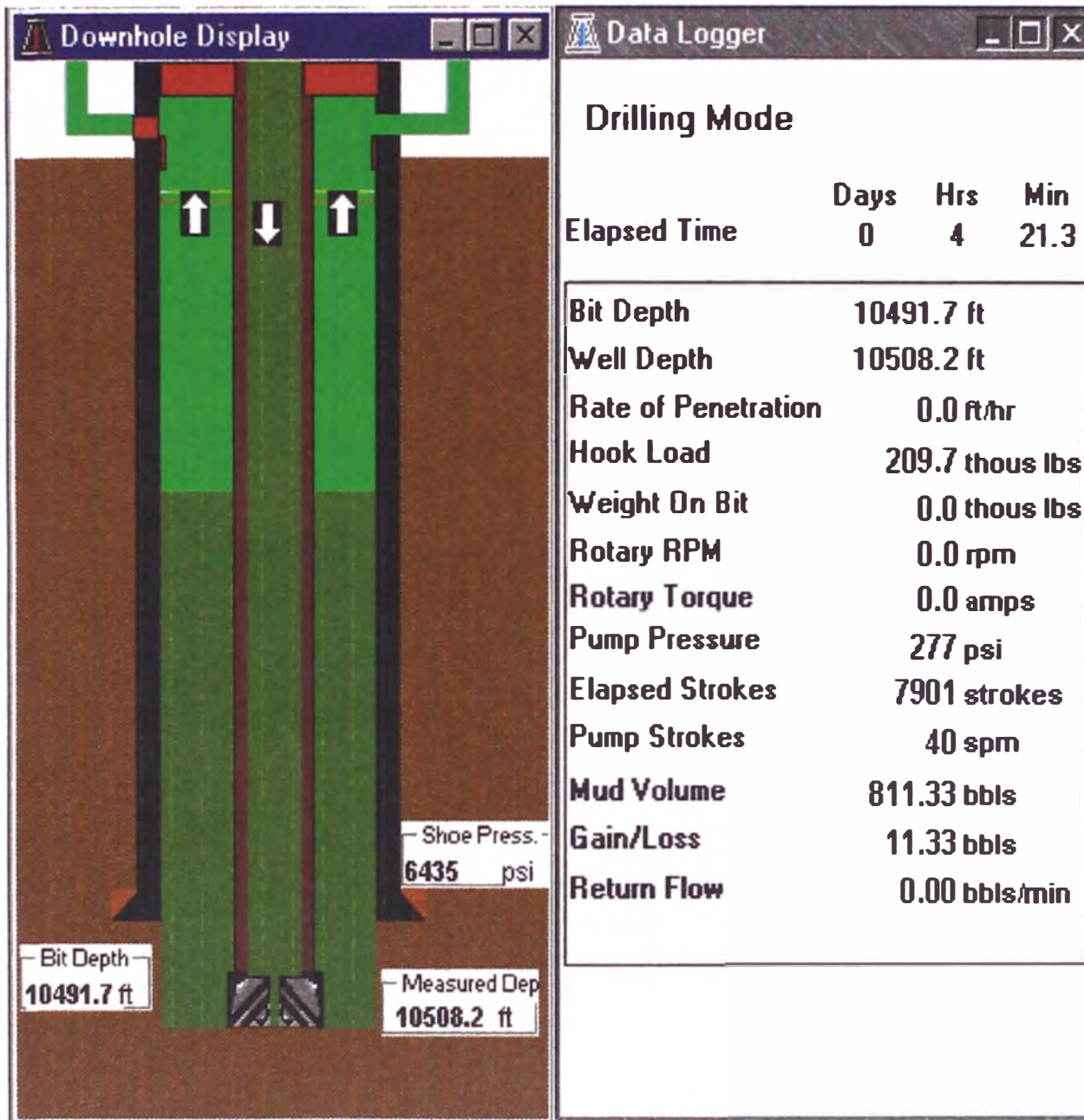
Drillpipe Capacity: **179.17 bbls**  
 Drillpipe Strokes: **2853**  
 Annulus Capacity: **533.94 bbls**  
 Annulus Strokes: **8501**  
 Pump #1 Capacity: **0.06281 bbls**  
 Pump Flow: **2.51 bbls/min**  
 Pump Speed: **40 spm**  
 Total Strokes: **7775 stks**

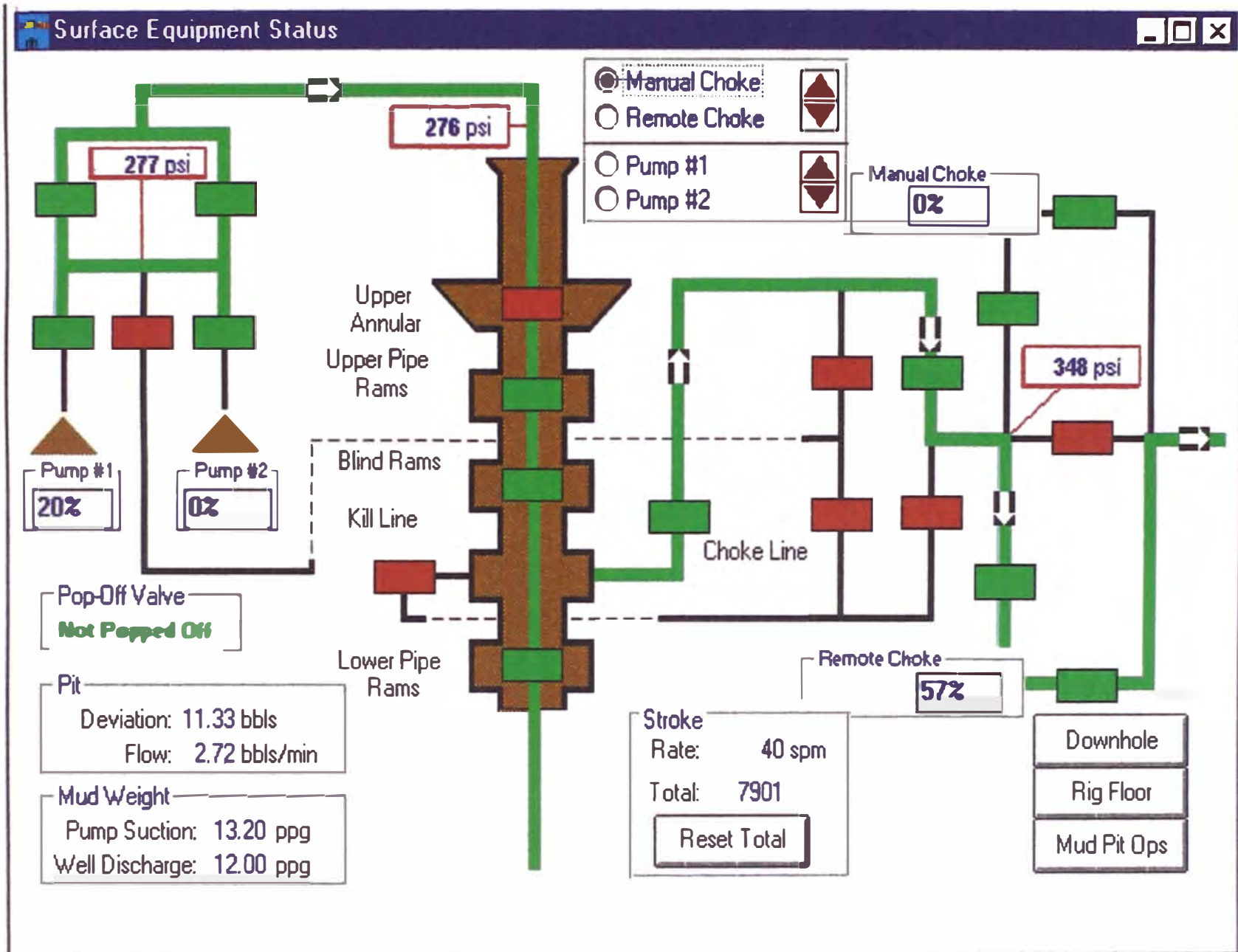


**CONDICION A**

**STROKES ACUMULADOS 7900**

**PRESIÓN 276 PSI**





Drillpipe Pressure: **276 psi**  
 Remote Choke Position: **Open 57 %**  
 Drillpipe Hydro: **7201 psi**

Mud Density In: **13.20 ppg**  
 Fluid Density Out: **12.00 ppg**  
 Pit Gain/Loss: **11.33 bbls**  
 % Of New Mud DP: **100**  
 % Of New Mud Ann: **60**

# Of Kicks Taken: **1.0**  
 Initial TVD: **10500.0 ft**  
 Shoe Pressure: **6435 psi**  
 Bottom Hole Pressure: **7338 psi**  
 Formation Pressure: **7188 psi**

Casing Pressure: **348 psi**  
 Manual Choke Position: **Closed**  
 Annulus Hydrostatic Press: **6931 psi**  
 Choke Line Hydrostatic Press: **0 psi**  
(subsea only)  
 Kill Line Hydrostatic Press: **0 psi**  
(subsea only)

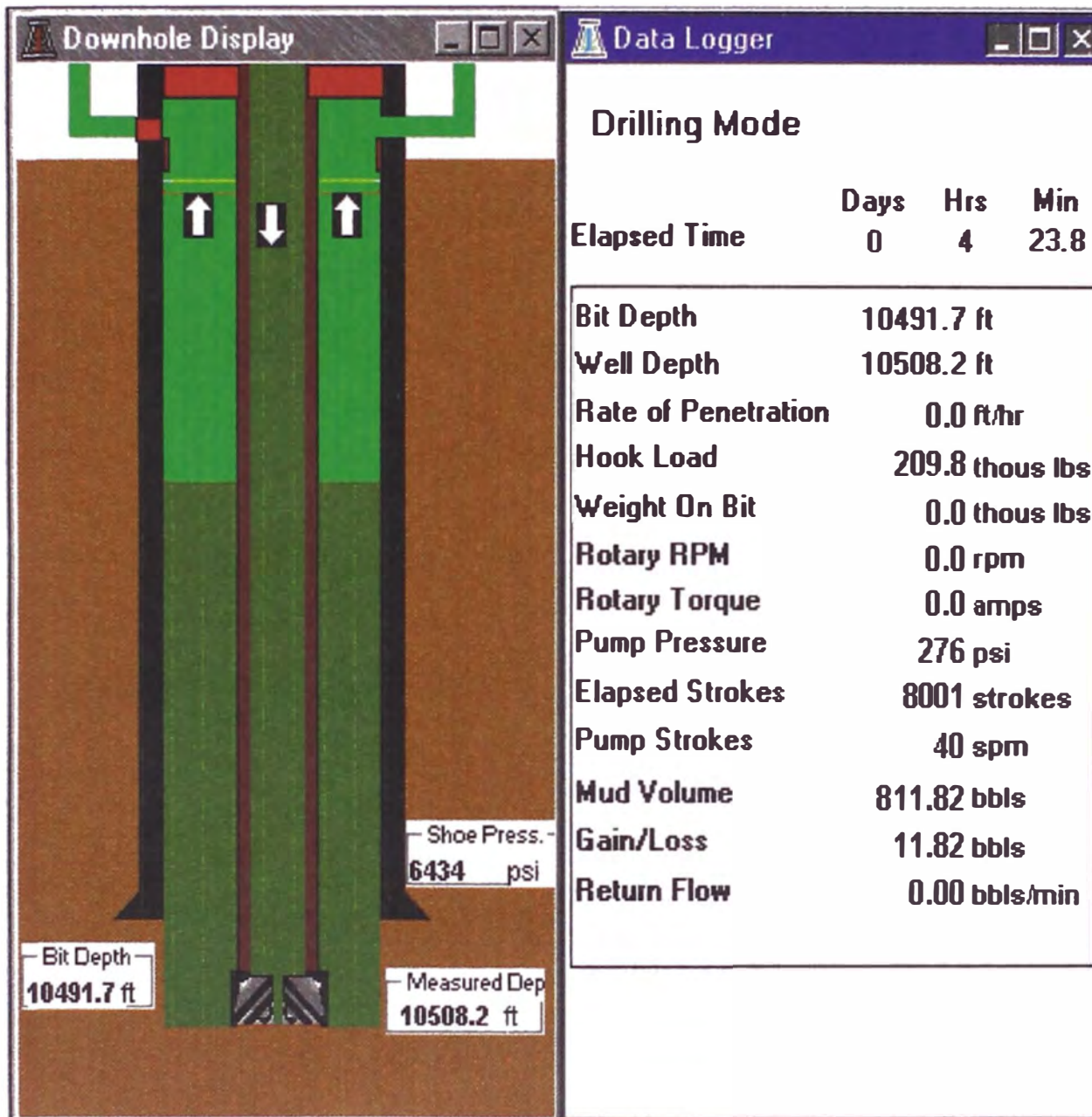
Drillpipe Capacity: **179.17 bbls**  
 Drillpipe Strokes: **2853**  
 Annulus Capacity: **533.94 bbls**  
 Annulus Strokes: **8501**  
 Pump #1 Capacity: **0.06281 bbls**  
 Pump Flow: **2.51 bbls/min**  
 Pump Speed: **40 spm**  
 Total Strokes: **7901 stks**

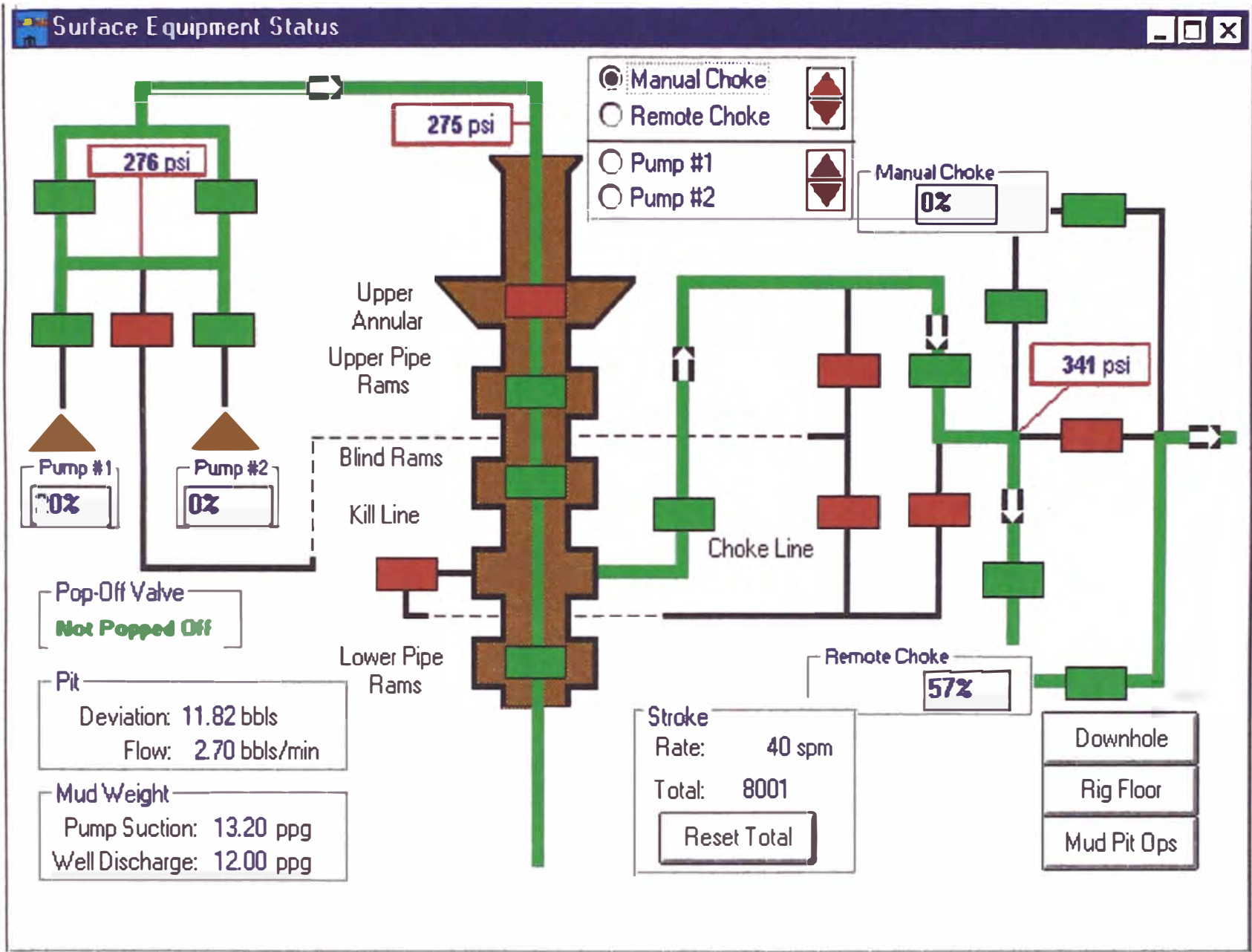
**CONDICION A**

**STROKES ACUMULADOS 8000**

**PRESIÓN 275 PSI**







Rate Of Penetrator **0.0** ft/hr

	zone	TVD	press. grad.	rock comp.
current:	<b>4</b>	<b>10508.0</b>	<b>0.6940</b>	<b>4.0</b>
next:	<b>5</b>	<b>10511.0</b>	<b>0.6840</b>	<b>4.0</b>

Kelly On Bottom: **NO**Weight On Bit: **0.0** thous lbsRotary Speed: **0.0** rpmHook Load: **209.8** thous lbsRotary Torque: **0.0** ampsECD: **12.81** ppg  
(Equivalent Circulating Density)Drilling Solids Rate: **0.00** bbls/minPump Flow Rate: **2.51** bbls/minPit Gain/Loss: **11.82** bblsPressure Across  
Nozzle: **61** psiJet Velocity: **71.4** ft/secTrue Vertical Depth: **10508.2** ftMeasured Depth: **10508.2** ftDrillpipe Pressure: **275** psiBottom Hole Pressure: **7337** psiFormation Pressure: **7188** psi

## Drilling Bit

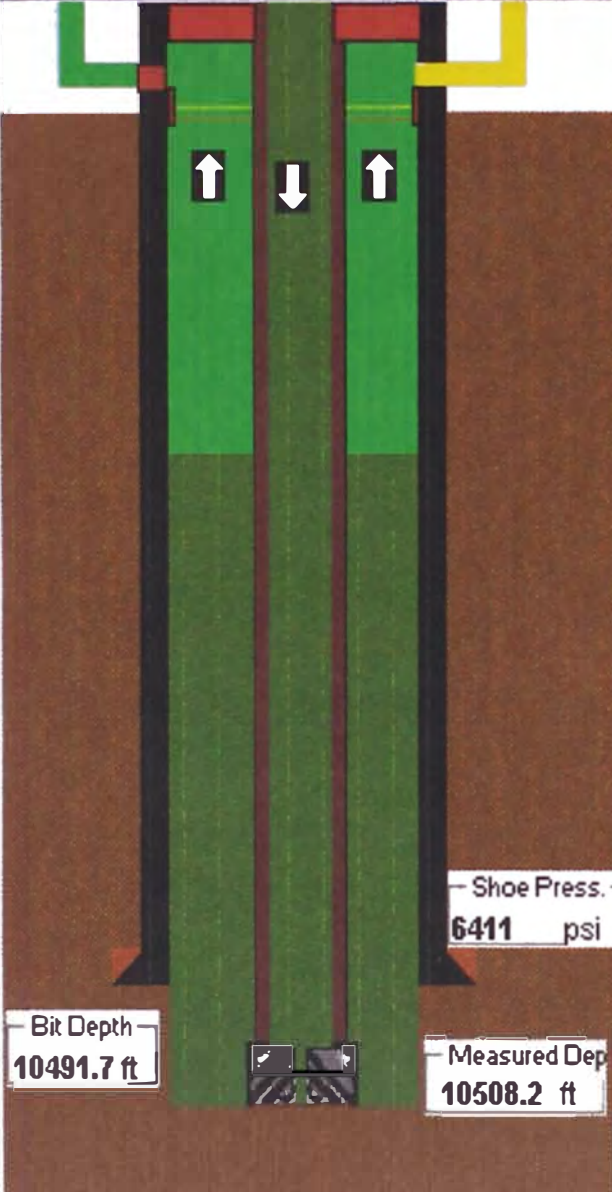
Tooth Wear: **0.0** (0 - 8)Bearing Wear: **0.056** (0 - 8)Bit Rotating Time: **0.319** hrs

## Turbine Output

Speed: **0.0** rpmTorque: **0.1** lbf.ftAnnulus Friction: **58** psi (loss)Hole Friction: **0.43** (0 - 1)

**CONDICION A**  
**STROKES ACUMULADOS 8250**  
**PRESIÓN 274 PSI**

### Downhole Display



Bit Depth  
**10491.7 ft**

Measured Dep  
**10508.2 ft**

Shoe Press.  
**6411 psi**

### Data Logger

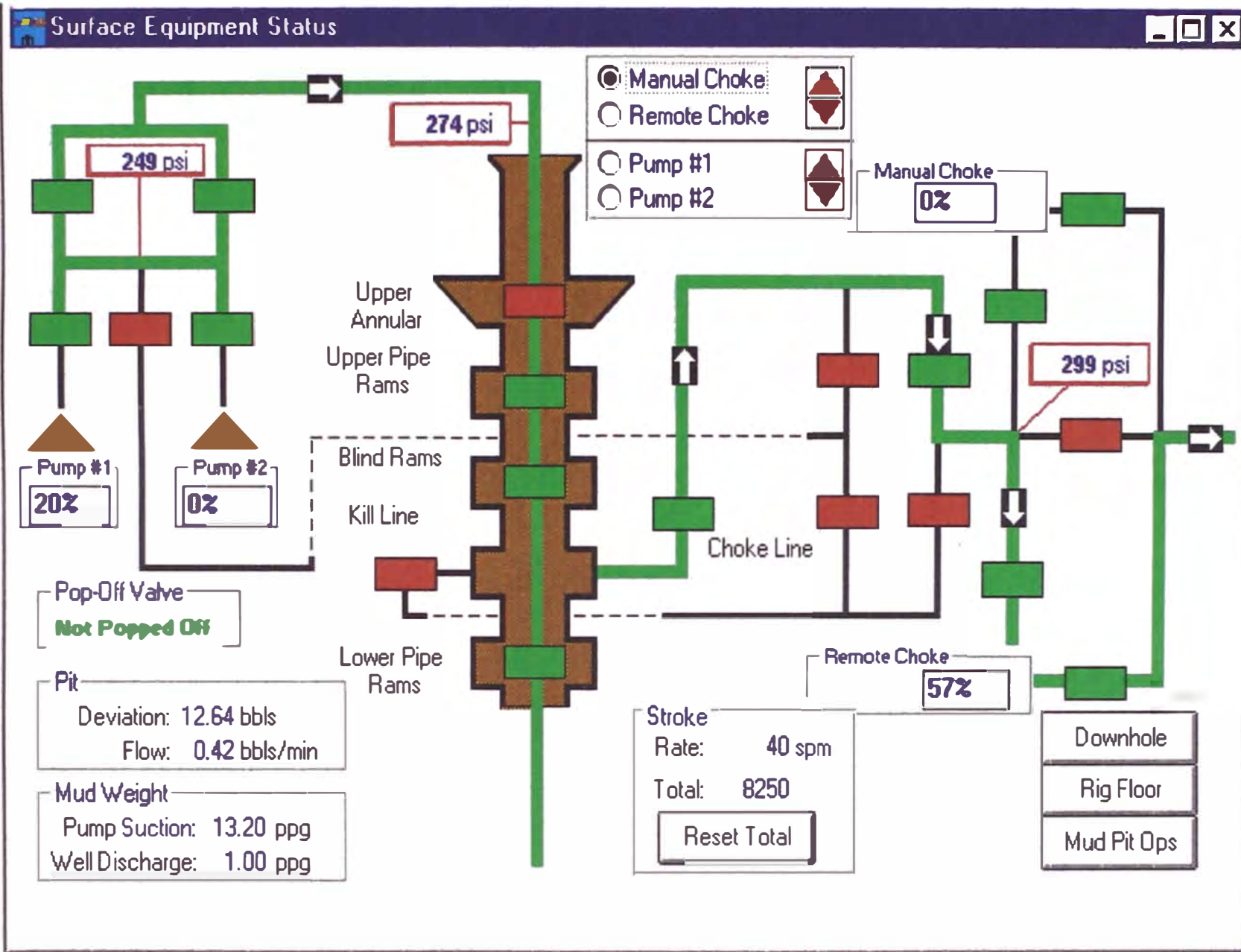
#### Drilling Mode

	Days	Hrs	Min
Elapsed Time	0	4	30.0

Bit Depth	10491.7 ft
Well Depth	10508.2 ft
Rate of Penetration	0.0 ft/hr
Hook Load	210.3 thous lbs
Weight On Bit	0.0 thous lbs
Rotary RPM	0.0 rpm
Rotary Torque	0.0 amps
Pump Pressure	249 psi
Elapsed Strokes	8250 strokes
Pump Strokes	40 spm
Mud Volume	812.64 bbls
Gain/Loss	12.64 bbls
Return Flow	0.00 bbls/min





Drillpipe Pressure: **274 psi**  
 Remote Choke Position: **Open 57 %**  
 Drillpipe Hydro: **7201 psi**

Mud Density In: **13.20 ppg**  
 Fluid Density Out: **1.00 ppg**  
 Pit Gain/Loss: **12.64 bbls**  
 % Of New Mud DP: **100**  
 % Of New Mud Ann: **64**

# Of Kicks Taken: **1.0**  
 Initial TVD: **10500.0 ft**  
 Shoe Pressure: **6411 psi**  
 Bottom Hole Pressure: **7310 psi**  
 Formation Pressure: **7188 psi**

Casing Pressure: **299 psi**  
 Manual Choke Position: **Closed**  
 Annulus Hydrostatic Press: **6953 psi**  
 Choke Line Hydrostatic Press: **0 psi**  
(subsea only)  
 Kill Line Hydrostatic Press: **0 psi**  
(subsea only)

Drillpipe Capacity: **179.17 bbls**  
 Drillpipe Strokes: **2853**  
 Annulus Capacity: **533.94 bbls**  
 Annulus Strokes: **8501**  
 Pump #1 Capacity: **0.06281 bbls**  
 Pump Flow: **2.51 bbls/min**  
 Pump Speed: **40 spm**  
 Total Strokes: **8250 stks**

**CONDICION A**

**STROKES ACUMULADOS 8275**

**PRESIÓN 240 PSI**

### Downhole Display

Bit Depth  
**10491.7 ft**

Shoe Press.  
**6410 psi**

Measured Dep  
**10508.2 ft**

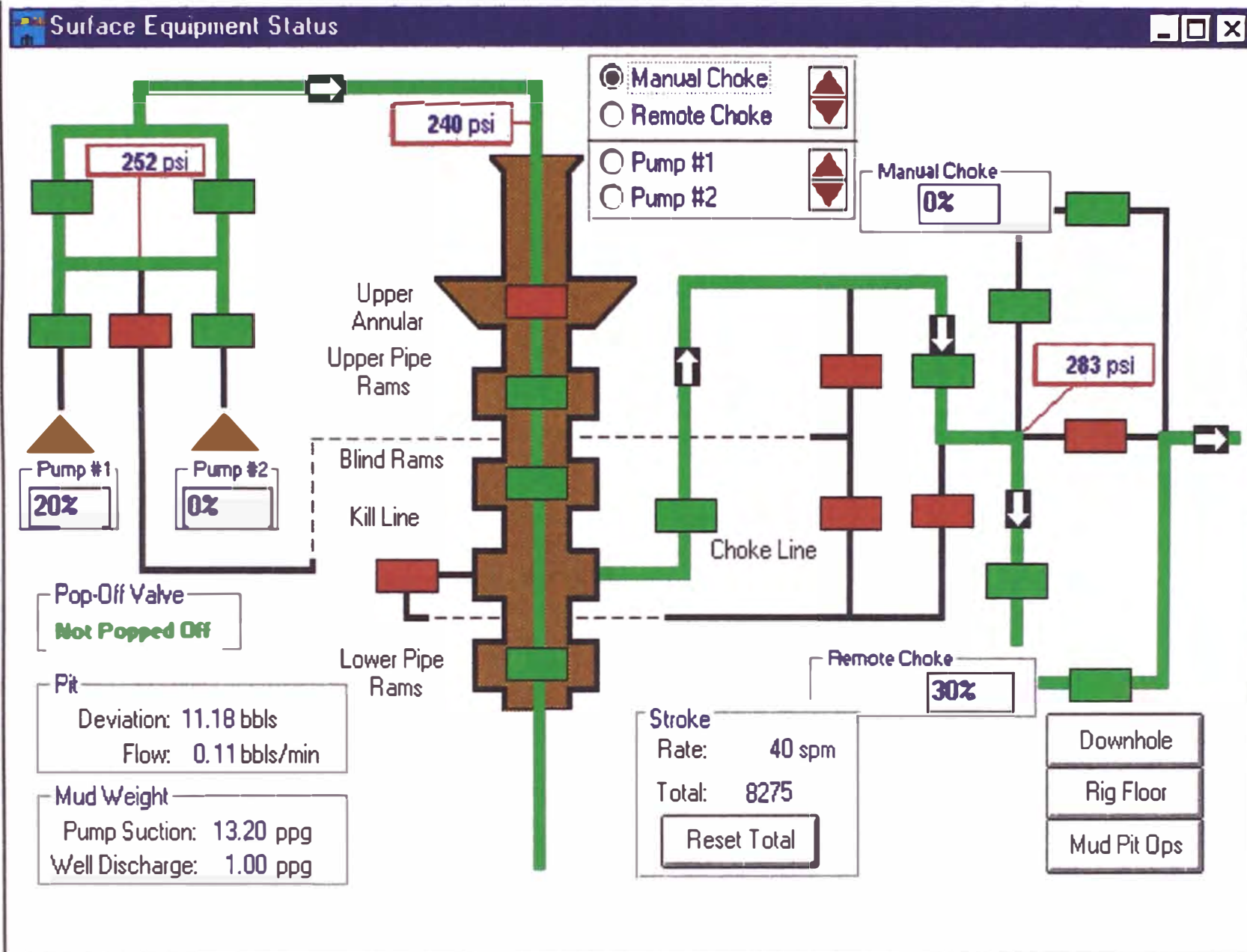
### Data Logger

#### Drilling Mode

	Days	Hrs	Min
Elapsed Time	0	4	30.6

---

Bit Depth	10491.7 ft
Well Depth	10508.2 ft
Rate of Penetration	0.0 ft/hr
Hook Load	210.4 thous lbs
Weight On Bit	0.0 thous lbs
Rotary RPM	0.0 rpm
Rotary Torque	0.0 amps
Pump Pressure	252 psi
Elapsed Strokes	8275 strokes
Pump Strokes	40 spm
Mud Volume	811.18 bbls
Gain/Loss	11.18 bbls
Return Flow	0.00 bbls/min





Drillpipe Pressure: **240 psi**  
 Remote Choke Position: **Open 30 %**  
 Drillpipe Hydro: **7201 psi**

Mud Density In: **13.20 ppg**  
 Fluid Density Out: **1.00 ppg**  
 Pit Gain/Loss: **11.18 bbls**  
 % Of New Mud DP: **100**  
 % Of New Mud Ann: **65**

# Of Kicks Taken: **1.0**  
 Initial TVD: **10500.0 ft**  
 Shoe Pressure: **6410 psi**  
 Bottom Hole Pressure: **7314 psi**  
 Formation Pressure: **7188 psi**

Casing Pressure: **283 psi**  
 Manual Choke Position: **Closed**  
 Annulus Hydrostatic Press: **6972 psi**  
 Choke Line Hydrostatic Press: **0 psi**  
(subsea only)  
 Kill Line Hydrostatic Press: **0 psi**  
(subsea only)

Drillpipe Capacity: **179.17 bbls**  
 Drillpipe Strokes: **2853**  
 Annulus Capacity: **533.94 bbls**  
 Annulus Strokes: **8501**  
 Pump #1 Capacity: **0.06281 bbls**  
 Pump Flow: **2.51 bbls/min**  
 Pump Speed: **40 spm**  
 Total Strokes: **8275 stks**

**CONDICION A**

**STROKES ACUMULADOS 8367**

**PRESIÓN 251 PSI**

### Downhole Display

Bit Depth  
10491.7 ft
Measured Dep  
10508.2 ft
Shoe Press.  
6390 psi

### Data Logger

#### Drilling Mode

	Days	Hrs	Min
Elapsed Time	0	4	32.9

---

Bit Depth	10491.7 ft
Well Depth	10508.2 ft
Rate of Penetration	0.0 ft/hr
Hook Load	210.8 thous lbs
Weight On Bit	0.0 thous lbs
Rotary RPM	0.0 rpm
Rotary Torque	0.0 amps
Pump Pressure	232 psi
Elapsed Strokes	8367 strokes
Pump Strokes	40 spm
Mud Volume	810.66 bbls
Gain/Loss	10.66 bbls
Return Flow	0.00 bbls/min

Drillpipe Pressure: **251 psi**  
 Remote Choke Position: **Open 57 %**  
 Drillpipe Hydro: **7201 psi**

Mud Density In: **13.20 ppg**  
 Fluid Density Out: **6.78 ppg**  
 Pit Gain/Loss: **10.66 bbls**  
 % Of New Mud DP: **100**  
 % Of New Mud Ann: **66**

# Of Kicks Taken: **1.0**  
 Initial TVD: **10500.0 ft**  
 Shoe Pressure: **6390 psi**  
 Bottom Hole Pressure: **7293 psi**  
 Formation Pressure: **7188 psi**

Casing Pressure: **248 psi**  
 Manual Choke Position: **Closed**  
 Annulus Hydrostatic Press: **6987 psi**  
 Choke Line Hydrostatic Press: **0 psi**  
(subsea only)  
 Kill Line Hydrostatic Press: **0 psi**  
(subsea only)

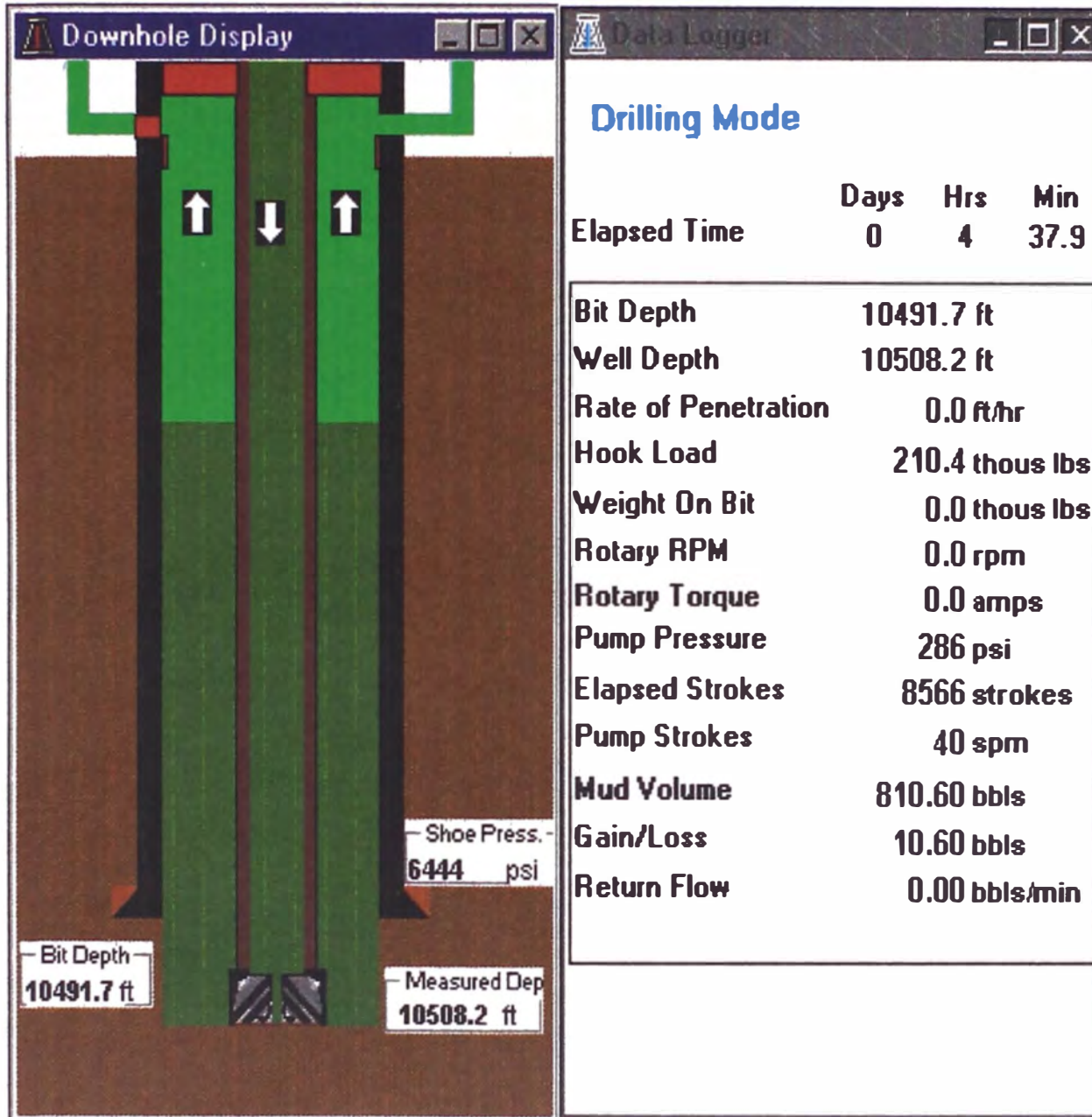
Drillpipe Capacity: **179.17 bbls**  
 Drillpipe Strokes: **2853**  
 Annulus Capacity: **533.94 bbls**  
 Annulus Strokes: **8501**  
 Pump #1 Capacity: **0.06281 bbls**  
 Pump Flow: **2.51 bbls/min**  
 Pump Speed: **40 spm**  
 Total Strokes: **8367 stks**

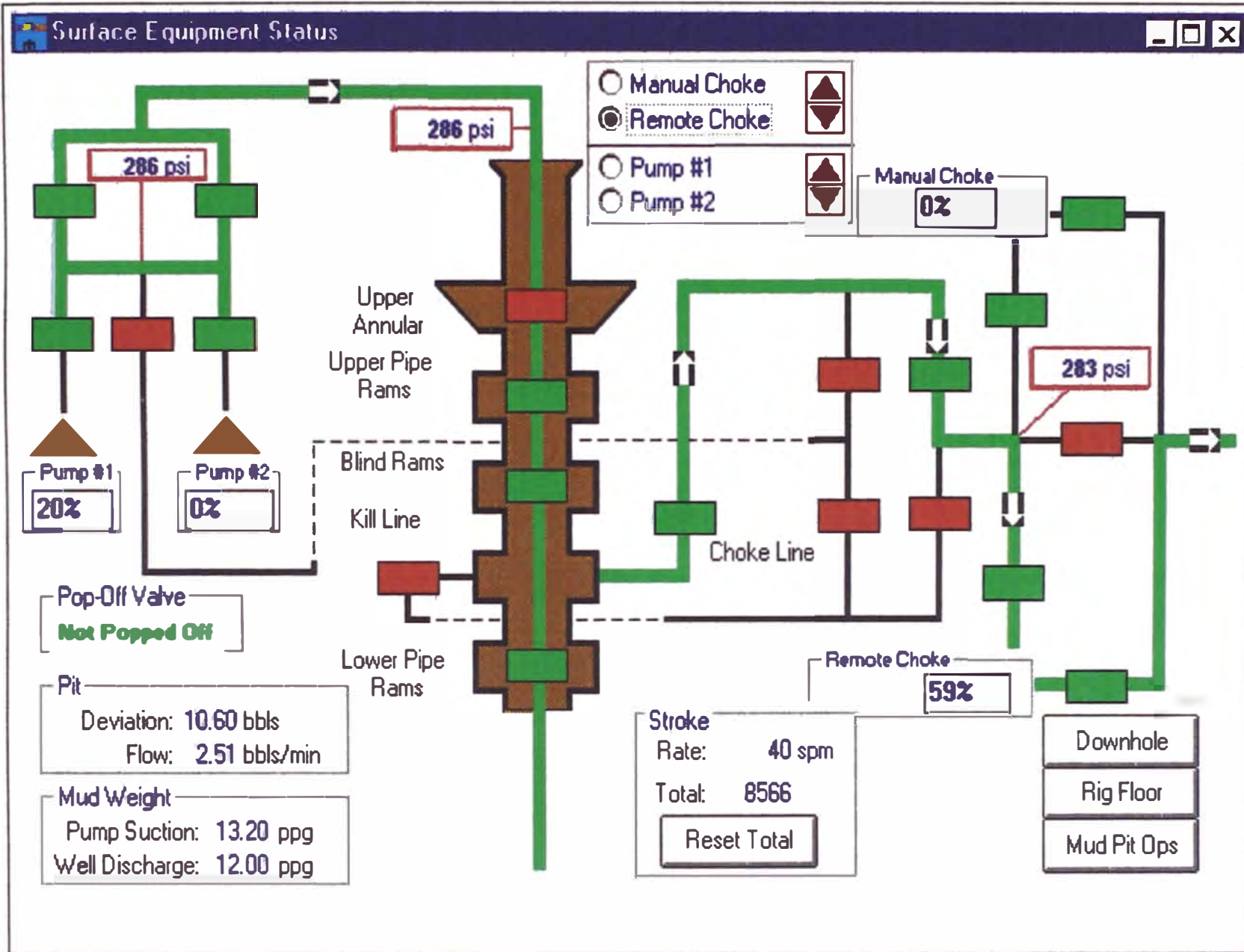
**CONDICION A**

**STROKES ACUMULADOS 8566**

**PRESIÓN 286 PSI**







Drillpipe Pressure: **286 psi**  
 Remote Choke Position: **Open 59 %**  
 Drillpipe Hydro: **7201 psi**

Mud Density In: **13.20 ppg**  
 Fluid Density Out: **12.00 ppg**  
 Pit Gain/Loss: **10.60 bbls**  
 % Of New Mud DP: **100**  
 % Of New Mud Ann: **68**

# Of Kicks Taken: **1.0**  
 Initial TVD: **10500.0 ft**  
 Shoe Pressure: **6444 psi**  
 Bottom Hole Pressure: **7348 psi**  
 Formation Pressure: **7188 psi**

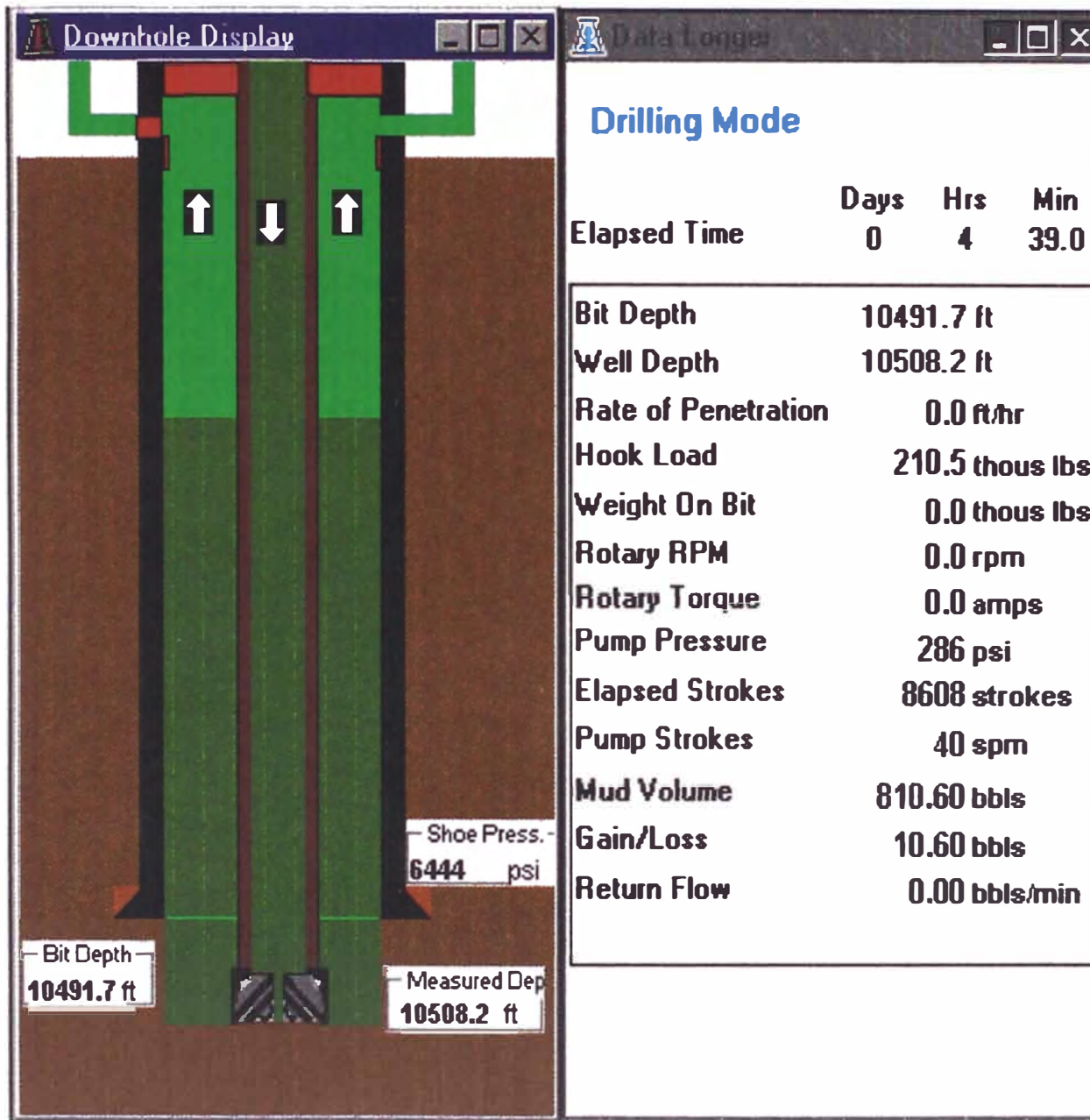
Casing Pressure: **283 psi**  
 Manual Choke Position: **Closed**  
 Annulus Hydrostatic Press: **7006 psi**  
 Choke Line Hydrostatic Press: **0 psi**  
 (subsea only)  
 Kill Line Hydrostatic Press: **0 psi**  
 (subsea only)

Drillpipe Capacity: **179.17 bbls**  
 Drillpipe Strokes: **2853**  
 Annulus Capacity: **533.94 bbls**  
 Annulus Strokes: **8501**  
 Pump #1 Capacity: **0.06281 bbls**  
 Pump Flow: **2.51 bbls/min**  
 Pump Speed: **40 spm**  
 Total Strokes: **8566 stks**

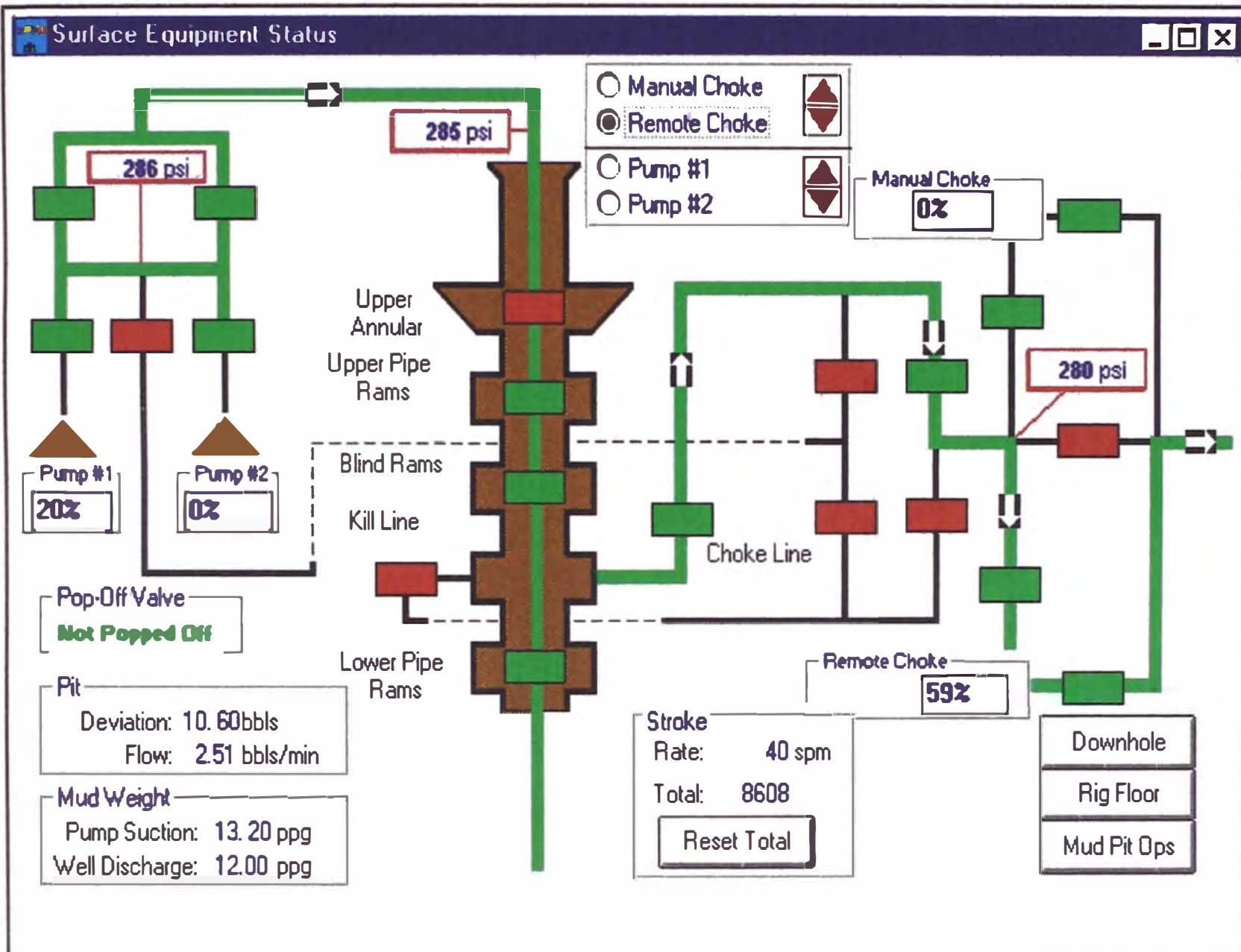
**CONDICION A**

**STROKES ACUMULADOS 8600**

**PRESIÓN 285 PSI**







Drillpipe Pressure: **285 psi**  
 Remote Choke Position: **Open 59 %**  
 Drillpipe Hydro: **7201 psi**

Mud Density In: **13.20 ppg**  
 Fluid Density Out: **12.00 ppg**  
 Pit Gain/Loss: **10.60 bbls**  
 % Of New Mud DP: **100**  
 % Of New Mud Ann: **69**

# Of Kicks Taken: **1.0**  
 Initial TVD: **10500.0 ft**  
 Shoe Pressure: **6444 psi**  
 Bottom Hole Pressure: **7347 psi**  
 Formation Pressure: **7188 psi**

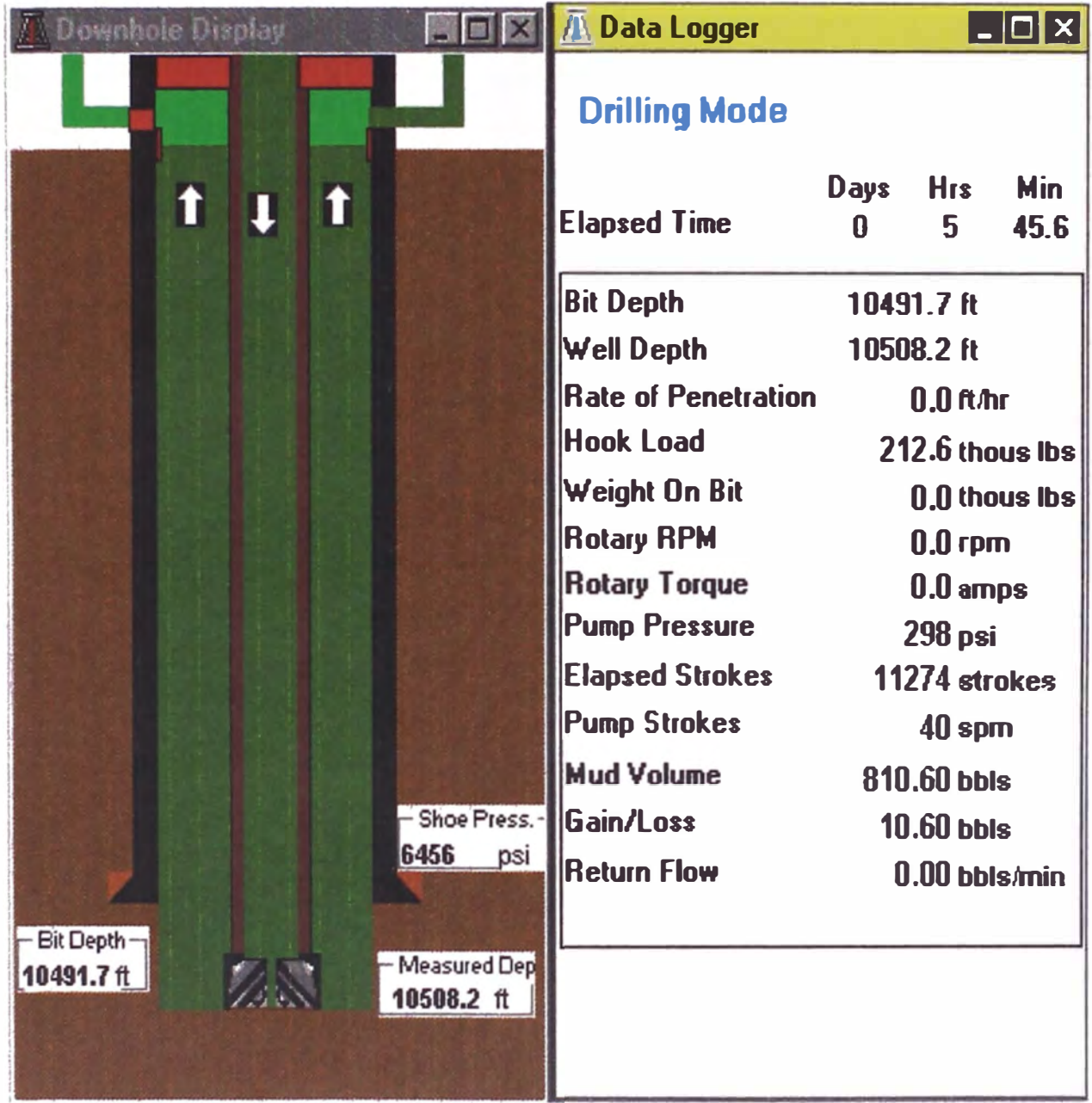
Casing Pressure: **280 psi**  
 Manual Choke Position: **Closed**  
 Annulus Hydrostatic Press: **7009 psi**  
 Choke Line Hydrostatic Press: **0 psi**  
(subsea only)  
 Kill Line Hydrostatic Press: **0 psi**  
(subsea only)

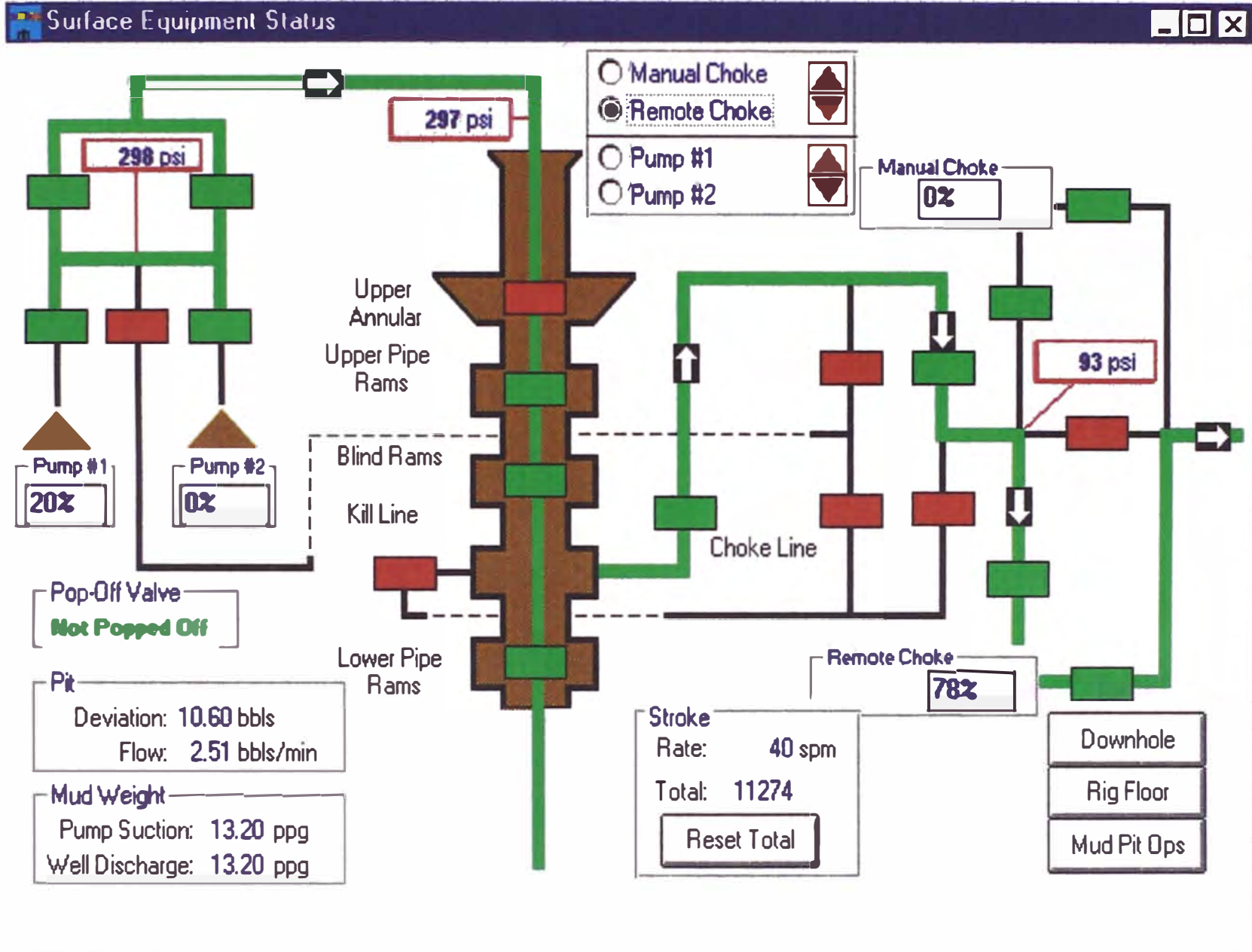
Drillpipe Capacity: **179.17 bbls**  
 Drillpipe Strokes: **2853**  
 Annulus Capacity: **533.94 bbls**  
 Annulus Strokes: **8501**  
 Pump #1 Capacity: **0.06281 bbls**  
 Pump Flow: **2.51 bbls/min**  
 Pump Speed: **40 spm**  
 Total Strokes: **8608 stks**

**CONDICION A**

**STROKES ACUMULADOS 11274**

**PRESIÓN 297 PSI**







Run

Pause

Menu

Acc: 10

Computer Simulation Inc., USA

Simulation Time: 00 day 05 hr 45.6 min

Drillpipe Pressure: **297 psi**  
 Remote Choke Position: **Open 78 %**  
 Drillpipe Hydro: **7201 psi**

Mud Density In: **13.20 ppg**  
 Fluid Density Out: **13.20 ppg**  
 Pit Gain/Loss: **10.60 bbls**  
 % Of New Mud DP: **100**  
 % Of New Mud Ann: **100**

# Of Kicks Taken: **1.0**  
 Initial TVD: **10500.0 ft**  
 Shoe Pressure: **6456 psi**  
 Bottom Hole Pressure: **7359 psi**  
 Formation Pressure: **7188 psi**

Casing Pressure: **93 psi**  
 Manual Choke Position: **Closed**  
 Annulus Hydrostatic Press: **7207 psi**  
 Choke Line Hydrostatic Press: **0 psi**  
(subsea only)  
 Kill Line Hydrostatic Press: **0 psi**  
(subsea only)

Drillpipe Capacity: **179.17 bbls**  
 Drillpipe Strokes: **2853**  
 Annulus Capacity: **533.94 bbls**  
 Annulus Strokes: **8501**  
 Pump #1 Capacity: **0.06281 bbls**  
 Pump Flow: **2.51 bbls/min**  
 Pump Speed: **40 spm**  
 Total Strokes: **11274 stks**

**CONDICION A**

**STROKES ACUMULADOS 11609**

**PRESIÓN 293 PSI**

### Downhole Display

Bit Depth  
**10491.7 ft**

Shoe Press.  
**6452 psi**

Measured Dep  
**10508.2 ft**

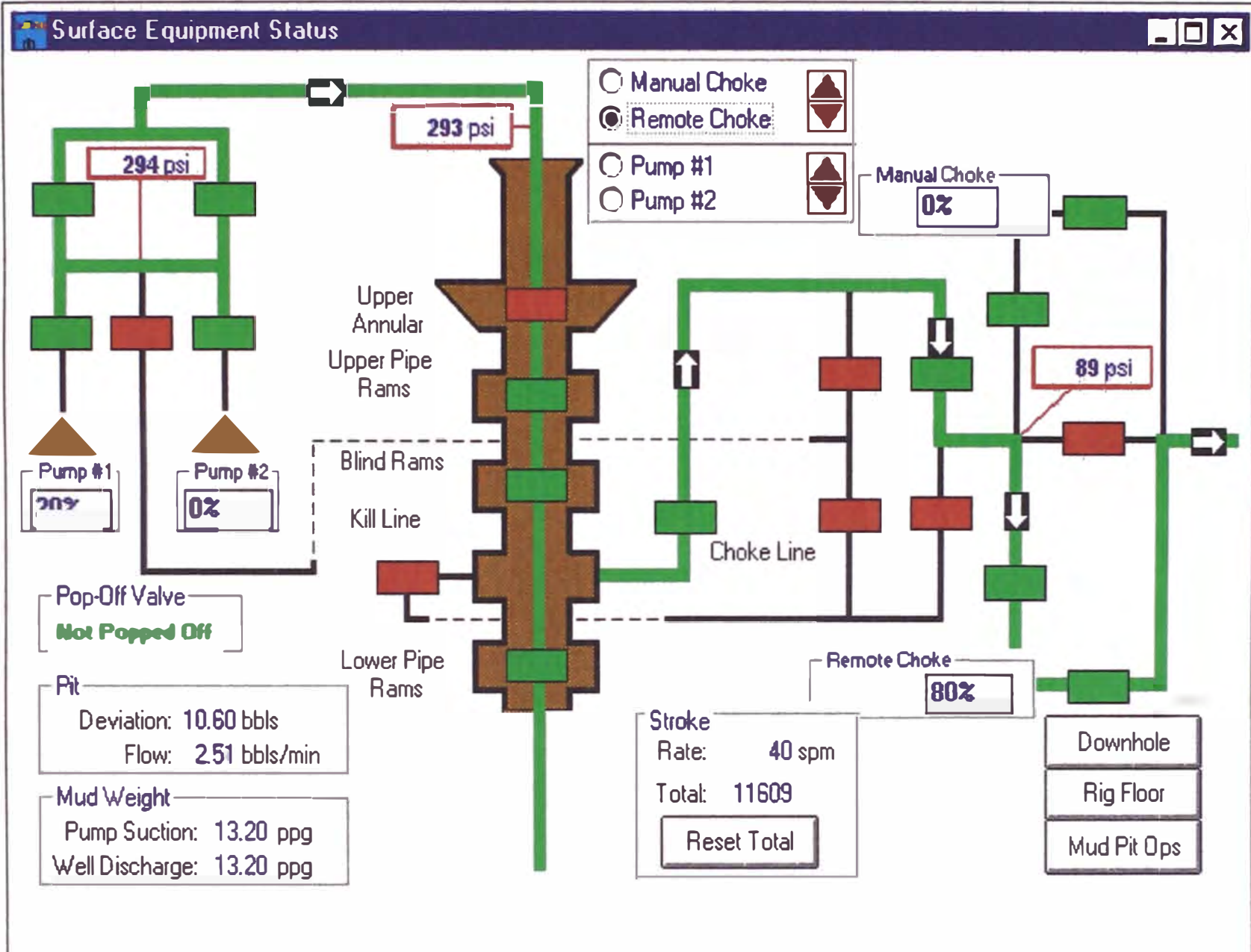
### Data Logger

## Drilling Mode

	Days	Hrs	Min
<b>Elapsed Time</b>	0	5	54.0

---

<b>Bit Depth</b>	<b>10491.7 ft</b>
<b>Well Depth</b>	<b>10508.2 ft</b>
<b>Rate of Penetration</b>	<b>0.0 ft/hr</b>
<b>Hook Load</b>	<b>212.6 thous lbs</b>
<b>Weight On Bit</b>	<b>0.0 thous lbs</b>
<b>Rotary RPM</b>	<b>0.0 rpm</b>
<b>Rotary Torque</b>	<b>0.0 amps</b>
<b>Pump Pressure</b>	<b>294 psi</b>
<b>Elapsed Strokes</b>	<b>11609 strokes</b>
<b>Pump Strokes</b>	<b>40 spm</b>
<b>Mud Volume</b>	<b>810.60 bbls</b>
<b>Gain/Loss</b>	<b>10.60 bbls</b>
<b>Return Flow</b>	<b>0.00 bbls/min</b>



Drillpipe Pressure: **293 psi**  
 Remote Choke Position: **Open 80 %**  
 Drillpipe Hydro: **7201 psi**

Mud Density In: **13.20 ppg**  
 Fluid Density Out: **13.20 ppg**  
 Pit Gain/Loss: **10.60 bbls**  
 % Of New Mud DP: **100**  
 % Of New Mud Ann: **100**

# Of Kicks Taken: **1.0**  
 Initial TVD: **10500.0 ft**  
 Shoe Pressure: **6452 psi**  
 Bottom Hole Pressure: **7355 psi**  
 Formation Pressure: **7188 psi**

Casing Pressure: **89 psi**  
 Manual Choke Position: **Closed**  
 Annulus Hydrostatic Press: **7207 psi**  
 Choke Line Hydrostatic Press: **0 psi**  
(subsea only)  
 Kill Line Hydrostatic Press: **0 psi**  
(subsea only)

Drillpipe Capacity: **179.17 bbls**  
 Drillpipe Strokes: **2853**  
 Annulus Capacity: **533.94 bbls**  
 Annulus Strokes: **8501**  
 Pump #1 Capacity: **0.06281 bbls**  
 Pump Flow: **2.51 bbls/min**  
 Pump Speed: **40 spm**  
 Total Strokes: **11609 stks**



**CONDICION A**

**STROKES ACUMULADOS 11623**

**PRESIÓN 0 PSI**

**TERMINÓ**

**Downhole Display**

Shoe Press. 6315 psi

Bit Depth 10491.7 ft

Measured Dep 10508.2 ft

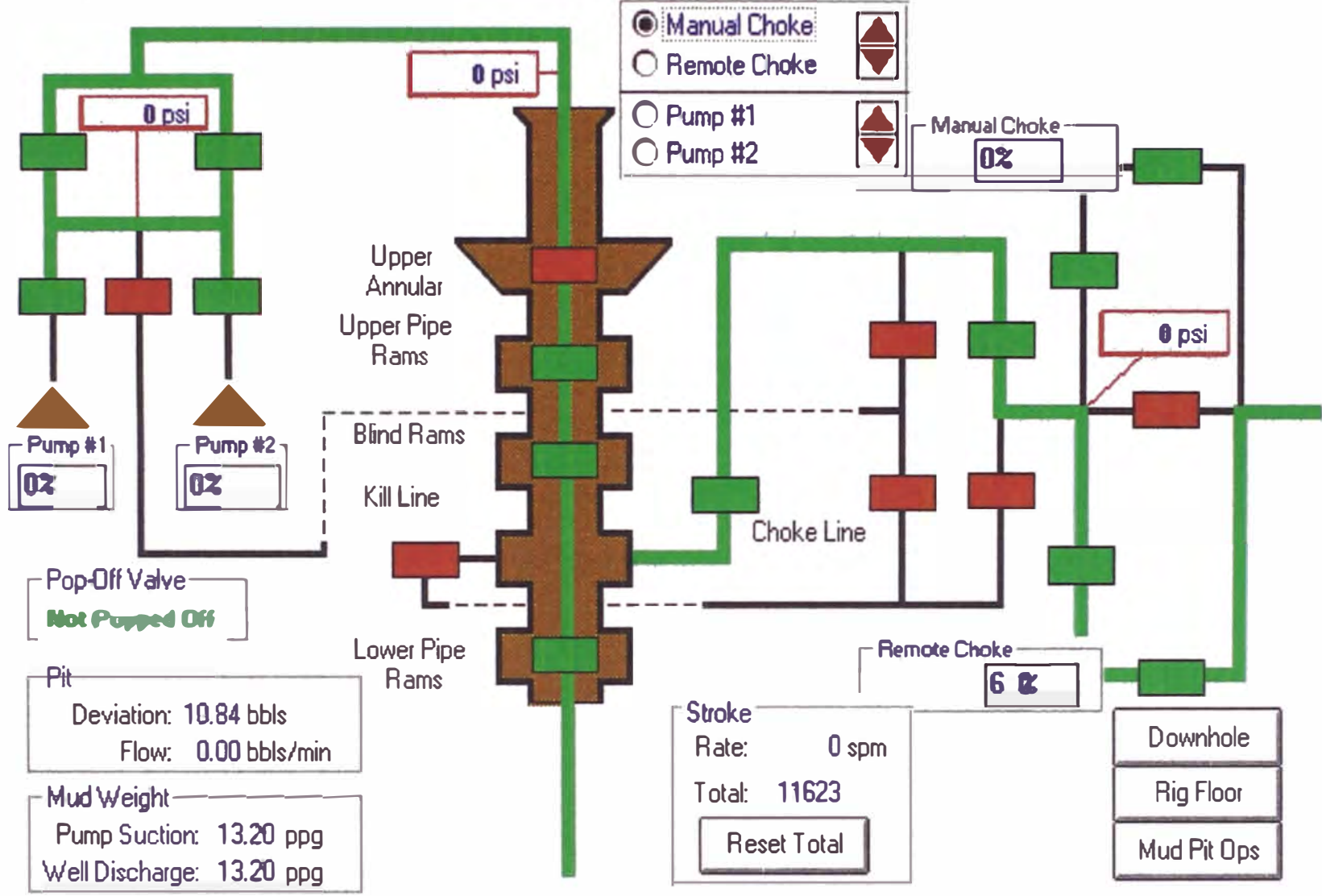
**Data Logger**

### Drilling Mode

	Days	Hrs	Min
Elapsed Time	0	6	0.2

Bit Depth	10491.7 ft
Well Depth	10508.2 ft
Rate of Penetration	0.0 ft/hr
Hook Load	214.3 thous lbs
Weight On Bit	0.0 thous lbs
Rotary RPM	0.0 rpm
Rotary Torque	0.0 amps
Pump Pressure	0 psi
Elapsed Strokes	11623 strokes
Pump Strokes	0 spm
Mud Volume	810.84 bbls
Gain/Loss	10.84 bbls
Return Flow	0.00 bbls/min

# Surface Equipment Status



Drillpipe Pressure: **0 psi**  
 Remote Choke Position: **Open 60 %**  
 Drillpipe Hydro: **7201 psi**

Mud Density In: **13.20 ppg**  
 Fluid Density Out: **13.20 ppg**  
 Pit Gain/Loss: **10.84 bbls**  
 % Of New Mud DP: **100**  
 % Of New Mud Ann: **100**

# Of Kicks Taken: **1.0**  
 Initial TVD: **10500.0 ft**  
 Shoe Pressure: **6315 psi**  
 Bottom Hole Pressure: **7207 psi**  
 Formation Pressure: **7188 psi**

Casing Pressure: **0 psi**  
 Manual Choke Position: **Closed**  
 Annulus Hydrostatic Press: **7207 psi**  
 Choke Line Hydrostatic Press: **0 psi**  
 (subsea only)  
 Kill Line Hydrostatic Press: **0 psi**  
 (subsea only)

Drillpipe Capacity: **179.17 bbls**  
 Drillpipe Strokes: **2853**  
 Annulus Capacity: **533.94 bbls**  
 Annulus Strokes: **8501**  
 Pump #1 Capacity: **0.06281 bbls**  
 Pump Flow: **0.00 bbls/min**  
 Pump Speed: **0 spm**  
 Total Strokes: **11623 stks**

**CONDICION A**

**STROKES ACUMULADOS 11754**

**PRESIÓN 2180 PSI**

**CONDICION DE CIRCULACIÓN NORMAL, DESPUES DE HABER  
EXPELIDO EL INFLUJO.**



### Downhole Display

Shoe Press. -  
**6435** psi

Bit Depth  
**10491.7** ft

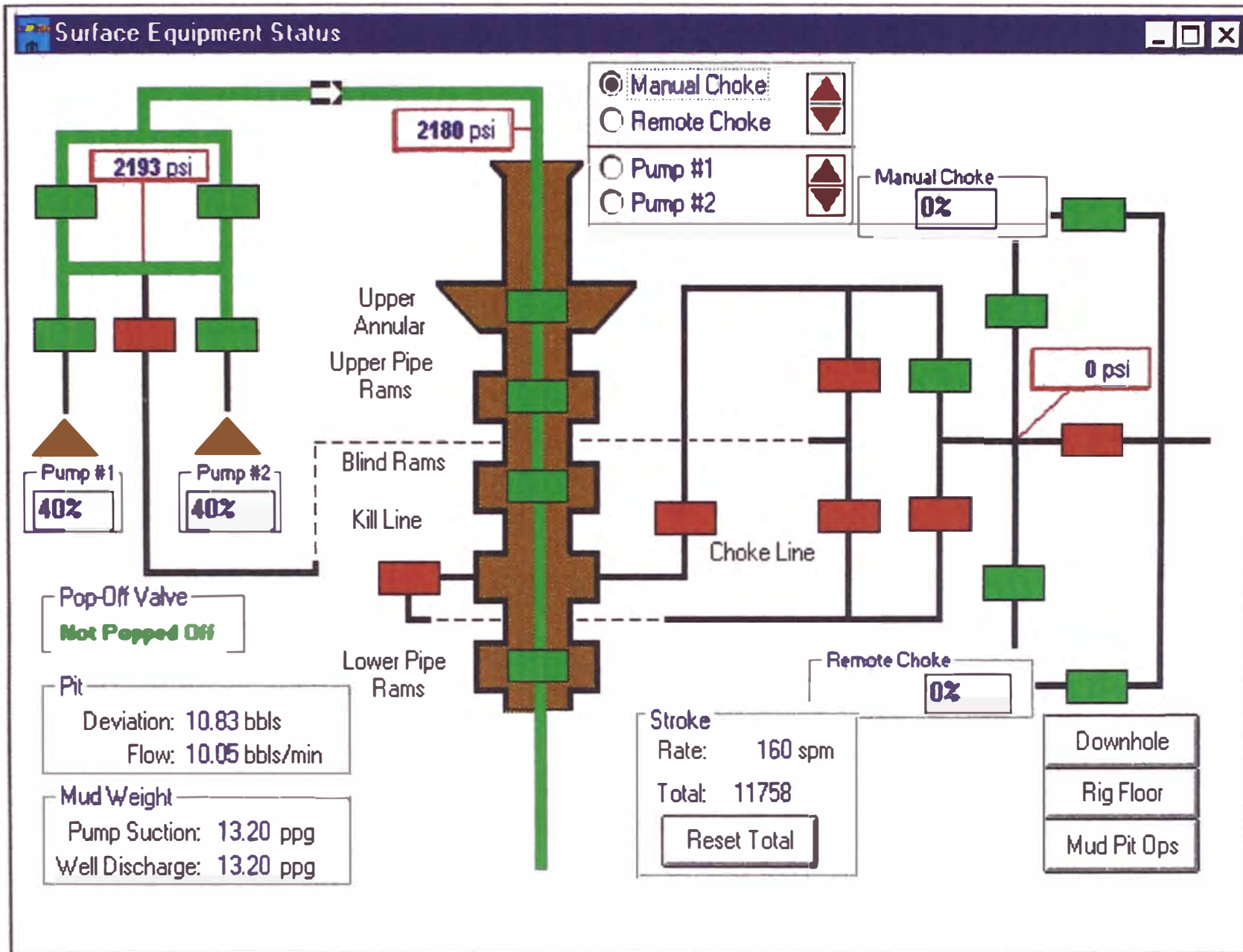
Measured Dep  
**10508.2** ft

### Data Logger

#### Drilling Mode

	Days	Hrs	Min
Elapsed Time	0	6	2.7

Bit Depth	10491.7 ft
Well Depth	10508.2 ft
Rate of Penetration	0.0 ft/hr
Hook Load	212.4 thous lbs
Weight On Bit	0.0 thous lbs
Rotary RPM	0.0 rpm
Rotary Torque	0.0 amps
Pump Pressure	2193 psi
Elapsed Strokes	11758 strokes
Pump Strokes	160 spm
Mud Volume	810.83 bbls
Gain/Loss	10.83 bbls
Return Flow	10.05 bbls/min



Drillpipe Pressure: **2180 psi**  
 Remote Choke Position: **Closed**  
 Drillpipe Hydro: **7201 psi**

Mud Density In: **13.20 ppg**  
 Fluid Density Out: **13.20 ppg**  
 Pit Gain/Loss: **10.83 bbls**  
 % Of New Mud DP: **100**  
 % Of New Mud Ann: **100**

# Of Kicks Taken: **1.0**  
 Initial TVD: **10500.0 ft**  
 Shoe Pressure: **6435 psi**  
 Bottom Hole Pressure: **7371 psi**  
 Formation Pressure: **7188 psi**

Casing Pressure: **0 psi**  
 Manual Choke Position: **Closed**  
 Annulus Hydrostatic Press: **7207 psi**  
 Choke Line Hydrostatic Press: **0 psi**  
(subsea only)  
 Kill Line Hydrostatic Press: **0 psi**  
(subsea only)

Drillpipe Capacity: **179.17 bbls**  
 Drillpipe Strokes: **2853**  
 Annulus Capacity: **533.94 bbls**  
 Annulus Strokes: **8501**  
 Pump #1 Capacity: **0.06281 bbls**  
 Pump Flow: **10.05 bbls/min**  
 Pump Speed: **160 spm**  
 Total Strokes: **11758 stks**

## **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

## CONCLUSIONES

1. Mientras más rápida sea la detección de un kick, menor será la entrada de influjo y los problemas en la perforación relacionados.
2. El test del BOP debe hacerse en forma minuciosa y cuidadosa, porque al momento de presentarse un kick no debe fallar nada del sistema de superficie
3. Si la diferencia de presiones de cierre entre tubos y anular es baja, significa que entró menor influjo y que la reacción de la cuadrilla fue eficiente.
4. Si el volumen del anular en hueco abierto es menor al volumen interno de la sarta entonces se puede utilizar cualquiera de los 2 métodos para matar el pozo. Porque la presión debajo del zapato será la misma al momento de llegar el influjo a este punto.
5. Será recomendable usar el método de cierre suave para evitar posible fractura debajo del zapato, debido a que este método presenta un cierre gradual de presión.
6. Utilizar el cierre duro en formaciones conocidas
7. Todo método para matar un pozo se basa en mantener la presión de fondo constante.



## RECOMENDACIONES

1. La cuadrilla de perforación debe estar preparada para actuar en cualquier momento ante la presencia de un kick (se deben hacer prácticas diariamente hasta que se reduzca el tiempo de reacción)
2. Siempre se debe mantener una presión adicional de bombeo, como margen de seguridad.
3. Se deberá tener listo el kill sheet con los datos pre-determinados para evitar pérdida de tiempo llenándolo.
4. El perforador y su cuadrilla deben mantenerse siempre alerta ante la posible presencia de un kick.
5. Es muy importante que al momento de iniciar el bombeo del lodo pesado exista una comunicación fluida entre el perforador (arrancando las bombas) y el supervisor (controlando el choke), esto se debe a que si el supervisor no llega a abrir lo suficiente el choke la presión subirá con el correspondiente aumento de presión en el fondo del pozo y si lo abre en exceso, disminuirá la presión permitiendo la entrada de influjo adicional al pozo.
6. Lo indicado en el párrafo anterior es también importante al momento de parar, ya que se tienen las mismas implicancias.

## **BIBLIOGRAFIA**

## **BIBLIOGRAFIA**

Manual de Well Control del curso de la IWCF

Manual del Curso de Well Control de la Well Control School

Manual del API

# ANEXOS

## HOJA DE CALCULO PARA CONTROL DE POZO

Supervisor:

Well:

FECHA:

### DE LA FORMACION

ION DE LEAK-OFF OBTENIDA DE LA PRUEBA EN EL ZAPATO (A) 1540 Psi.

DENSIDAD DEL LODO EN LA PRUEBA (B) 11.2 Ppg.

(B) +  $\frac{(A)}{0.052 \times \text{PROF. VERT. SHOE}}$  = (C) 14.4 Ppg.

+  $\frac{(1540)}{0.052 \times (9200)}$  = (C) 14.4 Ppg.

P INICIAL

[(C) - DENSIDAD ACTUAL] x 0.052 x PROF. VERT. SHOE

(14.42 - 12) x 0.052 x (9200) = 1158 Psi.

### DATOS GENERALES DEL POZO

#### DATOS DEL FLUIDO DE PERFORACION

DENSIDAD 12.0 ppg

#### DATOS DEL CASING Y EL ZAPATO

DIAMETRO 9 5/8 in

PROFUND. MEDIDA 9200 ft

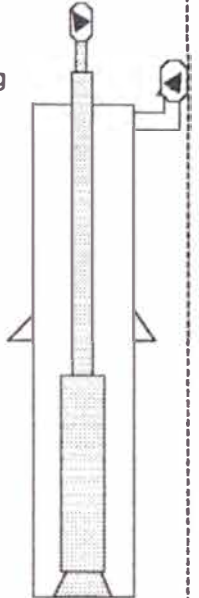
PROFUND. VERT. 9200 ft

#### DATOS DEL POZO ABIERTO

DIAMETRO 8 1/2 in

PROFUND. MED. 10500 ft

PROFUND. VERT. 10500 ft



DESPLAZAM. DE BOMBA N° 1	DESPLAZAM. DE BOMBA N° 2
0.06281	0.06281
bbl/stk	bbl/stk

TOS A CAUDAL REDUCIDO	PRESION A CAUDAL REDUCIDO	
	BOMBA N° 1	BOMBA N° 2
30 SPM	124 psi	psi
40 SPM	197 psi	psi

TIPO DE VOLUMEN REGISTRADOS	LONGITUD ft	CAPACIDAD bbls/ft	VOLUMEN bbls	TOTAL EMBOLAD. Stks	TIEMPO minutos
DRILL PIPE	9800	0.01780	174.40		
" DRILL COLLARS	700	0.0077	5.40	VOLUMEN DESPLAZAMIENTO	TOT. EMBOLADAS EMB. A CAUD. RED.

### VOLUMEN DENTRO DE LA SARTA

" DCxOPEN HOLE	700	0.0323	22.60
L PIPE - OPEN HOLE	600	0.0459	27.50

### VOLUMEN EN HUECO ABIERTO

RILL PIPExCASING	9200	0.053	487.60
<b>VOLUMEN ANULAR TOTAL</b>			<b>537.70</b>

MEN TOTAL DEL SISTEMA	717.5	2863	72
MEN ACTIVO EN SUPERFICIE		798	20
MEN ACTIVO TOTAL		8561	214
		11423	286

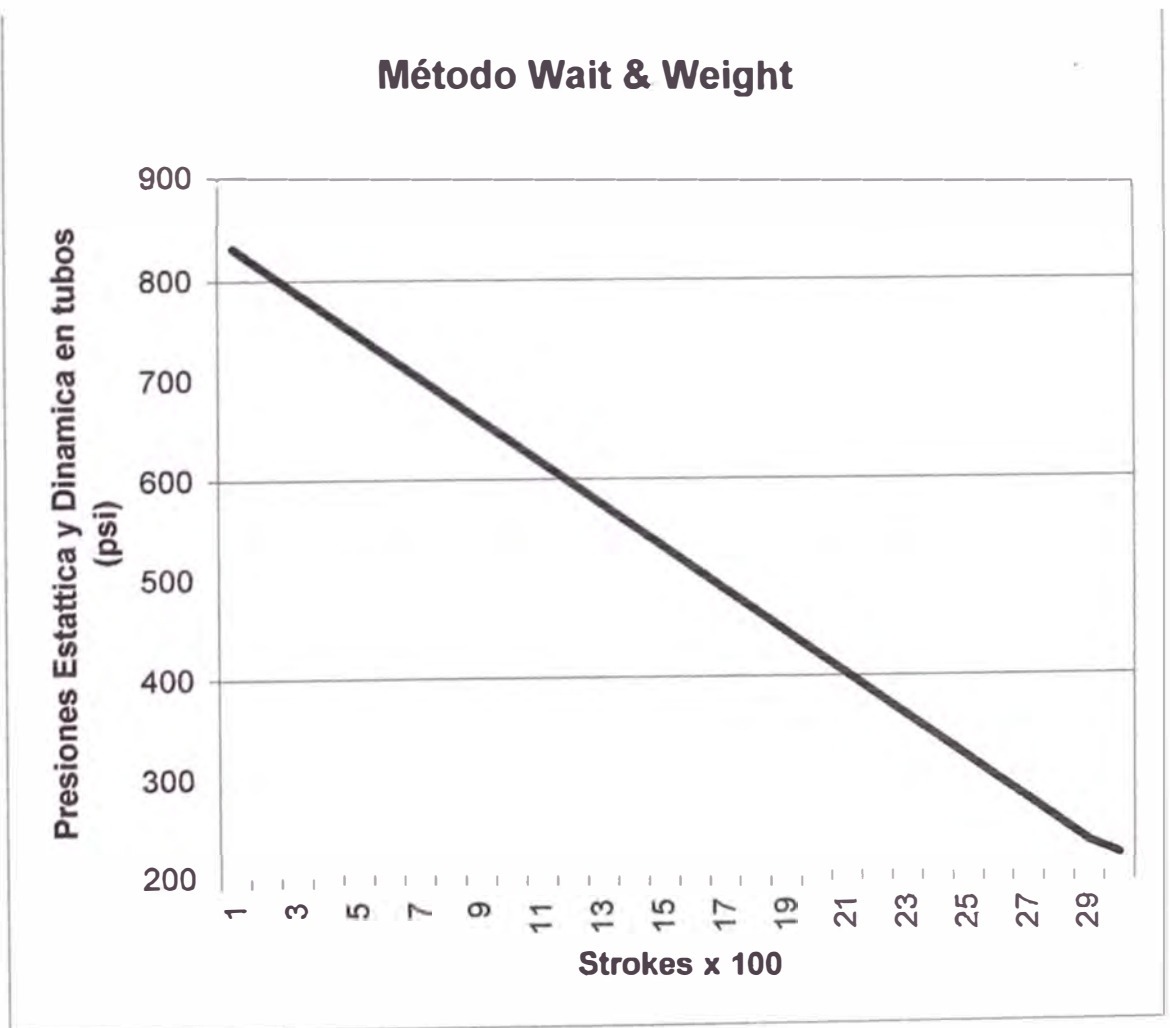


# HOJA DE CALCULO PARA CONTROL DE POZO

Supervisor:  
Well:  
Fecha:

DEL KICK:		
ESTABILIZADA TUBOS	635 psi	PRESION ESTABILIZADA EN EL CASING
		681 psi
		AUMENTO DE VOLUMEN EN SUPERFICIE
		4.42 bbls
DAD DE LODO PARA DE POZO	DENSIDAD DEL LODO ACTUAL	SIDPP
	12	0.052xPROF.VERT.TOT.
		1.16
		13.20 ppg
ION INICIAL DE CIRCULACION ICP	PRESION A CAUDAL REDUCIDO + SIDPP	
	197	635
		832 Psi.
ION FINAL DE CIRCULACION FCP	$\frac{\text{DENSIDAD DE CONTROL}}{\text{DENSIDAD ACTUAL}}$	$\times$ PRESION A CAUDAL REDUCIDO
	$\frac{13.20}{12}$	$\times$ 197
		216.7 Psi.
(K) = ICP - FCP =	832 - 216.7	= 615.3 Psi
	(K) X 100	615.3 X 100 = 21.5 Psi/stk
	(E)	2863 100

	PRESION
0	832
100	810.5
200	789.0
300	767.5
400	746.0
500	724.5
600	703.1
700	681.6
800	660.1
900	638.6
1000	617.1
1100	595.6
1200	574.1
1300	552.6
1400	531.1
1500	509.6
1600	488.1
1700	466.6
1800	445.2
1900	423.7
2000	402.2
2100	380.7
2200	359.2
2300	337.7
2400	316.2
2500	294.7
2600	273.2
2700	251.7
2800	230.2
2863	217.0



DRILLING SIMULATION					
Exercise		Total points printed : 293			
Elapsed pump strokes (spm)	Bottom hole pressure (psi)	Casing pressure (psi)	Casing shoe pressure (psi)	Drillpipe pressure (psi)	Formation Pressure (psi)
78.4	7309	753	6541	873	7188
40.0	7319	763	6551	878	7188
80.1	7328	772	6560	878	7188
120.1	7338	781	6566	879	7188
160.2	7347	789	6568	879	7188
200.3	7355	797	6570	879	7188
240.4	7331	773	6538	870	7188
280.5	7294	735	6493	811	7188
320.6	7290	726	6479	794	7188
360.6	7286	722	6473	778	7188
400.7	7286	723	6473	769	7188
440.8	7283	720	6471	759	7188
480.9	7282	720	6470	747	7188
521.0	7281	718	6468	738	7188
561.1	7278	716	6466	727	7188
601.2	7274	712	6462	715	7188
641.3	7276	714	6464	703	7188
681.4	7294	732	6481	712	7188
721.4	7303	741	6490	712	7188
761.5	7312	749	6489	712	7188
801.6	7320	758	6498	712	7188
841.6	7329	767	6507	712	7188
881.7	7338	776	6516	712	7188
921.7	7326	764	6504	712	7188
961.7	7334	772	6511	691	7188
1001.8	7337	775	6514	688	7188
1041.9	7337	775	6514	679	7188
1082.0	7336	775	6514	670	7188
1122.1	7336	775	6514	660	7188
1162.1	7338	777	6516	653	7188
1202.1	7339	779	6517	646	7188
1242.2	7339	778	6516	637	7188
1282.3	7339	779	6516	628	7188
1322.4	7339	780	6517	620	7188
1362.4	7341	781	6518	612	7188
1402.5	7342	783	6520	605	7188
1442.6	7342	783	6520	597	7188
1500.2	7342	784	6520	584	7188
1540.3	7340	782	6518	573	7188
1580.3	7338	780	6516	563	7188
1620.4	7337	780	6515	553	7188
1660.5	7337	779	6514	543	7188
1700.6	7335	778	6513	534	7188
1740.7	7335	778	6513	524	7188
1780.7	7334	778	6512	515	7188
1820.7	7334	778	6512	506	7188
1860.8	7334	778	6512	497	7188
1900.8	7333	778	6511	487	7188
1940.9	7333	778	6511	479	7188
1980.9	7333	778	6511	470	7188
2021.0	7333	778	6511	461	7188
2061.0	7332	778	6510	452	7188
2101.1	7331	778	6509	443	7188
2141.2	7332	778	6509	434	7188
2181.3	7331	778	6509	425	7188
2221.4	7331	778	6509	416	7188
2261.5	7330	778	6508	406	7188
2301.6	7331	779	6509	397	7188
2341.7	7330	779	6508	389	7188
2381.8	7329	778	6507	380	7188
2421.8	7329	778	6507	371	7188
2461.8	7329	779	6507	362	7188
2501.9	7329	779	6507	352	7188
2541.9	7329	779	6506	344	7188
2581.9	7328	779	6506	334	7188
2621.9	7328	779	6506	325	7188
2661.9	7328	779	6505	316	7188
2701.8	7326	778	6504	307	7188
2741.8	7337	789	6515	300	7188
2781.9	7341	794	6519	277	7188
2821.8	7339	790	6515	277	7188
2861.8	7339	787	6512	277	7188



2902.3	7328	770	6494	273	7188
2942.7	7314	754	6478	255	7188
2982.8	7313	748	6471	251	7188
3022.9	7312	744	6466	250	7188
3063.0	7312	739	6461	250	7188
3103.1	7312	735	6456	250	7188
3143.2	7312	731	6451	250	7188
3183.3	7312	726	6446	250	7188
3224.0	7312	723	6443	250	7188
3264.6	7314	722	6441	251	7188
3305.2	7317	722	6440	254	7188
3345.9	7320	722	6440	257	7188
3386.6	7323	722	6440	260	7188
3427.1	7327	723	6440	264	7188
3467.8	7330	723	6440	267	7188
3508.5	7334	724	6440	271	7188
3549.1	7337	724	6440	274	7188
3589.7	7341	725	6440	278	7188
3629.9	7341	722	6438	279	7188
3670.1	7341	720	6438	279	7188
3710.2	7342	719	6439	280	7188
3750.3	7344	718	6441	282	7188
3790.4	7347	718	6443	284	7188
3830.4	7349	719	6446	286	7188
3870.5	7352	719	6449	289	7188
3910.6	7339	704	6436	293	7188
3950.7	7335	698	6432	273	7188
3990.8	7334	695	6431	272	7188
4031.0	7334	693	6431	272	7188
4071.1	7334	690	6431	272	7188
4111.3	7334	688	6431	272	7188
4151.3	7334	686	6431	272	7188
4191.4	7334	683	6431	272	7188
4232.1	7334	681	6431	272	7188
4272.8	7334	679	6431	272	7188
4313.4	7335	678	6432	273	7188
4354.0	7338	678	6434	275	7188
4394.7	7341	679	6437	277	7188
4435.3	7344	679	6440	280	7188
4475.5	7346	679	6443	283	7188
4515.6	7346	678	6443	284	7188
4555.7	7347	676	6444	285	7188
4595.7	7349	676	6446	286	7188
4635.8	7351	676	6447	288	7188
4675.9	7353	676	6450	290	7188
4716.0	7357	678	6454	294	7188
4756.1	7360	679	6457	297	7188
4796.3	7363	680	6460	300	7188
4836.4	7366	680	6462	302	7188
4876.5	7369	681	6465	306	7188
4916.5	7353	664	6450	293	7188
4956.6	7351	660	6447	289	7188
4996.6	7351	658	6447	289	7188
5036.8	7351	656	6447	289	7188
5076.9	7351	654	6447	289	7188
5117.0	7351	653	6447	289	7188
5157.1	7351	651	6447	289	7188
5197.2	7351	649	6447	289	7188
5237.2	7351	647	6447	289	7188
5277.3	7351	646	6447	289	7188
5317.4	7351	644	6447	289	7188
5357.5	7352	643	6448	289	7188
5397.7	7354	644	6450	291	7188
5437.8	7356	644	6452	293	7188
5477.9	7346	633	6443	295	7188
5517.9	7341	627	6438	280	7188
5558.0	7340	625	6437	278	7188
5598.1	7340	623	6437	278	7188
5638.4	7340	622	6437	278	7188
5678.9	7340	620	6437	278	7188
5719.3	7340	619	6437	278	7188
5759.4	7340	618	6437	278	7188
5799.5	7340	617	6437	278	7188
5839.6	7341	617	6438	278	7188
5879.8	7342	616	6439	280	7188
5919.9	7344	617	6440	281	7188
5959.9	7346	618	6443	283	7188
5999.9	7347	618	6443	284	7188

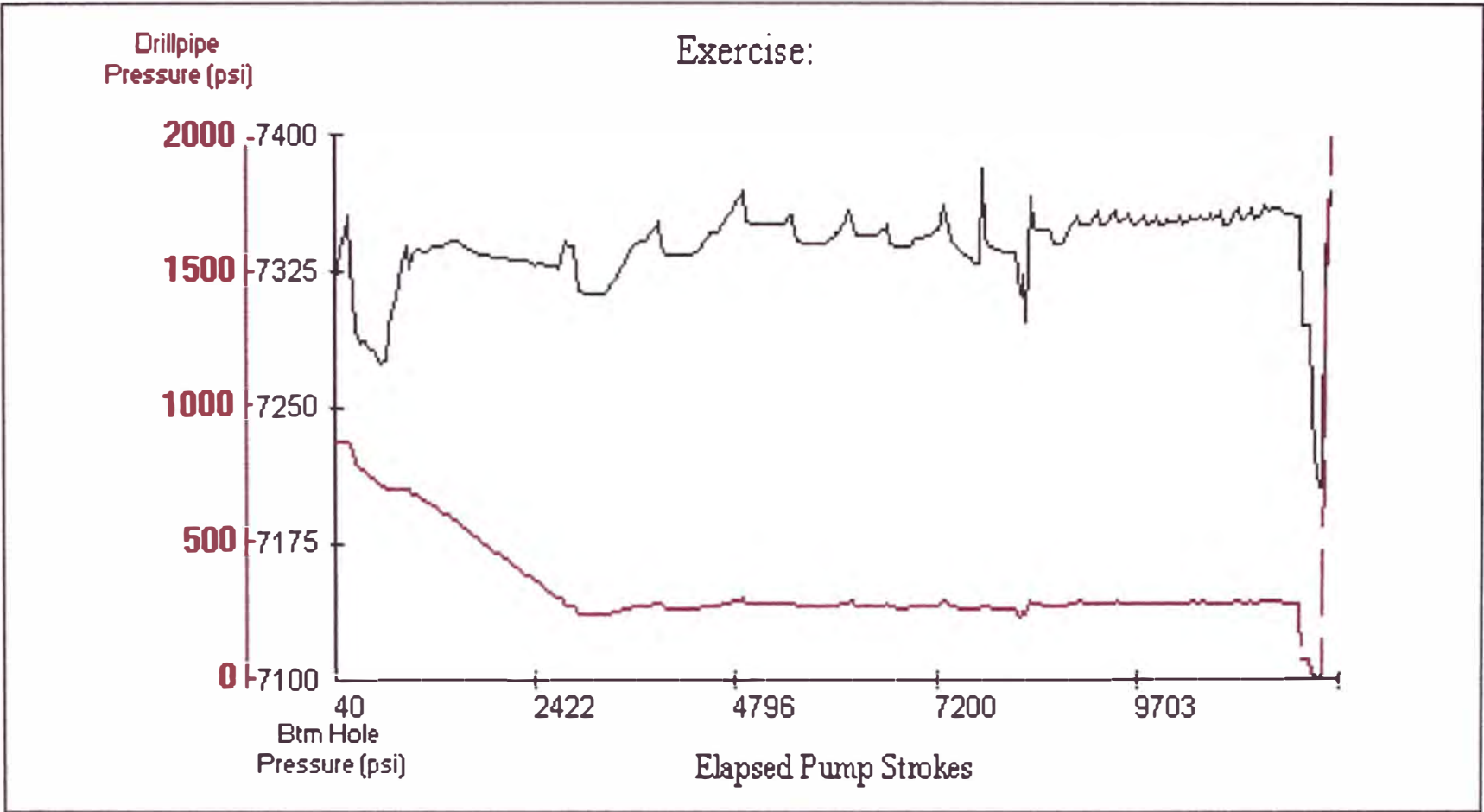
6040.1	7350	620	6447	287	7188
6080.2	7355	624	6451	291	7188
6120.2	7359	627	6455	295	7188
6160.7	7349	618	6446	299	7188
6200.8	7345	613	6442	285	7188
6240.9	7345	612	6341	282	7188
6281.0	7344	611	6441	282	7188
6321.1	7344	611	6441	282	7188
6361.2	7344	611	6441	282	7188
6401.3	7344	611	6441	282	7188
6441.4	7345	611	6442	283	7188
6481.5	7347	613	6443	284	7188
6521.6	7348	615	6445	286	7188
6561.7	7351	617	6448	288	7188
6601.8	7340	608	6436	279	7188
6641.9	7338	607	6435	276	7188
6682.0	7338	607	6435	276	7188
6722.1	7338	608	6435	276	7188
6762.2	7338	609	6435	276	7188
6802.3	7338	611	6435	276	7188
6842.4	7339	613	6436	277	7188
6882.5	7341	616	6438	278	7188
6922.6	7344	620	6440	280	7188
7000.3	7344	625	6440	282	7188
7040.2	7344	627	6441	282	7188
7080.1	7344	630	6441	282	7188
7120.1	7345	634	6442	283	7188
7160.1	7346	638	6443	283	7188
7200.0	7348	643	6445	285	7188
7260.4	7354	654	6450	290	7188
7300.4	7362	645	6458	299	7188
7340.3	7348	612	6444	288	7188
7380.2	7343	586	6440	282	7188
7420.2	7340	562	6436	279	7188
7460.1	7337	537	6434	276	7188
7500.1	7335	513	6432	274	7188
7540.0	7334	489	6431	272	7188
7579.9	7333	465	6429	271	7188
7619.9	7332	440	6429	270	7188
7659.8	7330	415	6427	269	7188
7699.8	7330	390	6426	268	7188
7774.4	7382	399	6478	276	7188
7814.4	7343	358	6440	286	7188
7854.4	7338	351	6435	277	7188
7894.5	7338	349	6435	276	7188
7934.5	7338	346	6434	275	7188
8000.1	7337	341	6434	275	7188
8040.2	7336	338	6433	274	7188
8080.3	7336	335	6433	274	7188
8120.4	7336	333	6433	274	7188
8160.4	7336	331	6433	274	7188
8200.5	7336	329	6432	274	7188
8274.1	7313	283	6410	239	7188
8314.1	7323	287	6420	261	7188
8366.3	7297	252	6394	251	7188
8406.4	7366	314	6462	304	7188
8446.4	7349	294	6446	287	7188
8486.4	7349	290	6445	286	7188
8526.5	7348	287	6445	286	7188
8566.6	7348	283	6444	286	7188
8606.6	7347	280	6444	285	7188
8646.7	7347	276	6443	285	7188
8687.6	7341	268	6438	279	7188
8728.3	7341	264	6438	279	7188
8768.9	7341	261	6438	279	7188
8809.6	7344	261	6441	281	7188
8850.2	7347	261	6444	284	7188
8890.9	7350	261	6447	287	7188
8931.0	7353	261	6449	290	7188
8971.5	7356	261	6452	293	7188
9012.1	7351	253	6448	296	7188
9052.8	7350	249	6447	288	7188
9093.4	7350	246	6447	288	7188
9134.0	7352	244	6448	289	7188
9174.7	7355	244	6451	292	7188
9215.4	7358	245	6455	295	7188
9256.0	7352	235	6448	290	7188
9296.6	7352	232	6448	289	7188



9337.3	7352	229	6449	289	7188
9377.9	7355	229	6452	292	7188
9418.6	7358	229	6455	285	7188
9459.2	7353	221	6450	298	7188
9499.9	7353	218	6450	291	7188
9540.5	7353	215	6450	291	7188
9581.2	7356	215	6453	293	7188
9621.8	7351	207	6448	289	7188
9662.5	7351	204	6448	289	7188
9703.1	7353	202	6449	289	7188
9743.7	7356	202	6452	292	7188
9784.4	7351	194	6447	289	7188
9825.1	7351	191	6447	289	7188
9865.7	7353	190	6450	290	7188
9906.3	7356	190	6452	293	7188
9947.0	7351	182	6448	289	7188
9987.7	7351	179	6448	289	7188
10028.3	7354	179	6451	291	7188
10069.0	7352	174	6449	294	7188
10109.6	7352	171	6449	290	7188
10150.2	7353	169	6449	290	7188
10190.9	7356	169	6453	293	7188
10231.6	7352	161	6448	290	7188
10272.2	7352	159	6449	290	7188
10312.8	7356	159	6452	292	7188
10353.5	7354	154	6451	296	7188
10394.1	7354	151	6451	292	7188
10434.8	7356	150	6453	293	7188
10475.5	7354	145	6451	296	7188
10516.1	7354	142	6451	292	7188
10556.7	7357	142	6454	294	7188
10597.4	7354	136	6450	292	7188
10638	7355	134	6452	292	7188
10678.7	7358	134	6455	295	7188
10719.3	7351	123	6447	293	7188
10759.9	7351	120	6447	289	7188
10800.6	7354	120	6450	291	7188
10841.3	7357	120	6454	294	7188
10881.9	7360	120	6457	297	7188
10922.6	7355	112	6451	300	7188
10963.2	7354	108	6451	292	7188
11003.8	7357	108	6454	294	7188
11044.5	7360	108	6457	297	7188
11085.2	7354	98	6450	292	7188
11125.8	7356	97	6452	293	7188
11166.4	7359	97	6455	296	7188
11207.1	7362	97	6459	299	7188
11247.7	7359	93	6456	297	7188
11288.4	7360	94	6456	298	7188
11329.1	7360	94	6457	298	7188
11369.7	7360	94	6457	298	7188
11410.4	7358	92	6457	298	7188
11451.1	7357	91	6457	295	7188
11491.1	7357	91	6454	295	7188
11531.1	7357	91	6454	295	7188
11571.2	7355	89	6452	295	7188
11611.1	7355	89	6452	293	7188
11623.4	7296	89	6404	89	7188
11623.4	7296	89	6404	89	7188
11623.4	7296	89	6404	89	7188
11623.4	7253	46	6361	46	7188
11623.4	7225	18	6333	18	7188
11623.4	7208	0	6315	0	7188
11623.4	7207	0	6315	0	7188
11748.8	7370	0	6435	2180	7188







**Logged Data**

Nr Points Logged: 294 (max: 1250)

Start Time:

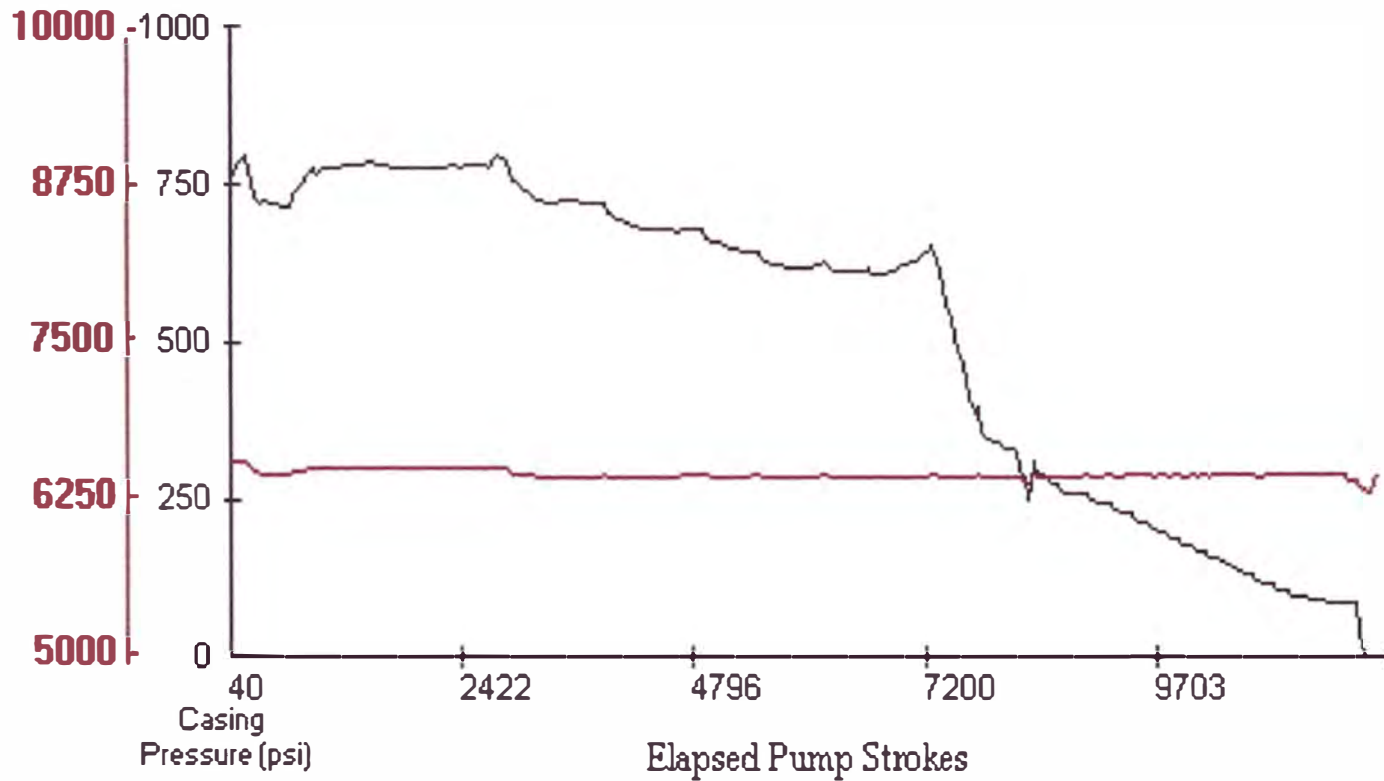
Nr. Pts Displayed:

Latest Time:



Casing Shoe Pressure (psi)

Exercise:



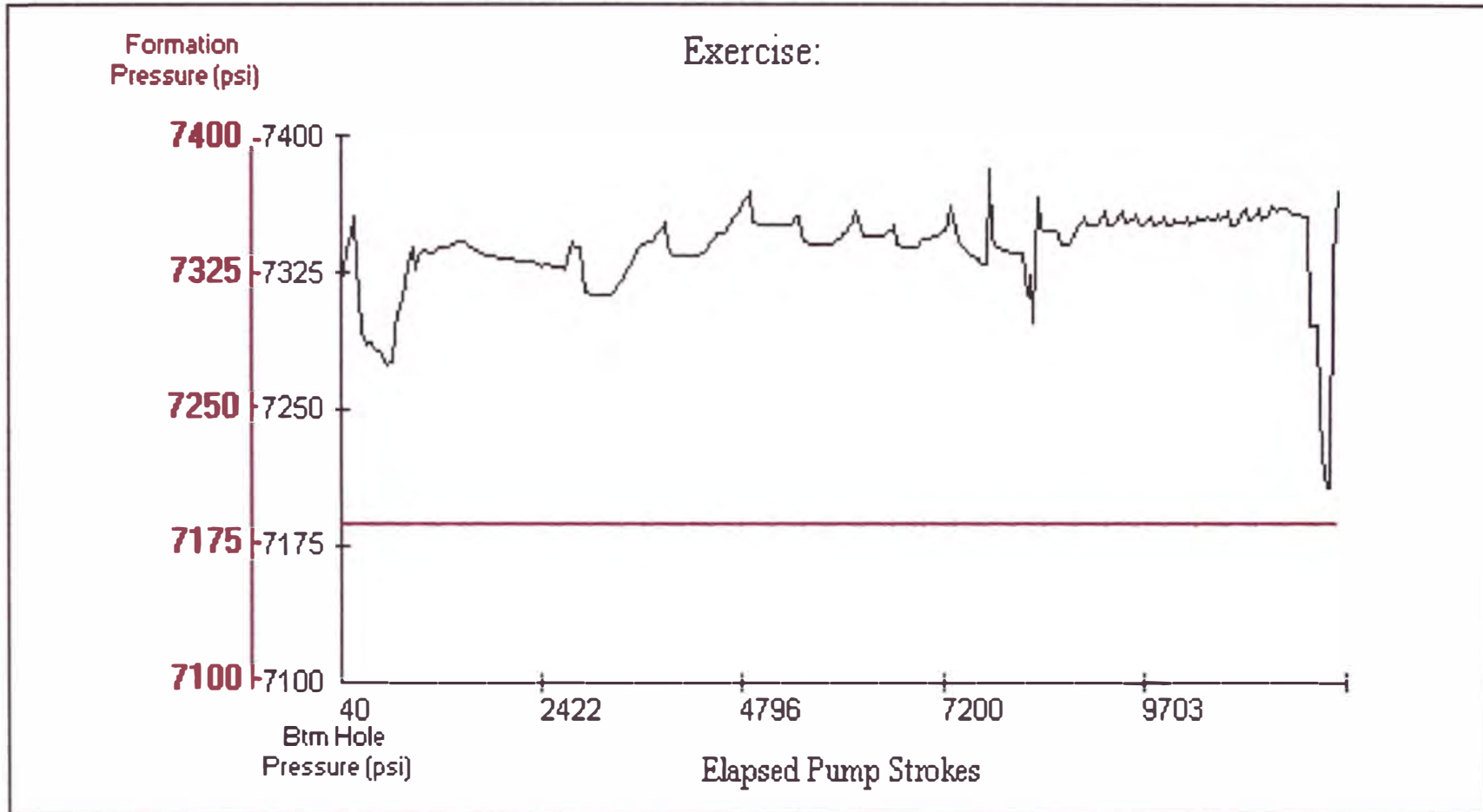
**Logged Data**

Nr Points Logged: 294 (max: 1250)

Start Time:

Nr. Pts Displayed:

Latest Time:



**Logged Data**

Nr Points Logged: 294 (max: 1250)

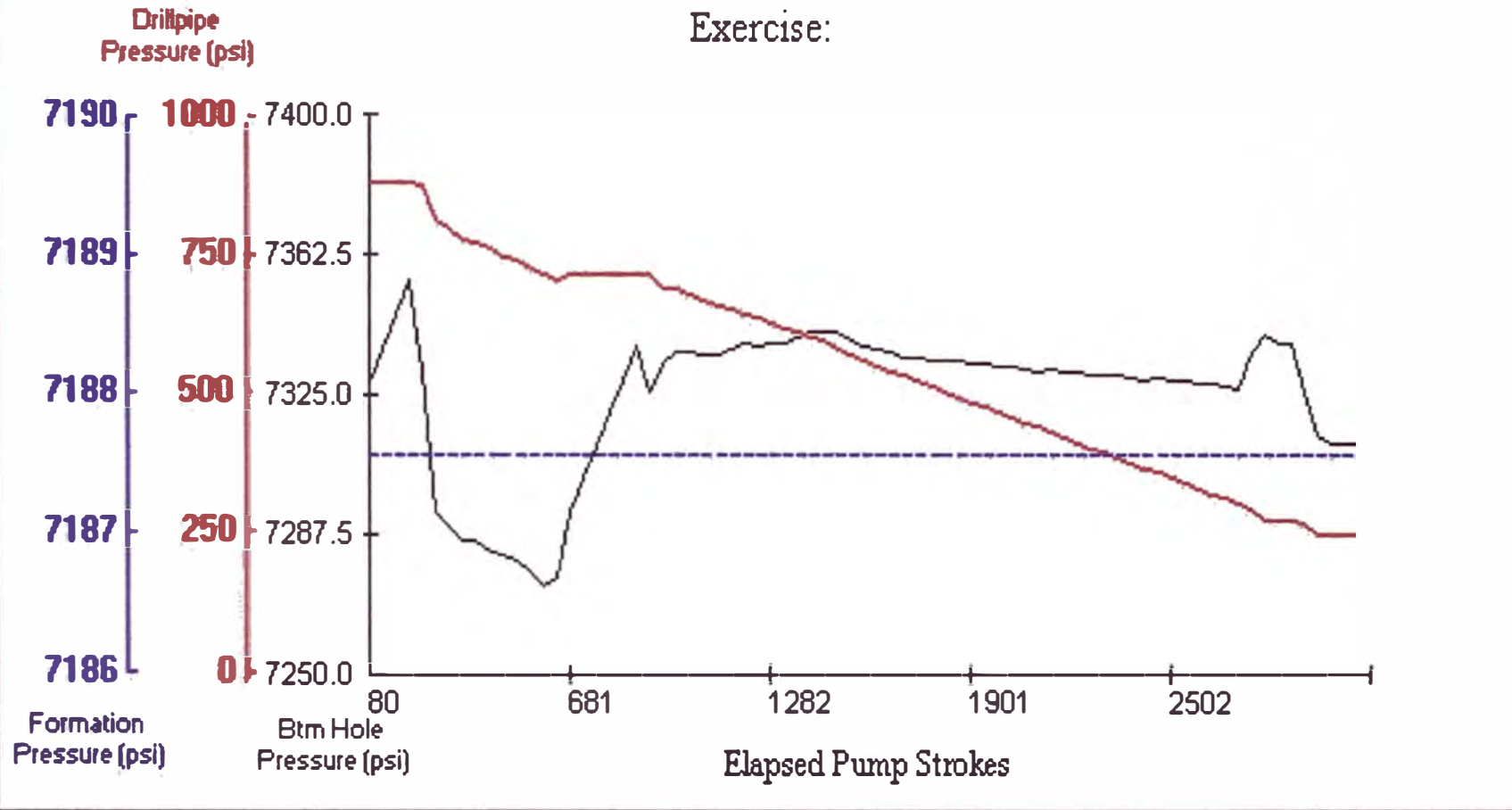
Start Time:

Nr. Pts Displayed:

Latest Time:

**Drilling Plots** [Icons]

**Exercise:**



**Logged Data**

Nr Points Logged: 294 (max: 1250)      Start Time:   
Nr. Pts Displayed:       Latest Time:



# FORMULARIO DE CONTROL DE POZO - Unidades de medidas: Sistema inglés

1. GRADIENTE DE PRESION [psi/ft]	= Densidad del lodo [ppg] x 0.052
2. DENSIDAD DEL LODO [ppg]	= $\frac{\text{Gradiente de presión [psi/ft]}}{0.052}$
3. PRESION HIDROSTATICA [psi]	= Densidad del lodo [ppg] x 0.052 x Profundidad vertical verdadera (TVD) [ft]
4. PRESION DE FORMACION [psi]	= Presión hidrostática en tubos [psi] + Presión de cierre en tubos (SIDPP) [psi]
5. DENSIDAD DEL FLUIDO DE PERFORACION [ppg]	= $\frac{\text{Presión [psi]}}{\text{Profundidad vertical (TVD) [ft] x 0.052}}$
6. CAUDAL DE BOMBA DE LODO [bbl/min]	= Desplazamiento de la bomba [bbls /stk] x velocidad de bomba [spm]
7. VELOCIDAD EN EL ANULAR [ft/min]	= $\frac{\text{Caudal de bomba [bbls /min]}}{\text{Capacidad en el anular [bbls ft]}}$
8. PRESION INICIAL DE CIRCULACION (ICP) [psi]	= Presión a caudal reducido (PL) [psi] + Presión de cierre en tubos (SIDPP) [psi]
9. PRESION FINAL DE CIRCULACION (FCP) [psi]	= $\frac{\text{Presión a caudal reducido (PL) [psi] x Densidad del lodo pesado [ppg]}}{\text{Densidad original del lodo [ppg]}}$
0. DENSIDAD DEL LODO PESADO (KMW) [ppg]	= $\frac{\text{Presión de cierre en tubos (SIDPP) [psi]}}{\text{Profundidad vertical (TVD) [ft] x 0.052}} + \text{Densidad original del lodo [ppg]}$
1. PRESIÓN DE CIERRE EN EL CASING (SICP) [psi]	= (Densidad del lodo [ppg] - Densidad del influjo [ppg]) x Altura del influjo [ft] x 0.052 + SIDPP [psi]
2. DENSIDAD EQUIVALENTE DE CIRCULACION [ppg]	= $\frac{\text{Pérdida de presión en el anular [psi]}}{\text{Profundidad vertical (TVD) [ft] x 0.052}} + \text{Densidad original del lodo [ppg]}$
3. ALTURA DEL INFLUJO EN EL HUECO ABIERTO [ft]	= $\frac{\text{Volumen del influjo [bbls]}}{\text{Capacidad en el anular [bbls ft]}}$
4. GRADIENTE DEL INFLUJO [psi/ft]	= Densidad del lodo [ppg] x 0.052 - $\frac{(\text{SICP [psi]} - \text{SIDPP [psi]})}{\text{Altura del influjo [ft]}}$
5. MARGEN DE VIAJE / FACTOR DE SEGURIDAD [ppg]	= $\frac{\text{Margen de seguridad [psi]}}{\text{Profundidad vertical (TVD) [ft] x 0.052}} + \text{Densidad del lodo [ppg]}$

# FORMULARIO DE CONTROL DE POZO - Unidades de medidas: Sistema inglés

16. PRESION NUEVA DE BOMBA CON NUEVAS EMBOLADAS [psi] = Presión de circulación<sub>1</sub> (antigua)[psi] x  $\frac{(SPM_2 \text{Nuevo})^2}{(SPM_1 \text{Antiguo})^2}$  (¡Solo aproximado!)
17. MAXIMA DENSIDAD PERMISIBLE DE LODO [ppg] =  $\frac{\text{Presión Máxima Permisible en Superficie (MAASP)[psi]}}{\text{Profundidad vertical verdadera del zapato (TVD)[ft]} \times 0.052}$  + Densidad del lodo usada en leak-c
18. NUEVA PRESION MAXIMA PERMISIBLE CON LODO PESADO EN EL ANULAR (SUPERFICIE)[psi] = (Máxima densidad permitida [ppg] – Densidad del lodo pesado [ppg]) x (TVD) Zapato [ft] x 0.052
19. BARITINA NECESARIA PARA DENSIFICAR EL LODO [lb/bbl] =  $\frac{\text{Densidad del lodo pesado [ppg]} - \text{Densidad del lodo original [ppg]} \times 1500}{35.8 - \text{Densidad del lodo original [ppg]}}$
20. VELOCIDAD DE MIGRACION [ft/hr] =  $\frac{\text{Aumento de presión en el drill pipe [psi/hr]}}{\text{Densidad original del lodo [ppg]} \times 0.052}$
21. LEY DE BOYLE GAY – LUSAG (LEY DE LOS GASES) =  $P_1 \times V_1 = P_2 \times V_2$        $P_2 = \frac{P_1 \times V_1}{V_2}$        $V_2 = \frac{P_1 \times V_1}{P_2}$
22. CAIDA DE PRESION POR PIE EXTRAYENDO TUBERIA SECA [psi/ft] =  $\frac{\text{Desplazamiento de hierro [bbls ft]} \times \text{Densidad del lodo [ppg]} \times 0.052}{\text{Capacidad del casing [bbls ft]} - \text{Desplazamiento de hierro [bbls ft]}}$
23. CAIDA DE PRESION POR PIE EXTRAYENDO TUBERIA MOJADA [psi/ft] =  $\frac{(\text{Desplazamiento de hierro [bbls ft]} + \text{Capac. interna tubería [bbls ft]}) \times \text{Dens. del lodo [ppg]} \times 0.052}{\text{Capacidad en el anular [bbls ft]}}$
24. CAIDA DE NIVEL EXTRAYENDO DRILL COLLAR [ft] =  $\frac{\text{Longitud de drill collars [ft]} \times \text{Desplazamiento de hierro [bbls ft]}}{\text{Capacidad del casing [bbls ft]}}$
25. LONGITUD DE TUBERIA SECA A EXTRAER ANTES QUE EL POZO EMPIEZE A DESCARGAR [ft] =  $\frac{\text{Sobre balance [psi]} \times (\text{Capacidad del casing [bbls ft]} - \text{Desplazamiento de hierro [bbls ft]})}{\text{Desplazamiento de hierro [bbls ft]} \times \text{Densidad del lodo [ppg]} \times 0.052}$
26. VOLUMEN DE LODO A DESCARGAR PARA MANTENER CONSTANTE LA PRESION DE FONDO [bbls] =  $\frac{\text{Aumento de presión [psi/hr]} \times \text{Capacidad anular [bbls ft]}}{\text{Densidad del lodo [ppg]} \times 0.052}$
27. CAIDA DE PRESION DE FONDO POR EFECTO DE NIVELACION DEL FLUIDO EN EL POZO POR ABERTURA DE LA PUNTA DE LOS TUBOS VACIOS [psi] =  $\frac{\text{Densidad del lodo [ppg]} \times 0.052 \times \text{longitud de tubo [ft]} \times \text{Capacidad interna del tubo [bbls ft]}}{(\text{Capacidad anular [bbls ft]} + \text{Capacidad interna del tubo [bbls ft]})}$