
UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA DE PETROLEO



**PROCEDIMIENTOS PARA DETECTAR Y CONTROLAR UNA
ARREMETIDA (KICK) EN LA PERFORACION DE POZOS**

TESIS

PARA OBTENER EL TITULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO DE PETROLEO

ORLICH VALENTIN APONTE ARIZA

PROMOCION 1994-0

LIMA – PERU

2005

**PROCEDIMIENTOS PARA DETECTAR Y CONTROLAR UNA ARREMETIDA (KICK) EN LA
PERFORACIÓN DE POZOS**

1. SUMARIO	1
2. PRINCIPIOS GENERALES	2
2.1 Presión hidrostática	3
2.2 Presión estática	6
2.3 Pérdida de carga	7
2.4 Presión en el fondo del pozo	16
2.5 Presión de formación	17
2.6 Presión de fractura	18
2.7 Presión a caudal reducido	22
2.8 Presiones de cierre: SIDPP, SICP	23
2.9 Presión de circulación	24
2.10 Ley de los gases	24
2.11 Migración del gas en un pozo cerrado sin expansión	25
2.12 Migración del gas en un pozo abierto con expansión incontrolada	26
2.13 Migración del gas en un pozo cerrado con expansión controlada	27
2.14 Principios del tubo en “U”	28
3. CAUSAS DE KICKS	30
Generalidades	31
3.1 Presión anormal	31
3.2 Fallas en el llenado apropiado del pozo cuando se está sacando la sarta	32
3.3 Swabbing (Pistoneo)	33
3.4 Pérdida de circulación	35
3.5 Disminución en el nivel de lodo	35
3.6 Lodo con corte de gas	36
3.7 Situaciones particulares	37
3.8 Síntesis	37
4. INDICADORES DE UN KICK	38
Generalidades	39
4.1 Aumento del caudal (Flow Rate)	40
4.2 Flujo desde el pozo con bombas paradas	40
4.3 Aumento del volumen de lodo en piletas	40
4.4 Incremento del rango de penetración	41
4.5 Incorrecto llenado del pozo durante los viajes	42
4.6 Disminución de la presión de bombeo - aumento de emboladas de la bomba	42
4.7 Corte de gas en el lodo	43

4.8	Otros indicadores	43
4.9	Síntesis	44
5.	PROCEDIMIENTOS PARA EL CIERRE DEL POZO	45
5.1	Tipos de procedimientos: Soft shut-in y Hard shut-in	46
5.2	Cierre del pozo mientras se perfora	48
5.3	Cierre del pozo durante los viajes, con Drill Pipes	48
5.4	Cierre del pozo durante los viajes, con Drill Collars	49
5.5	Notas	49
5.6	Adiestramiento del equipo	50
5.7	Balance de presiones: SIDPP, SICP	51
6.	MÉTODOS DE CONTROL DE POZO	55
	Generalidades	56
6.1	Método del perforador	56
6.2	<i>Presión en el zapato</i>	62
6.3	Método del Espera y Pesa	65
6.4	Consideraciones sobre los métodos del perforador y el método espera y pesa	68
6.5	Método volumétrico	70
6.6	Método de lubricación	74
6.7	Stripping e snubbing	76
6.8	Análisis de los principales problemas que pueden ocurrir durante un control de pozos	77
7.	CONTROL DE UN KICK A TRAVÉS DE UN SIMULADOR	80
8.	ANÁLISIS ECONÓMICO	144
9.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	145
10.	BIBLIOGRAFÍA	146

SUMARIO

En el presente trabajo, se señalan los procedimientos para detectar y controlar un “kick”. Las causas son analizadas a través de las condiciones que las motivan entre otras: presión anormal, pérdida de circulación, lodo con corte de gas y situaciones particulares.

Los indicadores que permiten detectar un kick, son detallados y descritos.

Luego de tener evidencia de un kick, se debe proceder a controlarlo mediante procedimientos que se indican y pormenorizan.

Para aplicar la teoría anteriormente establecida, se realiza corridas con un simulador “CS INC. DRILLING, WORKOVER AND WELL CONTROL SIMULATOR, MODEL DPWS-22”, propiedad de la Cía. Petrex, con escenarios que con mayor frecuencia ocurre en la realidad, utilizando los procedimientos adecuados y controlar un kick.

El análisis económico se refiere a que el control de un kick, es imprescindible para evitar perder un pozo inclusive equipo y personal.

El trabajo finaliza con conclusiones y recomendaciones adecuadas para un rápido monitoreo y solución de los problemas vinculados a un kick.

PRINCIPIOS GENERALES

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

2.1 PRESION HIDROSTATICA

Definición: La presión hidrostática PH de un fluido a cualquier ejercida por el peso de una columna de fluido sobre profundidad es la fuerza un área determinada.

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

Abreviaciones: H = Profundidad vertical
 D = Densidad del fluido

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

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 Medida seleccionado.

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

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

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

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

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

SISTEMAS DE MEDIDA

	Sistema métrico (Italia)	<i>Sistema Internacional</i>		Sistema Ingles
		práctico	puro	
Densidad D	Kg./l	Kg./l	Kg./m ³	Ppg
Profundidad H	m	m	m	Ft
Presión P _H	Kg./cm ²	bar	KPa	Psi
Factores de conversión	10	0.0981	0.00981	0.052
Cálculos y fórmulas Presión P _H	(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.

CONVERSION DE UN SISTEMA A OTRO	
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	$\text{Kg./cm}^2 \times 14.22 = \text{psi}$

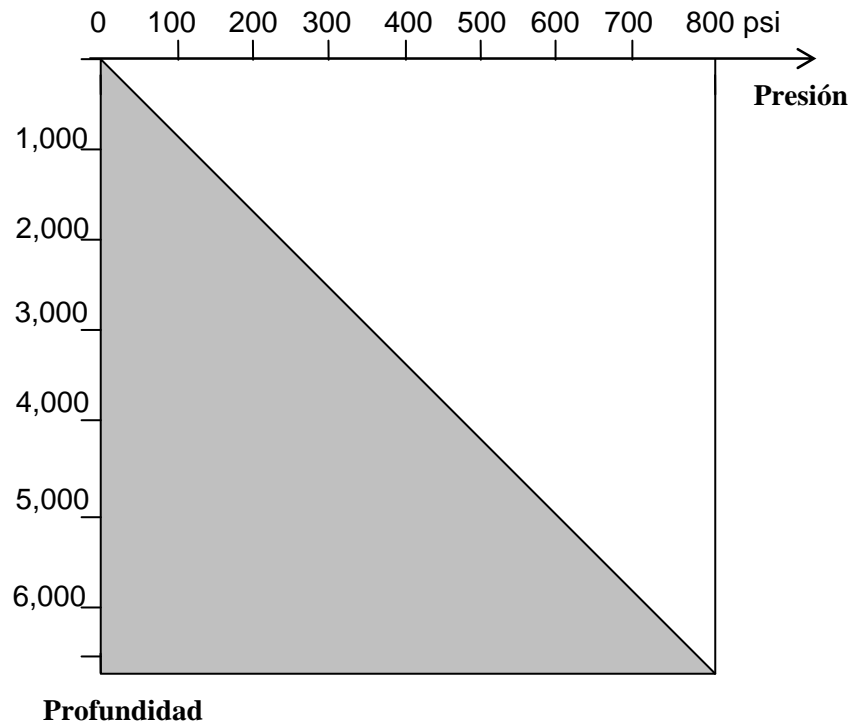
Ejemplos:

$$100 \text{ kg./cm}^2 \times 0.981 = 98.1 \text{ bar}$$

$$100 \text{ kg./cm}^2 \times 98.1 = 9,810 \text{ KPa}$$

$$100 \text{ kg./cm}^2 \times 14.22 = 1,422 \text{ psi}$$

Representación gráfica



Gradiente de presión (G)

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.

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

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

Si dividimos el valor de la gradiente G 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:

$$G = D \times 0.052 \left(\frac{\text{Psi}}{\text{pie}} \right)$$

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

2.2 PRESION ESTATICA

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

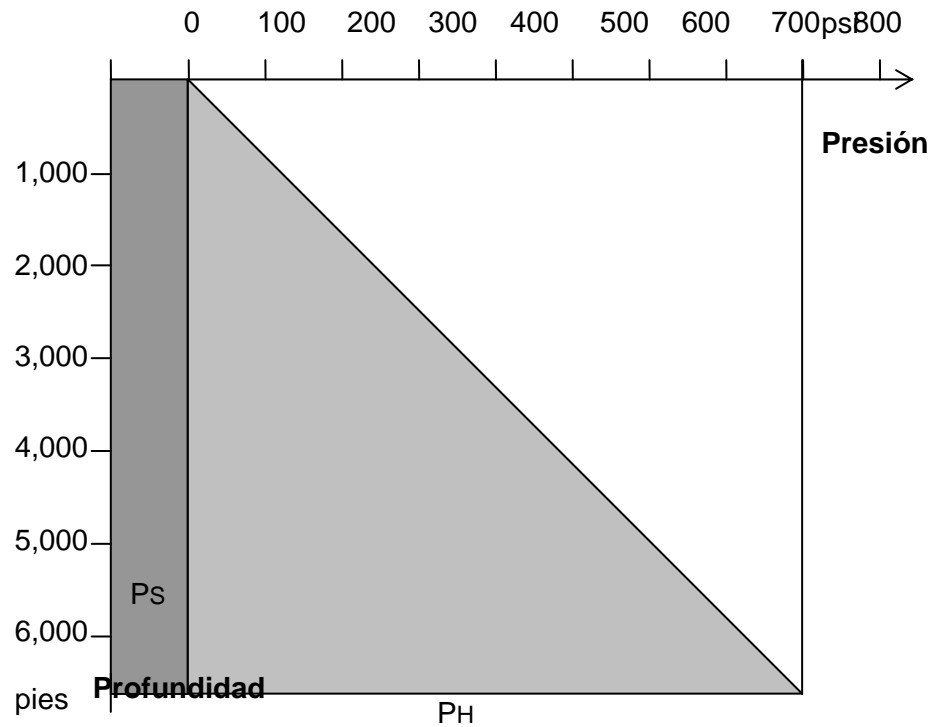
Abreviación : PS

Unidad de medida : psi

Características

- existe solamente cuando el pozo esta cerrado
- es producido por presiones atrapadas dentro del pozo
- se incrementa la presión en el fondo del pozo
- en condiciones de kick se presenta en dos formas:
 - SIDPP : Shut-in Drill Pipe Pressure
 - SICP : Shut-in Casing Pressure
- durante las operaciones de perforación se utiliza para:
 - prueba del BOP
 - leak off test

Representación gráfica



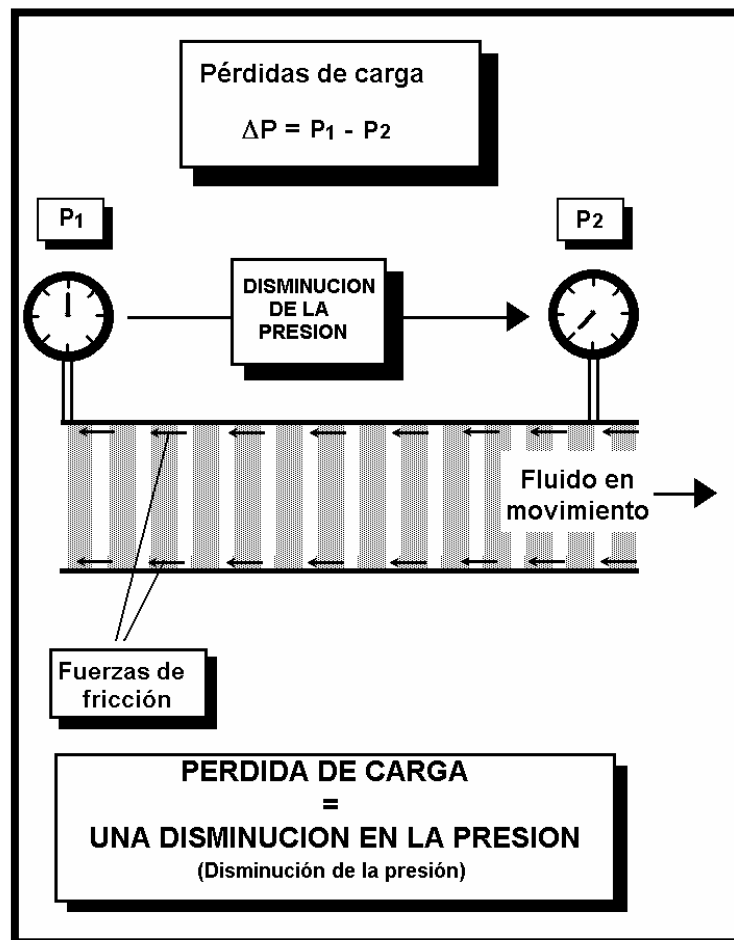
2.3 PERDIDA DE CARGA

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

Abreviaciones: ΔP = 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:

$$\Delta P = \frac{\text{Densidad} \times \text{Longitud} \times (\text{Caudal})^x}{\text{Diámetro}^5}$$

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

$$\frac{\Delta P_1}{\Delta P_2} = \frac{D_1}{D_2}$$

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:

Diferentes densidades y caudales

$$\frac{\Delta P_1}{\Delta P_2} = \frac{Q_1^2}{Q_2^2}$$

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

$$\frac{\Delta P_1}{\Delta P_2} = \frac{D_1}{D_2} \times \frac{(SPM_1)^2}{(SPM_2)^2}$$

Pérdidas de carga en el circuito hidráulico en un pozo

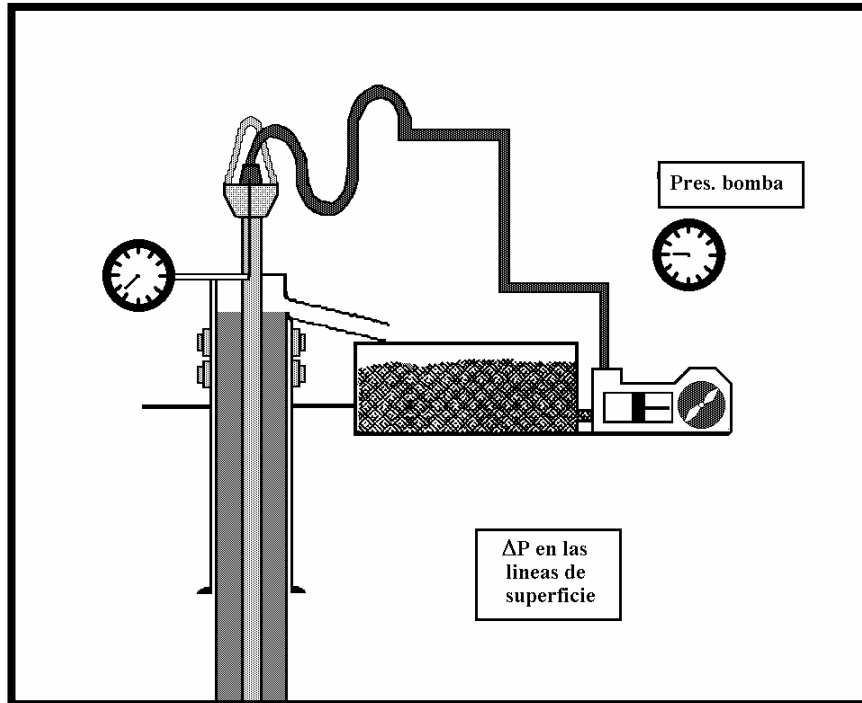
Las pérdidas de carga en el circuito hidráulico en un pozo están distribuidos:

- 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:



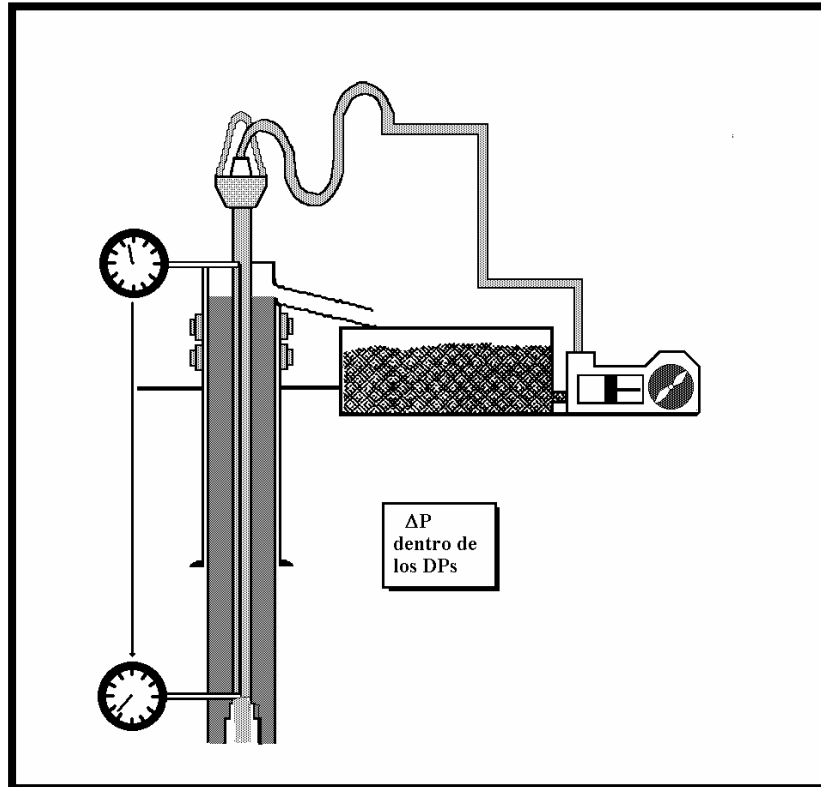
- caudal
- densidad del lodo
- tipo y sistema de las líneas de superficie

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:

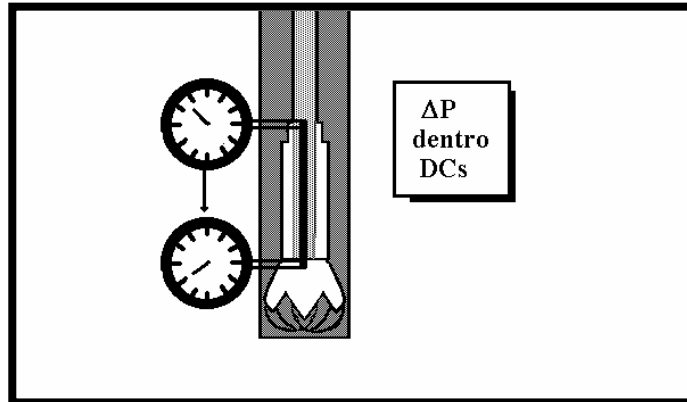
- caudal
- densidad del lodo
- el diámetro interno y tipo de Drill Pipes

Igual que en el caso anterior utilizando cualquiera de los medios de cálculo descritos antes, 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.



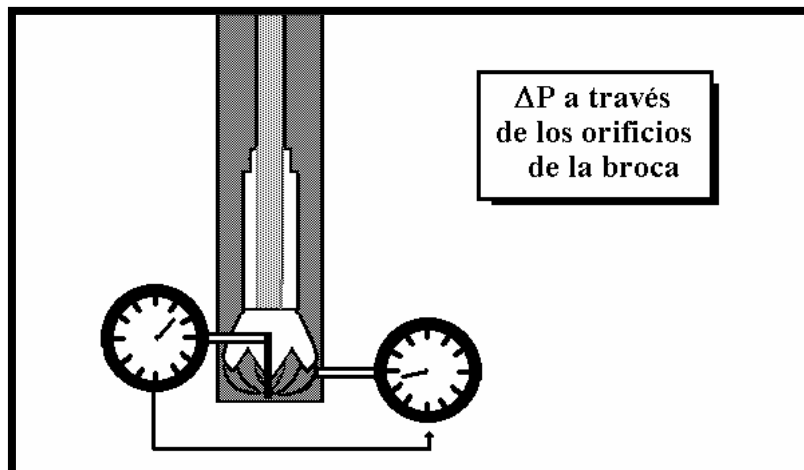
Depende de:

- 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

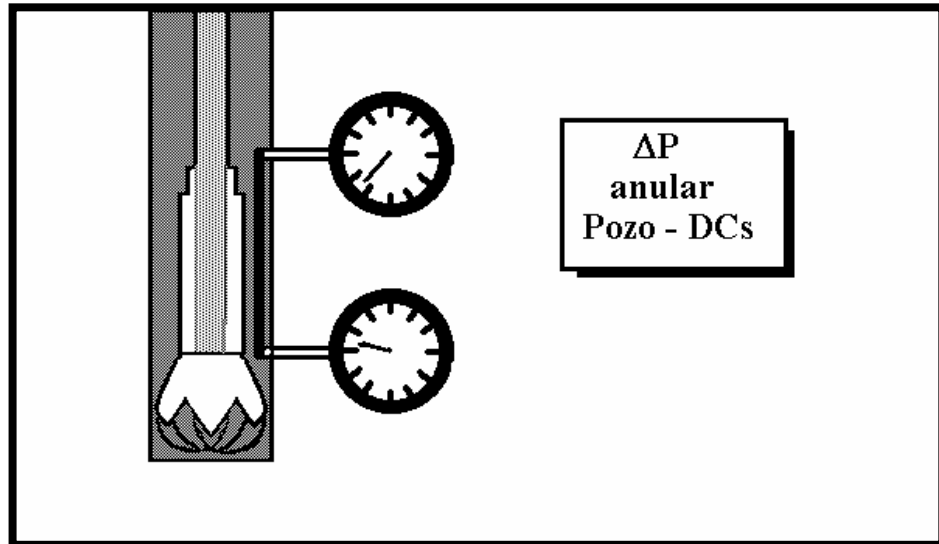
área superficial de los orificios de la broca

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:

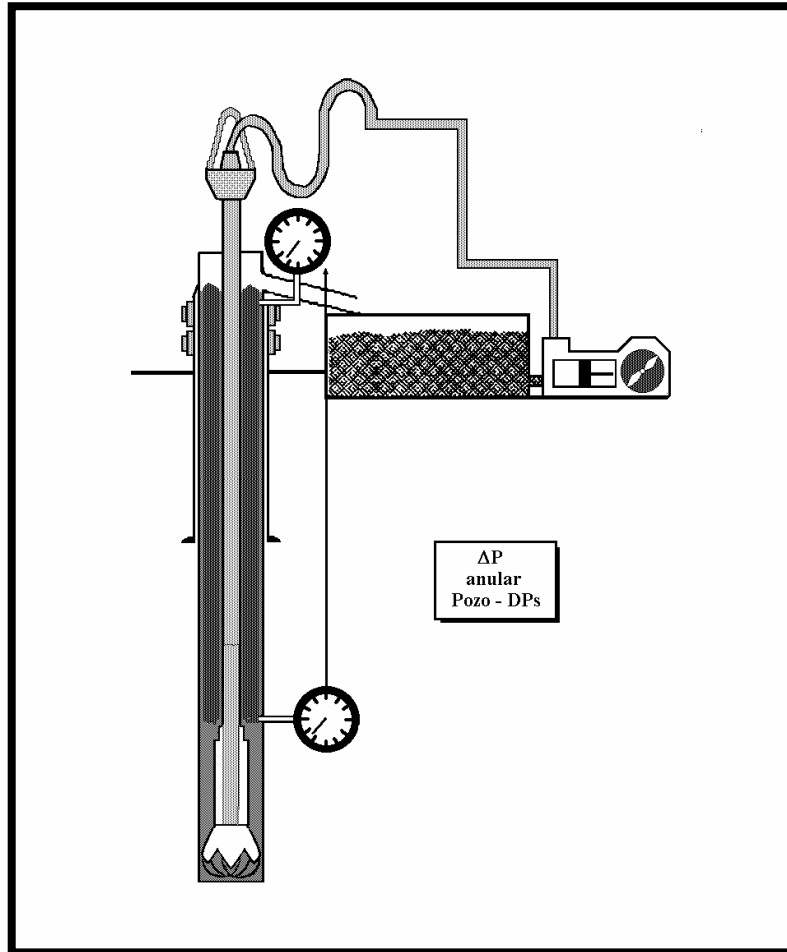
- caudal
- densidad del lodo
- diámetro del Pozo
- diámetro externo de los Drill Collars



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.

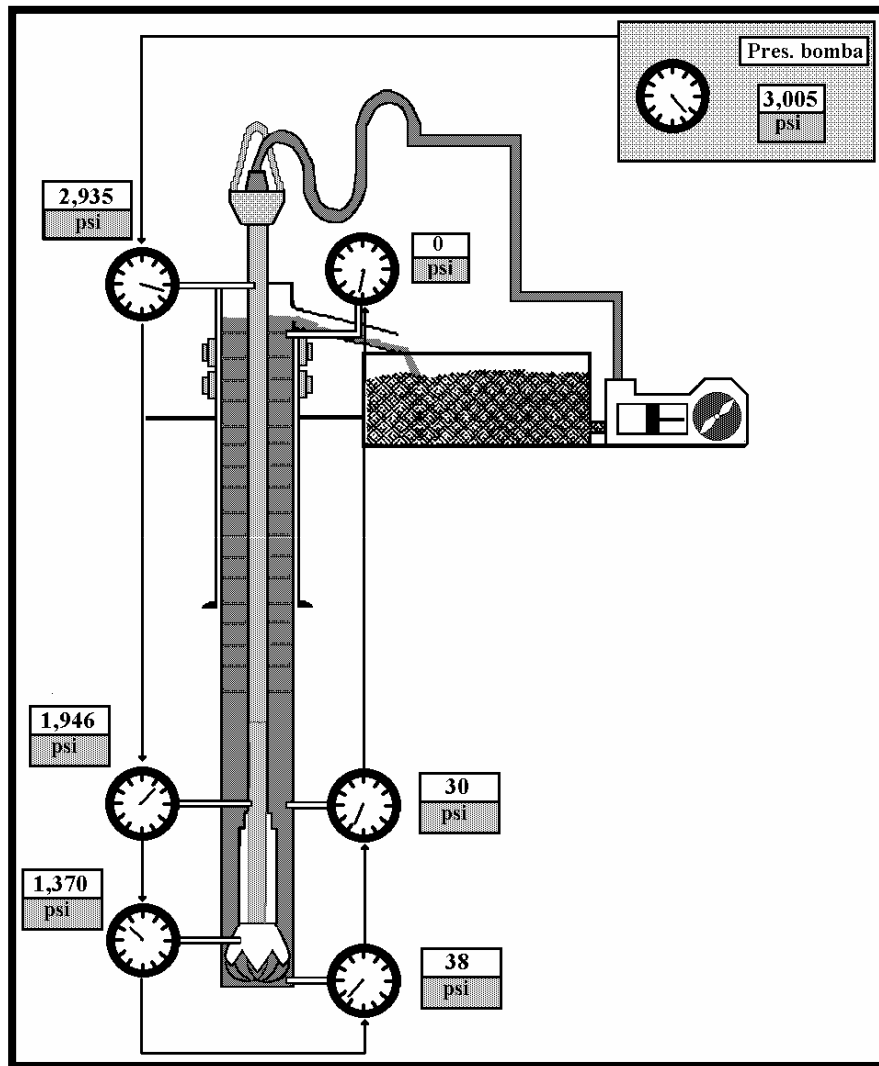


Depende de:

- 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	Ø 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 (D)	11.7 ppg
Caudal (Q)	606 gal/min

SISTEMA DE SUPERFICIE

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

DENTRO DE LOS DPs

$$Q = 606$$

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

DENTRO DE LOS DCs

$$Q = 606$$

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

BROCA

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

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

ANULAR DCs - POZO

$$Q = 606$$

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

ANULAR DPs - POZO (Tab. N° 7)

$$Q = 606$$

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

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

Nota:

Los cálculos para este ejemplo han sido realizados con el programa HCC Hydraulics Versión 1.60 para windows de HUGHES

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:

$$PB = PH + \Delta Pan$$

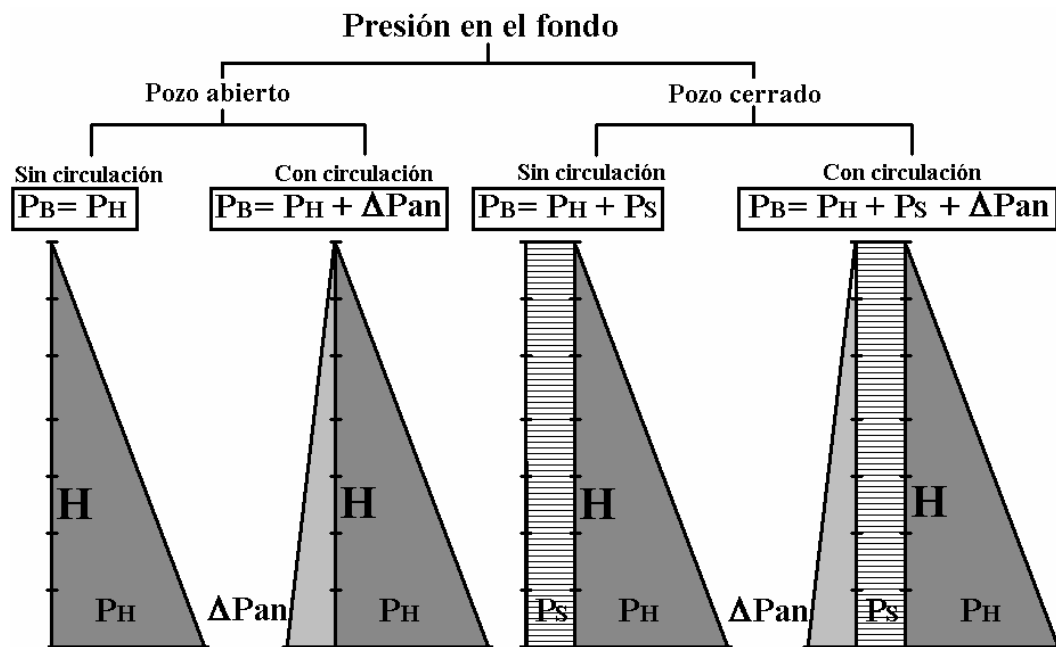
3. pozo cerrado y con bombas apagadas.

$$PB = PH + Ps$$

4. pozo cerrado con circulación:

$$PB = PH + Ps + \Delta Pan$$

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: ppg

Cuando se perfora en formaciones permeables y con lodo balanceado, apagando las bombas la pérdida de carga en el anular (ΔP_{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 necesaria para compensar la pérdida de presión

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

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.

2.5 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

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

permeabilidad: propiedad que permite el pasaje 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 D^* entre 8.6 y 8.9 ppg en los otros casos se considera anormal.

Indicando con G la gradiente de presión se tiene:

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

2.6 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 (P_{HS}).

$$PFR = MAASP + PHS$$

Procedimiento del leak-off Test

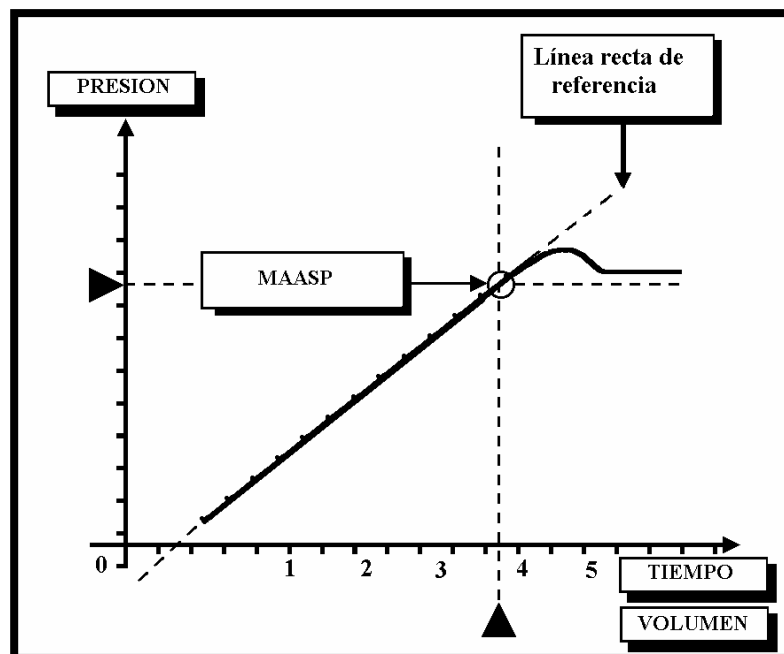
El Leak- Off Test es Usualmente efectuado después de haber realizado el trabajo del Casing.

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 Permisible en Superficie (MAASP)

(MAXMUM ALLOWABLE ANNULAR SURFACE PRESSURE)

Definición El MAASP (Maximun 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).

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

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

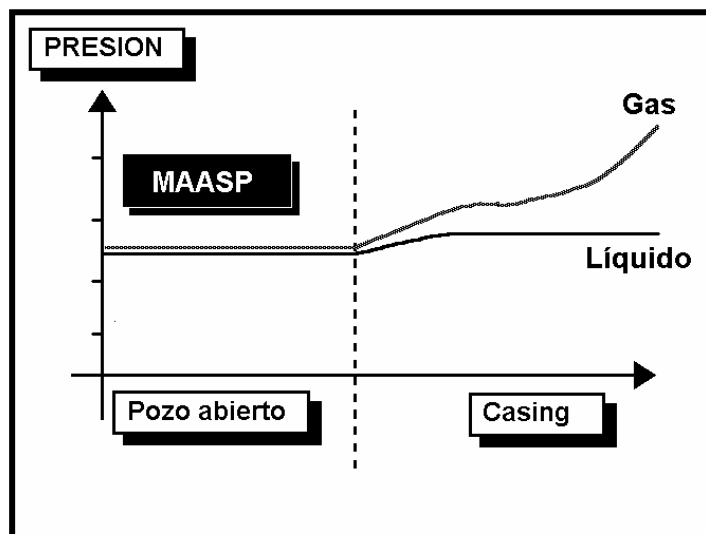
Cambiando la densidad del lodo la presión hidrostática en el zapato cambiará, entonces, debido a que la presión de fractura es constante, el MAASP variará.

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 (PH_s) 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

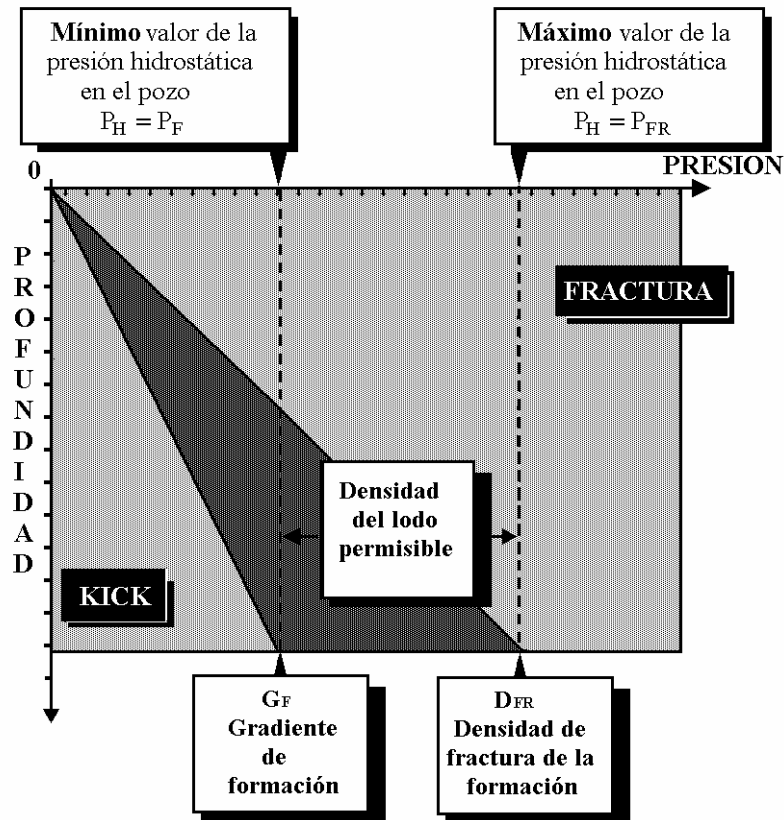
Definición: La densidad del lodo para fracturar el pozo (DFR) nos permite representar la presión de fractura en términos que podamos tener un valor referencial.

La DFR representa la densidad del lodo en condiciones estáticas, la cual determina una presión igual a la presión de fractura.

$$DFR = PFR / (H \times 0.052)$$

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 DFR, tal como se muestra en el gráfico siguiente.



El MAASP puede ser calculado a partir de la DFR:

$$\begin{aligned}
 \text{MAASP} &= P_{FR} - P_{HS} \\
 &\quad \downarrow \qquad \qquad \downarrow \\
 \text{MAASP} &= \text{DFR} \times H_s \times 0.052 - D \times H_s \times 0.052 \\
 \text{MAASP} &= (\text{DFR} - D) \times H_s \times 0.052
 \end{aligned}$$

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.

2.7 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
- Reducción del uso y desgaste del equipo de superficie
- Reduce la pérdida de carga en el anular
- Se trabaja sólo con una bomba

(POR QUE)

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 el equipo de perforación ha sido modificado o cambiado
- Cuando el diámetro de camisas de las bombas se cambian
- Cuando se cambian los jets

(CUANDO)

Medida de PL:

- Rutinariamente haciendo dos lecturas:
 - el mínimo número de emboladas
 - el mínimo número de emboladas más 10 ó 20 emboladas

(COMO)

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

2. 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

Presión de cierre en la tubería

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.

$$\text{SIDPP} = P_F - P_H$$

Presión de cierre en el casing

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.

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

P_{HG} = Presión hidrostática del gas

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

$$\text{SICP} = \text{SIDPP} + (\text{D} - \text{D}_G) \times \text{H}_G \times 0.052$$

Es posible derivar la gradiente de fluido en el pozo

$$\text{D}_G = \text{D} - (\text{SICP} - \text{SIDPP}) \div (\text{H}_G \times 0.052)$$

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

- $\text{D}_G > 6.84$ ppg **Agua**
- $2.5 < \text{D}_G < 6.84$ ppg **Petróleo**
- $\text{D}_G < 2.5$ ppg **Gas**

2.9 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.

$$\text{ICP} = \text{SIDPP} + \text{PL}$$

$$\text{FCP} = \text{PL} \times \frac{\text{KMLD}}{\text{OMD}}$$

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**.

2.10 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:

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

La Ley de los Gases Perfectos puede ser considerada suficientemente precisa como para tenerse en cuenta en el caso de la migración del gas en los pozos. En nuestro caso 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: $P' \times V' = P'' \times V''$

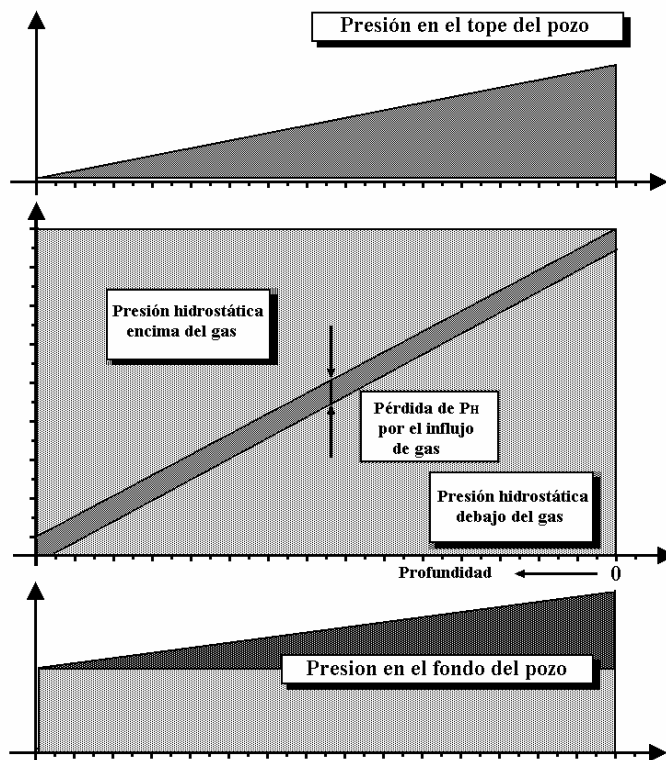
Asumiendo que la relación sea válida en nuestro caso, veamos ahora que sucede en caso de:

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

2.11 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. Sin expansión el volumen de gas no cambia, esto de acuerdo a la Ley de los Gases durante la migración su presión no cambia.

La disminución de la presión hidrostática en el tope de la columna de gas, causada por el movimiento ascendente es compensada por un incremento de presión en el tope.



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.

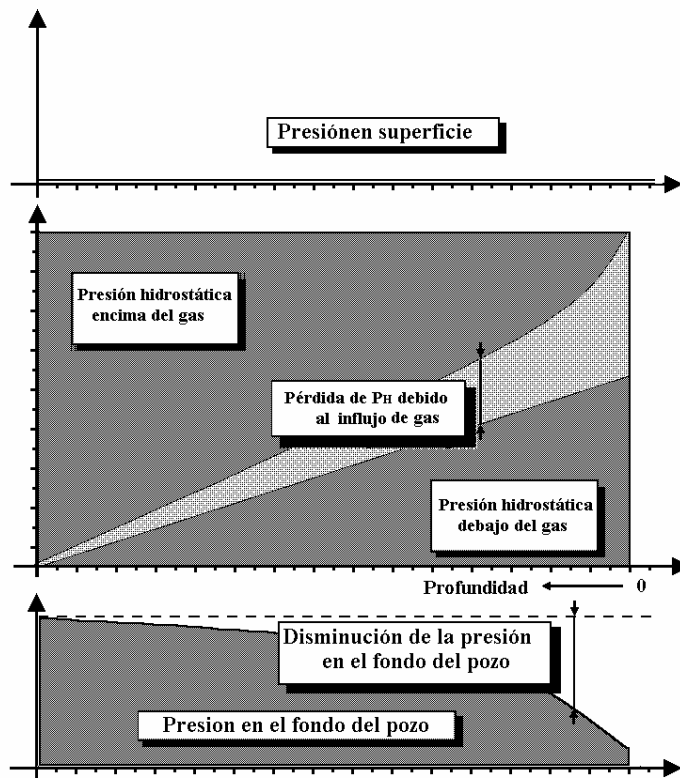
Como hemos apreciado esta claro que si mantenemos el pozo cerrado y esperando que las altas presiones ejercidas por el gas afecten al pozo, se puede producir:

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

2.12 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:

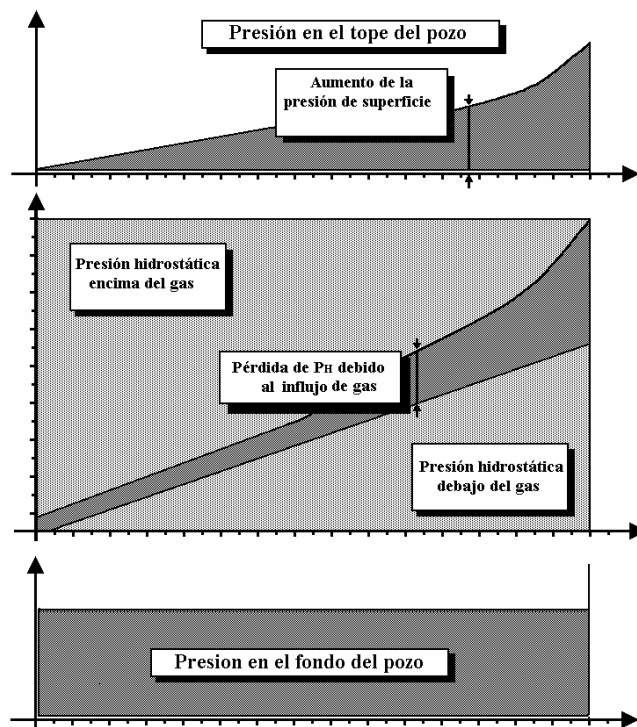
- Una disminución en la presión del fondo del pozo causado por un vacío parcial del anular, con el peligro de mayor influjo de gas.
- una situación en la cual se toma más difícil su control

2.13 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 atas dos 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 influjo de gas en un pozo cenado 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 influjo 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.

2.14 PRINCIPIO DEL TUBO EN "U"

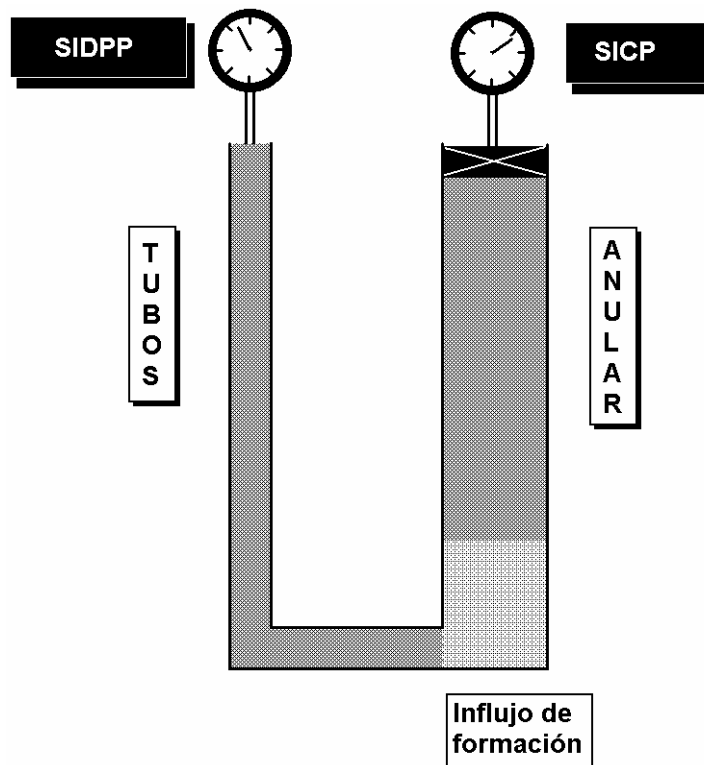
Podemos imaginarnos un pozo en forma de tubo en "U" con:

- *Tubería*

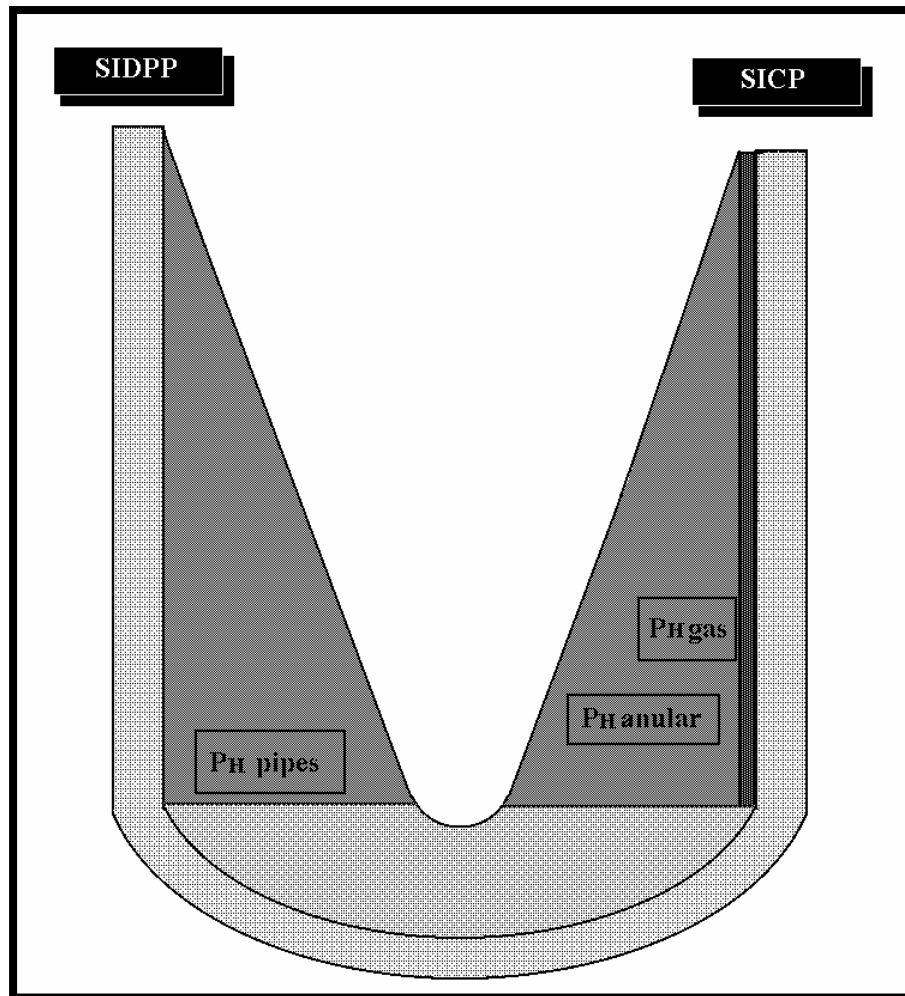
- *anular*

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 KICKS

GENERALIDADES

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

$$\mathbf{PH > PF}$$

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

Esta condición puede provenir como resultado de:

Causas naturales	Causas operativas
Las <i>causas naturales</i> determinan un aumento en la presión de formación.	Las causas <i>operativas</i> , o por causas mecánicas, determinan una disminución de la presión hidrostática
Estas consisten en:	Consiste en:
a) presión anormal de formación	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

3.1 PRESIÓN ANORMAL

Una presión anormal de formación tendrá lugar cuando la presión de fondo de formación tiene un 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 prospección de 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
Sigmatog	Densidad de las arcillas
Resistividad de las arcillas	Temperatura del lodo
Resistividad, salinidad y PH del lodo	Manifestaciones de gas

3.2 FALLAS EN EL LLENADO APROPIADO 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.

$$\text{Volumen de acero extraído} = \text{Volumen de lodo añadido}$$

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 = H

* con drill pipe en el Pozo:

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

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

* Ultimo drill pipe: $\square H = \frac{\text{volumen}}{\quad}$

capacidad del casing

3) disminución de la presión hidrostática PH

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

3.3 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.

$$PB = PH - \square Pan$$

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

$$PB = PH + \square Pan$$

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.

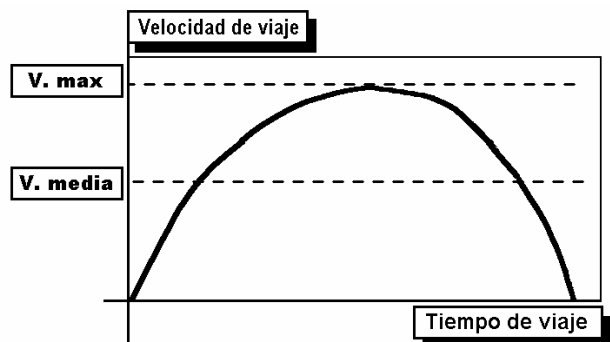
Viaje corto

Procedimiento:

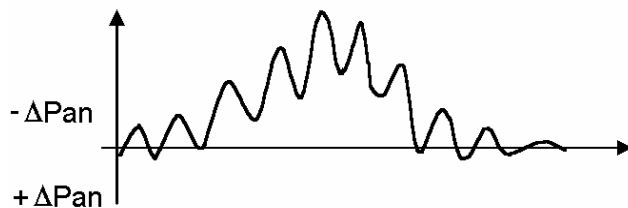
- extraiga algunos Stands a velocidad normal
- baje otra vez hasta el fondo
- circule el fondo hasta la superficie
- analice el lodo para determinar la presencia de fluidos de formación:
si el lodo no tiene cortes de gas, puede extraerse todo con la misma velocidad;
si el lodo presenta cortes de gas,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

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

- máxima Velocidad(Vmax)
- velocidad media (Vmedia)



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



3.4 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 retomo 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

3.5 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

3.6 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:

- a) **Drilling gas:** gas liberado de la roca debido a la acción de trituración de la broca
- b) **Connection gas:** gas que se acumula en el pozo durante las pausas para adicionar tubos

c) **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

$$PH = 2,3 \times (D - D1)/D1 \times \text{Log PH}$$

PH = Profundidad del pozo
D = Densidad original del lodo
D1 Densidad del corte de lodo

3.7 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 son dadas a la a seguir:

- efectuando pruebas
- bajando casing
- corriendo registros eléctricos
- esperando el secado del cemento después de una bajada de casing
- algunas condiciones para pesca
- la recuperación de un bridge plug a poca profundidad.

3.8 SÍNTESIS

PRESION ANORMAL	FALLAS EN EL LLENADO DEL POZO DE MODO APROPIADO	SWABBING	PERDIDA DE CIRCULACION	INSUFICIENTE PESO DEL LODO	LODO CON CORTE DE GAS
------------------------	--	-----------------	-------------------------------	-----------------------------------	------------------------------

ORIGEN	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
EFECTO	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
PROCEDIMIENTO A ADOPTAR	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**

GENERALIDADES

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 Pits
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:

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

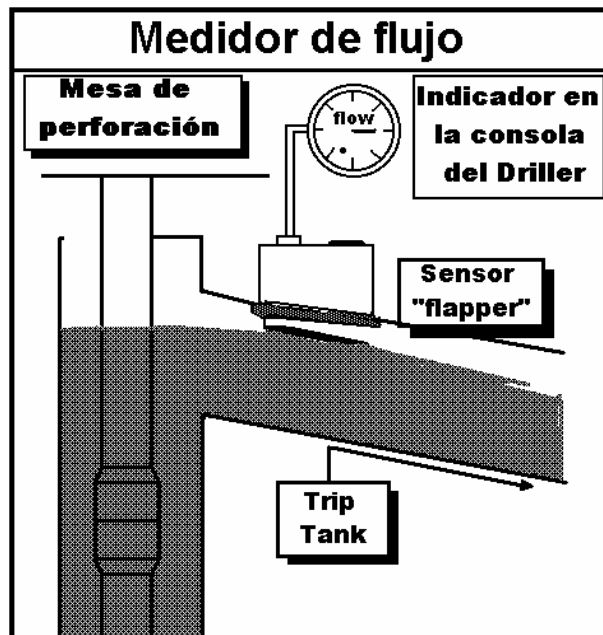
Es necesario detectar la presencia del kick lo antes posible para así tomar inmediatamente las medidas adecuadas. La rápida detección del kick es la tarea principal del Driller.

4.1 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.



4.2 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.

4.3 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.

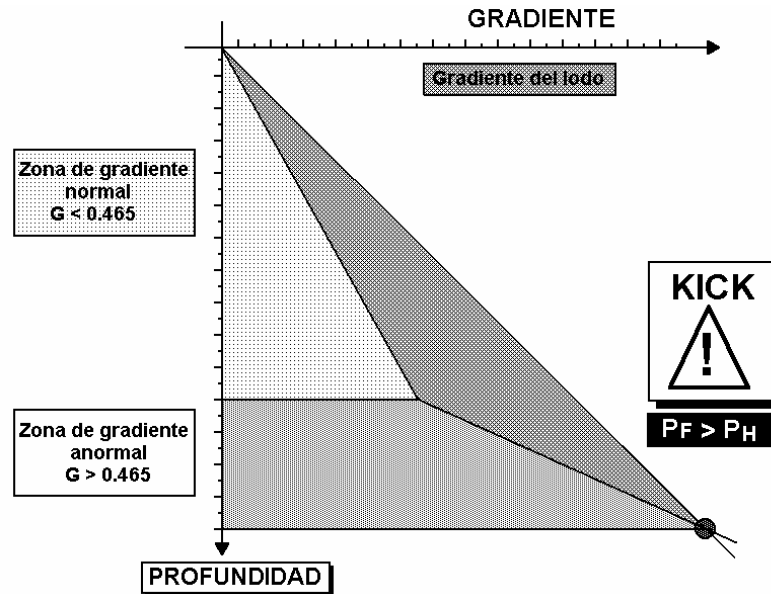
En este caso es necesario parar la operación presente y realizar una prueba de flujo (flow check), si no se detecta un kick, revisar la razón de la anomalía.

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
- **4.4 INCREMENTO DEL RANGO DE PENETRACION**

El rango de penetración tiende a disminuir a medida que la profundidad aumenta debido al incremento de la compactación del terreno. Un marcado aumento del rango de penetración puede indicar la entrada en una zona de presión anormal. En dicha situación es necesario parar la perforación y realizar una prueba de flujo (flow check), para identificar la posible presencia de kick. En ausencia de kick, el aumento del rango de penetración se debe a un cambio en la formación.



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 $\square P$ es positivo.

En la fase de acercamiento a la zona en sobrepresión el $\square P$ 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.

4.5 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.

4.6 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.

4.7 CORTE DEL 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*

4.8 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.

4.9 SÍNTESIS

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

**PROCEDIMIENTOS PARA
EL CIERRE DEL POZO**

5.1 TIPOS DE PROCEDIMIENTOS: 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 SJCP
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 SJCP
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.

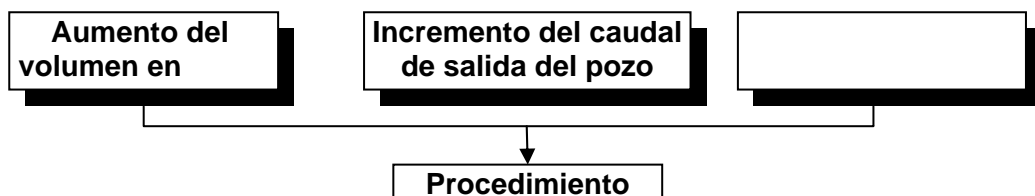
Al cerrar el pozo, bajo presión, se corre el riesgo de fracturar la formación a la profundidad correspondiente al zapato del casing. En particular, el riesgo es mayor cuando la profundidad no es considerable, debido a la baja gradiente de fractura de la formación a dicha profundidad (bajo el zapato del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

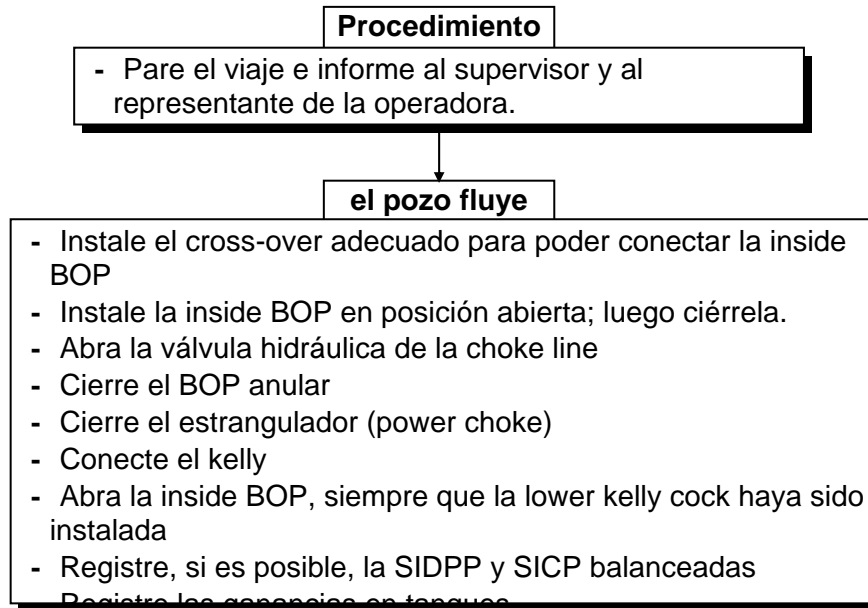
Procedimiento SUAVE	Procedimiento DURO
<i>Ventajas</i>	Ventajas
<i>Hace más fácil el control de la presión del Casing, reduciendo el peligro de fractura bajo el zapato</i>	La operación toma menos tiempo; menor entrada de fluido de formación al pozo
<i>La apertura de la válvula hidráulica de la choke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

5.2 CIERRE DEL POZO MIENTRA SE PERFORA





5.5 NOTAS

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

<i>Cierre del estrangulador (power choke):</i>	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.
<i>Instalación de la kelly cock Como safety valve:</i>	Las llaves para cerrar y abrir las kelly cocks, deben estar siempre a mano
<i>Instalación de x-overs:</i>	Los x-overs necesarios para conectar las "inside BOP" a los Drill Collars deben estar listas en la mesa de perforación.
<i>Mantenimiento de Las Inside BOP:</i>	Las "inside BOP" deben mantenerse en buen estado, en posición abierta y accesibles en la mesa de perforación.

5.6 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.

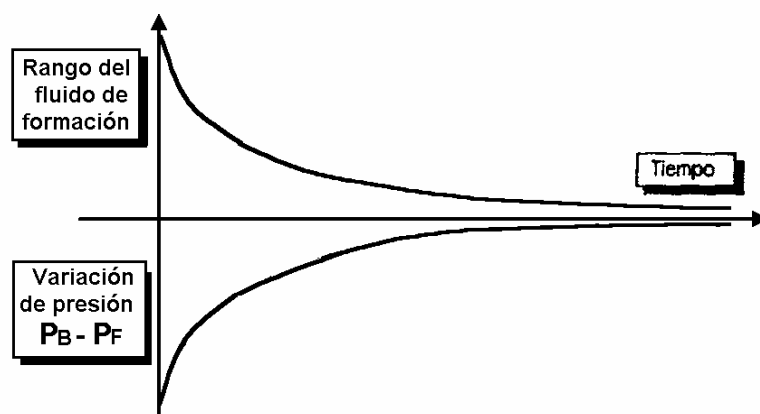
La duración de la prueba debe permitir la bajada de un suficiente trecho de tubería, de tal manera que se pueda comprobar la eficiencia de los aparatos y que le permita a cada miembro del equipo aprender la propia tarea.

Choke drill

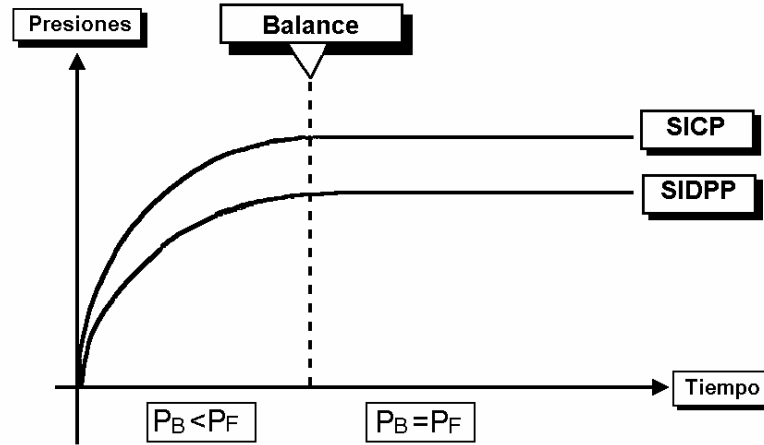
La ejercitación, que hay que llevar a cabo antes de perforar el zapato, prevee que con el pozo cerrado y con la presión atrapada se bombee a través de la tubería a la capacidad prescrita, actuando sobre el choke para controlar la presión en el casing. Esta ejercitación tiene como objetivo entrenar el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

5.7 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).

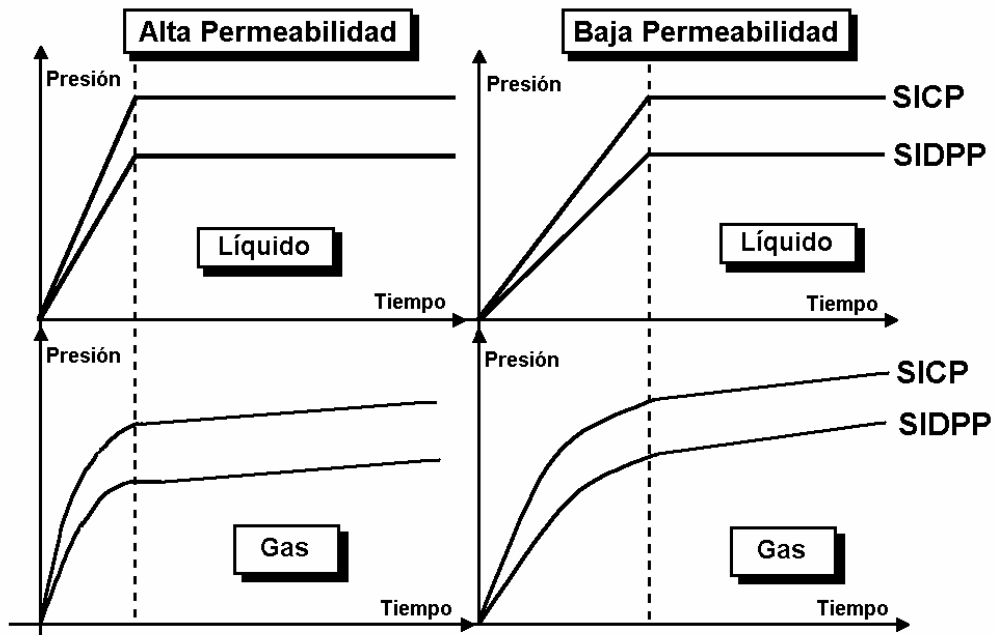


El aumento de la presión de superficie debe ser seguido atentamente y registrado de tal forma que se pueda reconocer el momento exacto en que la presión se estabilice. Los valores verdaderos de la SIDPP y SICP a ser considerados para la posterior operación de control son aquellos registrados en el momento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

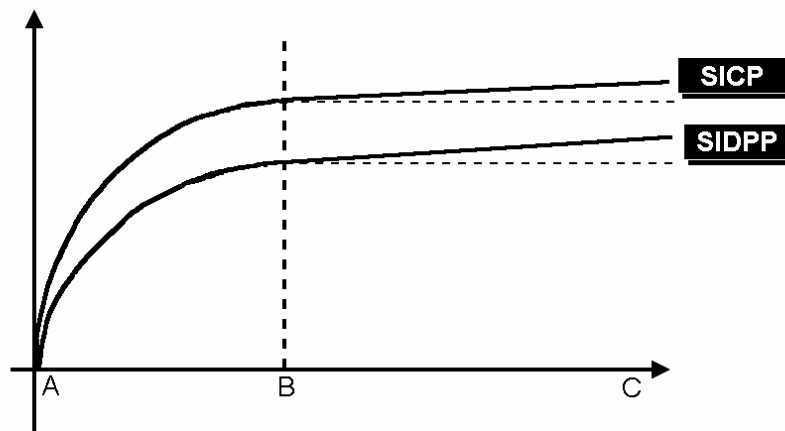
- la diferencia entre la SII)PP y SICP, junto con el aumento de volumen de lodo en tanques, nos permite determinar la naturaleza del fluido contaminante (densidad DG):

$$D_G = D - (SICP - SIDPP) / (0.052 \times H_G)$$

- Si $D_G < 2.5$ ==> gas (ppg)
- Si $2.5 < D_G < 6.9$ ==> mezcla
- Si $D_G > 6.9$ ==> 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 dos maneras:

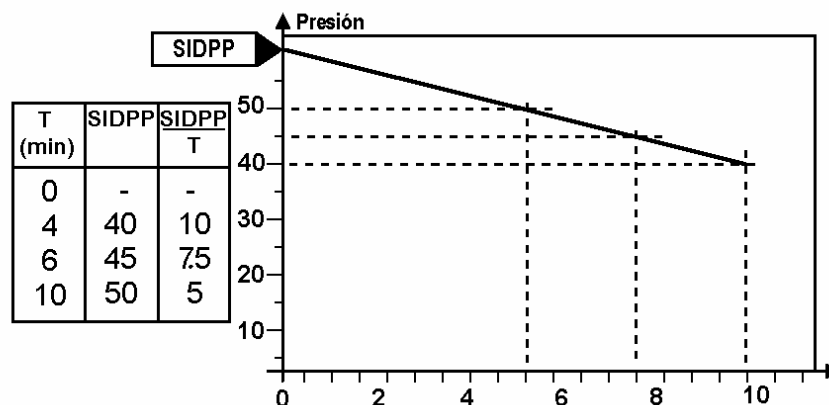
1- Prolongue el tiempo de observación.

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.
 - Influjos del movimiento que crean una variación de presión situado debajo del trepanteo.
 - El fluido ha 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).

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

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 reanudar la perforación, es necesario aumentar algo más el peso del lodo para permitir un margen para las maniobras.

**METODOS DE CONTROL
DE POZO**

GENERALIDADES

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.

6.1 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 desfoga 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:

$$\text{KMD} = \text{OMD} + \text{SIDPP} \times 0.052 / \text{TVD}$$

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 va incrementando gradualmente debido al lodo pesado, por lo que la SIDPP va 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:

$$\text{FCP} = \text{PL} \times (\text{KMD/OMD})$$

Si todo está 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*

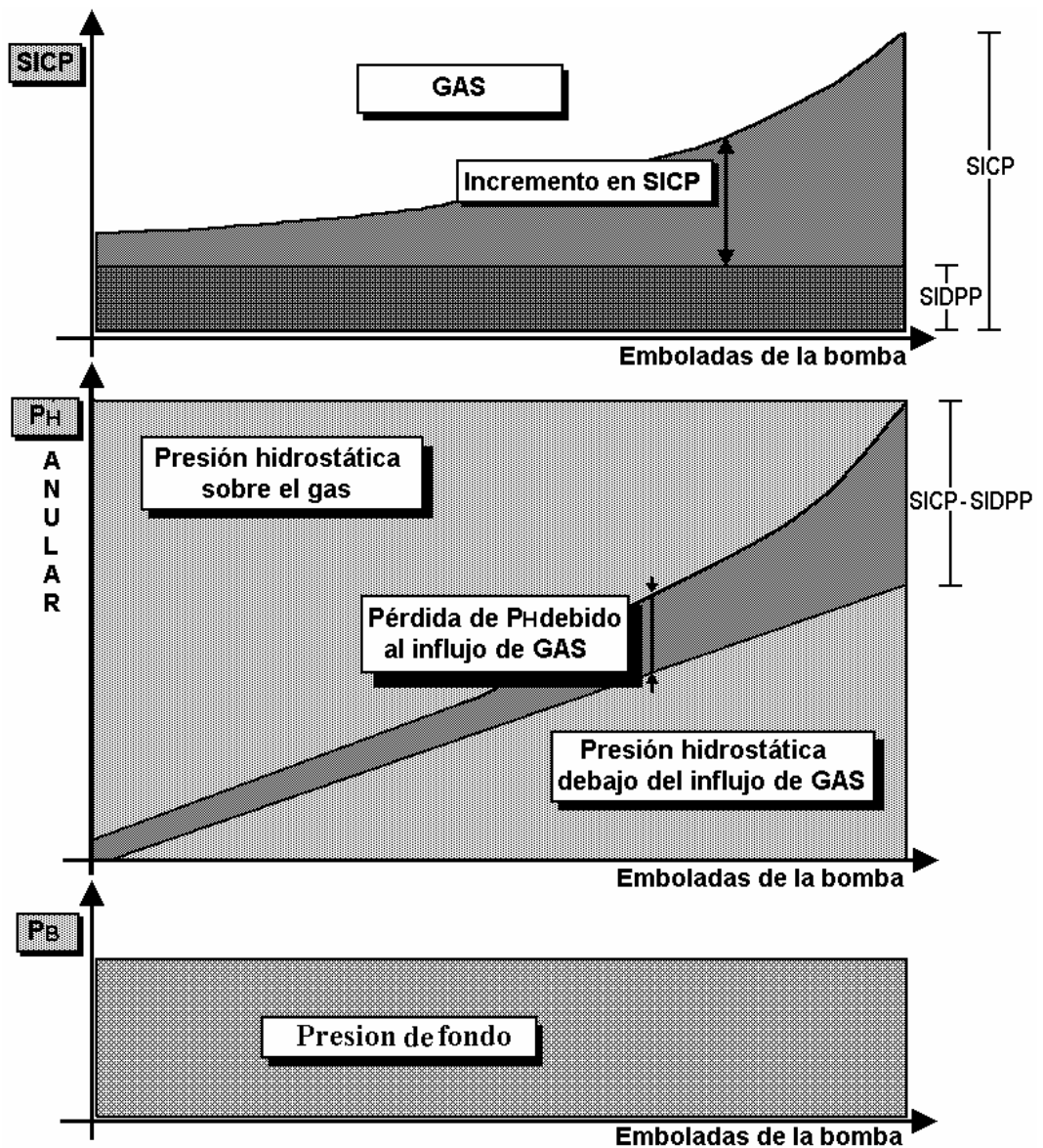
El conocimiento de estos datos será muy útil para poder detectar eventuales anomalías durante el control del pozo.

Tendencia de las presiones (GAS)

Los *gráficos* muestran la tendencia de:

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

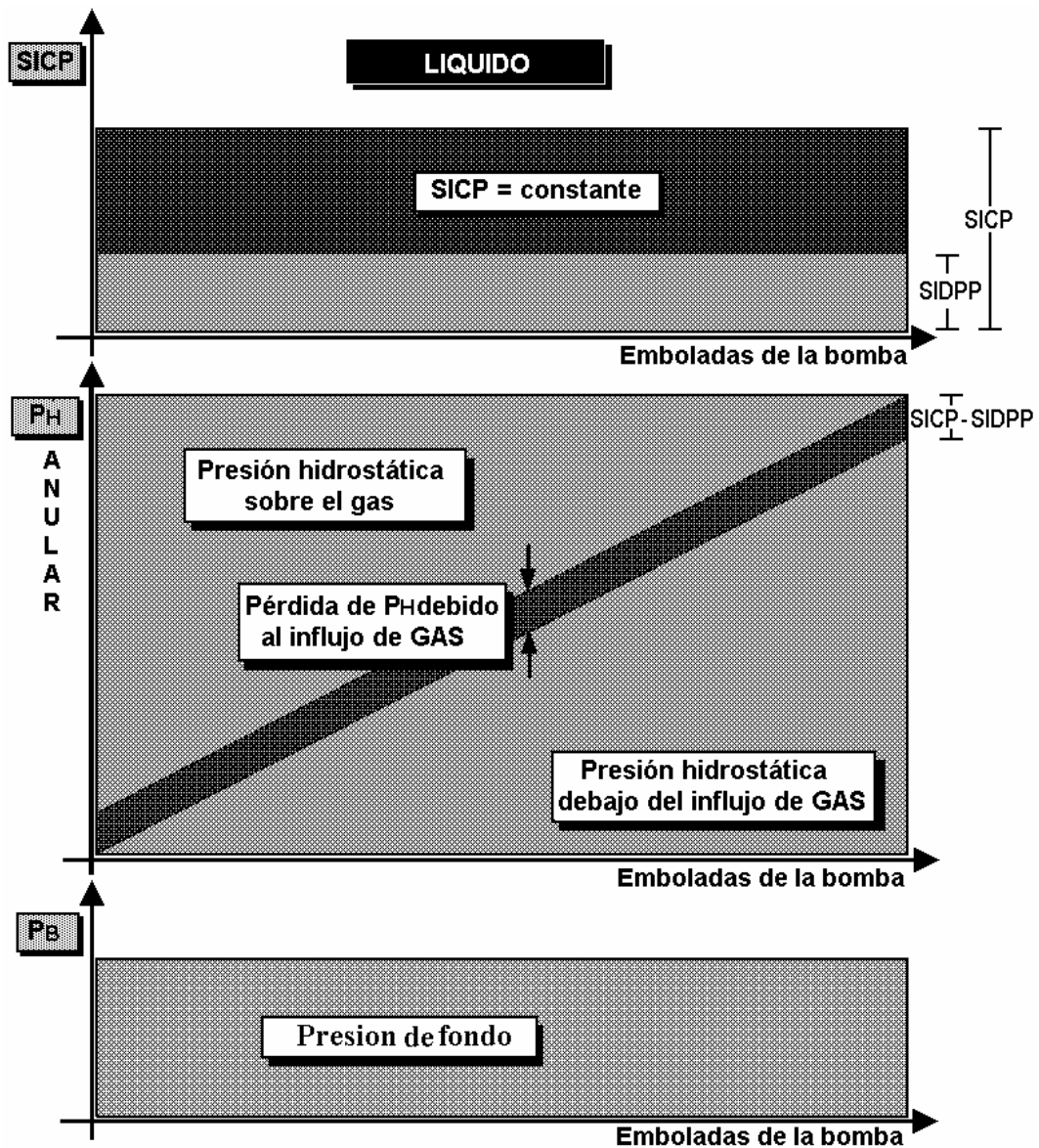
durante la migración de un influjo de gas.



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.

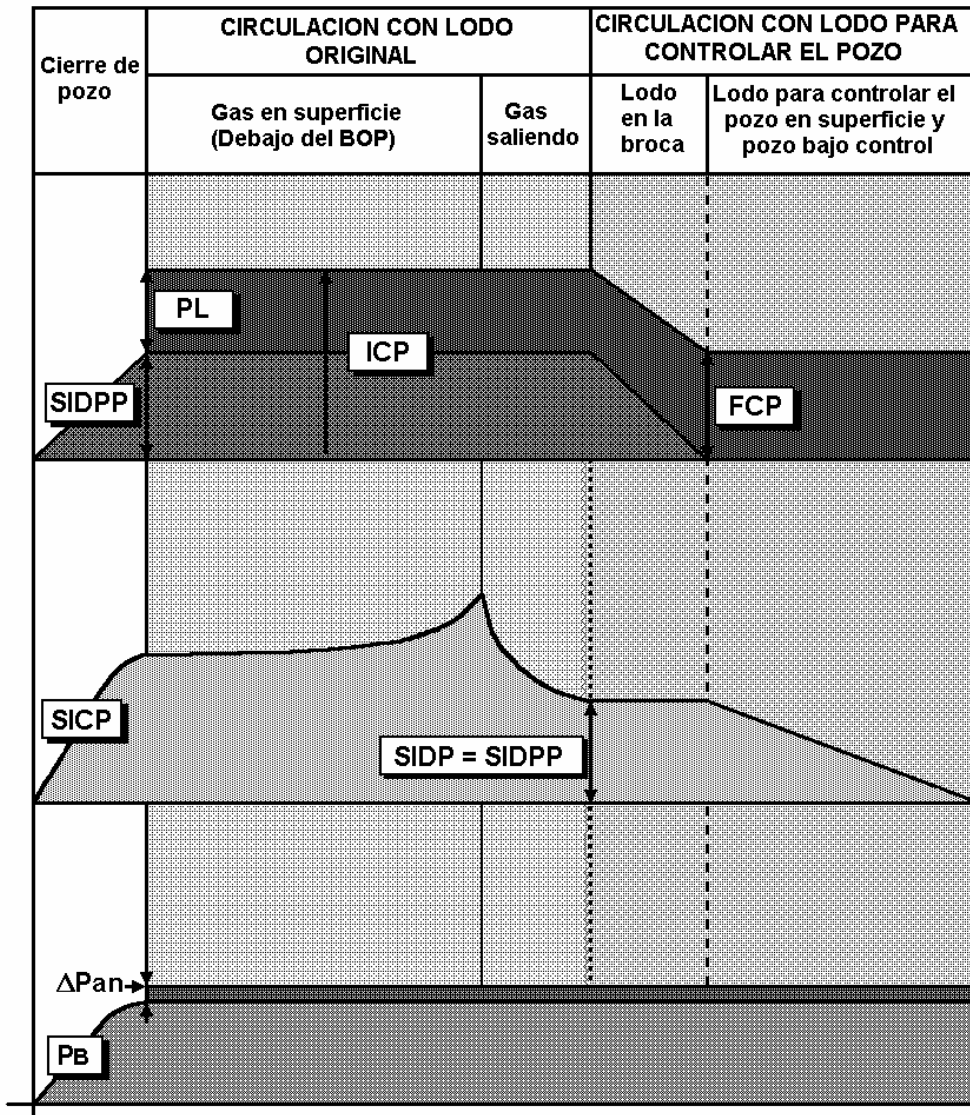


El hecho de que SICP no cambie no puede asumirse como un control simplificado. El procedimiento se lleva a cabo asumiendo siempre que tenemos un influjo de gas. Por esta razón, luego de haber alcanzado el valor adecuado de las emboladas de la bomba, se debe prestar más atención a la presión en el drill 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, PB y presión de circulación durante las dos fases del control del kick con el método del perforador.



6.2 PRESIÓN EN EL ZAPATO

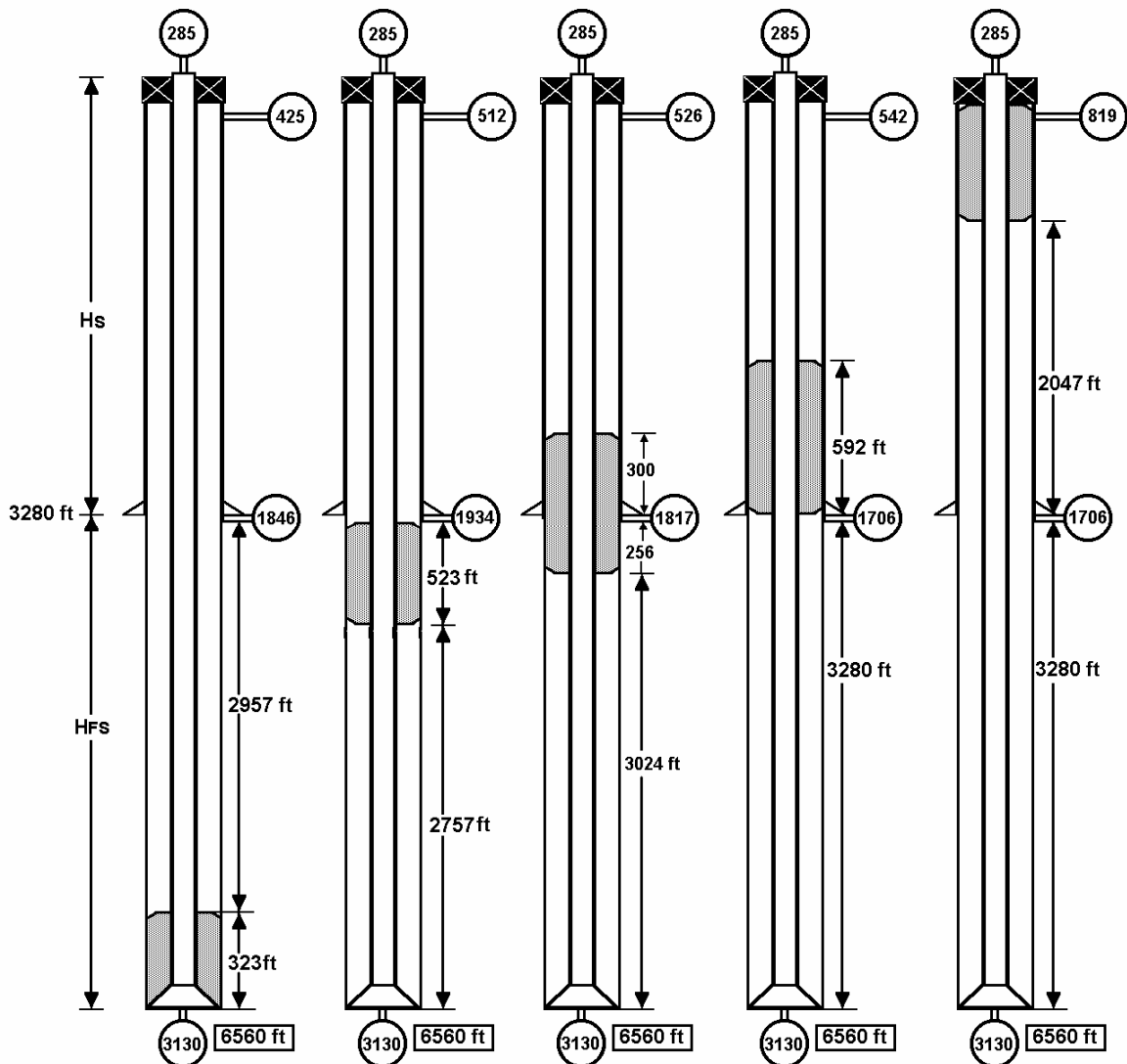
Es muy importante conocer la tendencia de la presión en el zapato durante la migración del gas. El gráfico muestra que la presión en el zapato se incrementa gradualmente y alcanza su valor máximo

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.

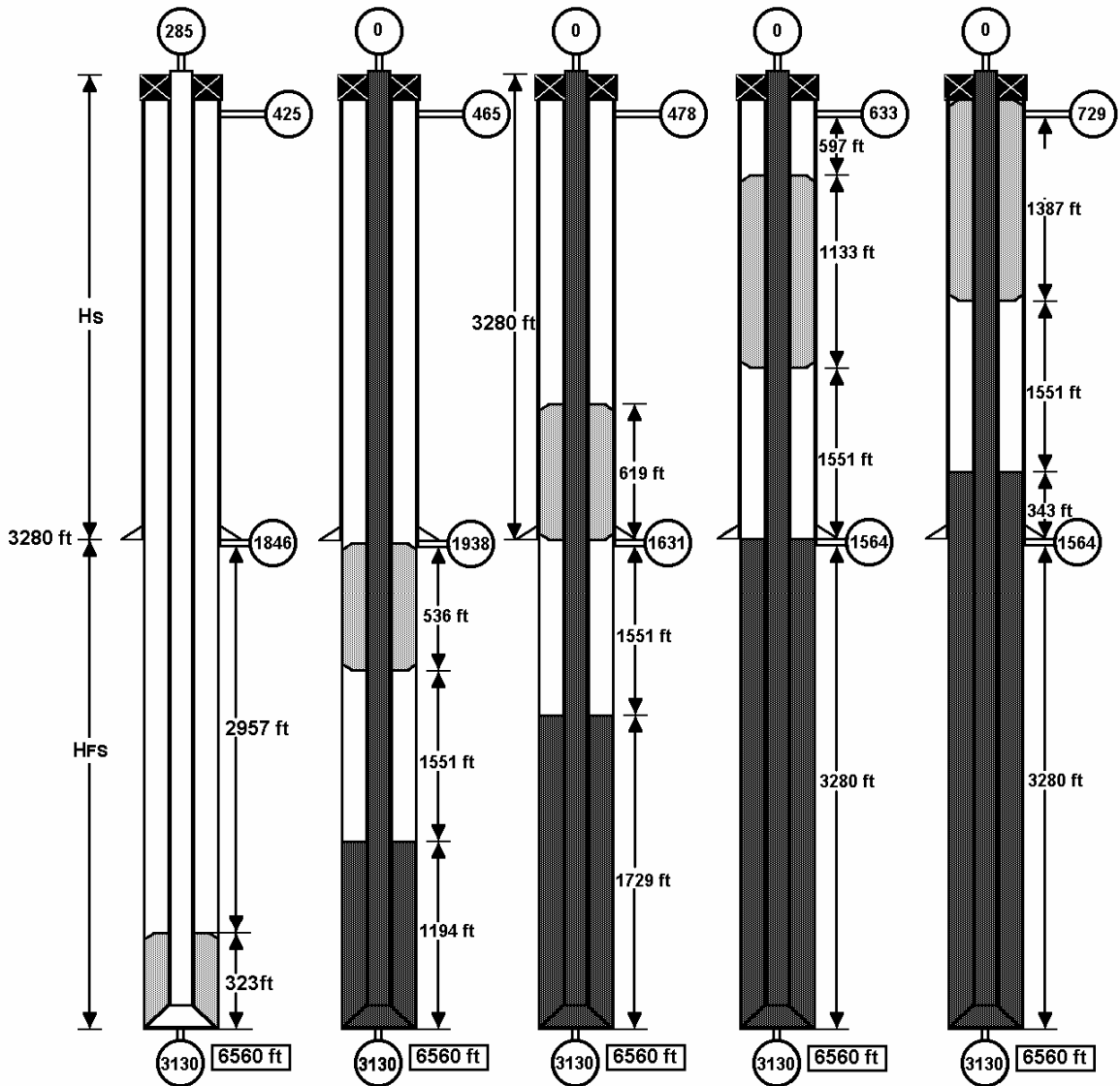
Si se asume que:

- 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).

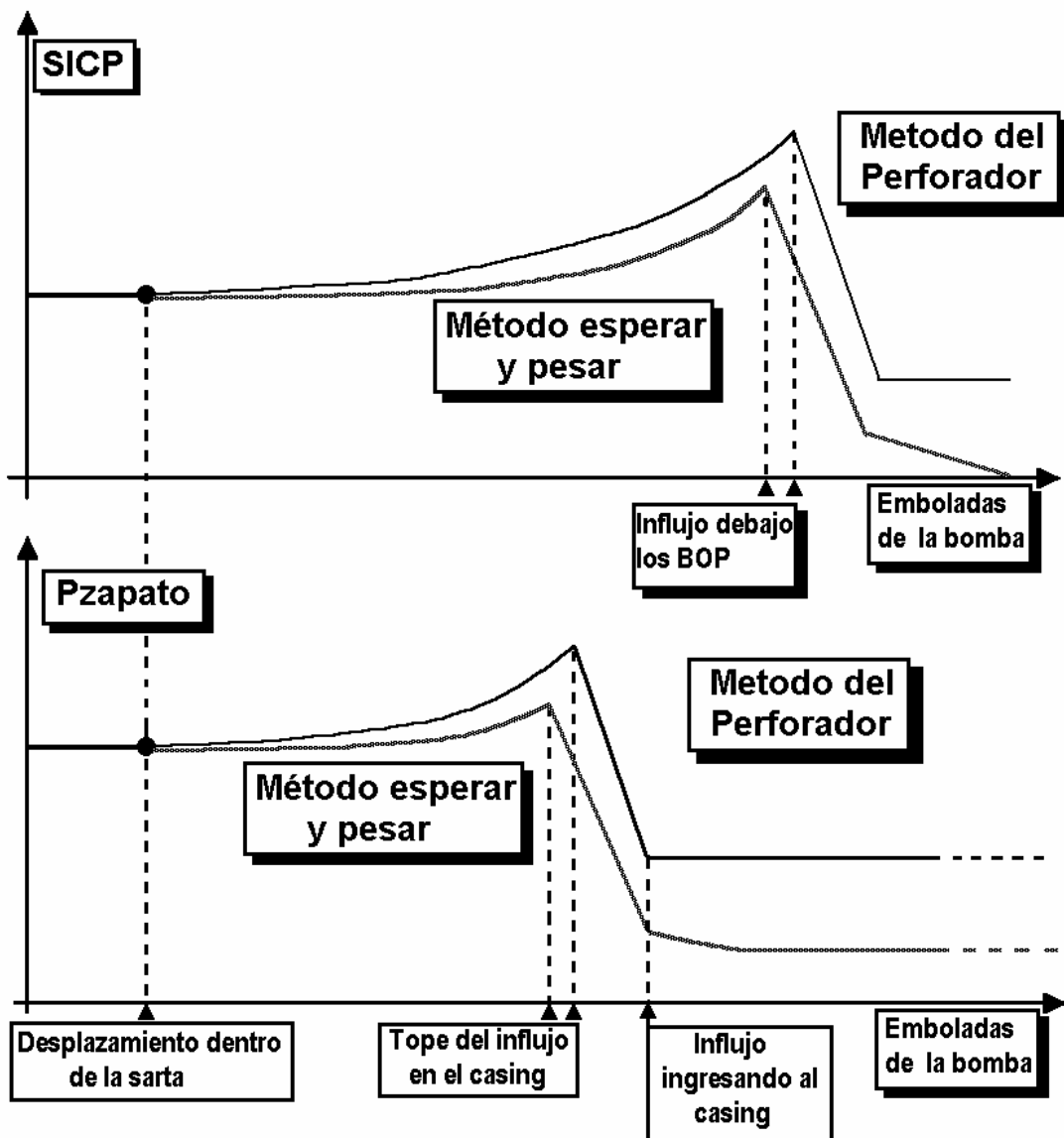
Cuando el influjo esta dentro del Pozo abierto, el lodo pesado dará a lugar a una disminución de la presión en el zapato debido al incremento de la presión hidrostática bajo el influjo. Por lo tanto, asumiendo que los demás parámetros se mantienen constantes, la presión en el zapato es menor que la obtenida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

6.3 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 del 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

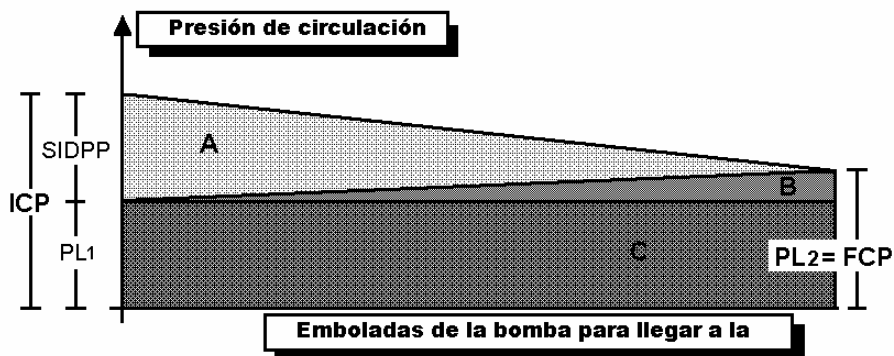
Cuando el lodo pesado haya alcanzado la broca, la presión final de circulación (FCP) debe mantenerse constante hasta el final de la operación.

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.

$$\text{Presión inicial de circulación: } ICP = SIDPP + PL_1$$

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

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:

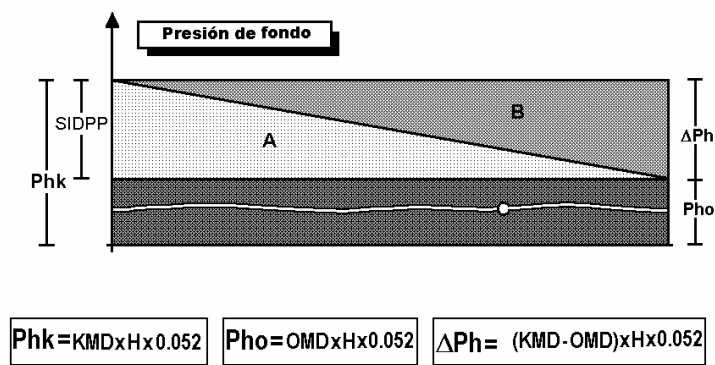
$$PL2 = PL1 \times (KMD/OMD)$$

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 P (SIDPP)

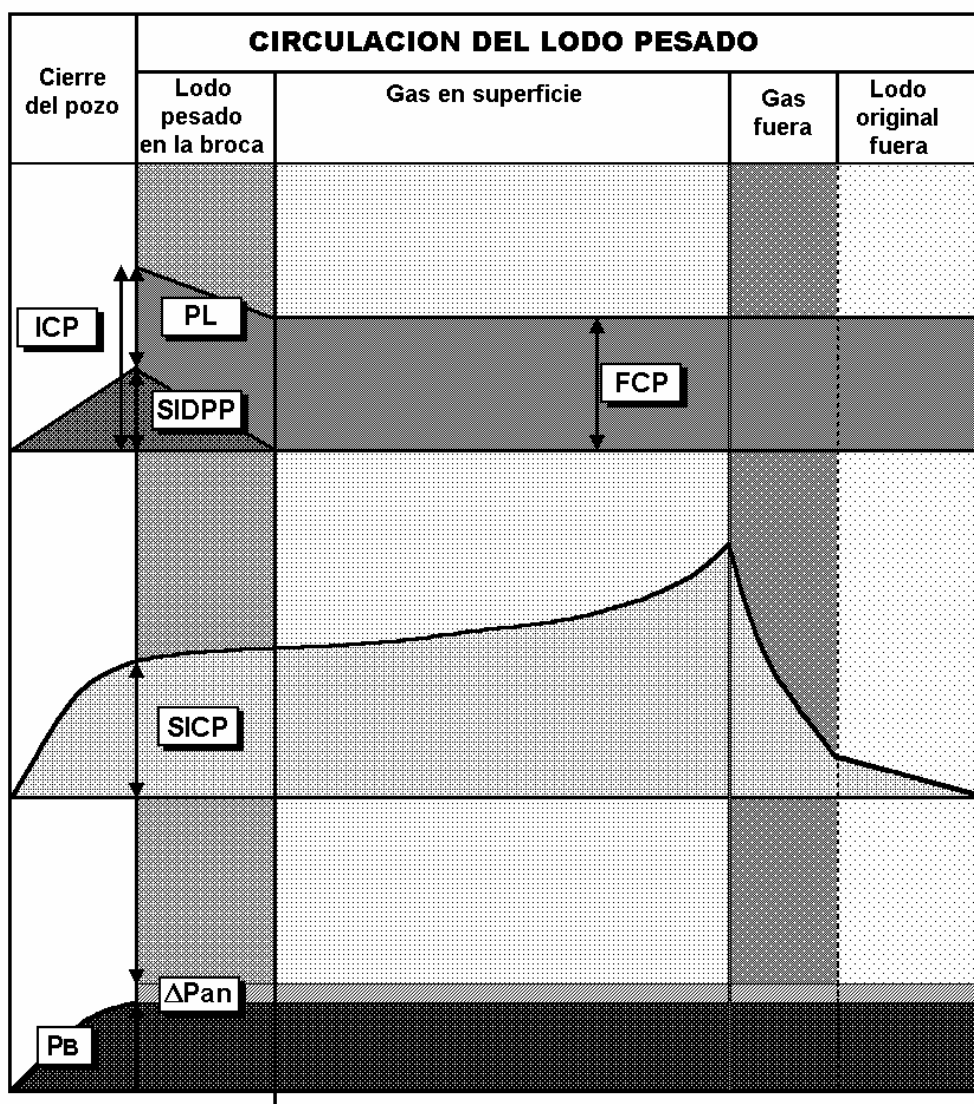
El incremento de la presión hidrostática producido por el lodo pesado causa la disminución de la presión de circulación y de la presión de fondo. La presión de fondo se mantiene constante debido a que el SIDPP es gradualmente reemplazado por el incremento de la presión hidrostática.

B: Incremento en la presión hidrostática (PH)

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



6.4 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.

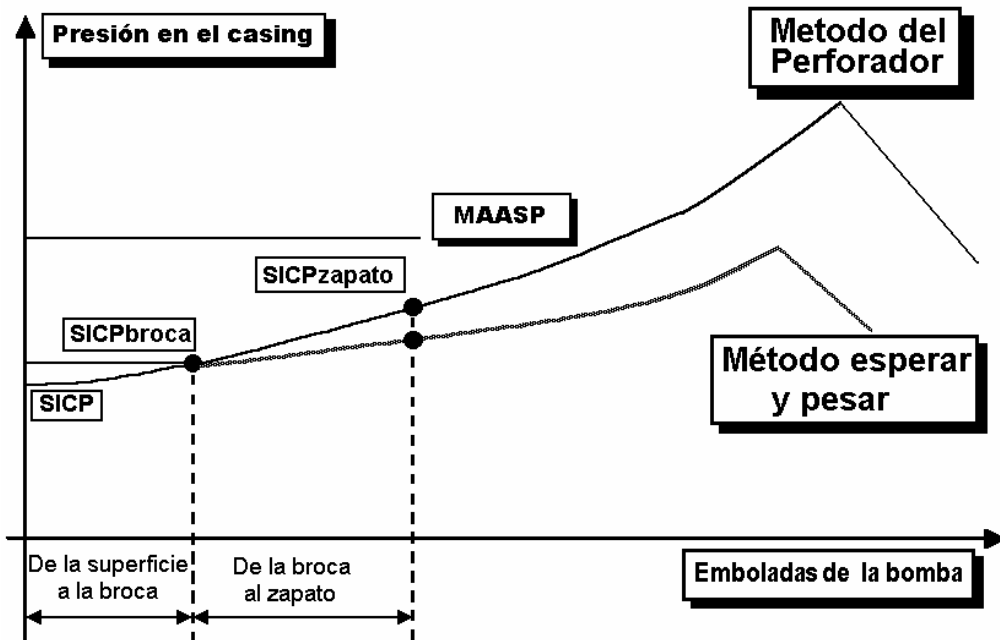
Se requieren de dos condiciones para la aplicación del método del perforador o el método del espera y pesa:

- 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	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:*

$$\text{SIDPP} = \text{ICP} - \text{PL}$$

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 de 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.

6.5 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 influjo 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.

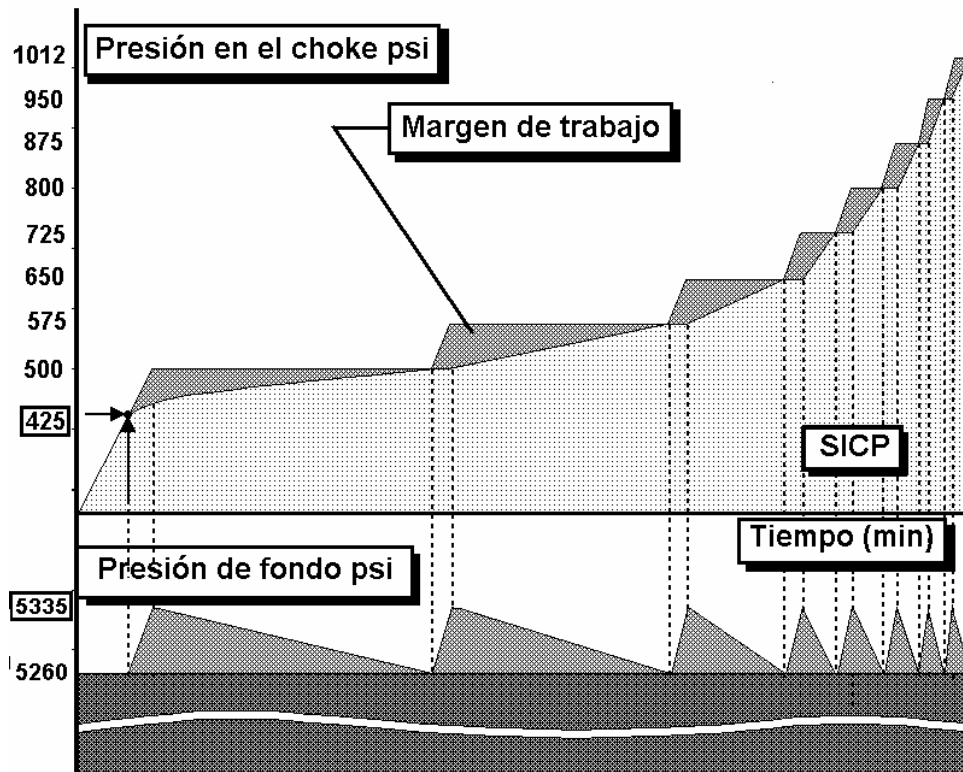
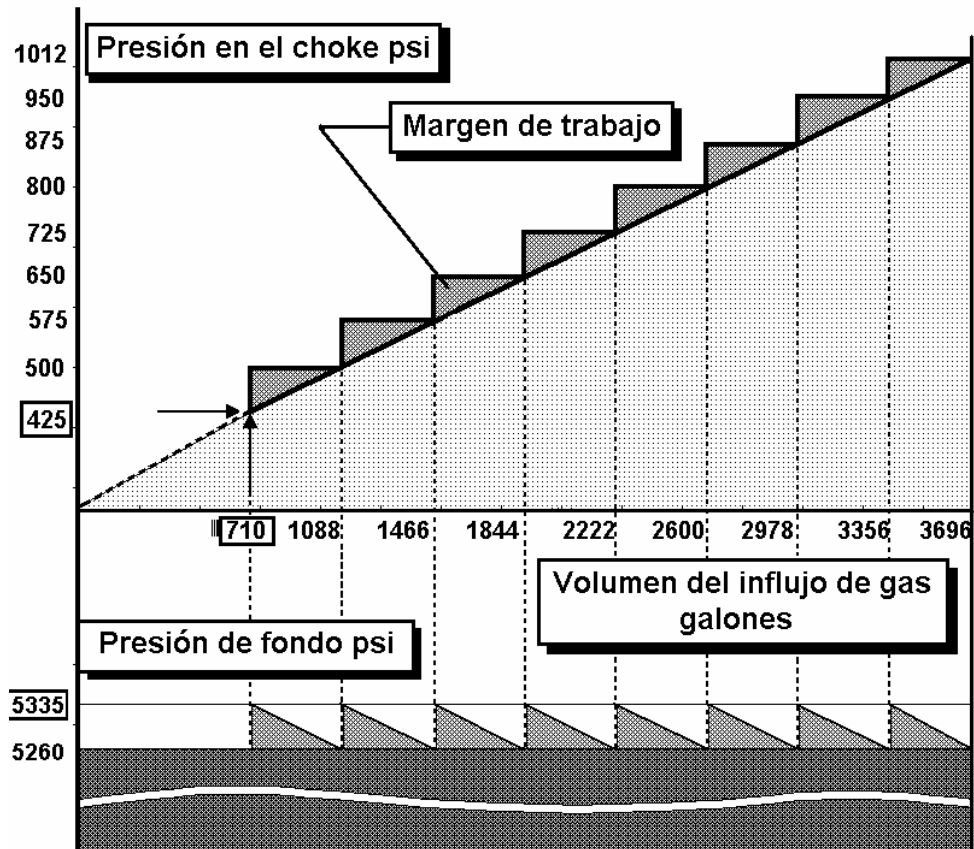
Inicialmente dejar que la presión se incremente para tener un margen de trabajo el cual es posteriormente eliminado durante la expulsión del lodo (alrededor de 100 psi)

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:

- in flujo 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 (ΔP) en altura hidrostática (ΔH).

Para determinar el volumen de lodo a ser descargado (V), multiplicar la altura (ΔH) por la capacidad del casing o por la capacidad anular entre el ΔP y el Casing.

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

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

Altura de todo en el pozo H: $\Delta P / (D \times 0.052)$

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

La altura hidrostática ΔH 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)

Volumen del lodo a ser descargado V: $V = \Delta H \times C_f$

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

Velocidad de migración del influjo: $V_m = \Delta P / (D(T_2 - T_1))$

$(T_2 - T_1) =$ Periodo de tiempo durante el cual se da lugar la variación ΔP 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.

6.6 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 todo a través de la kill line

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

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

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

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

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

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.

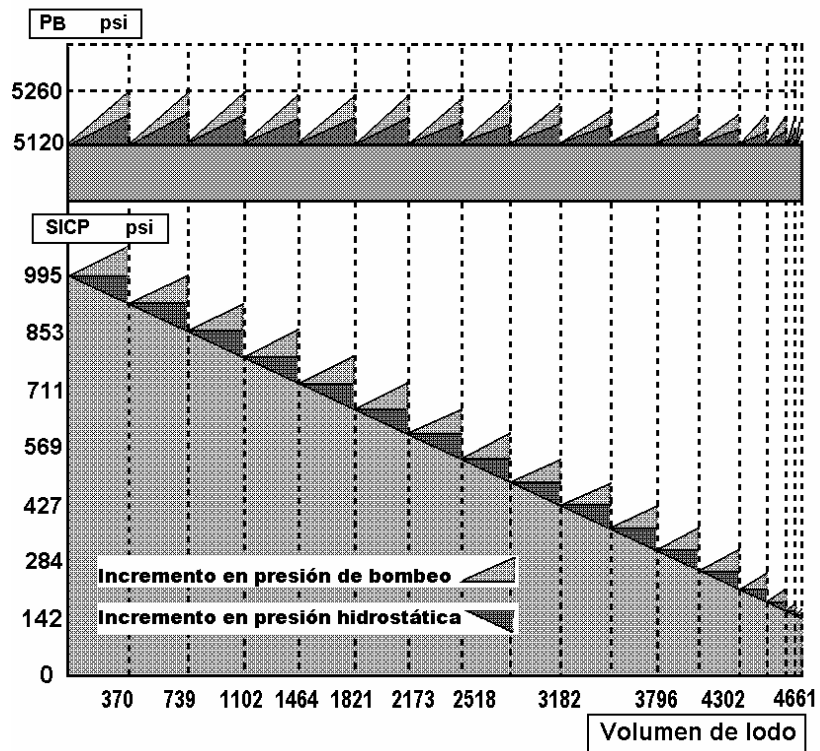
Comportamiento de la presión

El método puede realizarse de dos maneras:

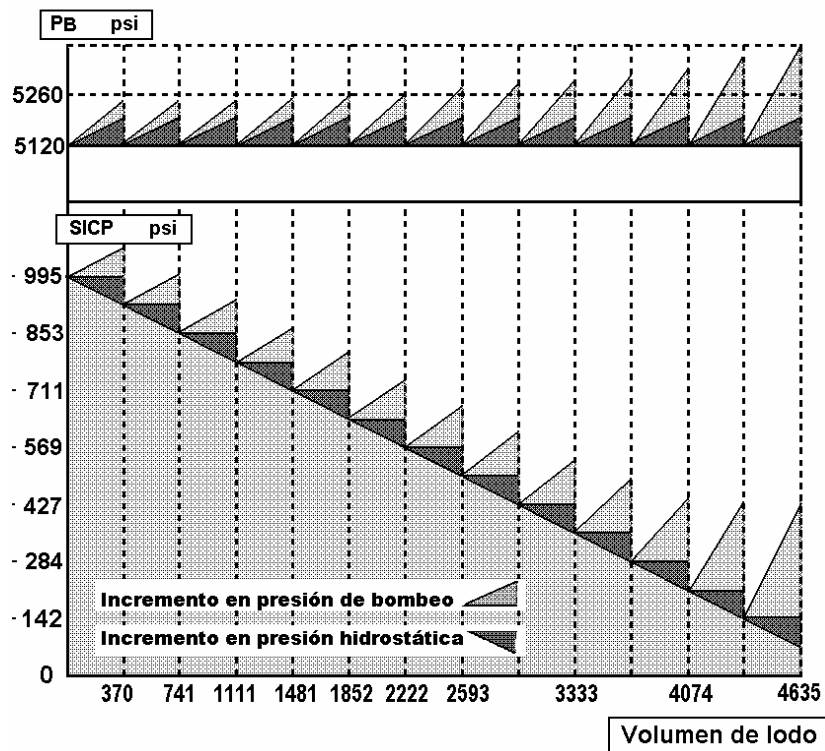
- manteniendo la presión de bombeo constante
- manteniendo constante el volumen de lodo bombeado

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)

6.7 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 (PB) 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 retomo 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 basta 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

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

PROBLEMA S	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.

**CONTROL DE UN KICK A
TRAVES DE UN
SIMULADOR**

FIGURA N° 1 (parámetros de perforación a 10200 pies)

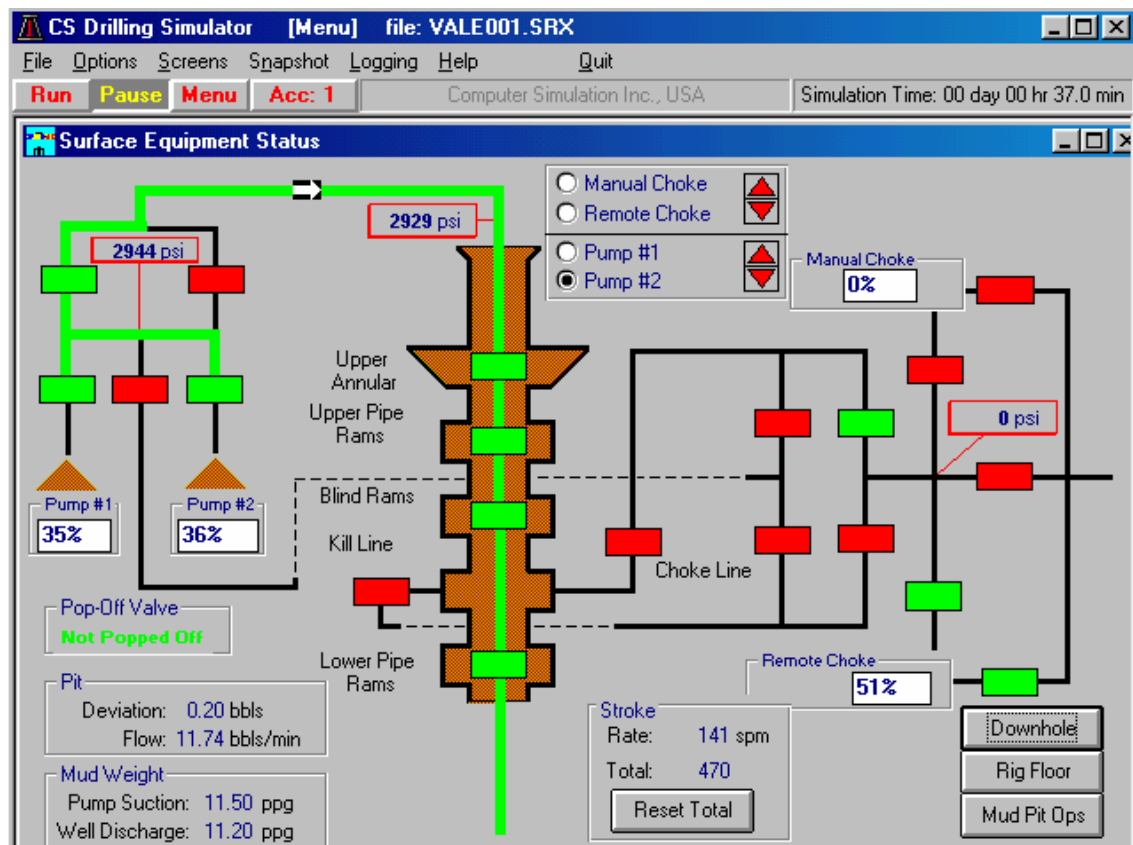
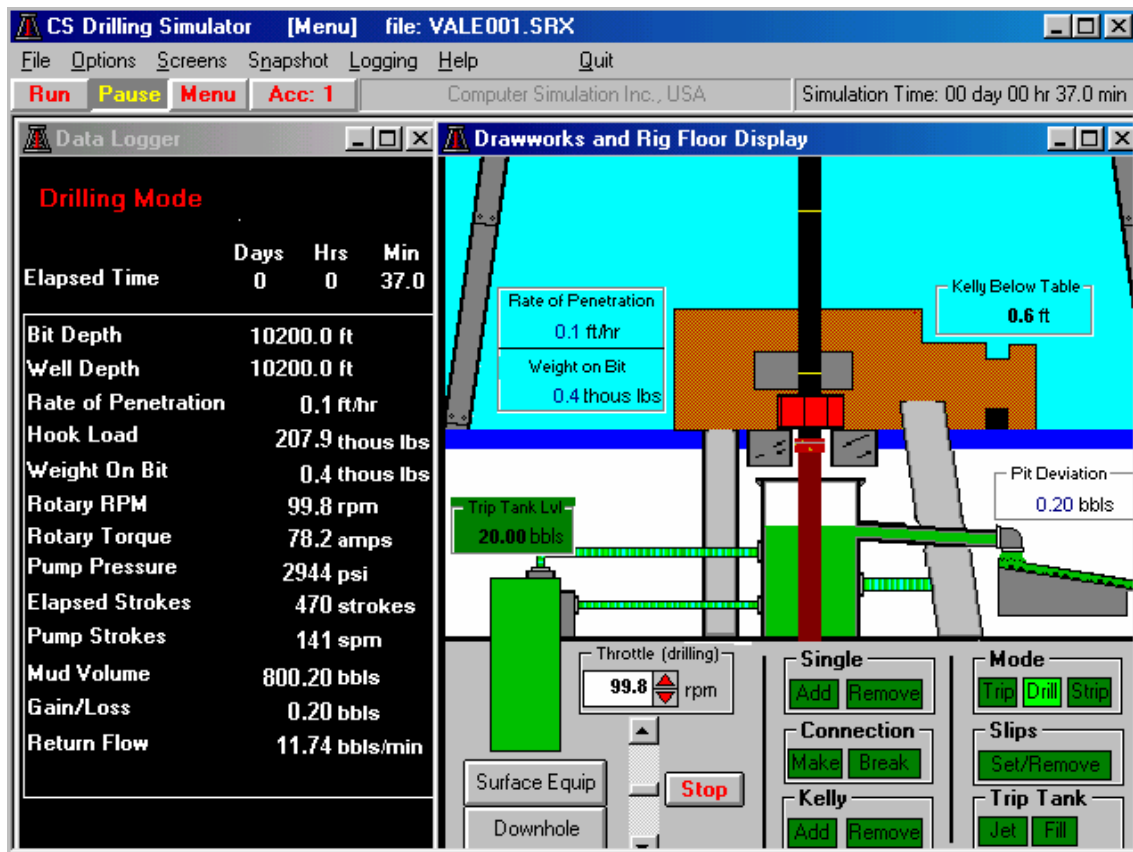


FIGURA N° 2 (Perforando a 10201 pies)

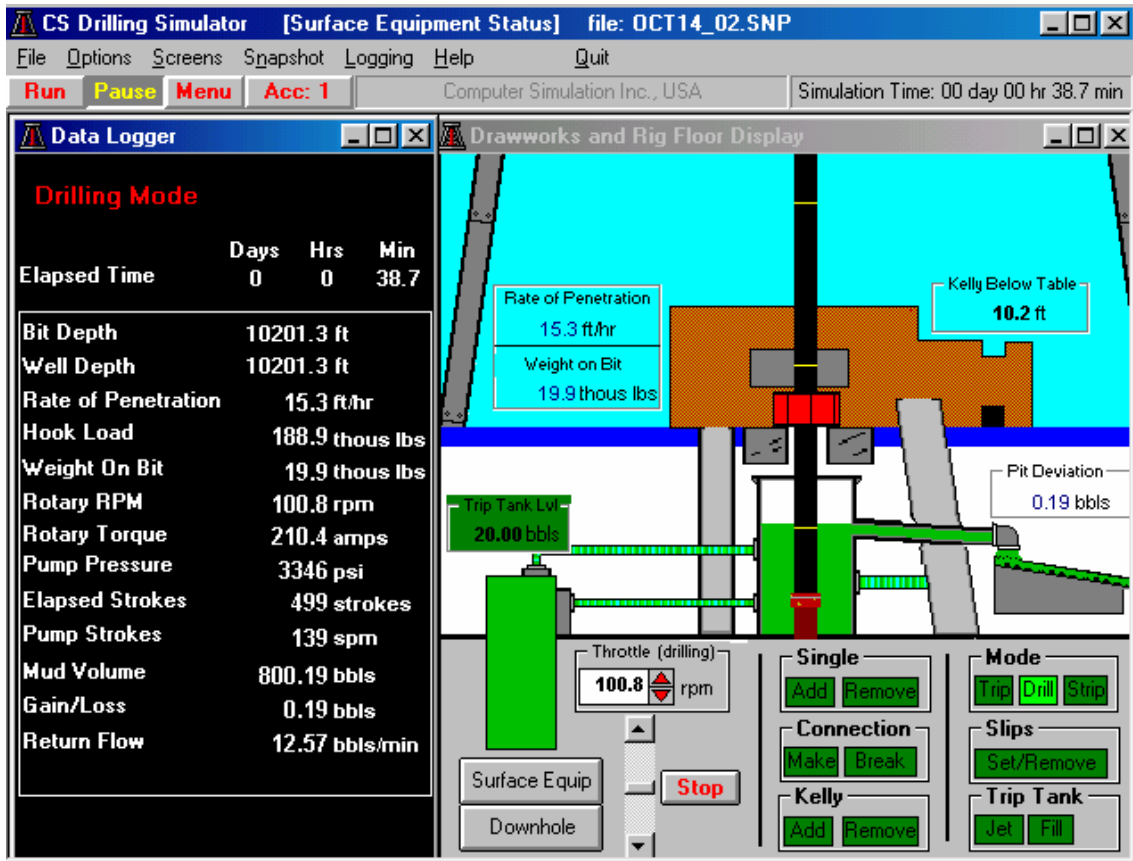


FIGURA N° 3 (Perforando a 10202 pies)

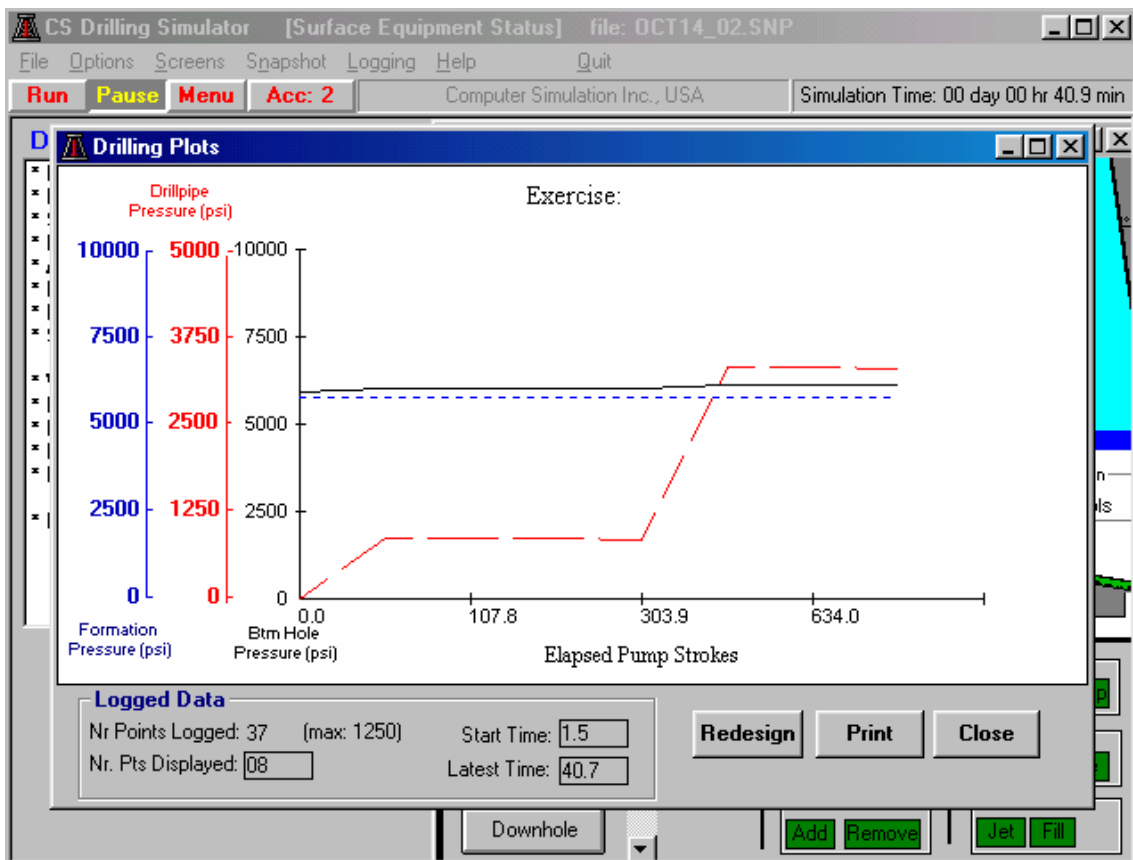
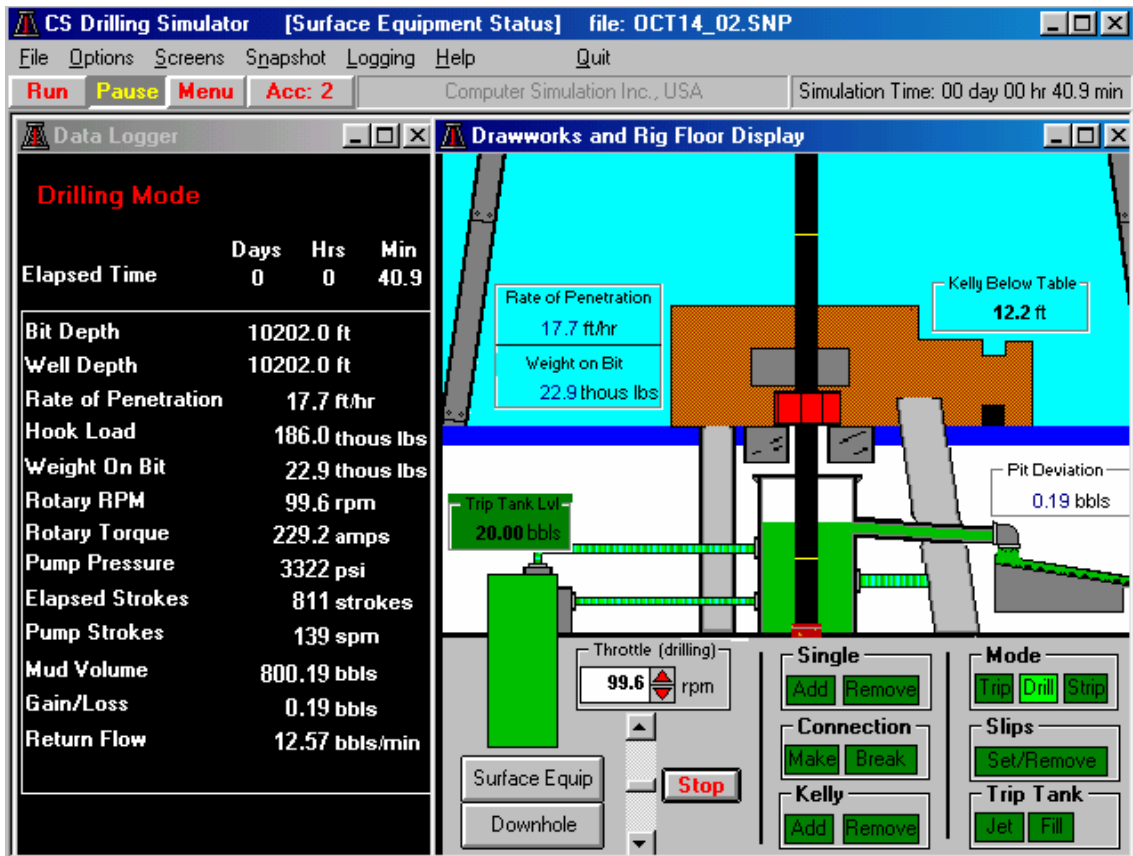


FIGURA N° 4 (Perforando a 10203 pies)

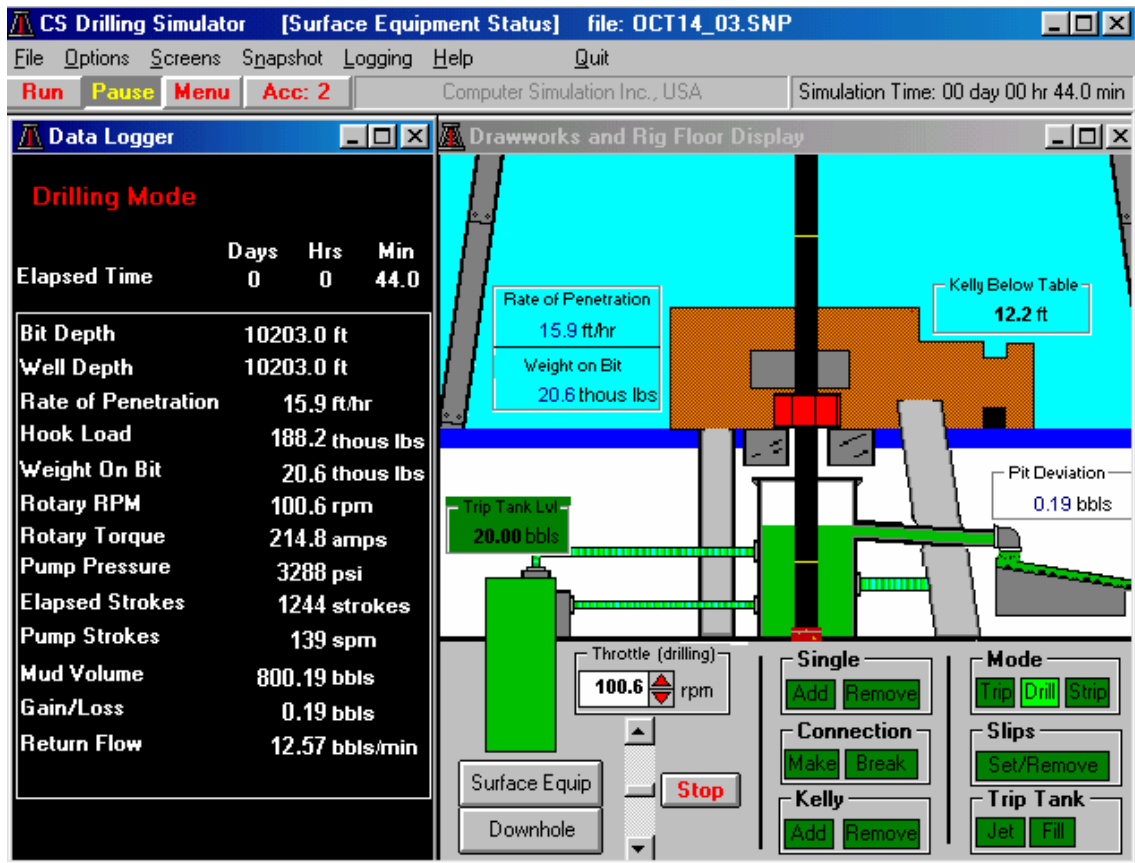


FIGURA N° 5 (Perforando a 10204 pies)

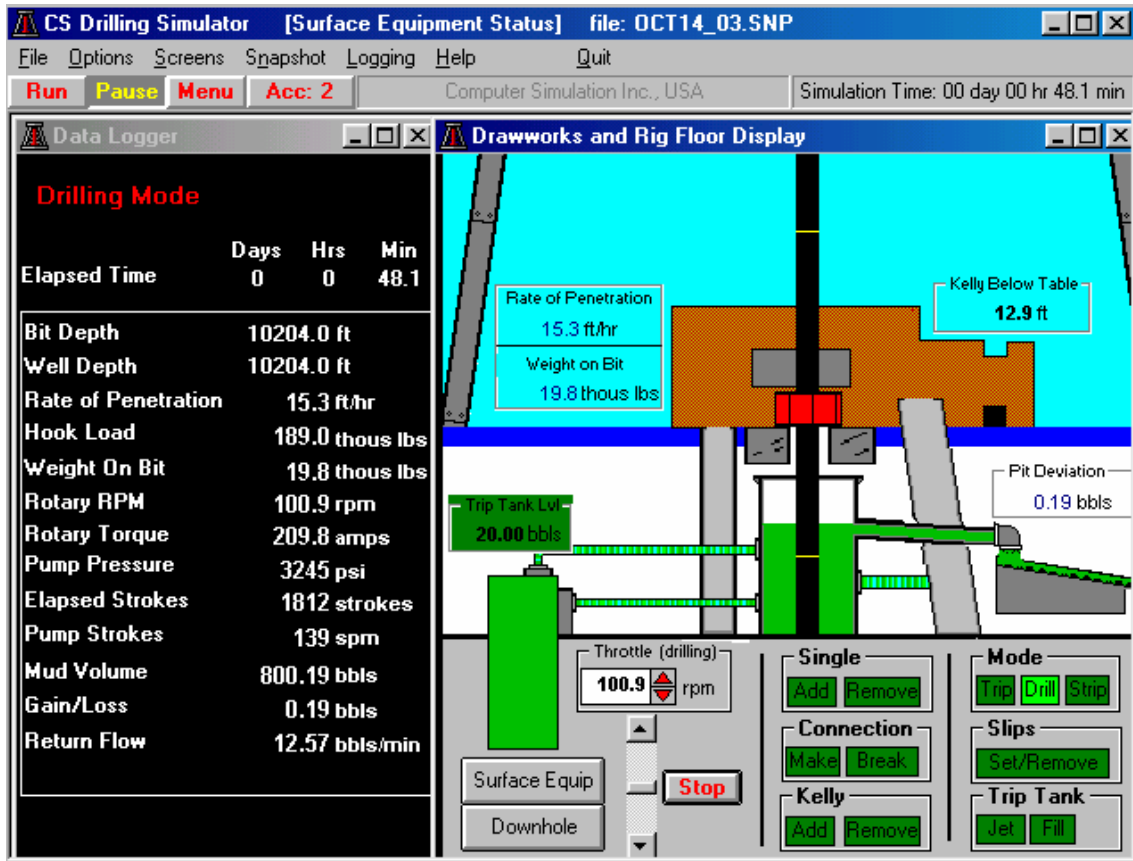


FIGURA N° 6 (Perforando a 10205 pies)

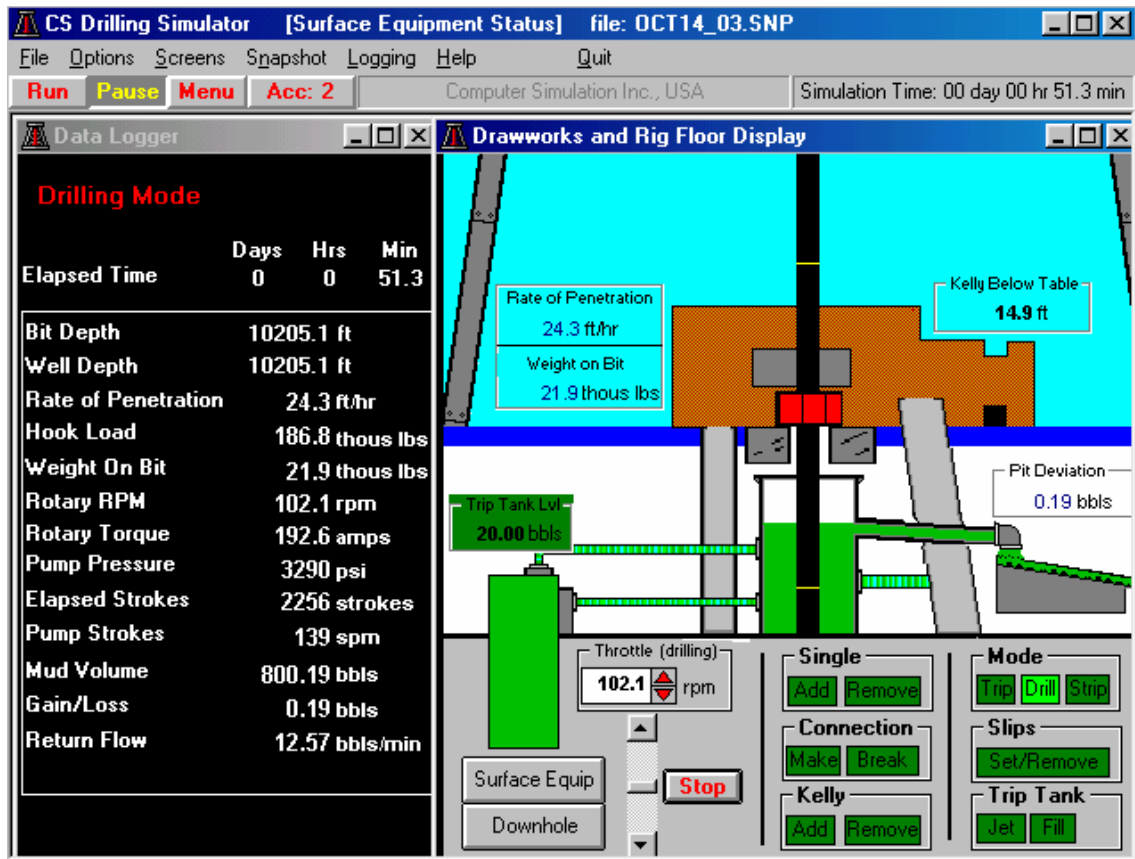


FIGURA N° 7 (CONTROL DE FLUJO, POSIBLE INGRESO DE UN INFLUJO)

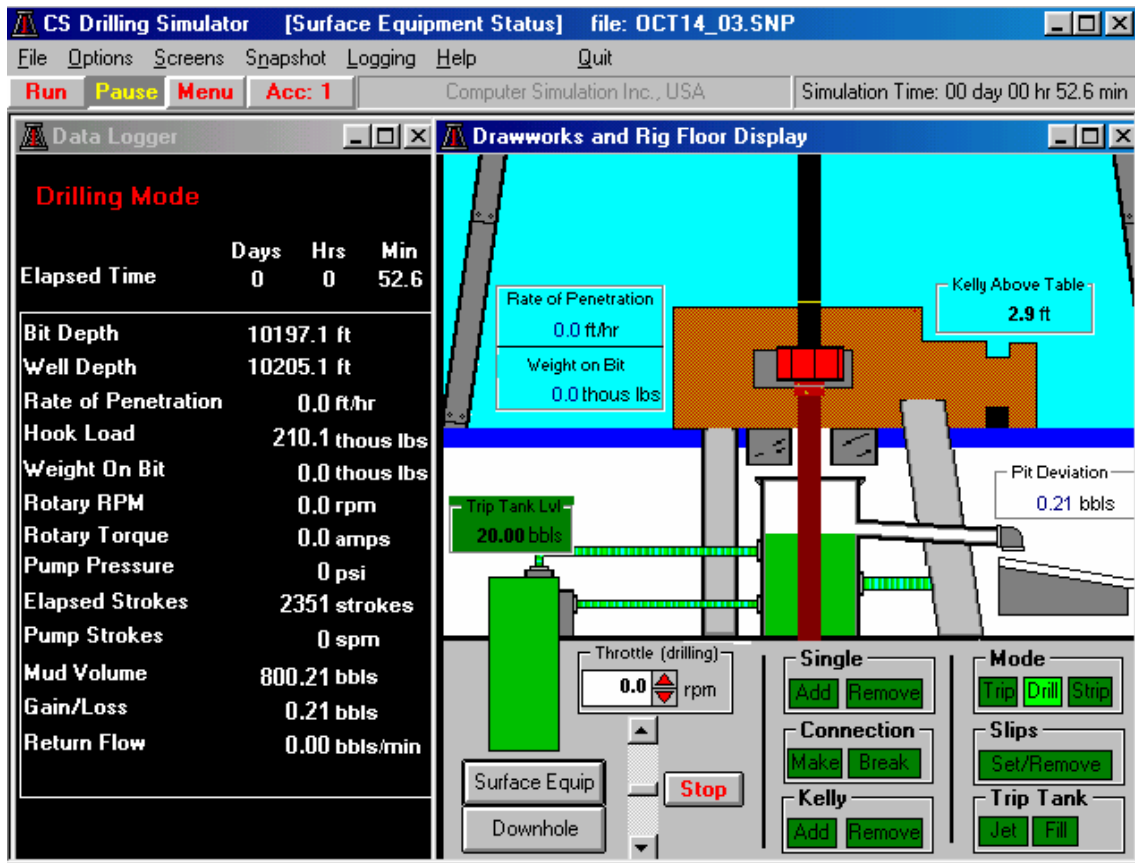


FIGURA Nº 8 (RETOMANDO LA PERFORACIÓN, PERFORANDO A 10206 PIES)

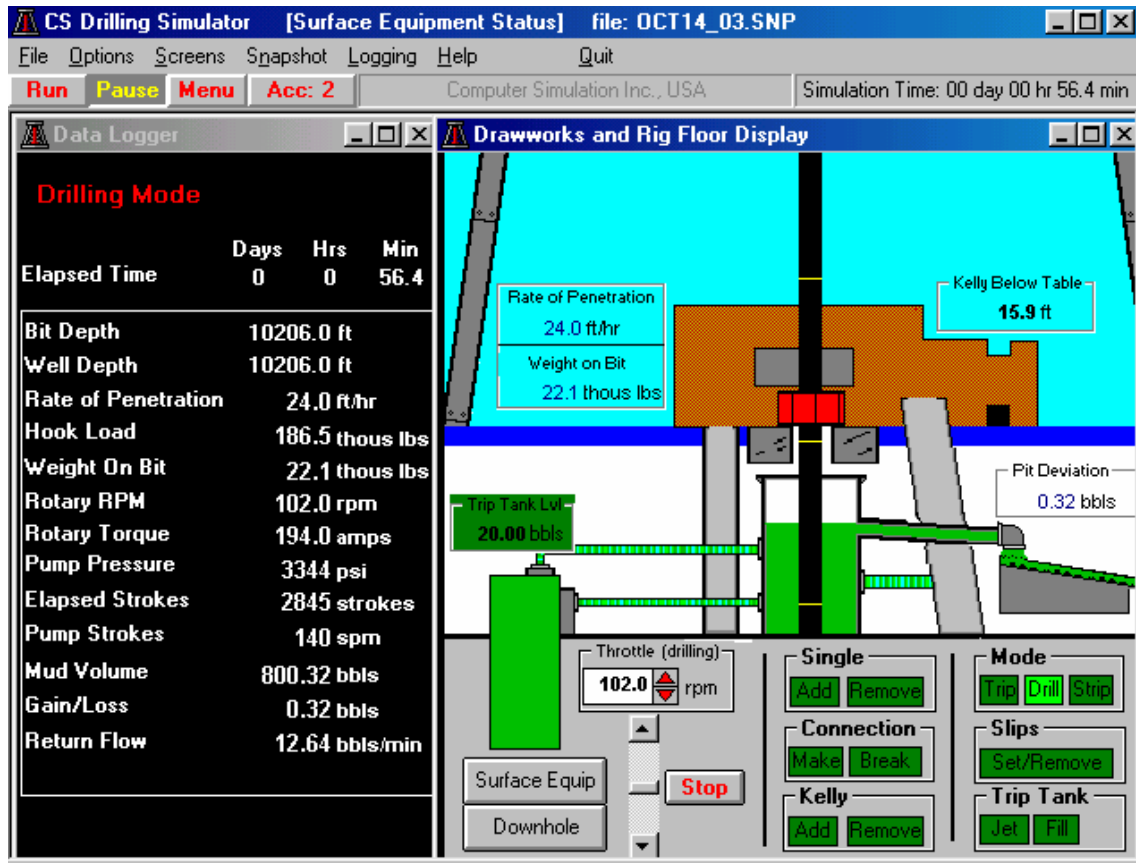


FIGURA Nº 9 (PERFORANDO A 10207 PIES)

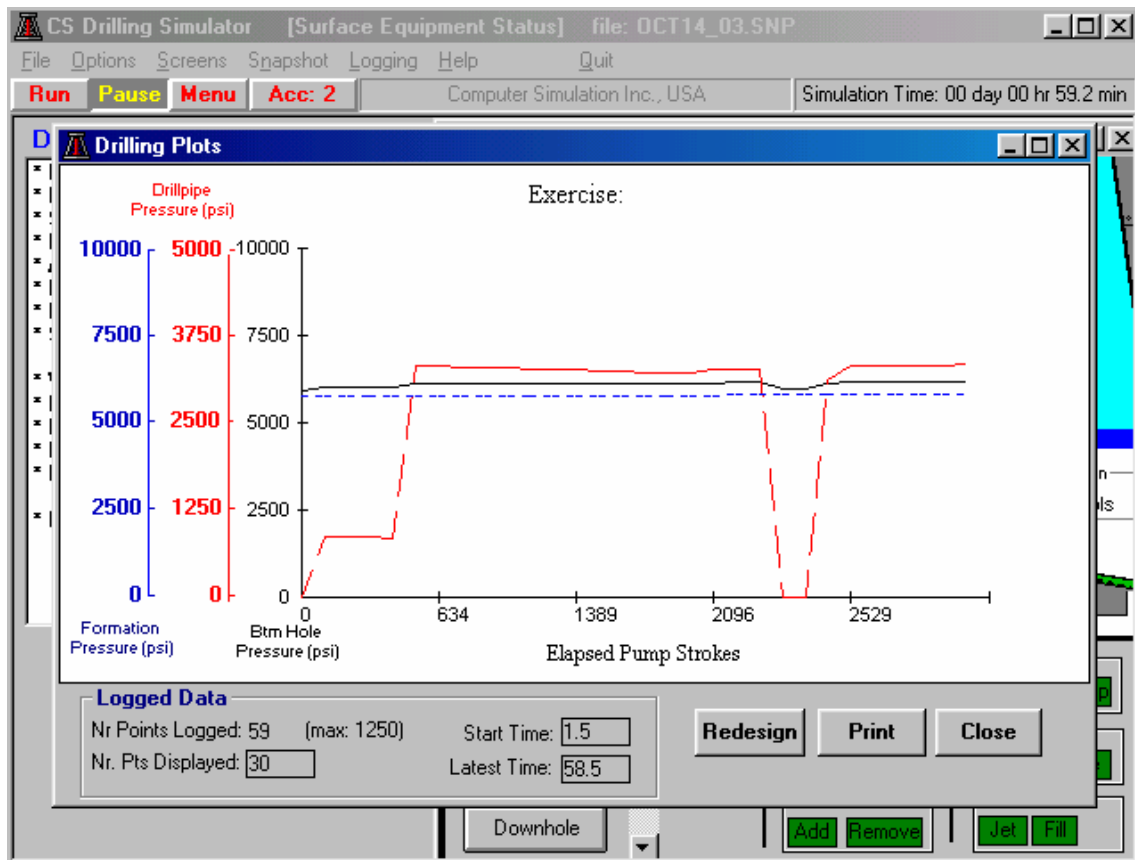
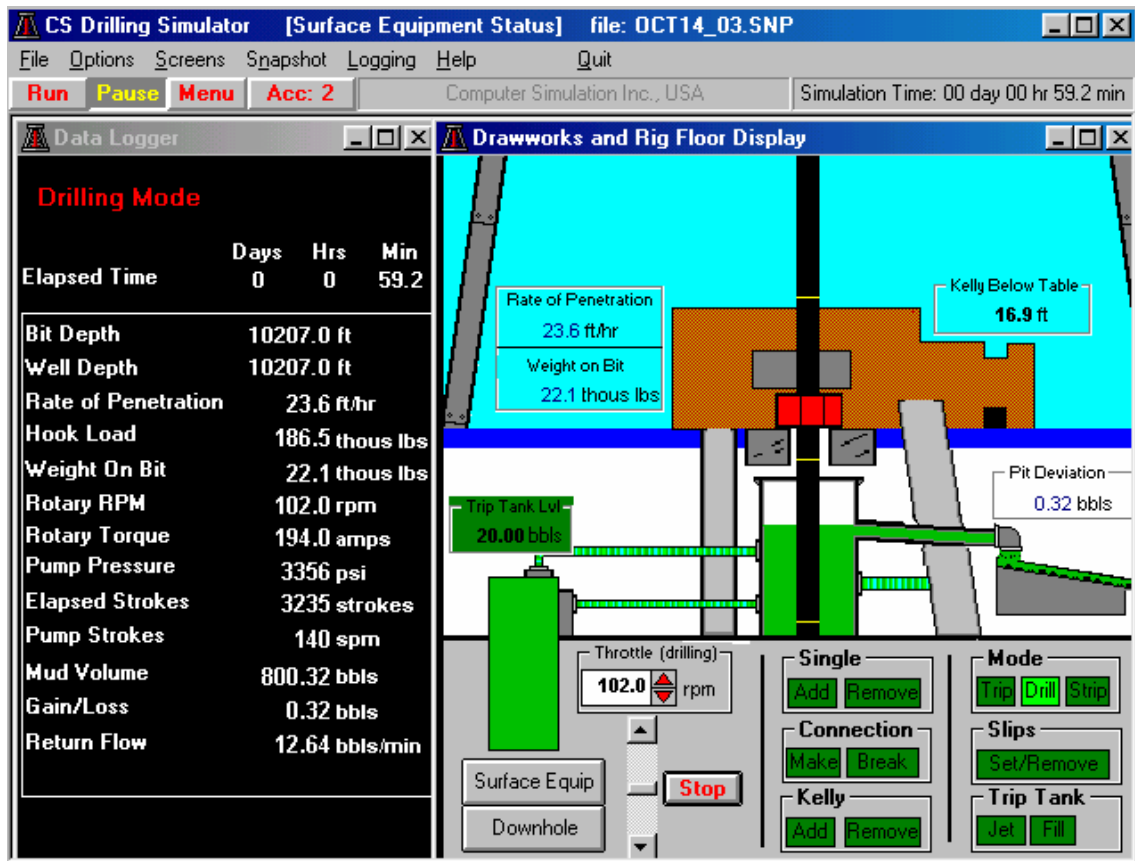


FIGURA Nº 10 (PERFORANDO A 10208 PIES)

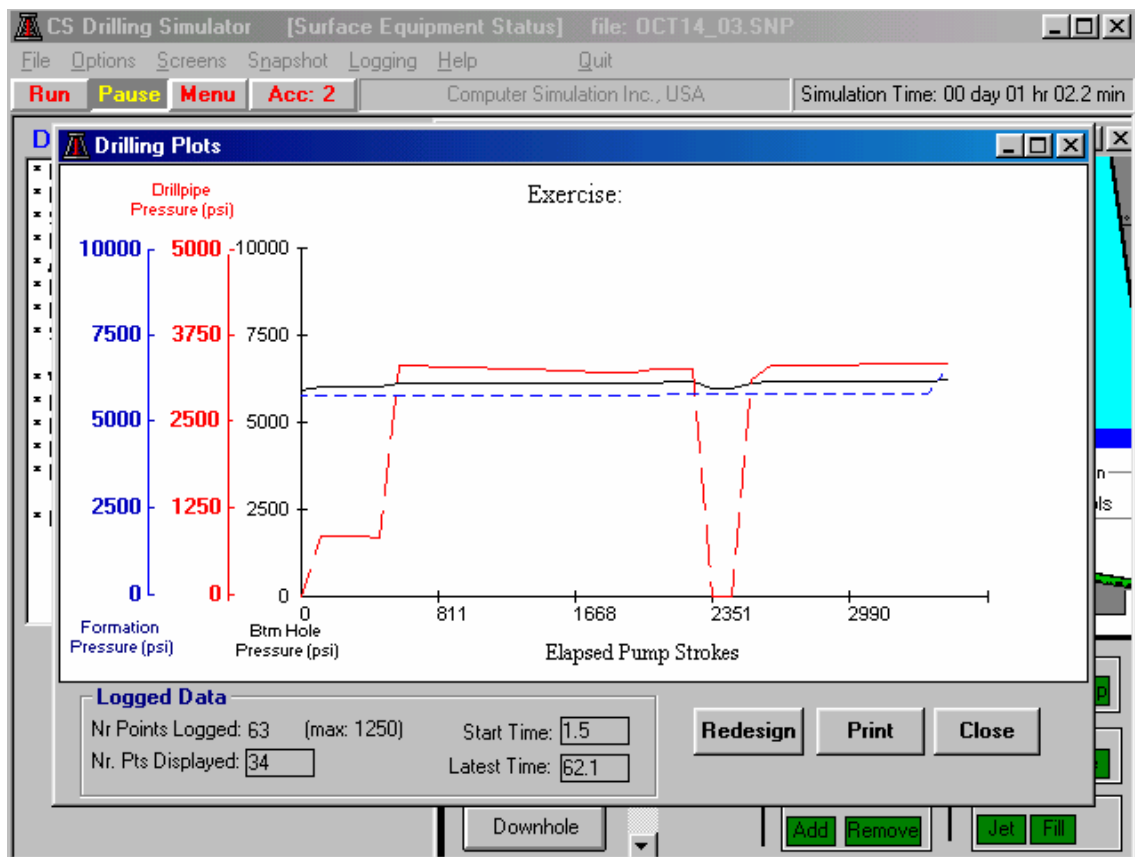
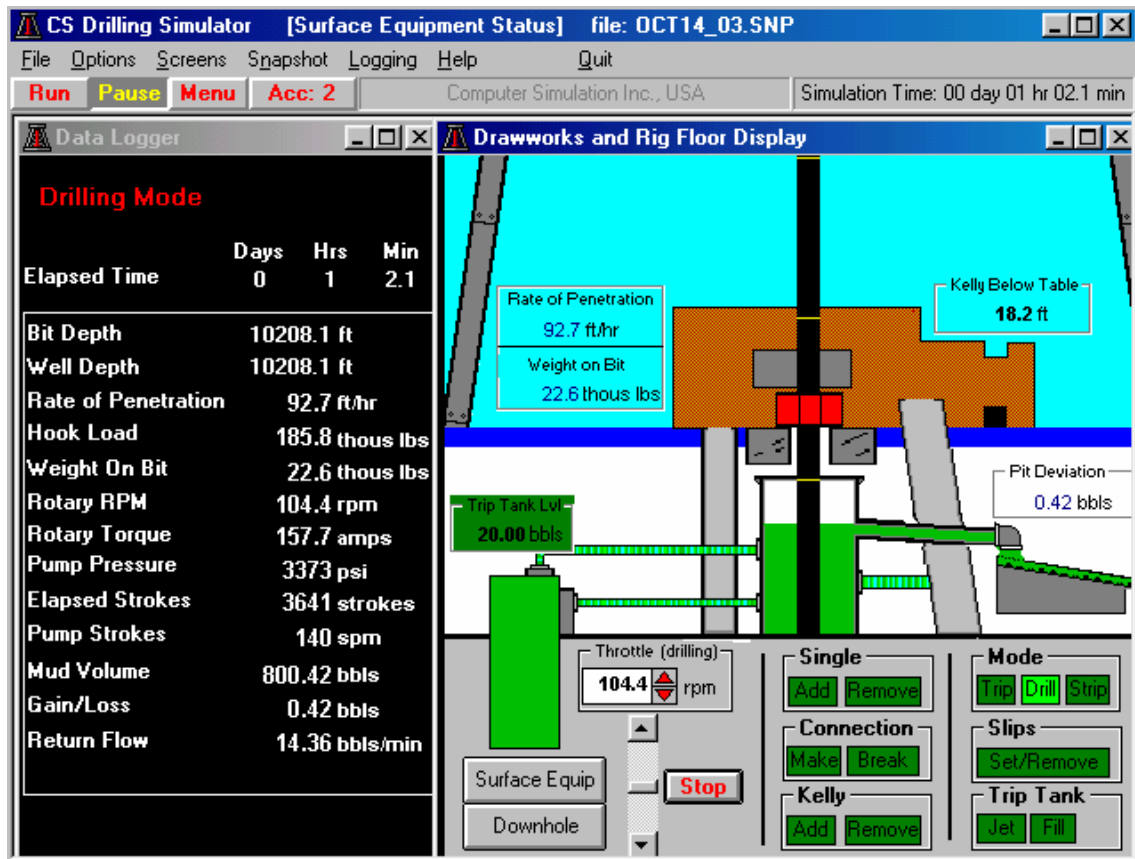


FIGURA Nº 11 (PRESENCIA DE UN INFLUJO EN EL POZO)

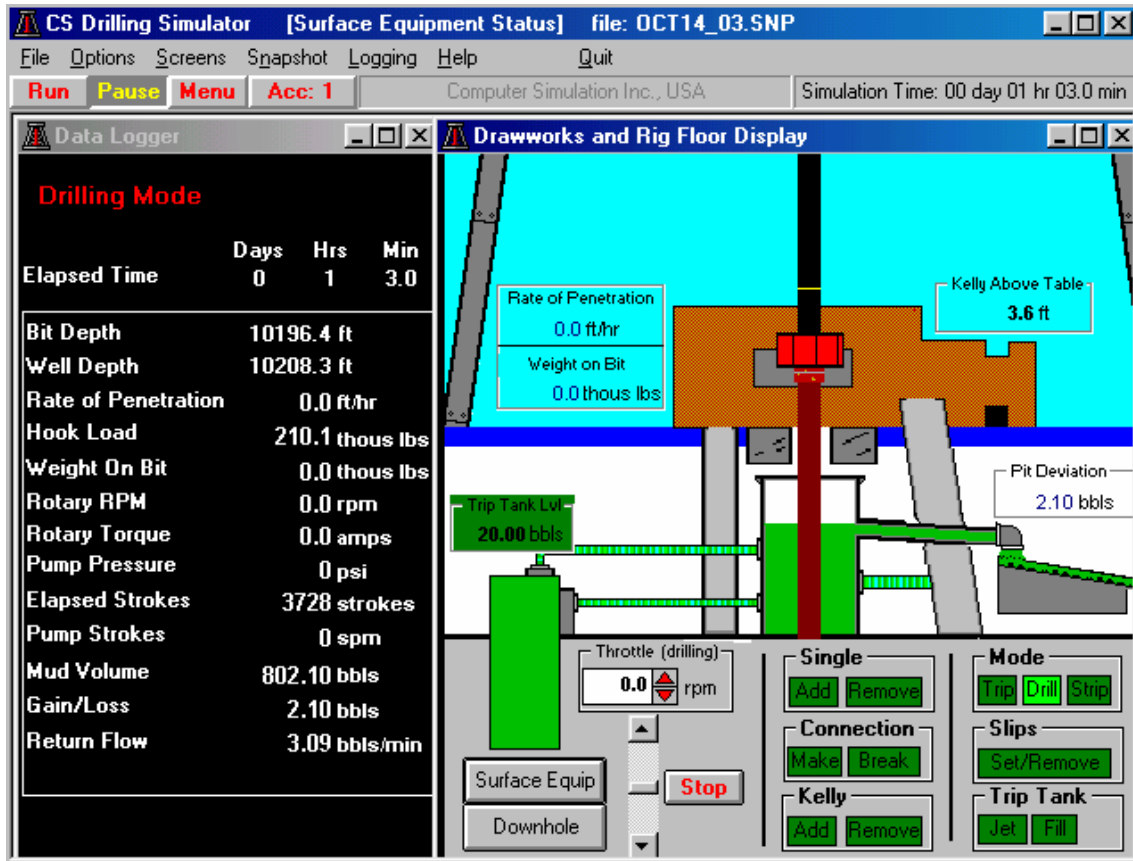


FIGURA N° 12A (POZO CERRADO POR PRESENCIA DE UN INFLUJO)

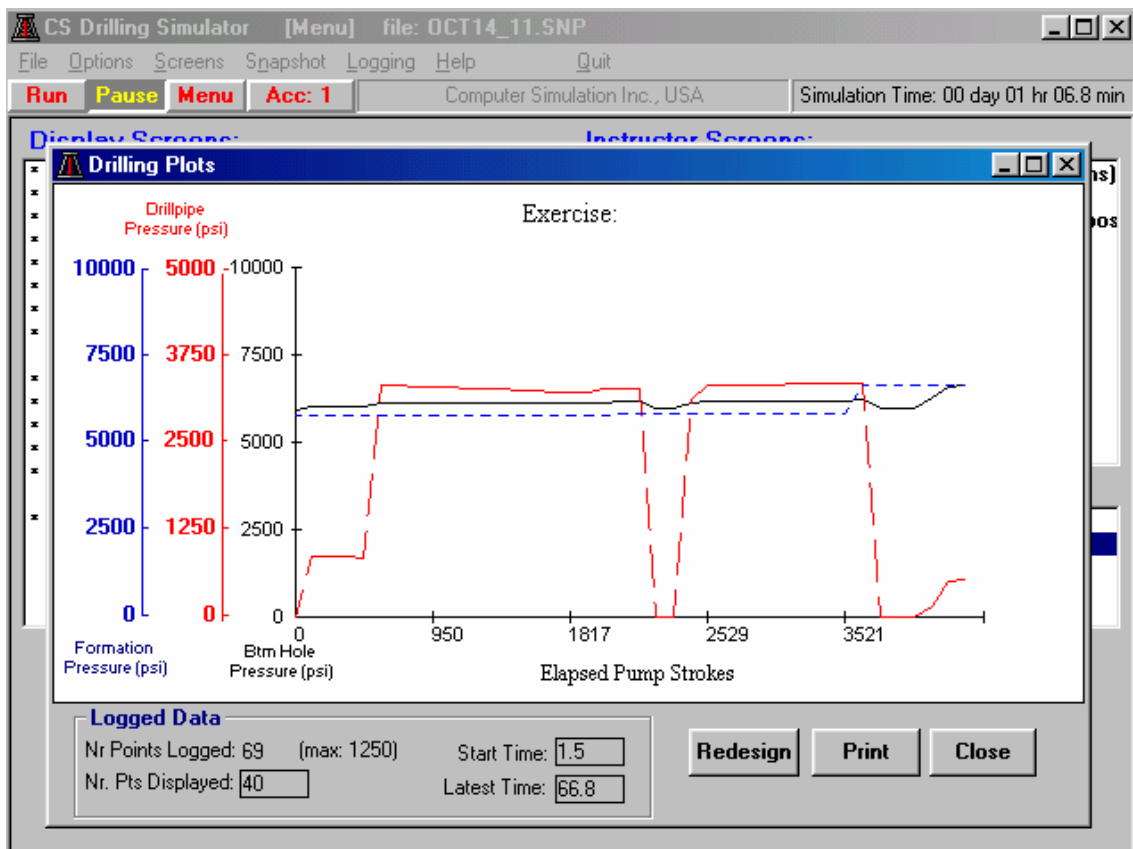
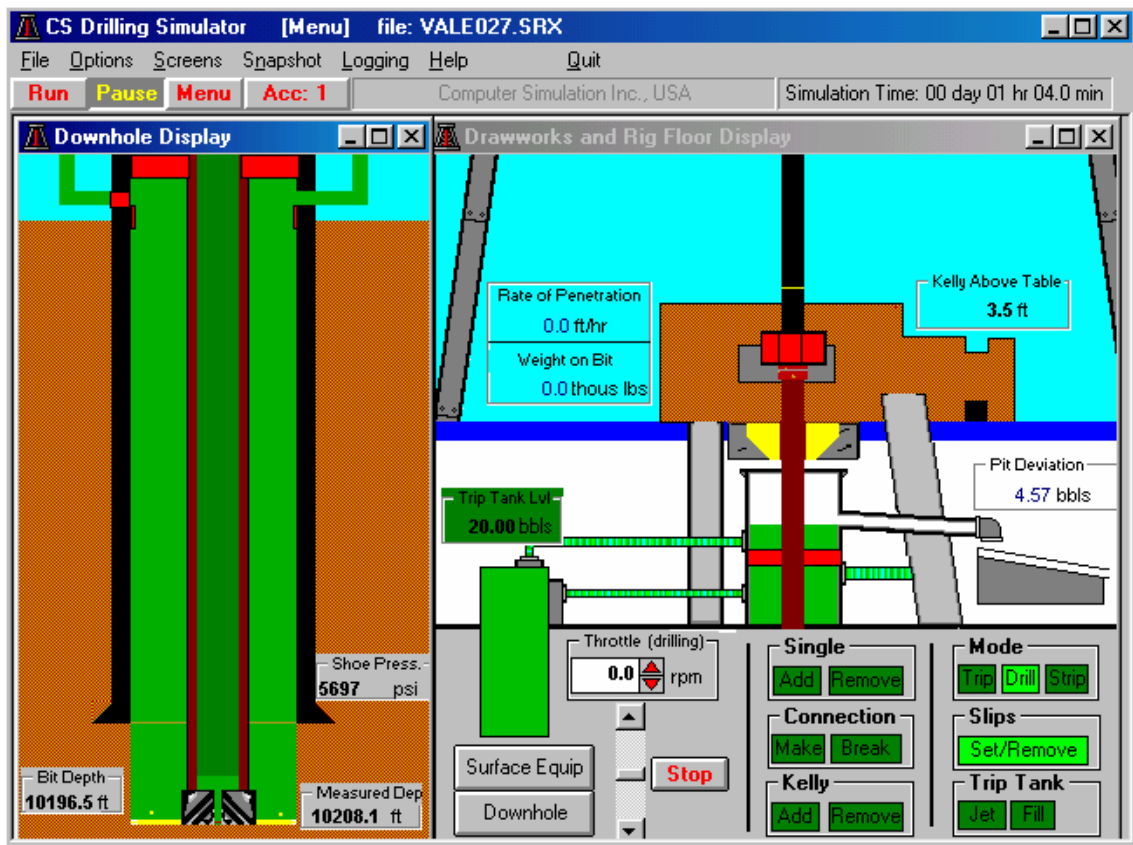
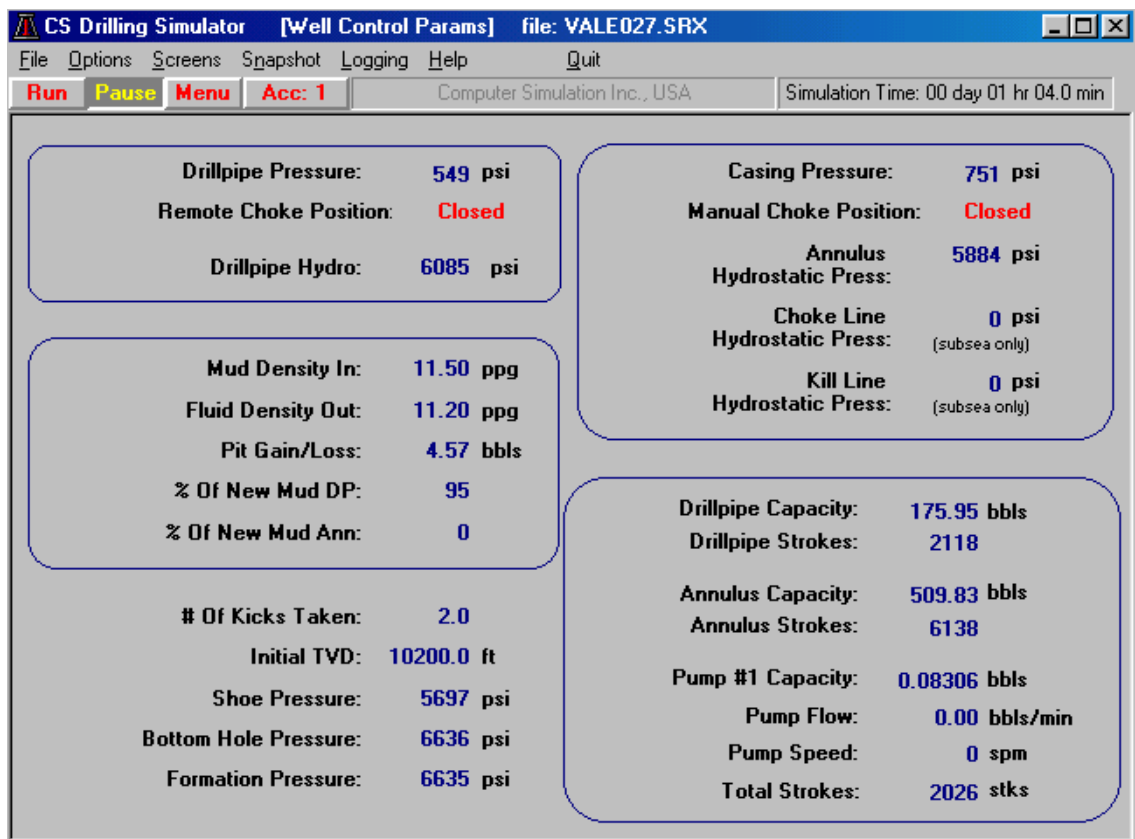
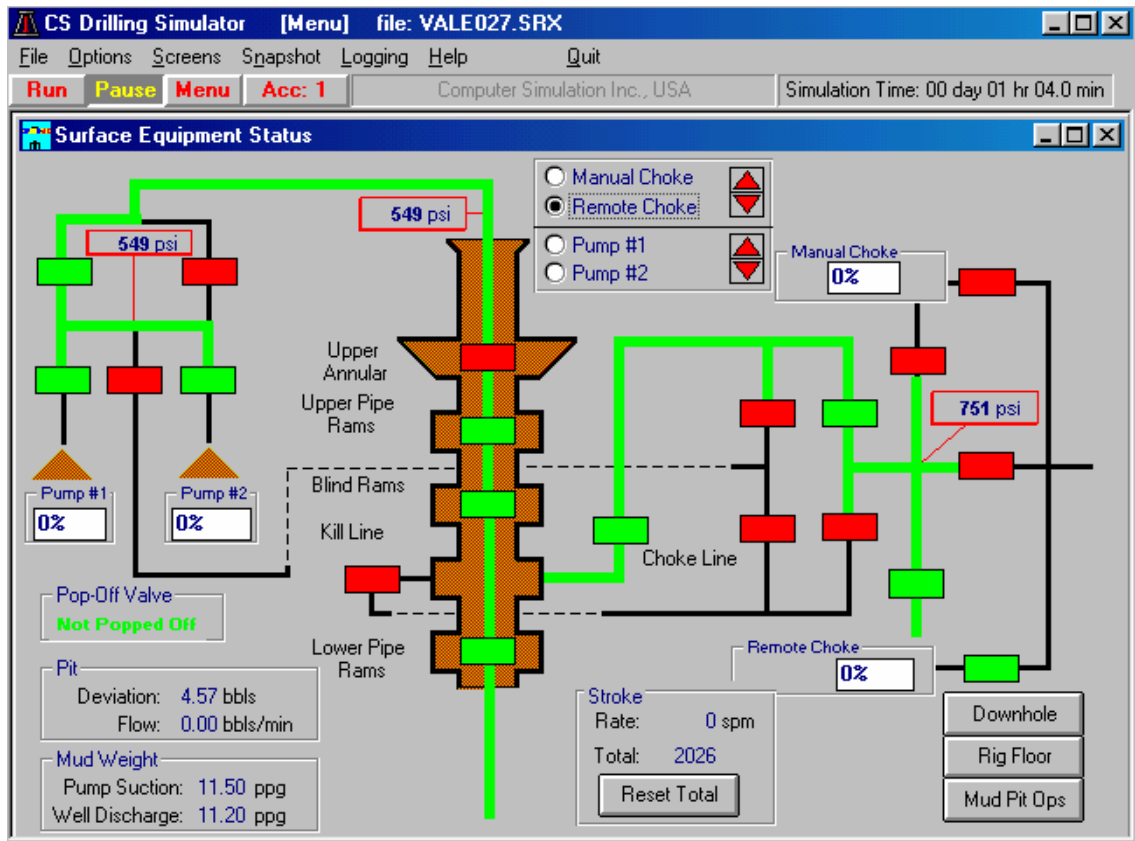


FIGURA Nº 12B (LECTURA DE LAS PRESIONES EN SUPERFICIE: SIDPP, SICP)



WELL NAME : VALENTIN

DATOS DEL POZO

Diametro del hueco	8 1/2	in
Profundidad medida (MD)	10205	ft
Profundidad vertical (TVD)	10205	ft
Densidad de lodo original	11.5	ppg
Densidad de agua salada		ppg
Profundidad de agua		ft
Choke line		ft
Marine riser		ft
DATOS DEL CASING		
Diametro casing	9 5/8	in
Profundidad medida (MD)	8500	ft
Profundidad vertical (TVD)	8500	ft
DATO DE LA FORMACION		
Densidad del lodo del Leak-off	10	ppg
presión del Leak-off	1680	psi
DATOS DE LA BOMBA		
Capacidad de la bomba	0.08306	bbl/stk
Golpes a caudal reducido	40	spm
Presión a caudal reducido	300	psi
presión a caudal reducido a través del choke line		psi
DATOS PRE-REGISTRADOS		
Profundidad del drill pipe (DP) (para calcular)	9705	ft
capacidad	0.0177	bbls/ft
volumen total		bbls/ft
HW drill pipe	0	ft
capacidad	0	bbls/ft
Drill collaras	500	ft
capacidad	0.0077	bbls/ft
Choke line		bbls/ft
Riser		bbls/ft
capacidad pozo -DC	0.0292	bbls/ft
Capacidad pozo -HWDP/DP	0.0451	bbls/ft
Capacidad casing - DP	0.0522	bbls/ft
Volumen activo en superficie		bbls
DATOS DEL KICK		
SIDPP	550	psi
SICP	755	psi
Aumento de volumen en los tanques	4.57	bbls

POZO: VALENTIN
 CLIENTE:
 EQUIPO:
 PAIS:
 CONTRATO:

KILL SHEET

pozo vertical

FORM N.: PCOA-203-CS
 REG N.:
 ARCHIVO:
 PAGINAS: 1/2
 FECHA:

Datos de la Formación

Presión del Leak-off en Superficie (A) **1680** psi

Densidad del Lodo (B) **10** ppg

Maxima Densidad de Lodo Admisible= $\frac{(A)}{0.052 \times \text{Prof. vertical al zapato}} + (B)$

$\frac{1680}{0.052 \times 8500} + 10 = (C)$ **13.80** ppg

MAASP Inicial = $[(C) - \text{Densidad actual}] \times 0.052 \times \text{Prof vertical al zapato}$

$(3.801 - 11.5) \times 0.052 \times 8500 =$ **1017.0** psi

Capacidad de la Bomba N° 1

0.09306 bbls/stk

Capacidad de la Bomba N° 2

0.09748 bbls/stk

Datos a Caudal Reducido	Presión a Caudal Reducido					
	Bomba N 1			Bomba N 2		
	Riser	Chokeline	Cl. Fric.	Riser	Chokeline	Cl. Fric.
40 spm	300			380		
50 spm	410			600		

Datos Actuales del Pozo

Marine Riser
 Longitud de Choke line pie
 Longitud pie

Dato del Lodo

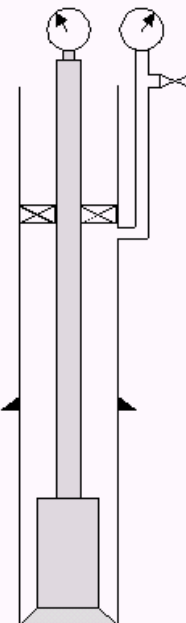
Densidad **11.5** ppg

Dato del Casing y el Zapato

Diámetro **9 5/8** plg
 M.D. **8500** pie
 T.V.D. **8500** pie

Dato del Pozo Abierto

Diámetro **8 1/2** plg
 M.D. **10205** plg
 T.V.D. **10205** plg



Datos de Volúmenes Pre-Registrados	Longitud pie	Capacidad bbls / pie	Volumen bls	Strokes de la Bomba	Tiempo minutos
Drill Pipe	9705 x	0.0177 =	171.78	Volumen Capacidad de la Bomba	Strokes de la Bomba a Caudal Reducido
Heavy Wall Drill pipe	0 x	0 =	0.00		
Drill Collar	500 x	0.0077 =	3.85		
Volumen dentro de la Sarta			(D) 175.63	2114 (E) stks	52.86 min
DP/HWDP x Hueco Abierto	1205 x	0.0451 =	54.35		
DC x Hueco Abierto	500 x	0.0292 =	14.60		
Volumen Hueco Abierto			(F) 68.95	830 stks	20.75 min
DP x Casing	8500 x	0.0522 =	(G) 443.70	5342 stks	133.55 min
Chokeline	x	=	(H)	stks	min
Volume Anular Total		(F+G+H)=(I)	512.65	6172 stks	154.30 min
Volumen Total en el Pozo		(D+I)=(J)	688.27	8286 stks	207.16 min
Volumen Activo en Superficie		(K)		stks	
Fluido Activo de todo el Sistema		(J+K)		stks	
Marine Riser x DP	x	=		stks	

POZO:
 CLIENTE:
 EQUIPO:
 PAIS:
 CONTRATO:

KILL SHEET vertical well

FORM N.: P00A-203-CS
 REG N.:
 ARCHIVO:
 PAGINAS: 2/2
 FECHA:

Datos del Kick	
SIDPP 550 psi	SICP 755 psi Aumento de Volumen en superf 4.57 bls

Densidad del lodo Pesado KMW	$\frac{SIDPP}{0.052 \times TVD} + \text{Densidad del Lodo Actual}$ $\frac{550}{0.052 \times 10205} + 11.5 =$	12.54 ppg
--	---	------------------

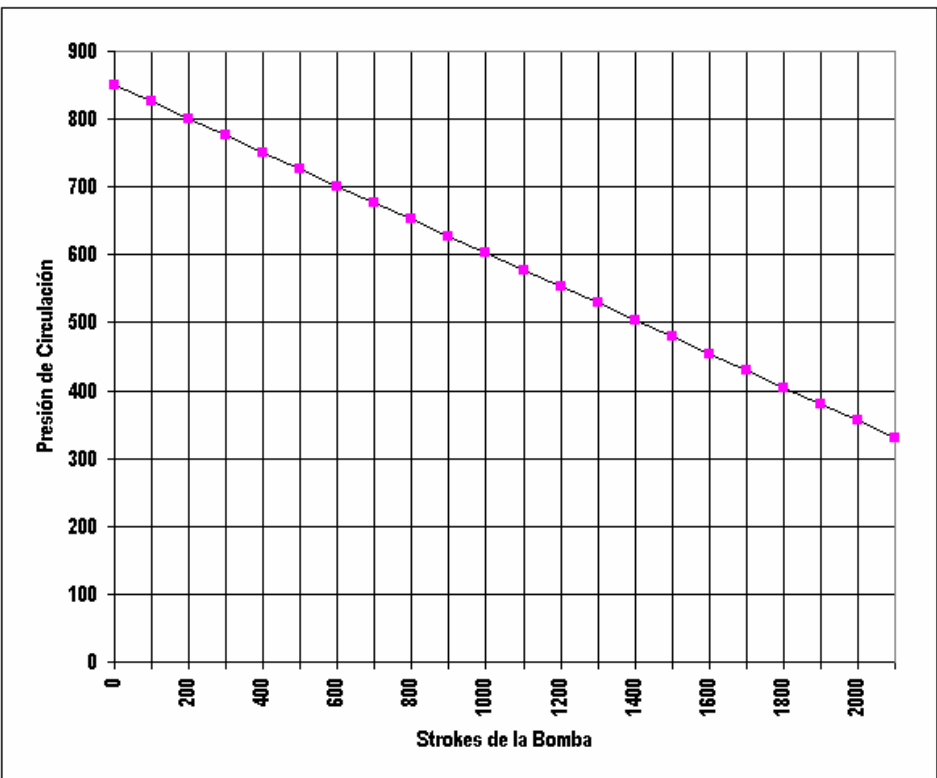
Presión inicial de circulación ICP	Presión a Caudal Reducido + SIDPP 300 + 550 =	850 psi
---	--	----------------

Presión Inicial Dinamica al Casing al caudal reducido	SICP - Perdida de carga en choke line 755 -	= psi
--	--	--------------

Presione Final de Circulación FCP	Densidad del lodo Pesado \times Presión a Caudal Reducido Densidad del Lodo Actual $\frac{12.54}{11.50} \times 300 =$	327 psi
--	---	----------------

(K) = ICP - FCP		
850	-	327.0 = 523.0 psi
$\frac{(K) \times 100}{E} = \frac{523.0 \times 100}{2114} =$		25
E		psi/100 stks

Strokes	Presión
0.0	850
100.0	825
200.0	801
300.0	776
400.0	751
500.0	726
600.0	702
700.0	677
800.0	652
900.0	627
1000.0	603
1100.0	578
1200.0	553
1300.0	528
1400.0	504
1500.0	479
1600.0	454
1700.0	430
1800.0	405
1900.0	380
2000.0	355
2100.0	331



PREPARADO POR

APROBADO POR

FIGURA N° 13A (INICIANDO MATAR EL POSO, METODO DE ESPERA Y PESA)

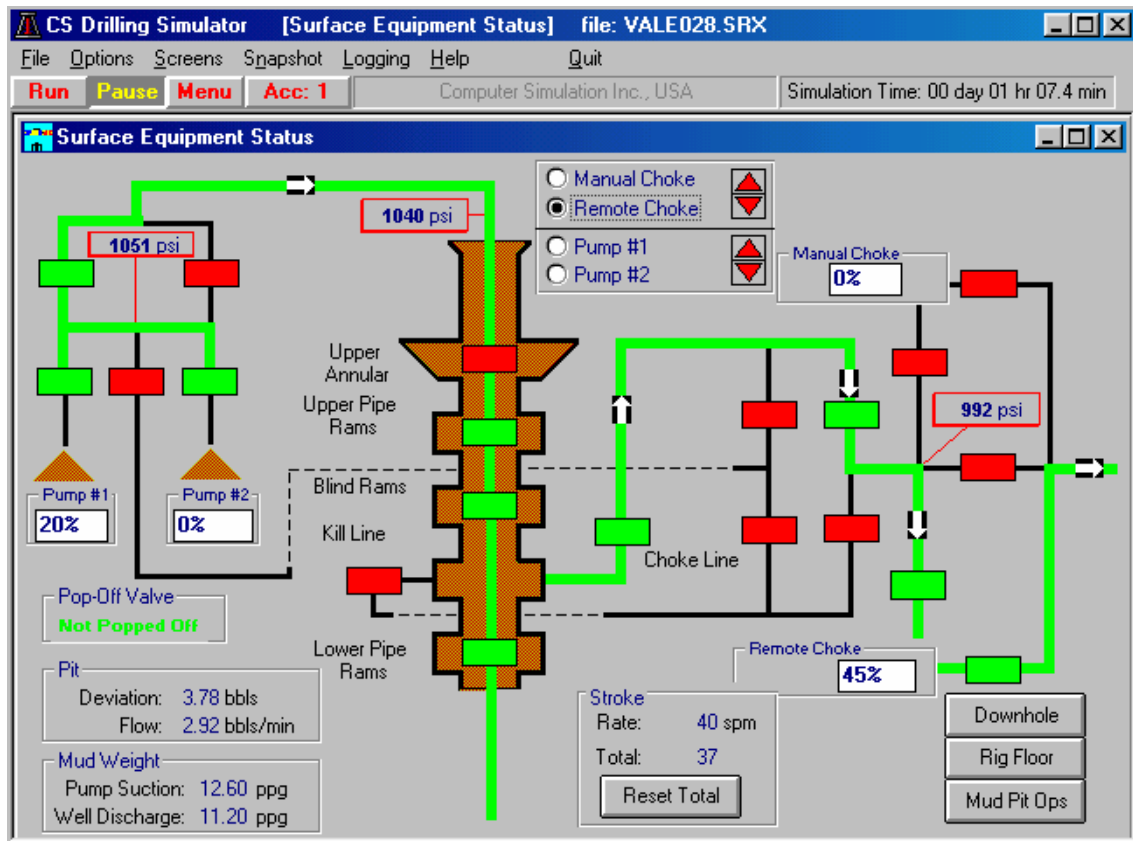
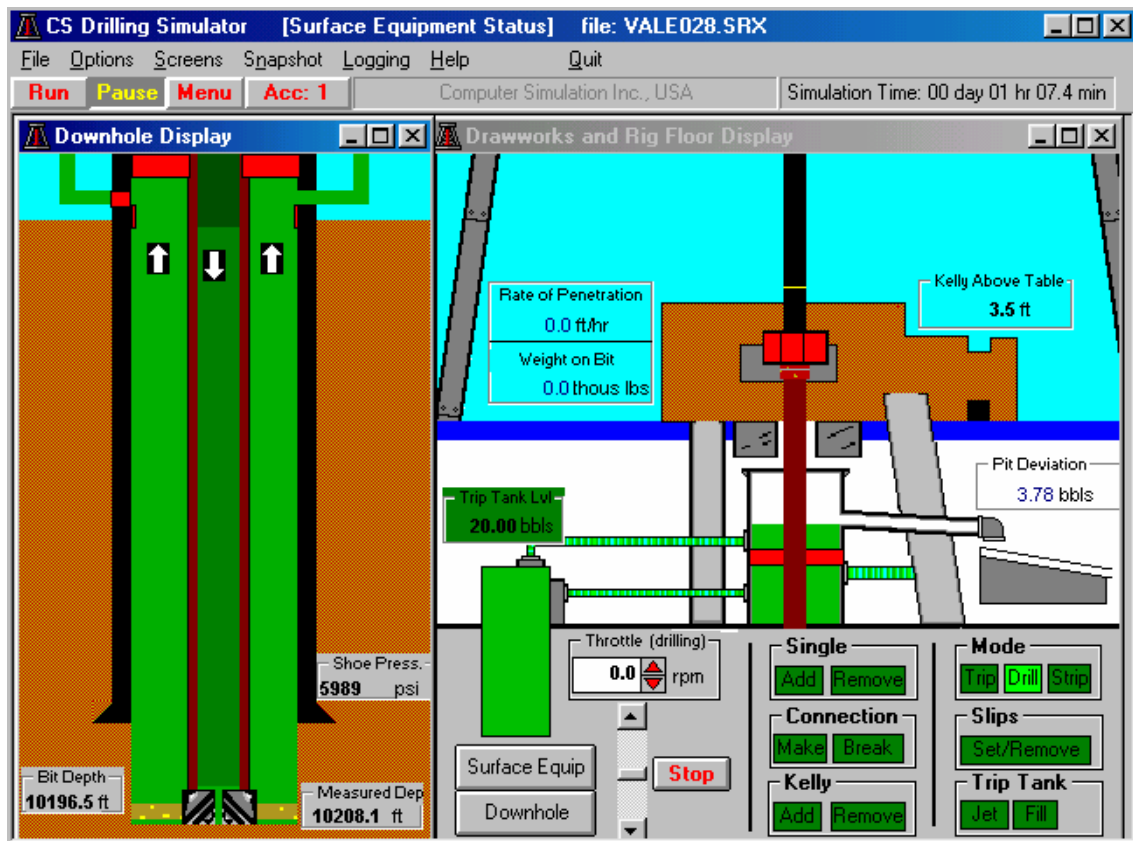


FIGURA N° 13B (INICIANDO MATAR EL POSO, METODO DE ESPERA Y PESA)

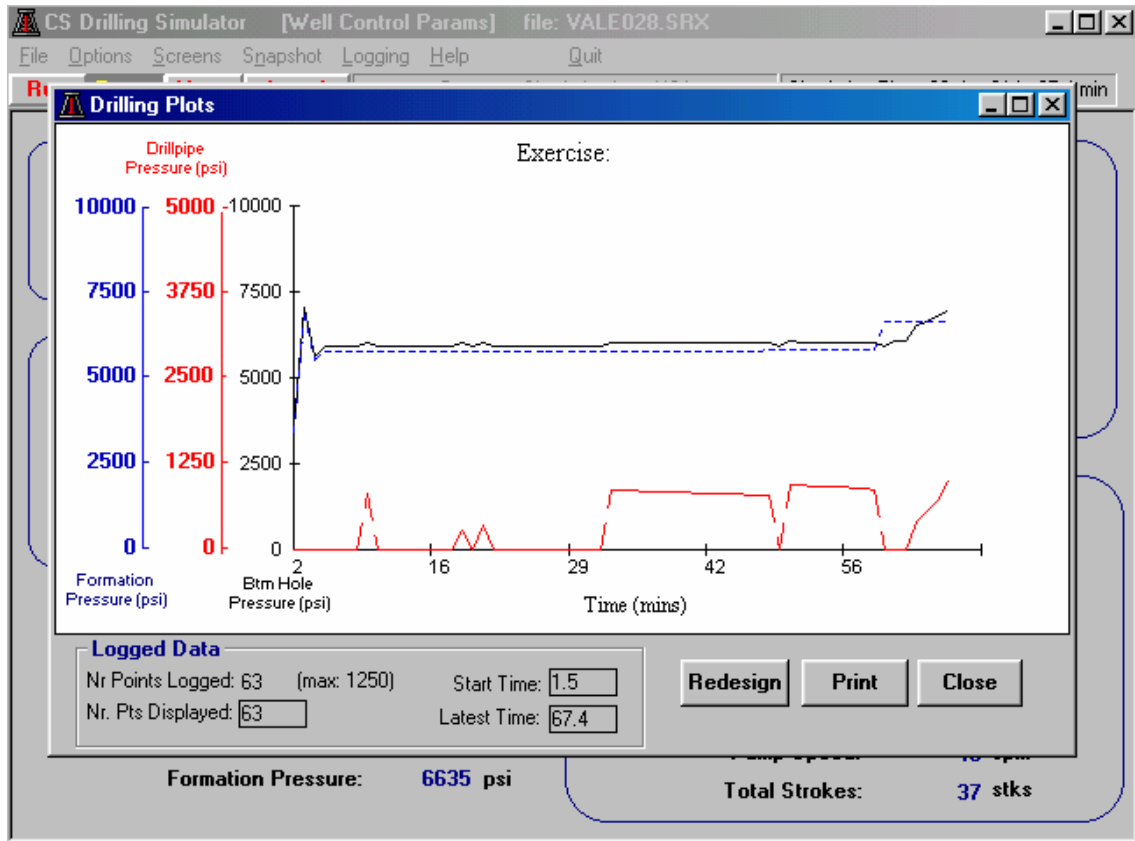
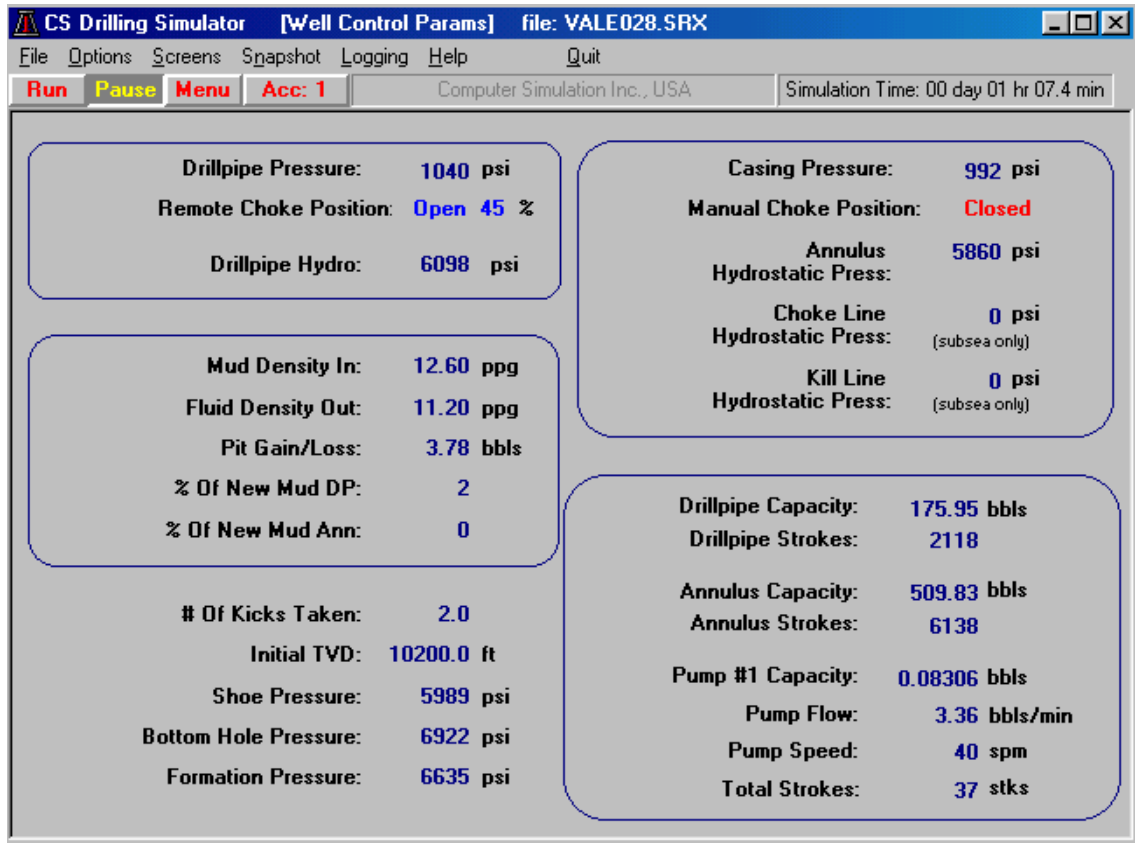


FIGURA Nº 14 (BOMBEANDO LODO PESADO A 200 STKS, KMW= 12.6 PPG)

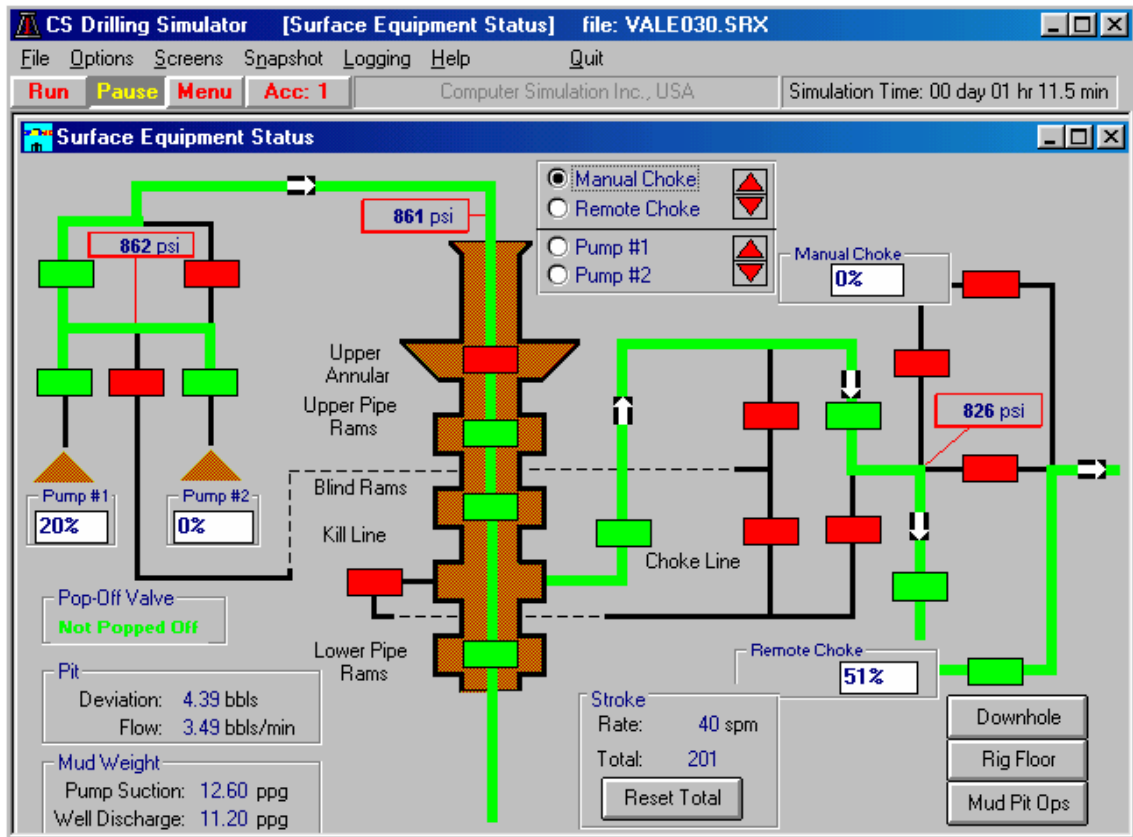
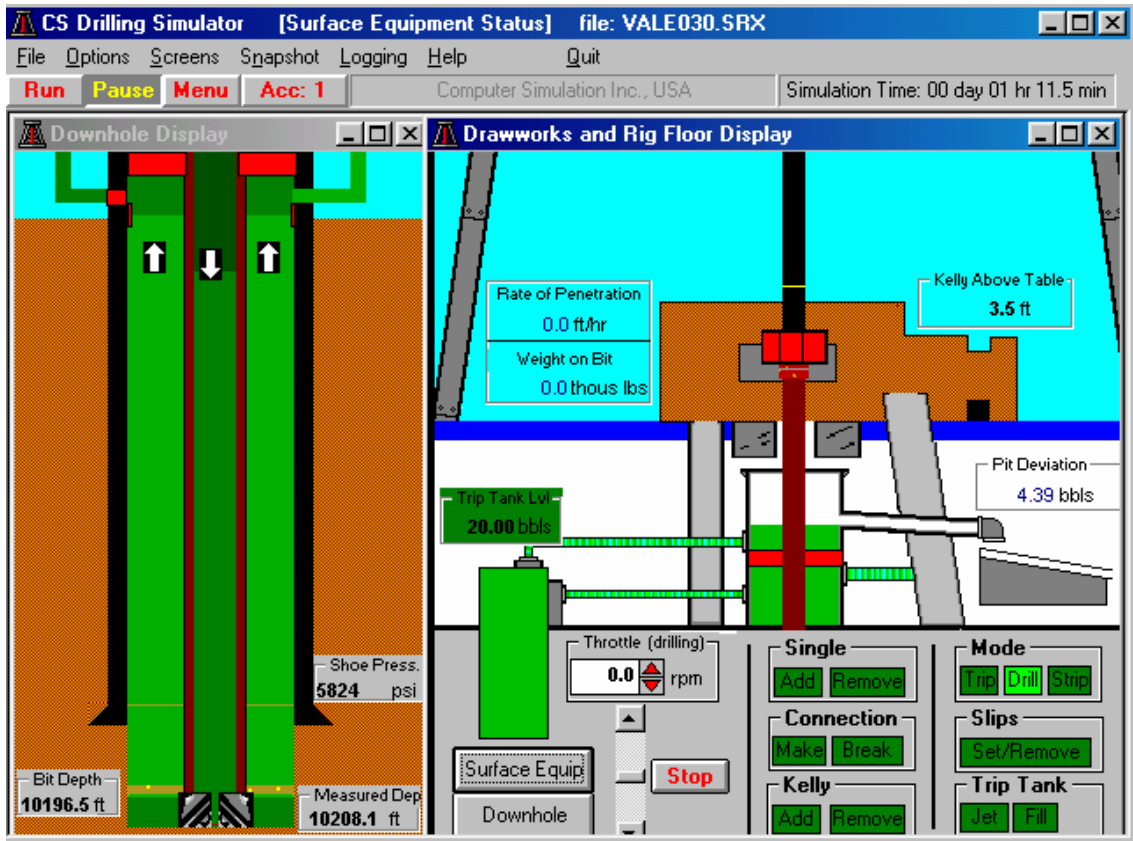


FIGURA Nº 15 (BOMBEANDO LODO PESADO A 400 STKS)

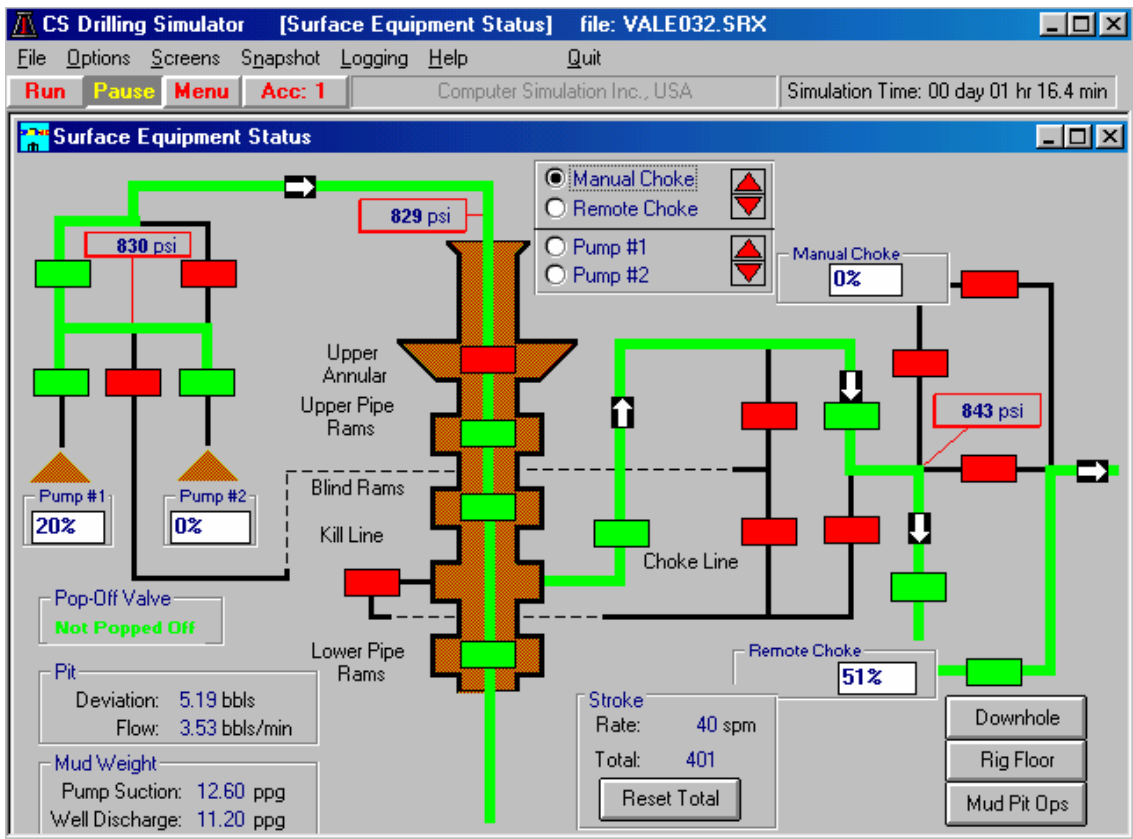
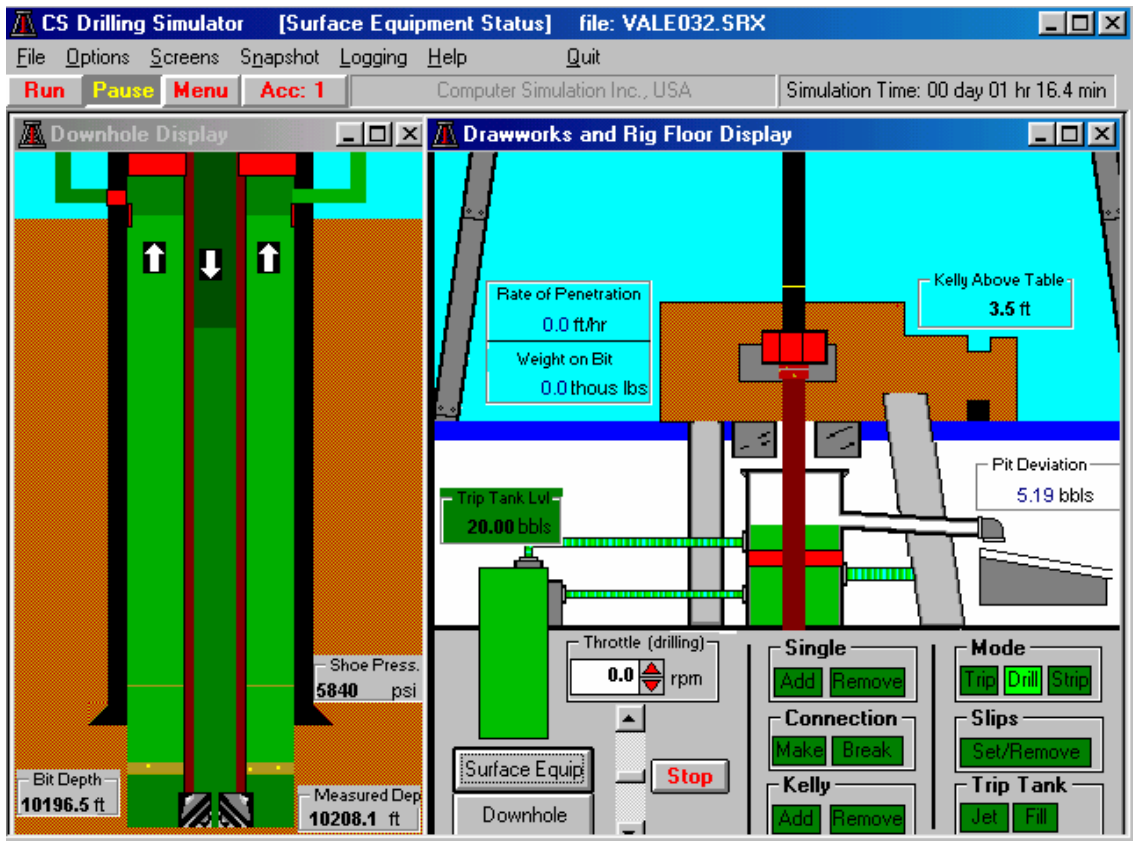


FIGURA Nº 16 (BOMBEANDO LODO PEASADO A 600 STKS)

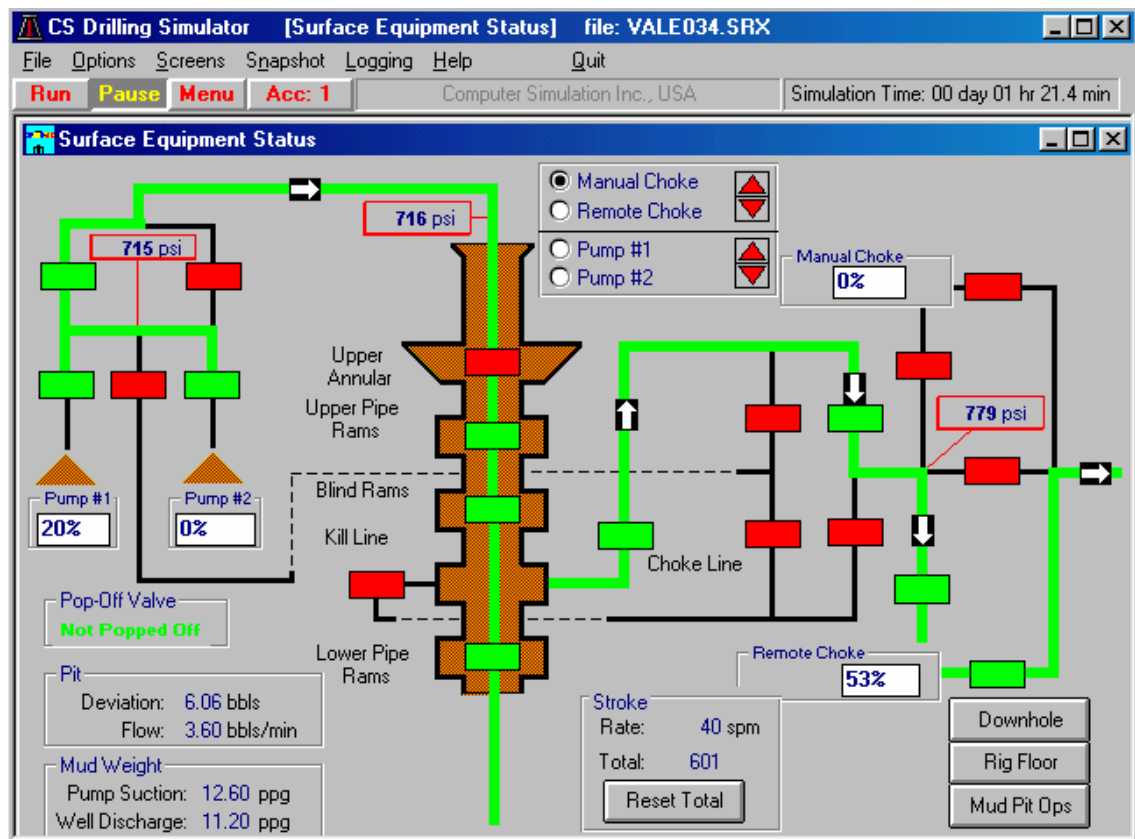
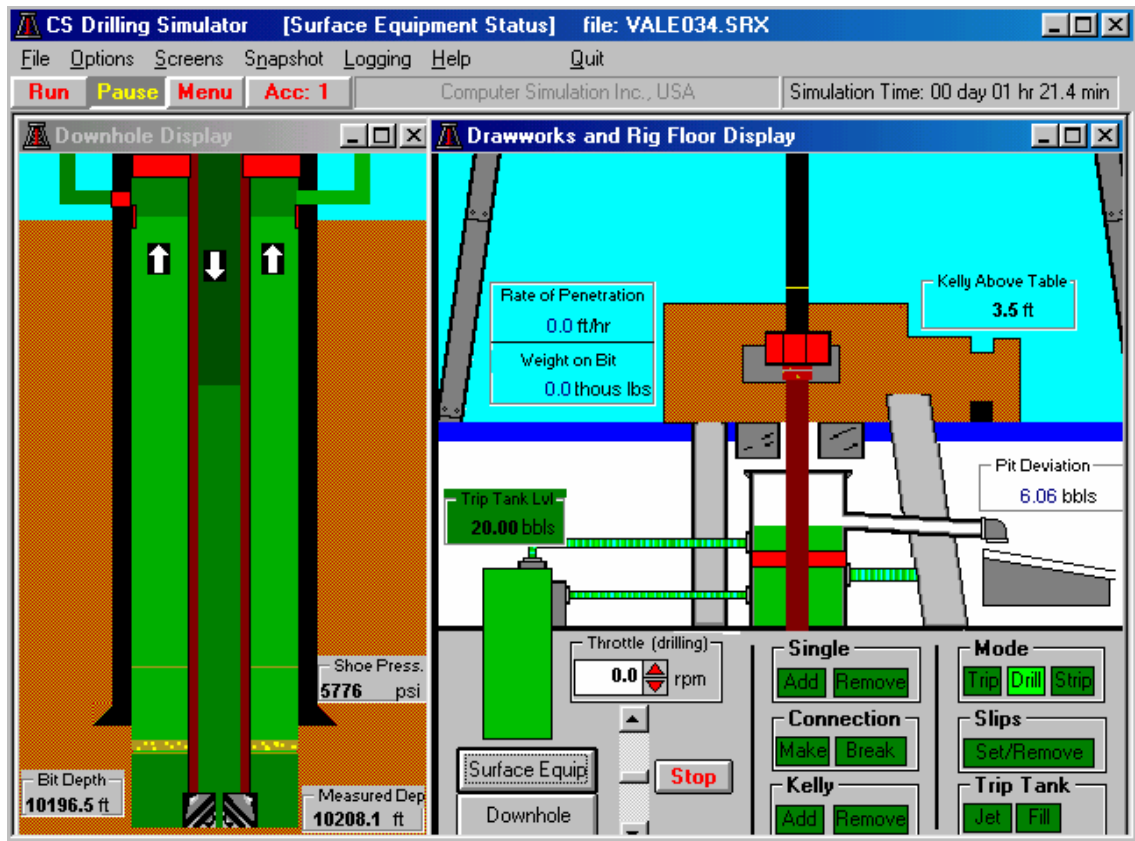


FIGURA Nº 17 (BOMBEANDO LODO PESADO A 800 STKS)

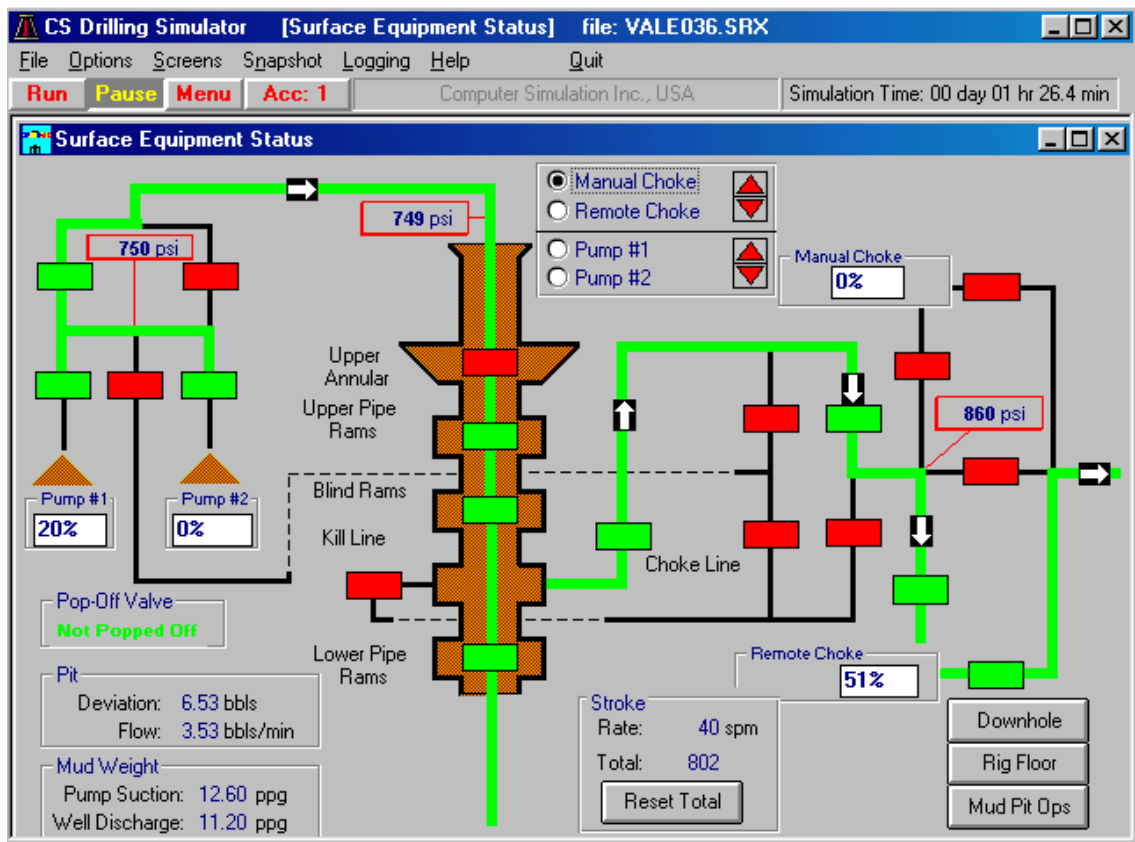
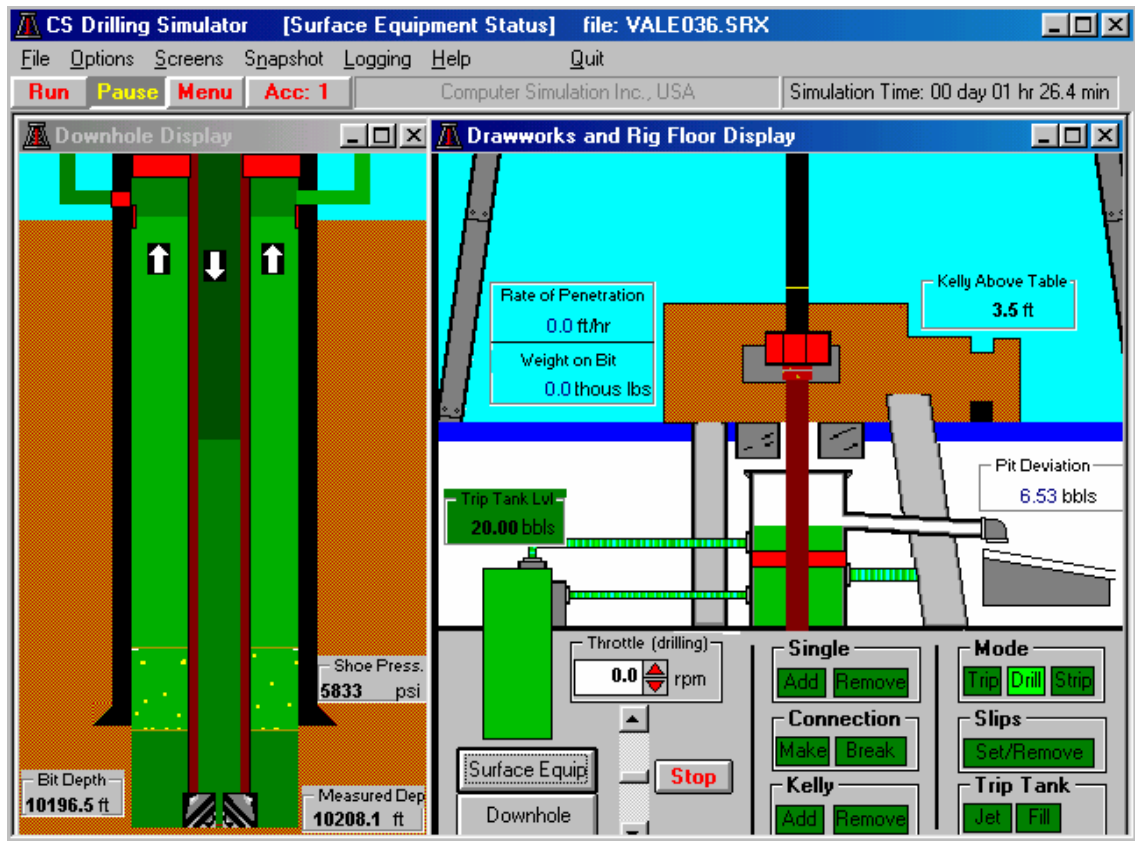


FIGURA Nº 18 (BOMBEANDO LODO PESADO A 1000 STKS)

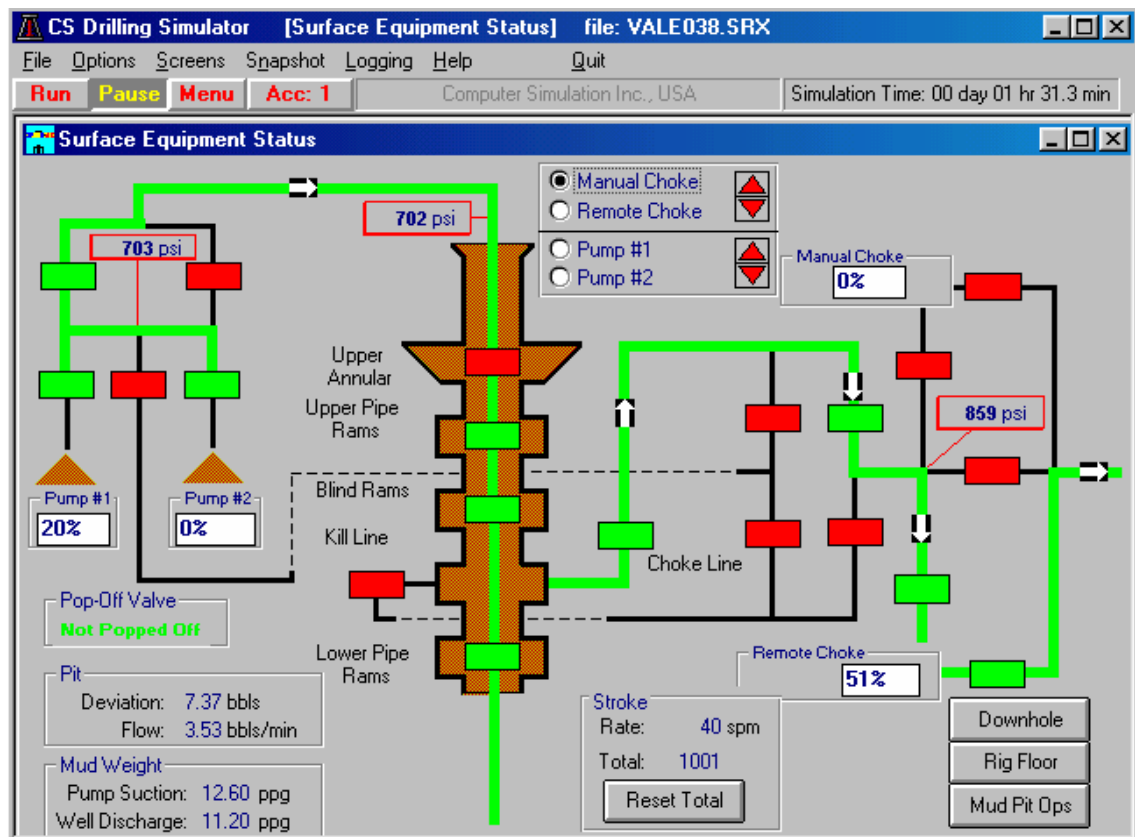
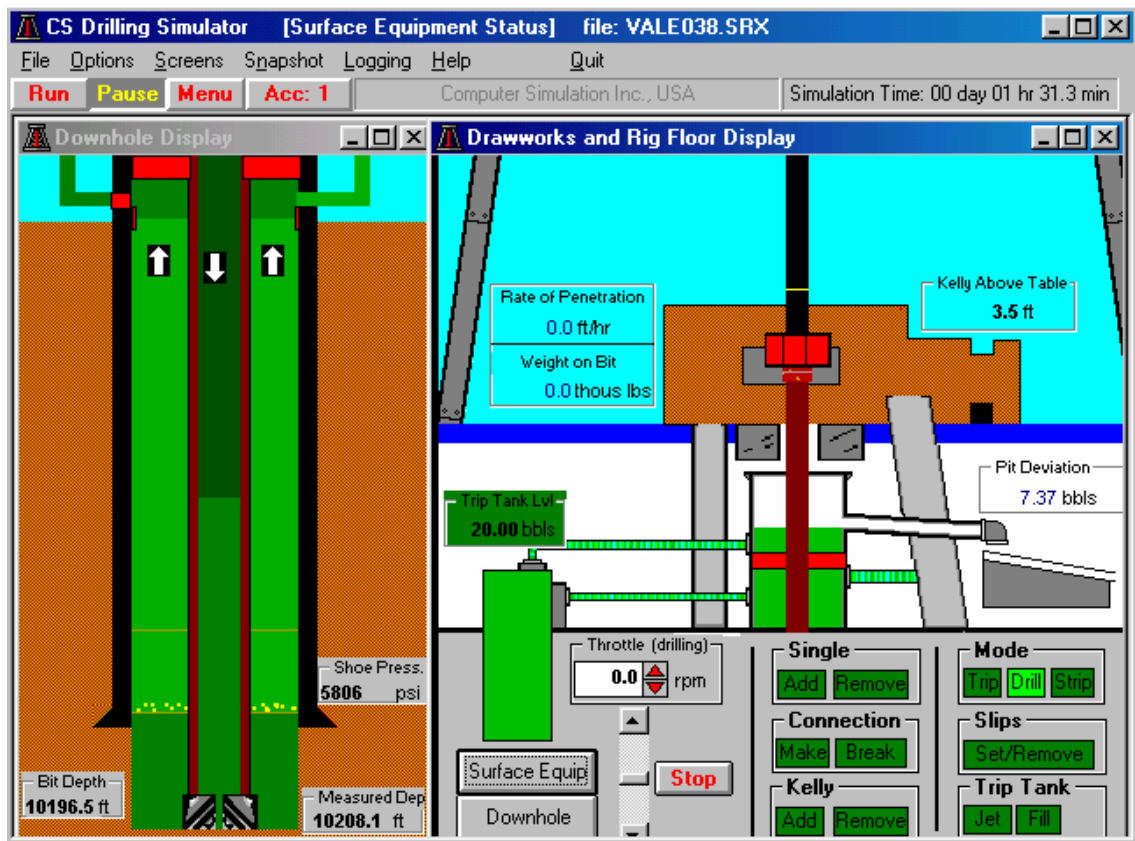


FIGURA Nº 19 (BOMBEANDO LODO PESADO A 1200 STKS)

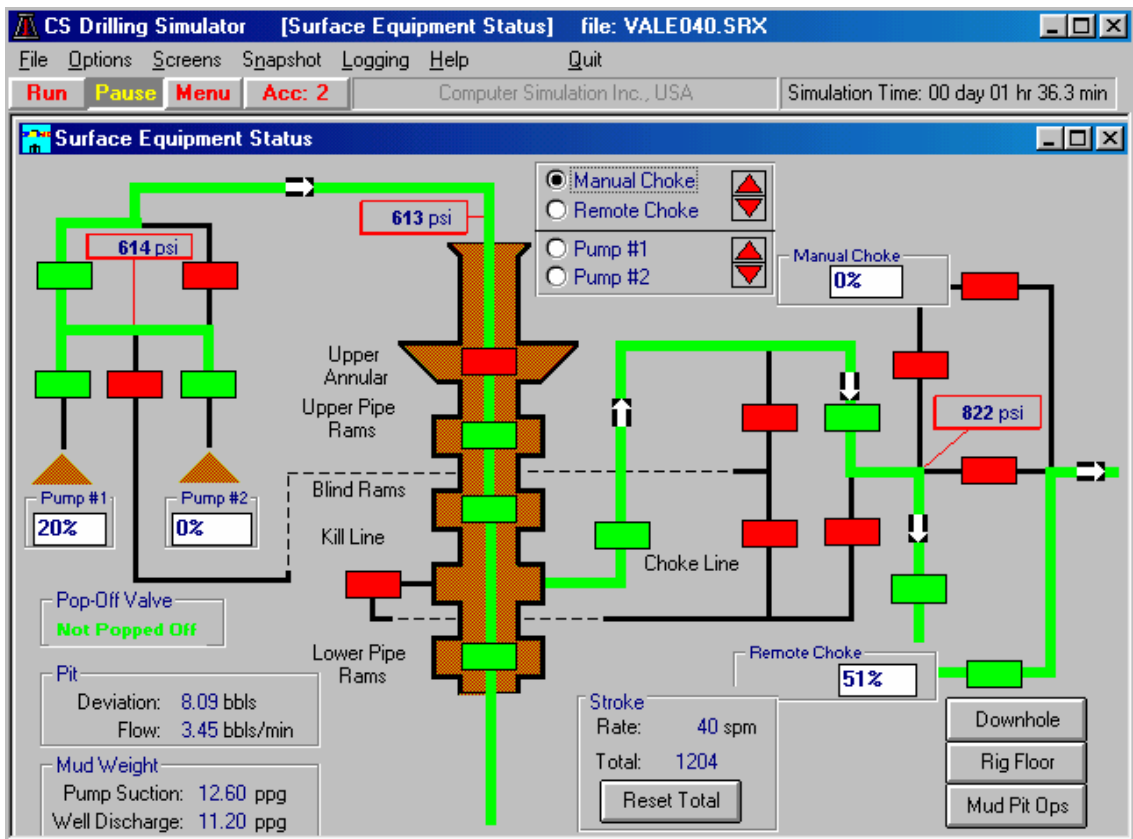
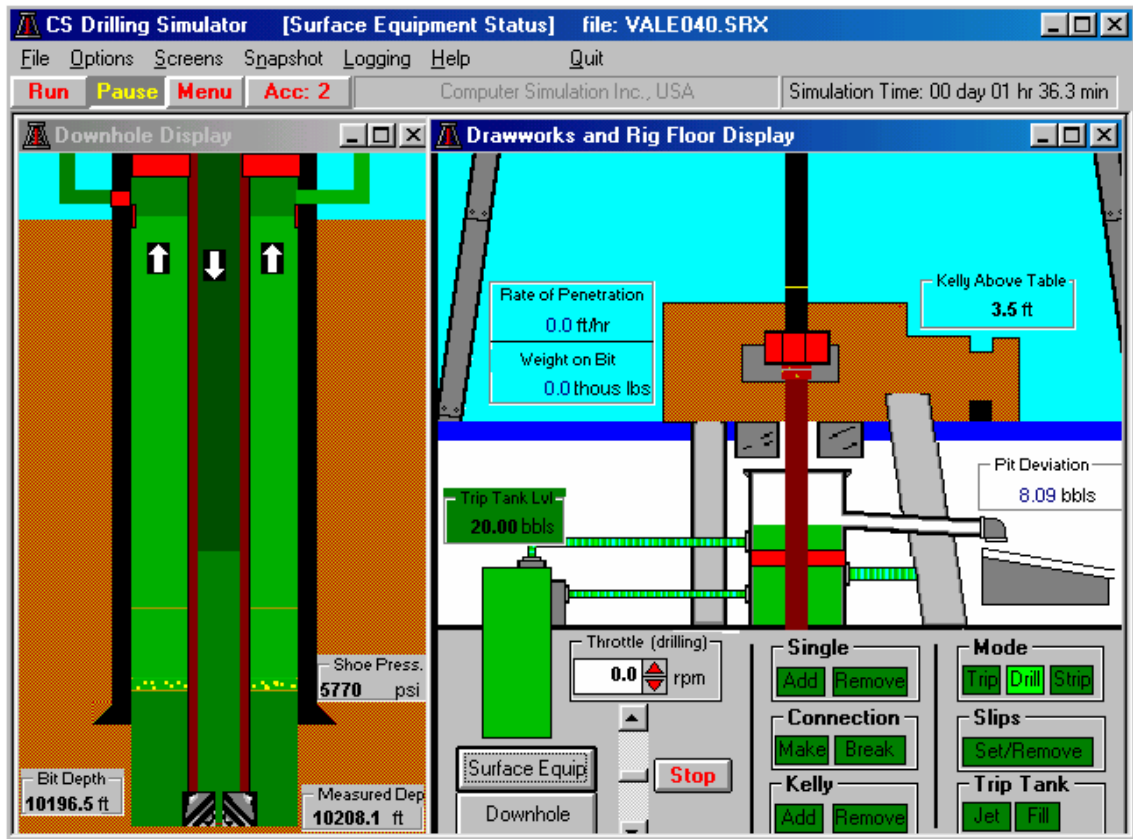


FIGURA Nº 20 (BOMBEANDO LODO PESADO A 1400 STKS)

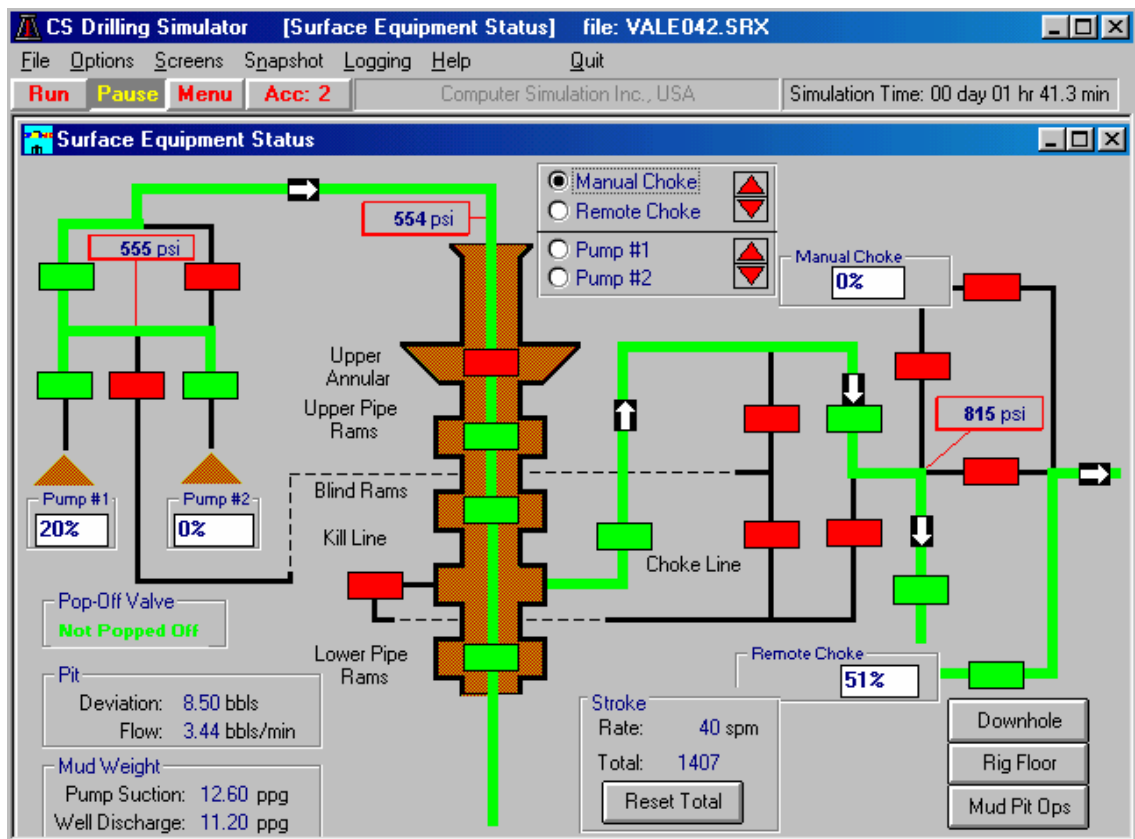
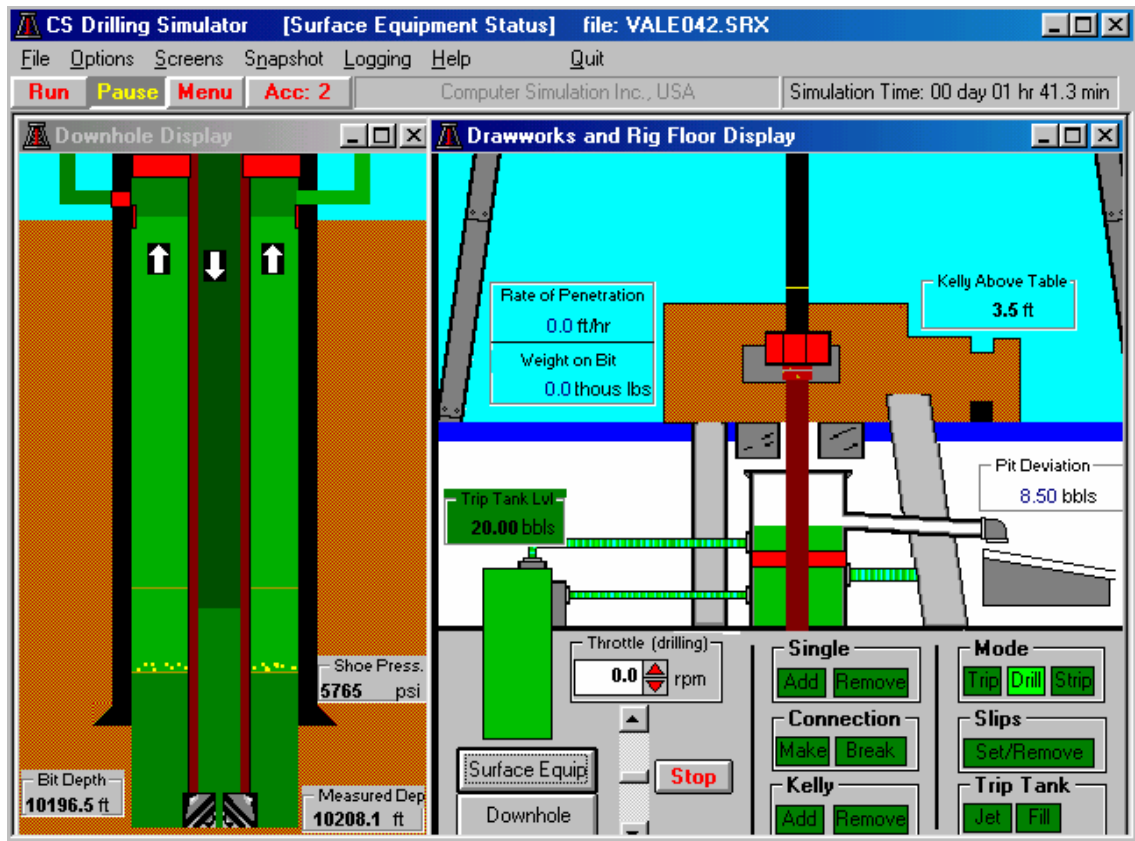


FIGURA Nº 21 (BOMBEANDO LODO PESADO A 1600 STKS)

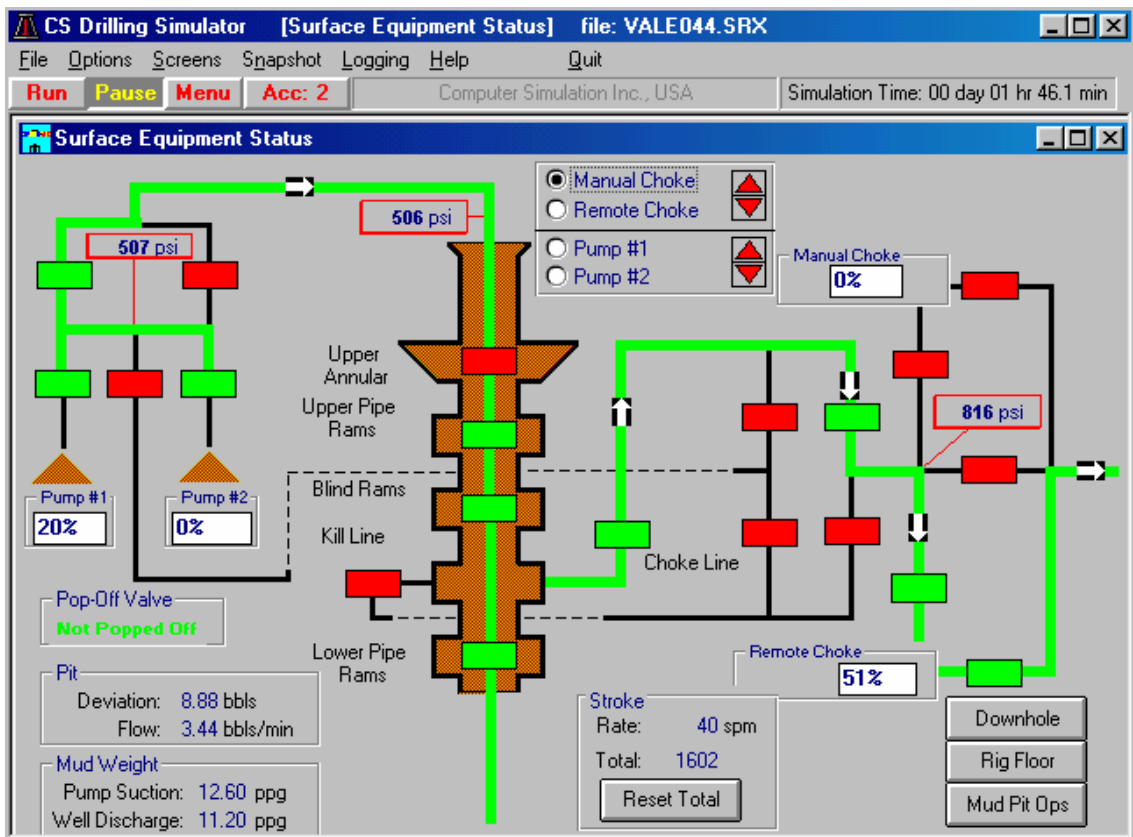
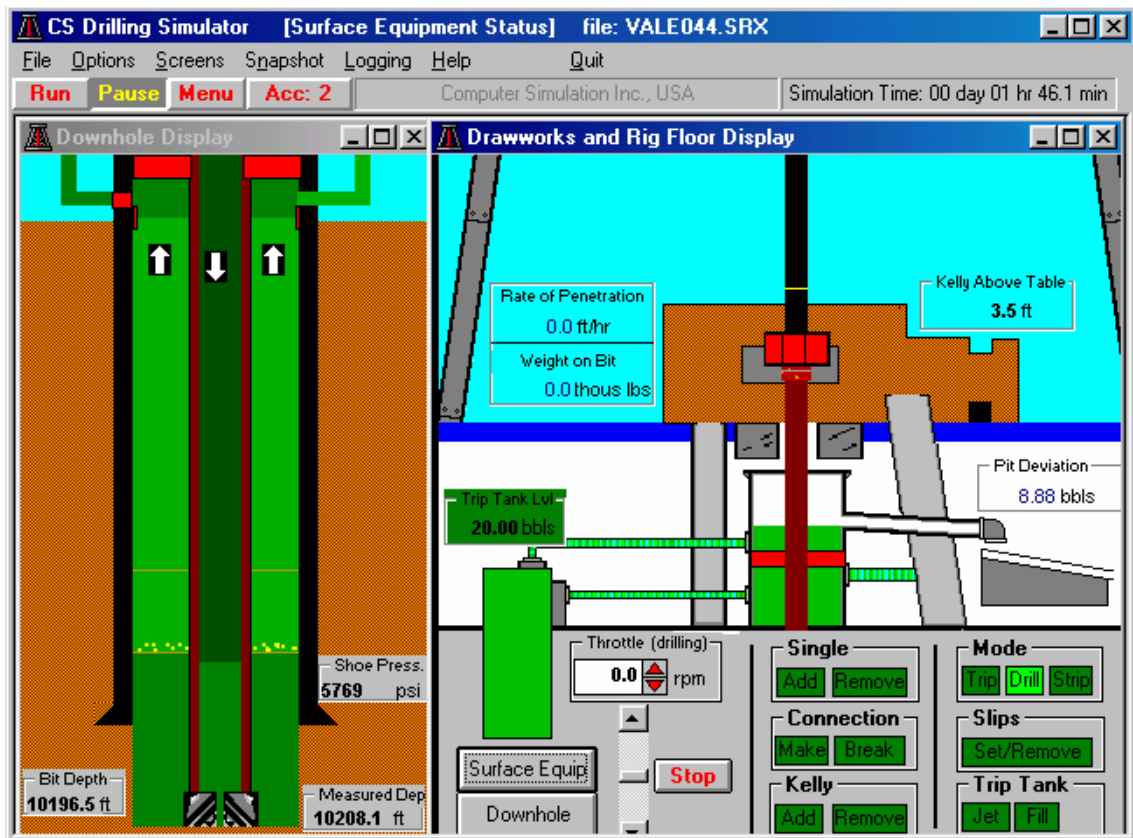


FIGURA Nº 22 (BOMBEANDO LODO PESADO A 1800 STKS)

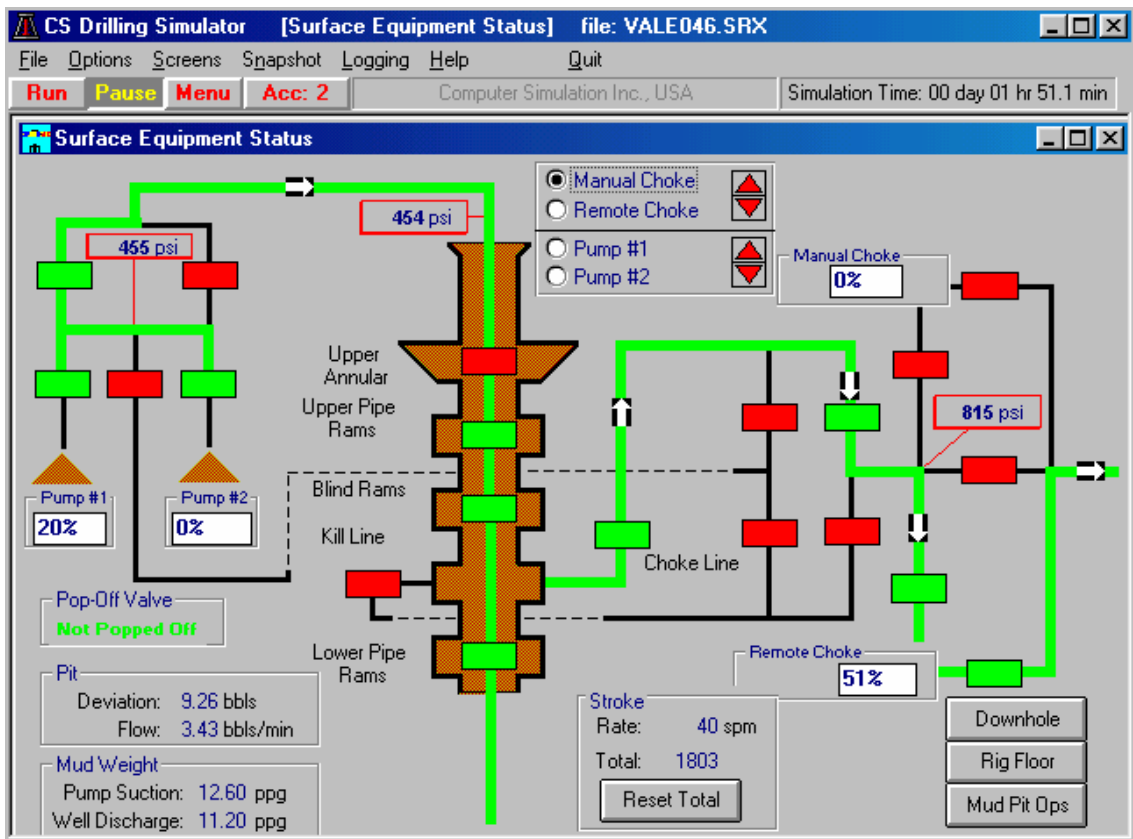
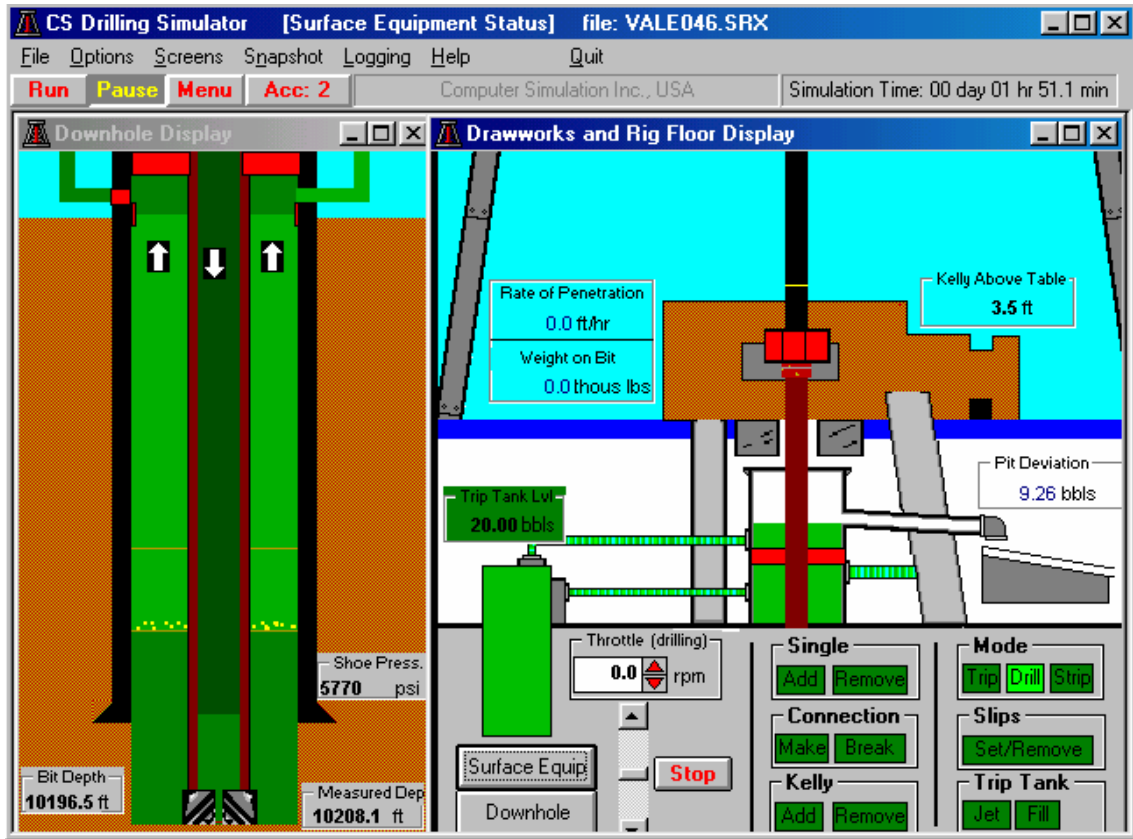


FIGURA Nº 23 (BOMBEANDO LODO PESADO A 2000 STKS)

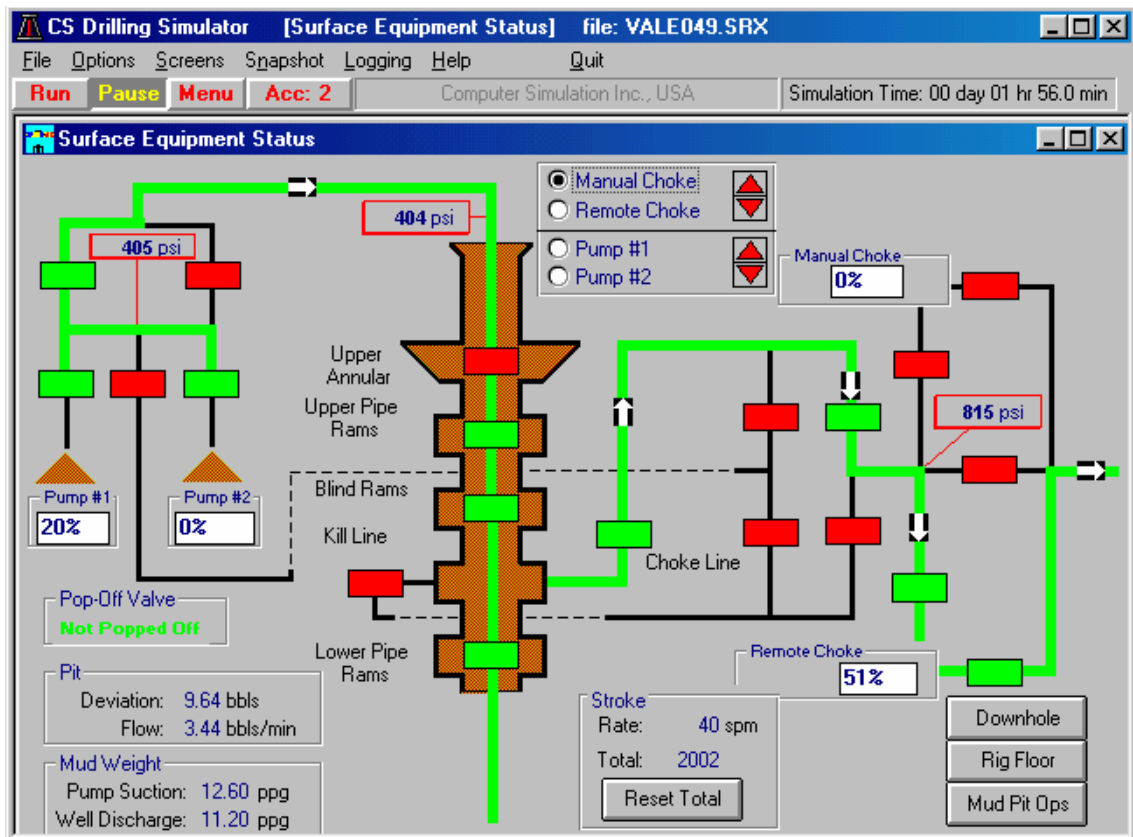
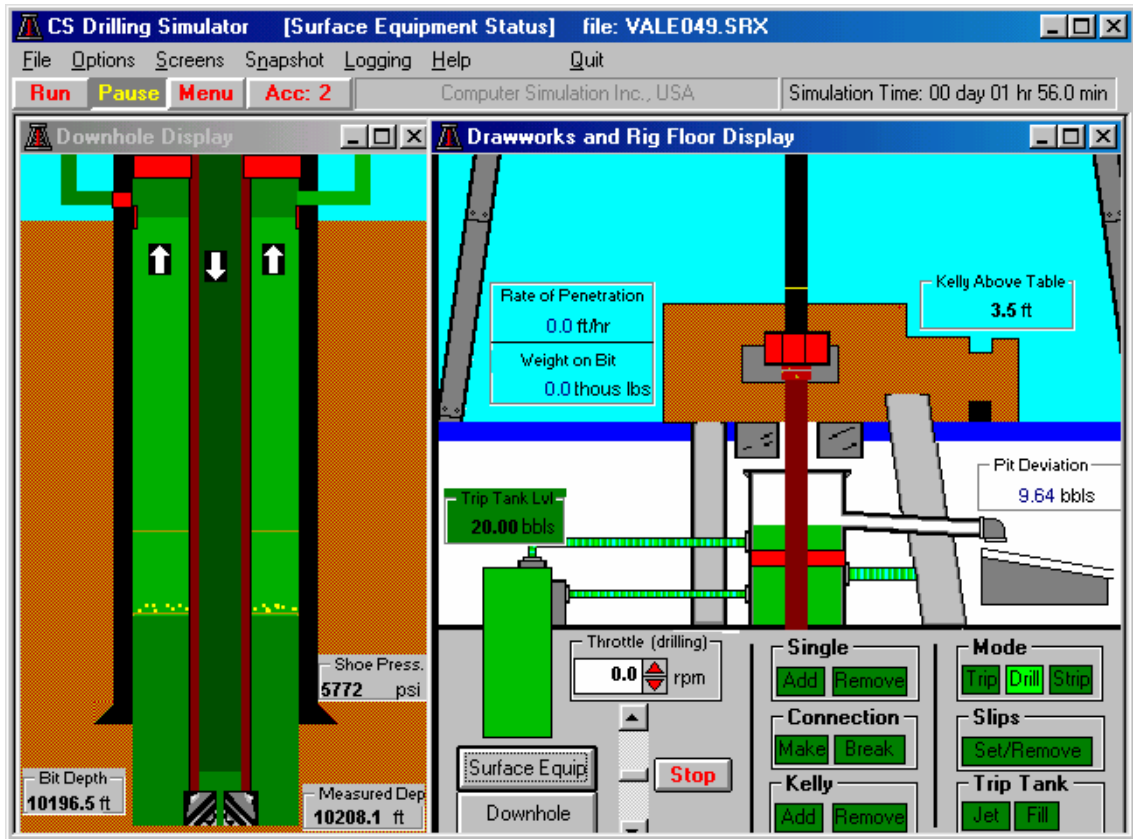


FIGURA Nº 24 (BOMBEANDO LODO PESADO A 2200 STKS)

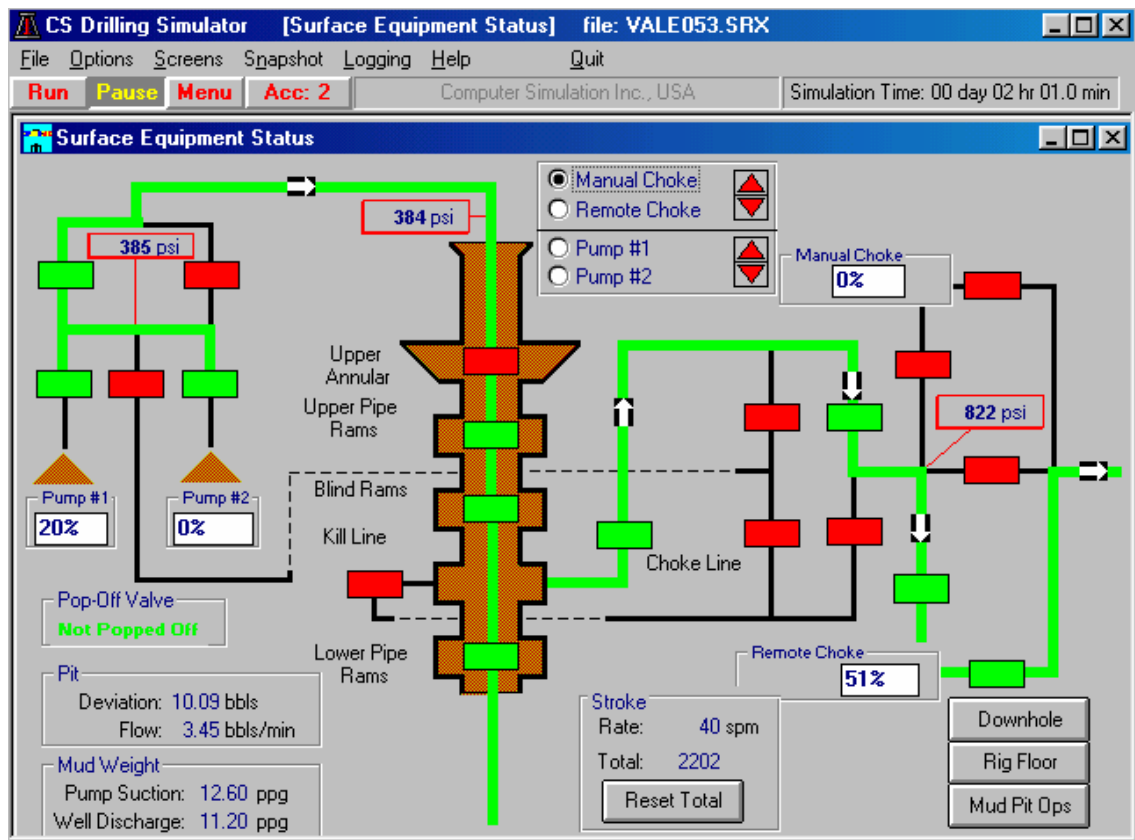
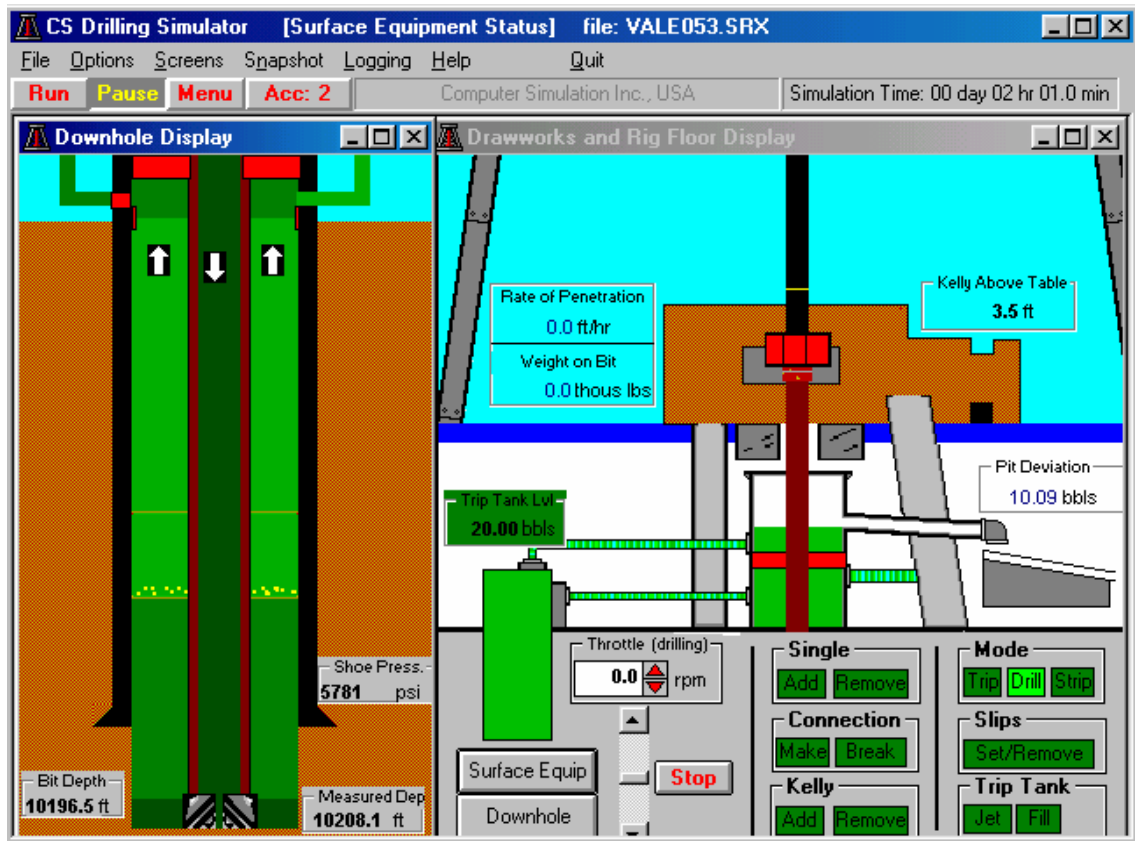


FIGURA Nº 25 (BOMBEANDO LODO PESADO A 2400 STKS)

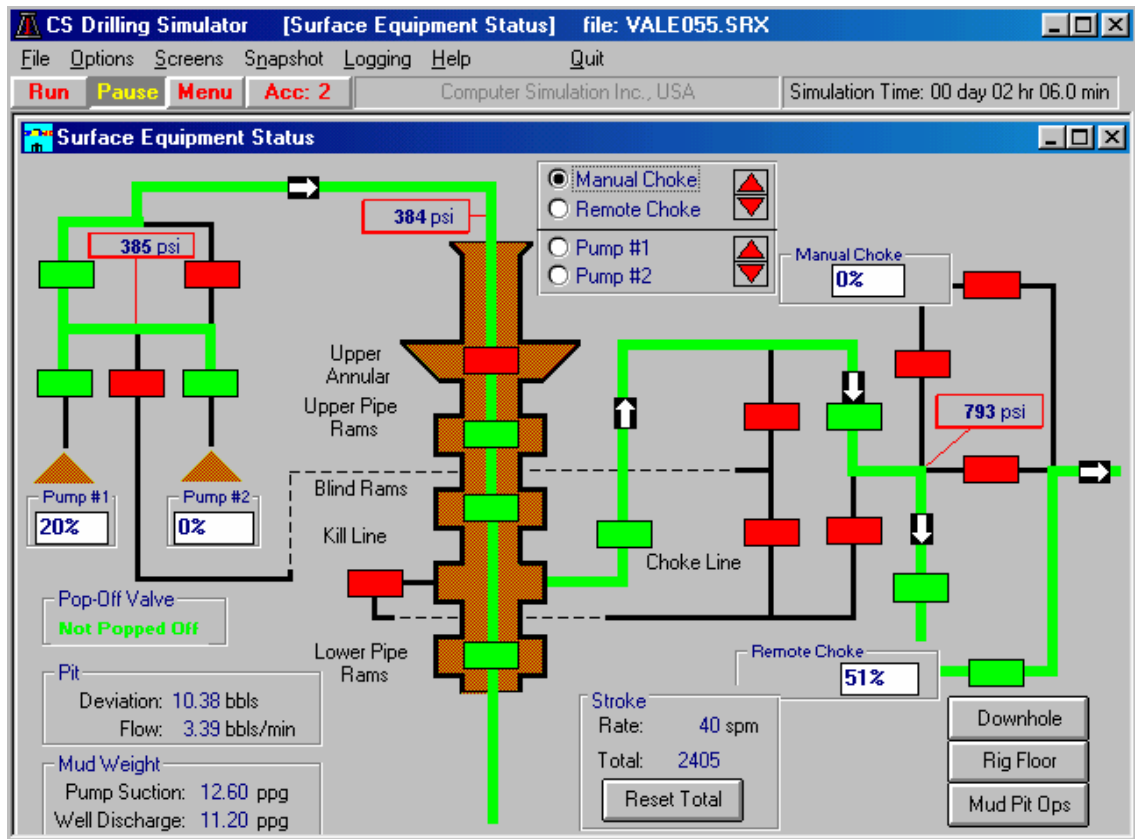
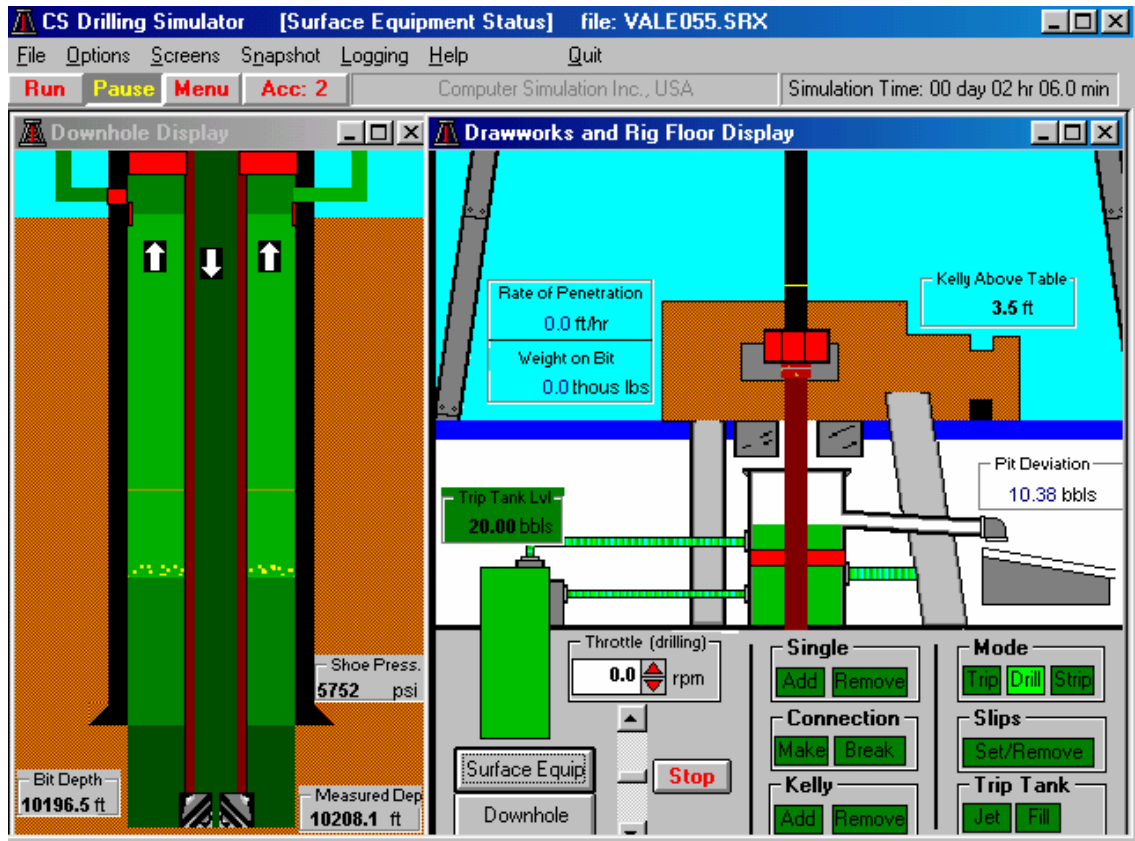


FIGURA Nº 26 (BOMBEANDO LODO PESADO A 2600 STKS)

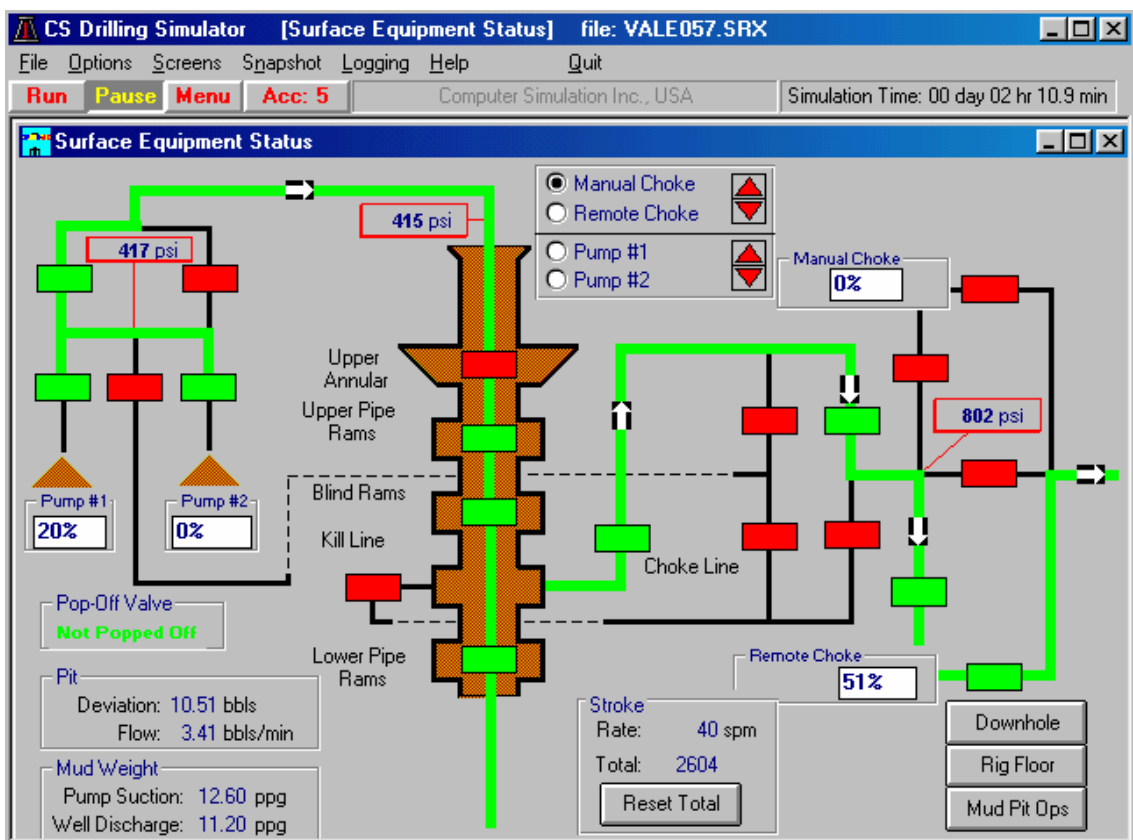
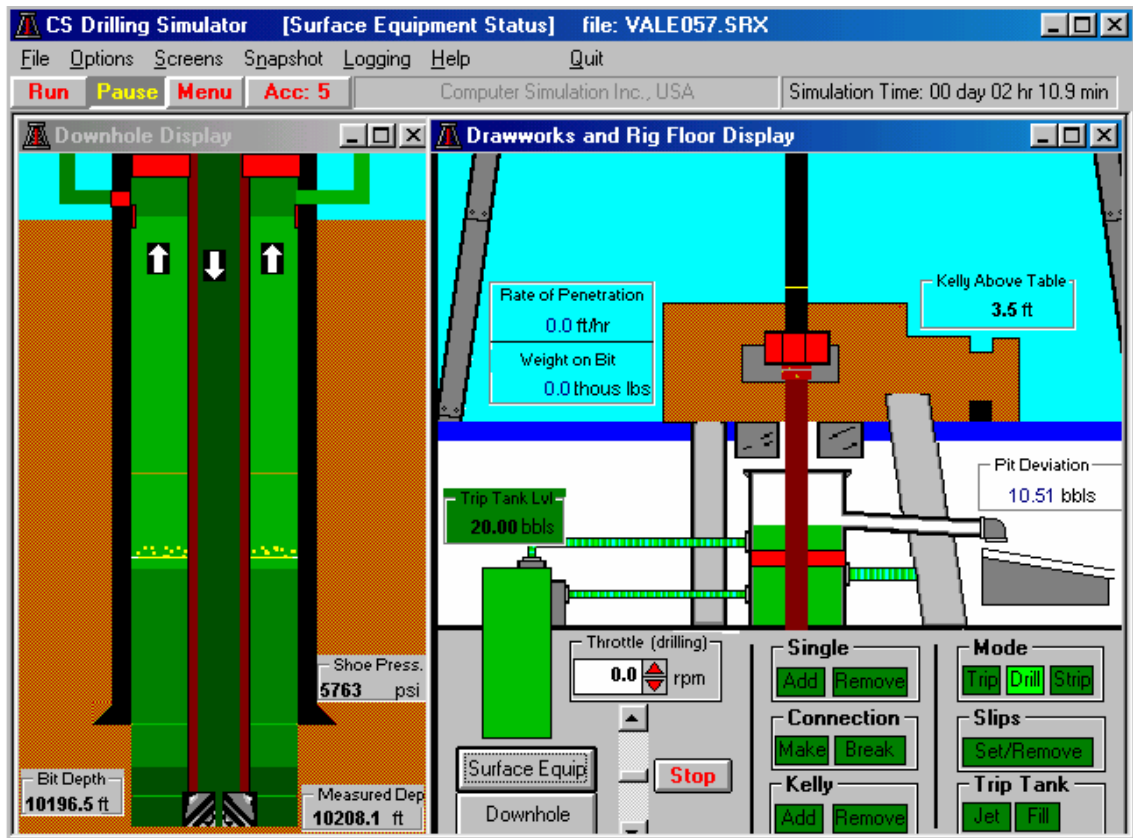


FIGURA Nº 27 (BOMBEANDO LODO PESADO A 2800 STKS)

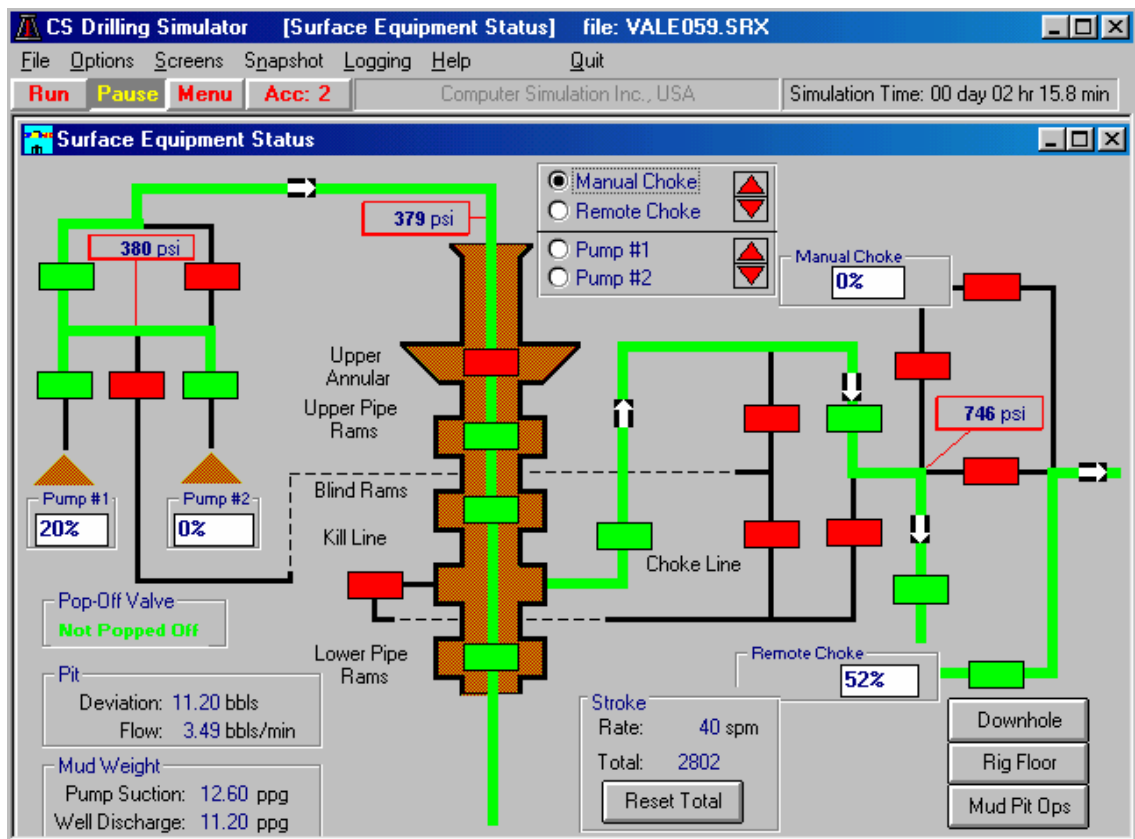
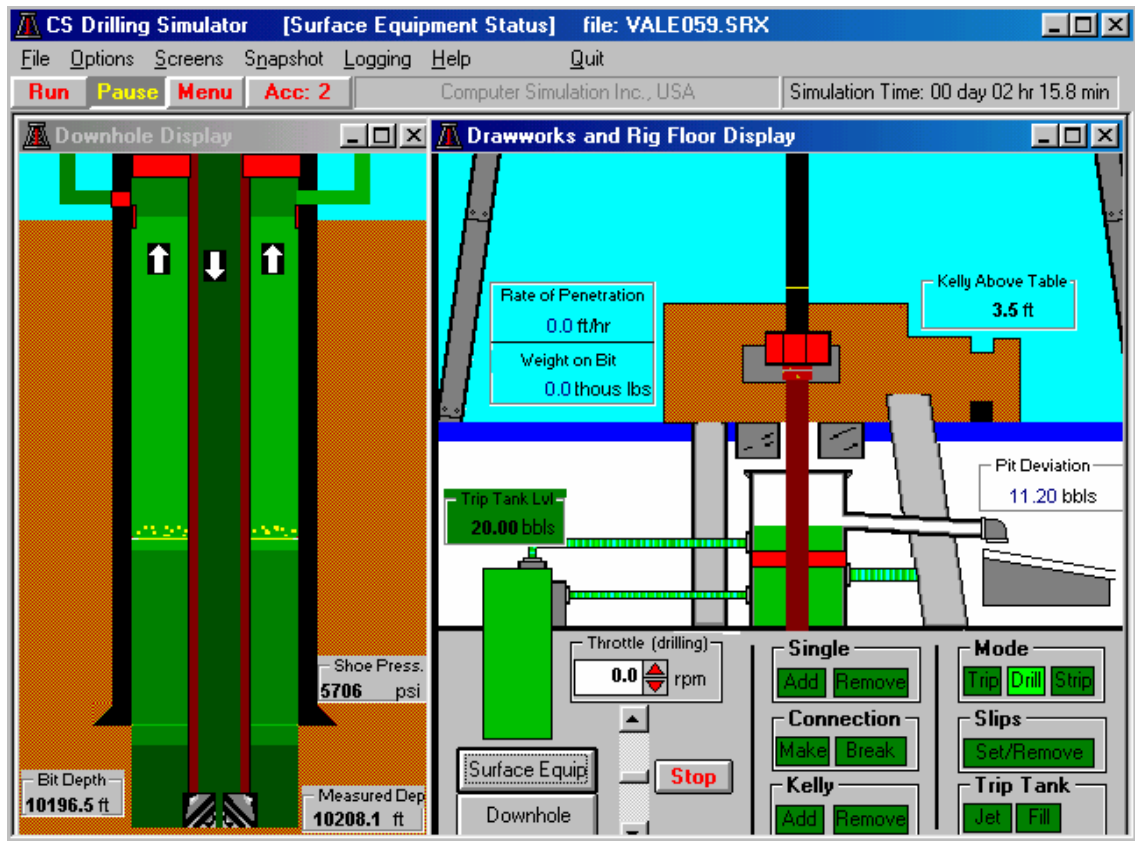


FIGURA Nº 28 (BOMBEANDO LODO PESADO A 3000 STKS)

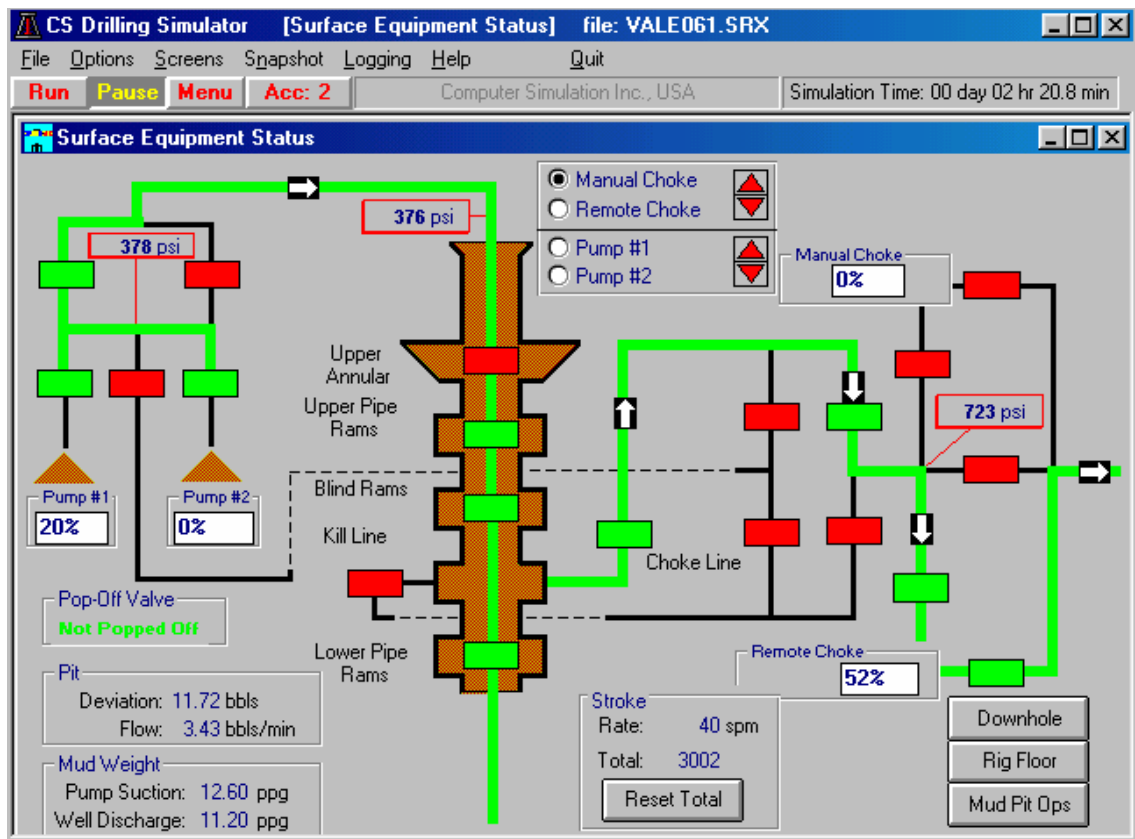
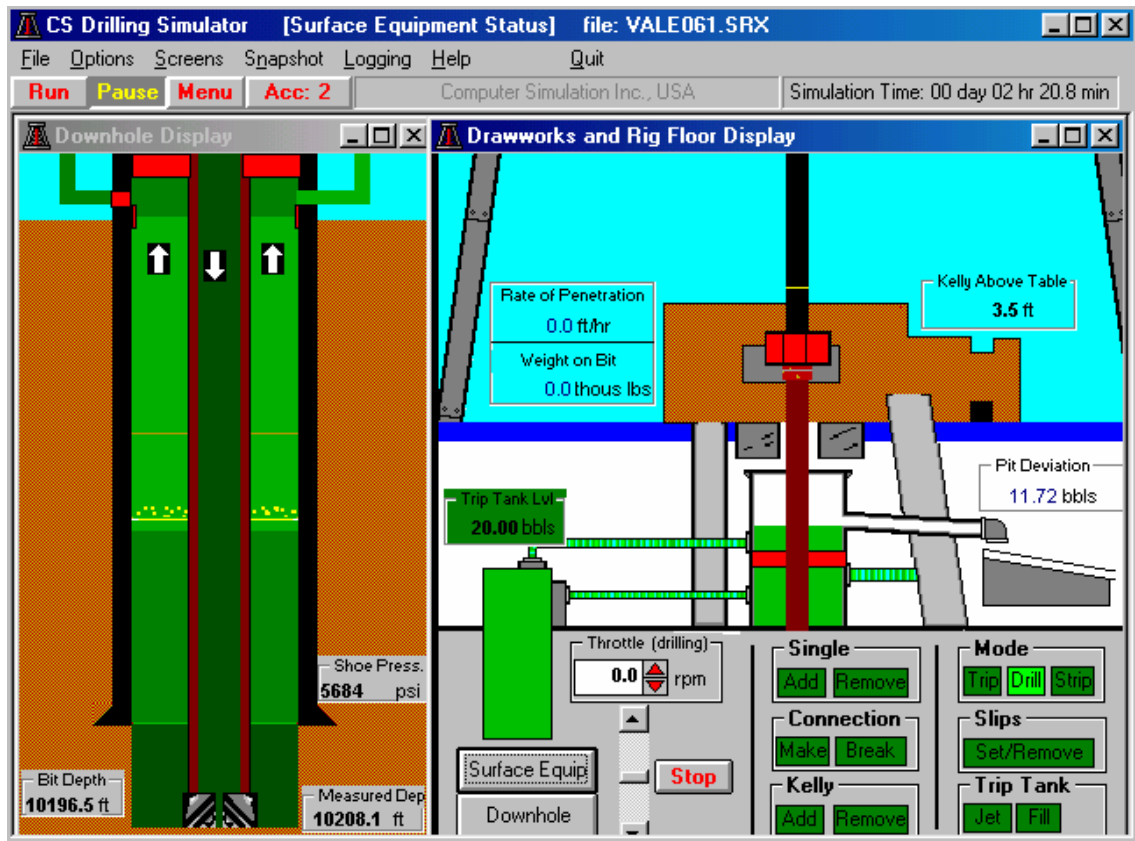


FIGURA Nº 29 (BOMBEANDO LODO PESADO A 3200 STKS)

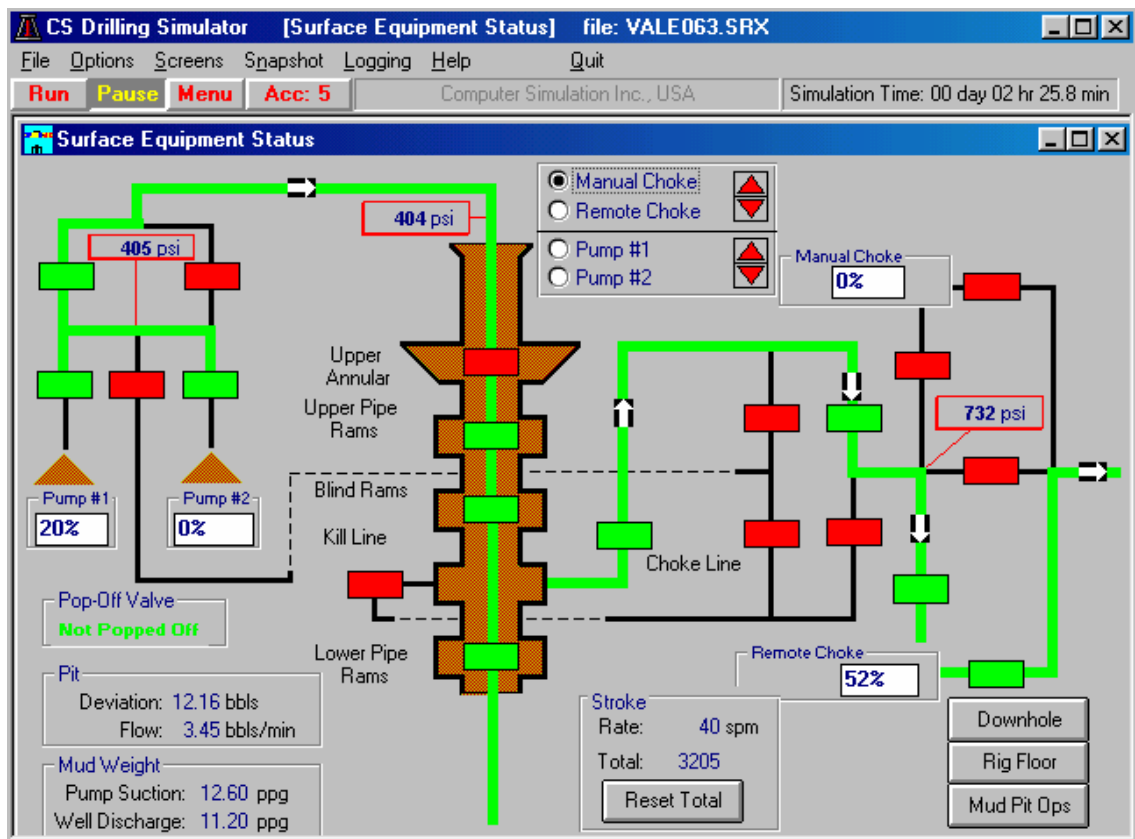
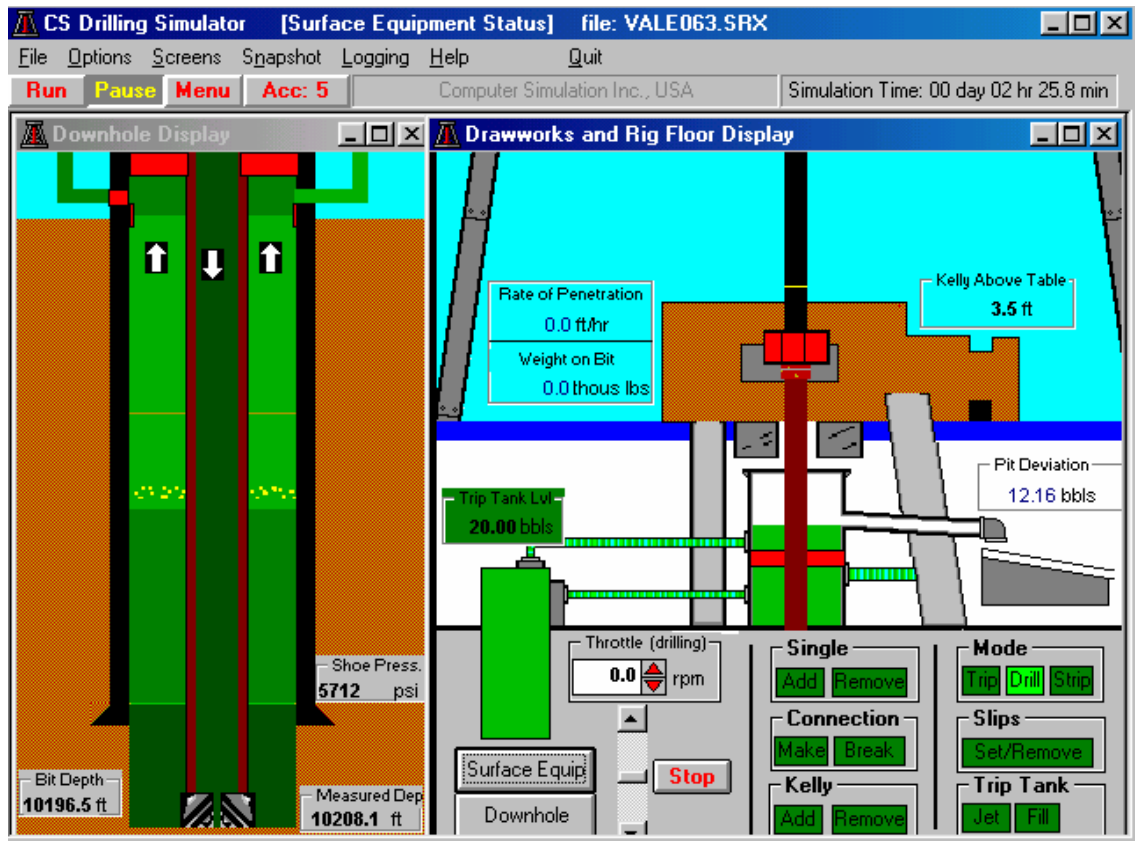


FIGURA Nº 30 (BOMBEANDO LODO PESADO A 3400 STKS)

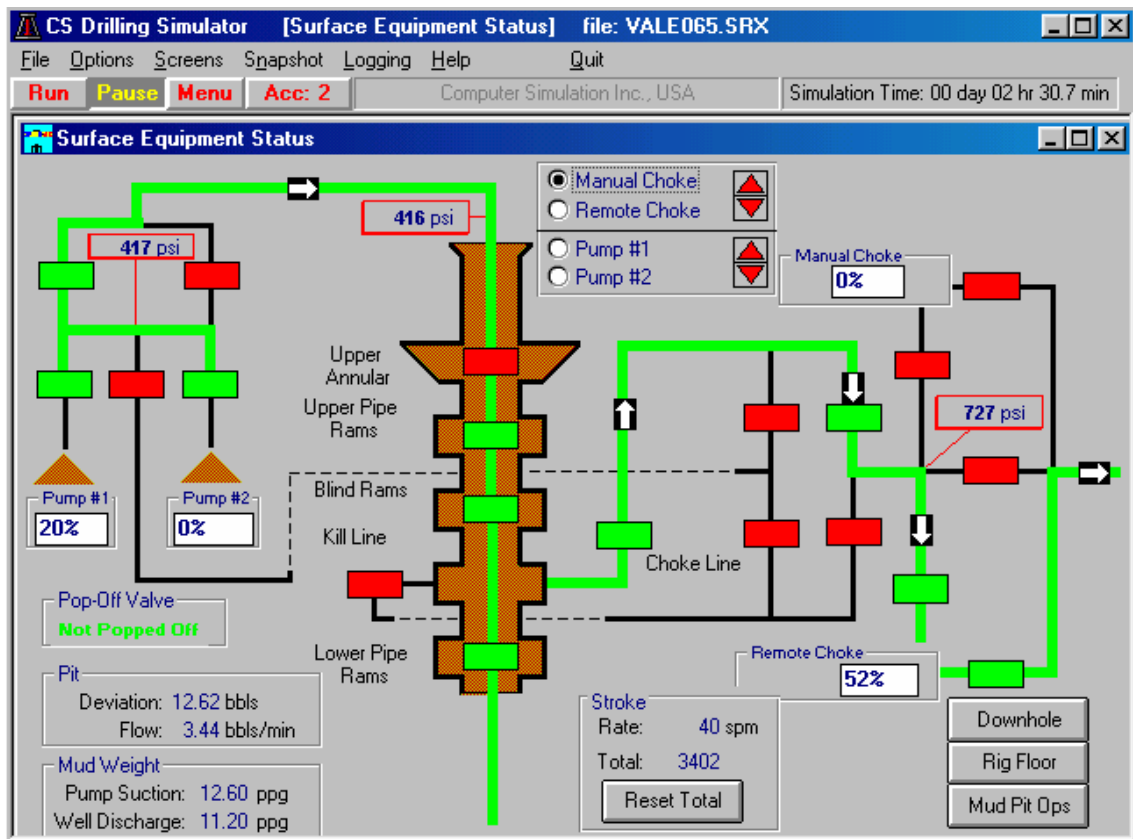
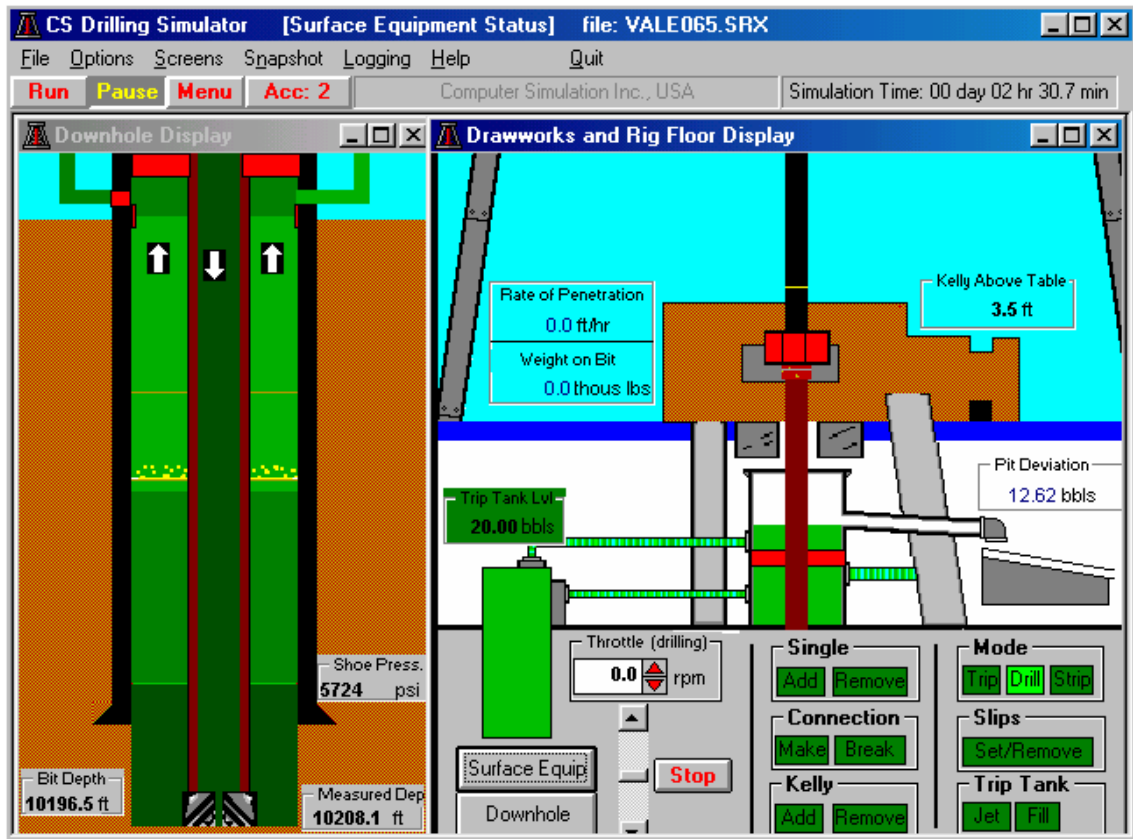


FIGURA Nº 31 (BOMBEANDO LODO PESADO A 3600 STKS)

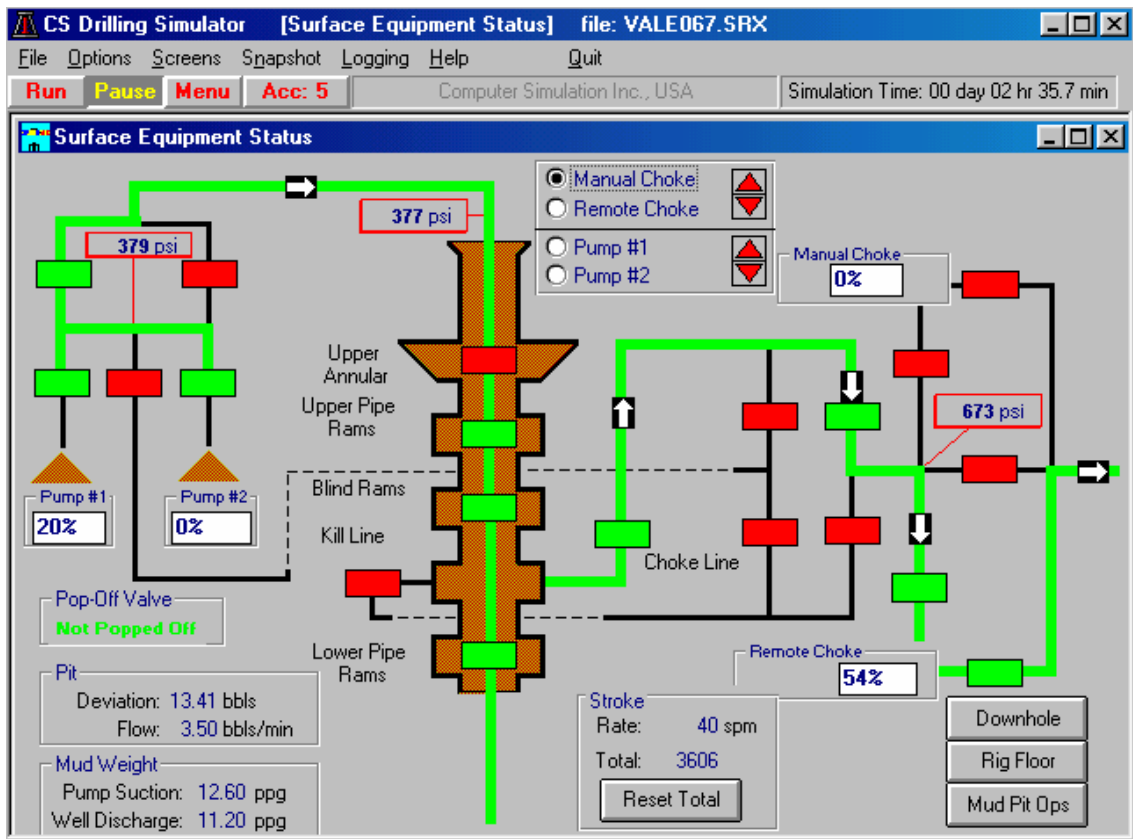
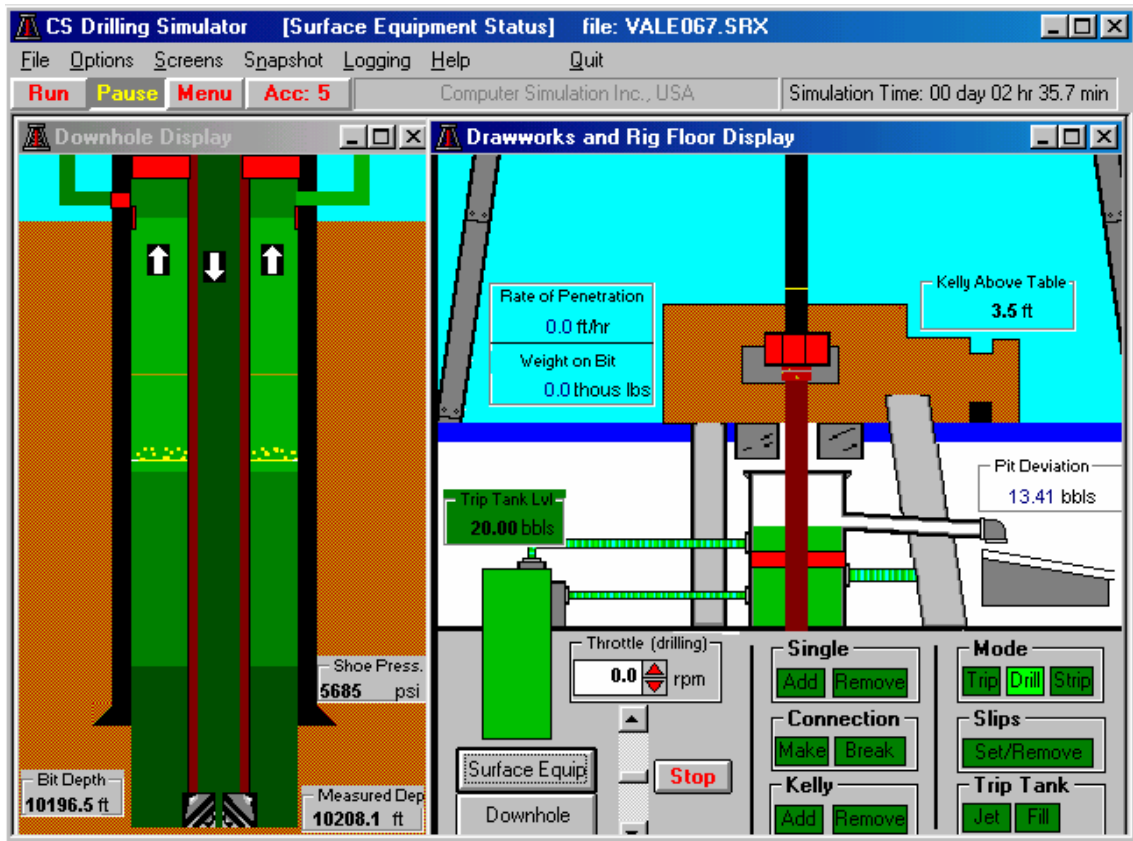


FIGURA Nº 32 (BOMBEANDO LODO PESADO A 3800 STKS)

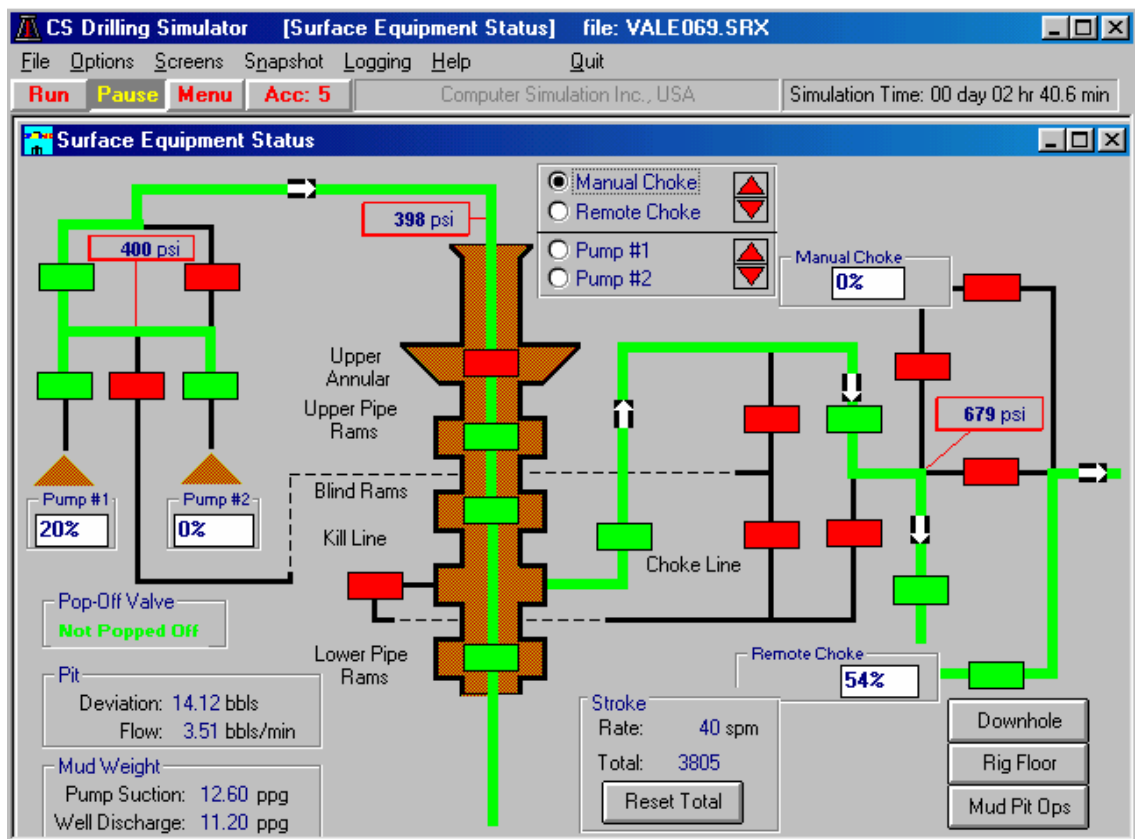
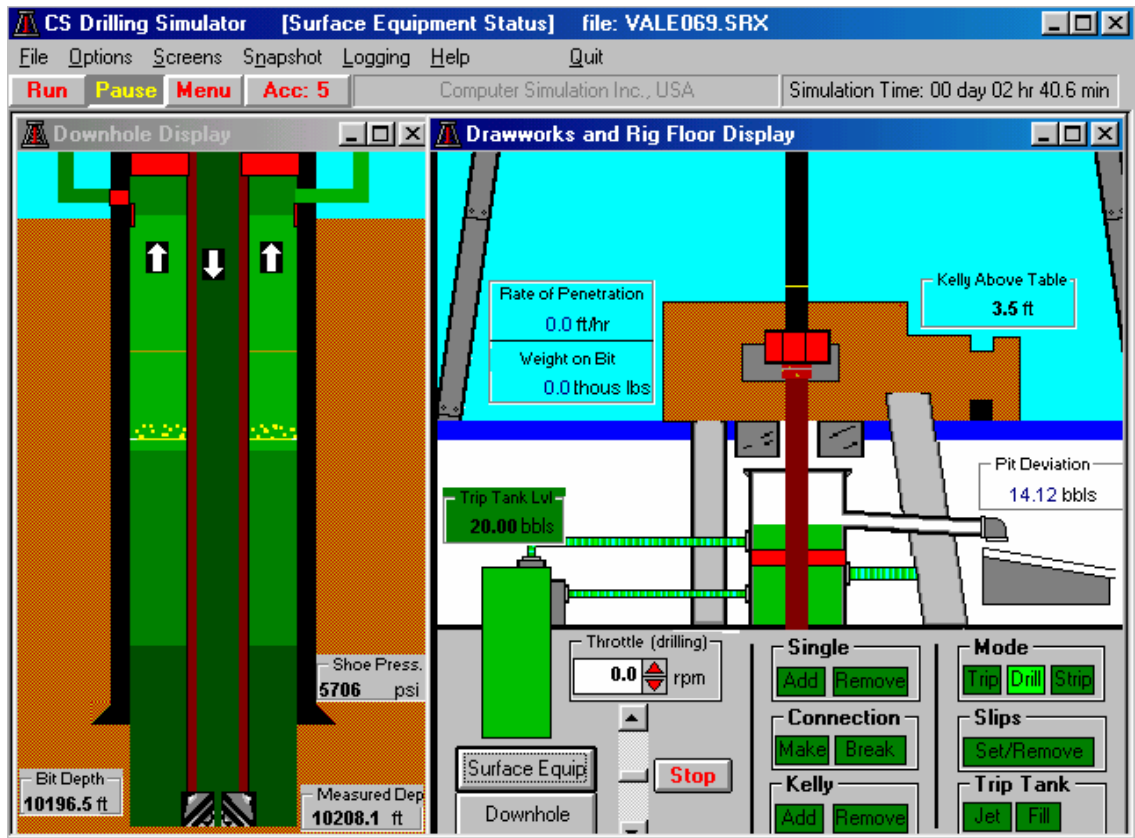


FIGURA Nº 33 (BOMBEANDO LODO PESADO A 4000 STKS)

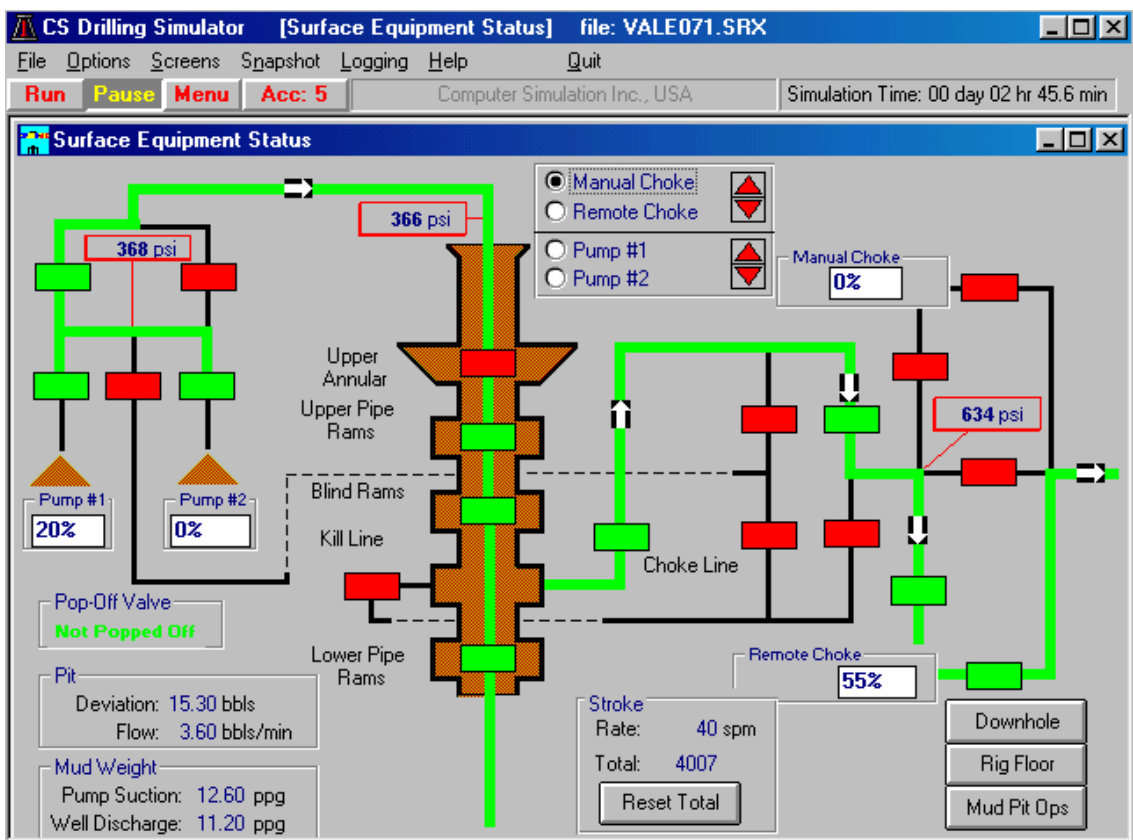
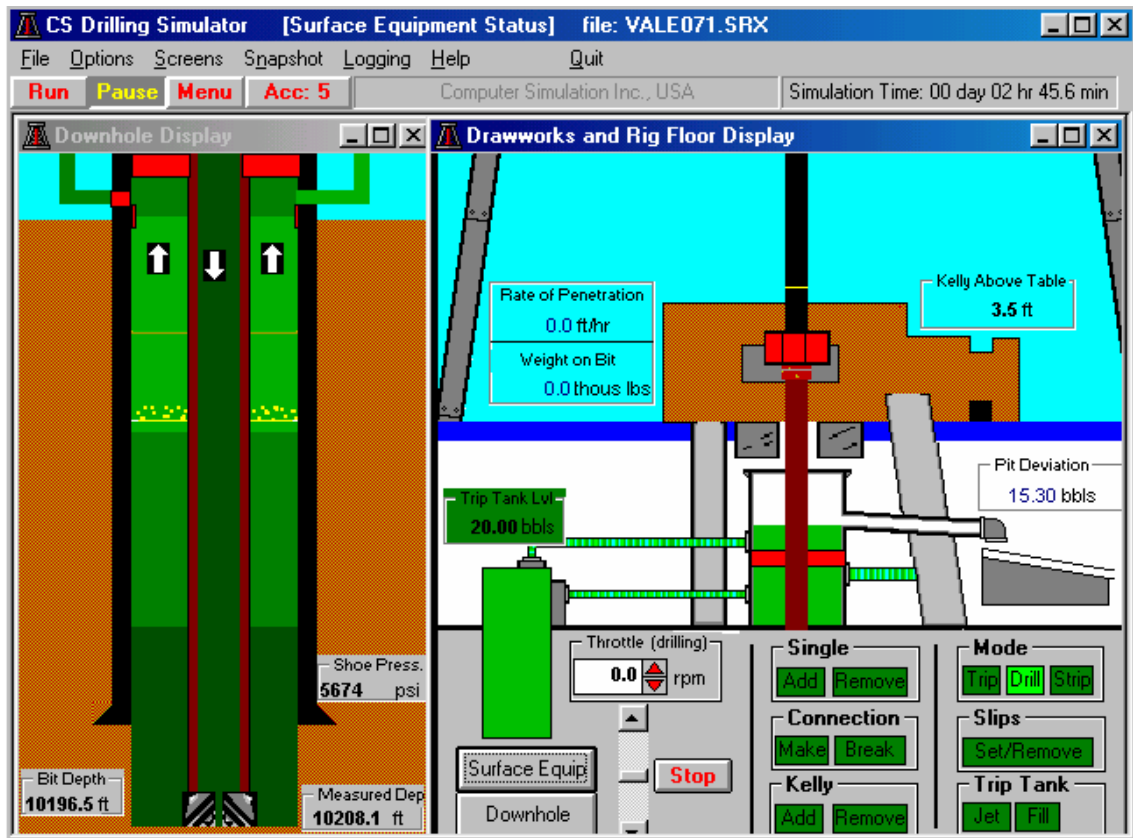


FIGURA Nº 34 (BOMBEANDO LODO PESADO A 4200 STKS)

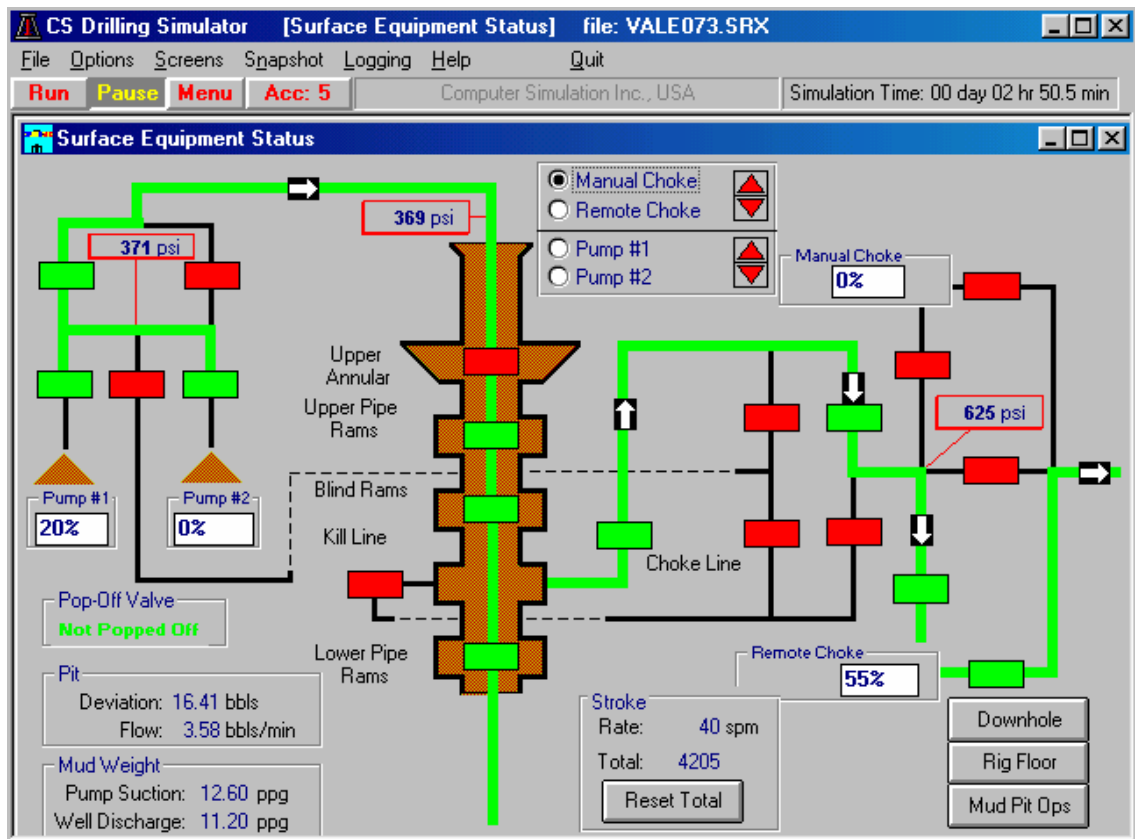
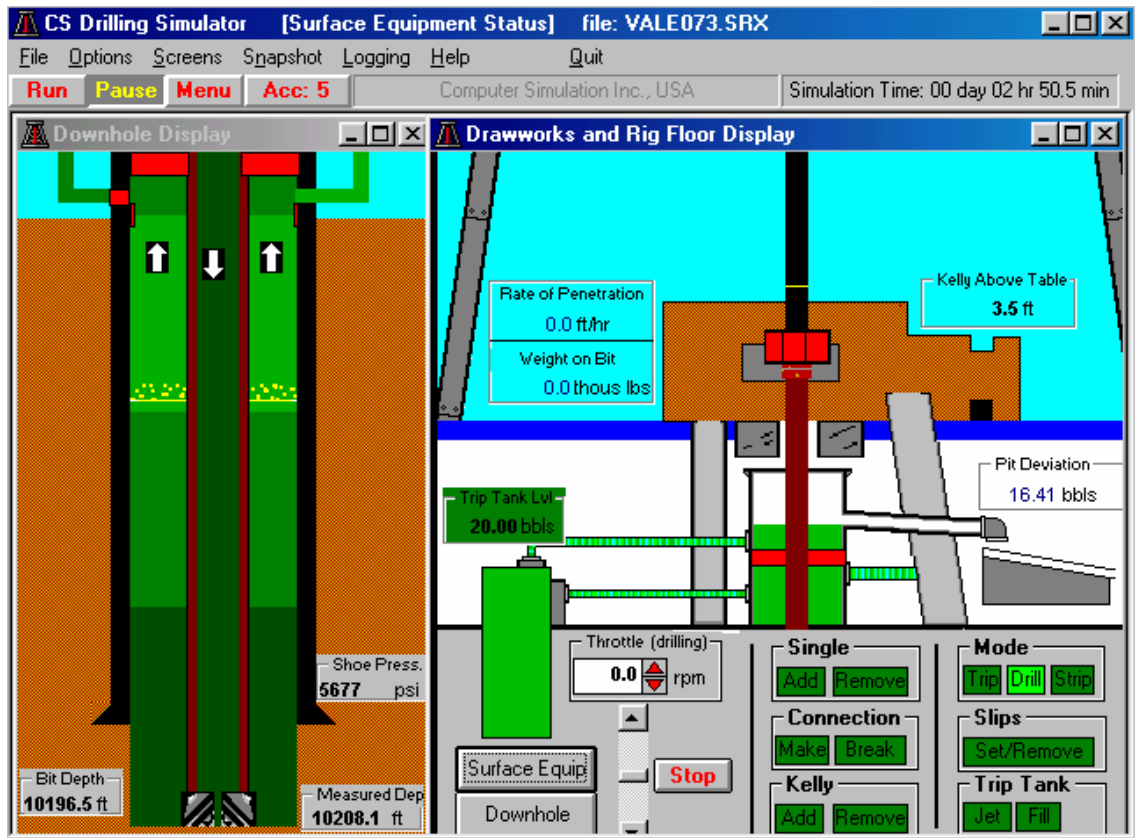


FIGURA Nº 35 (BOMBEANDO LODO PESADO A 4400 STKS)

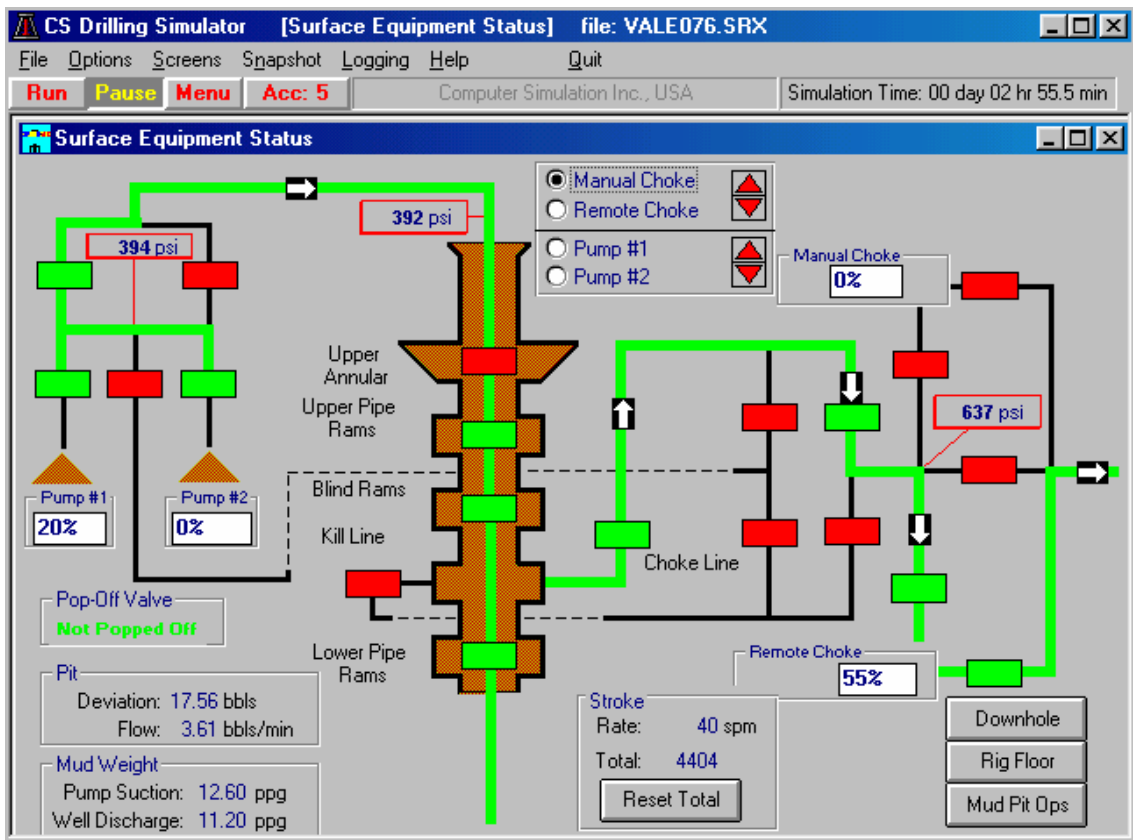
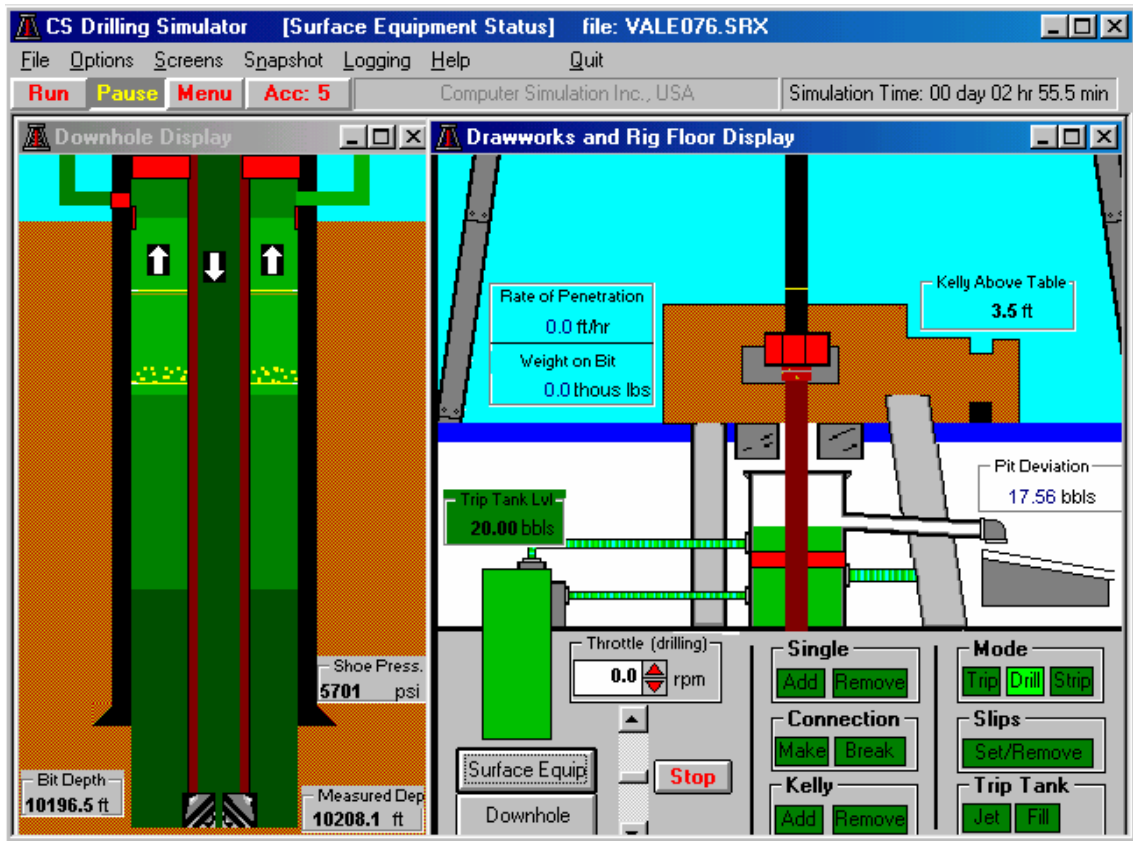


FIGURA Nº 36 (BOMBEANDO LODO PESADO A 4600 STKS)

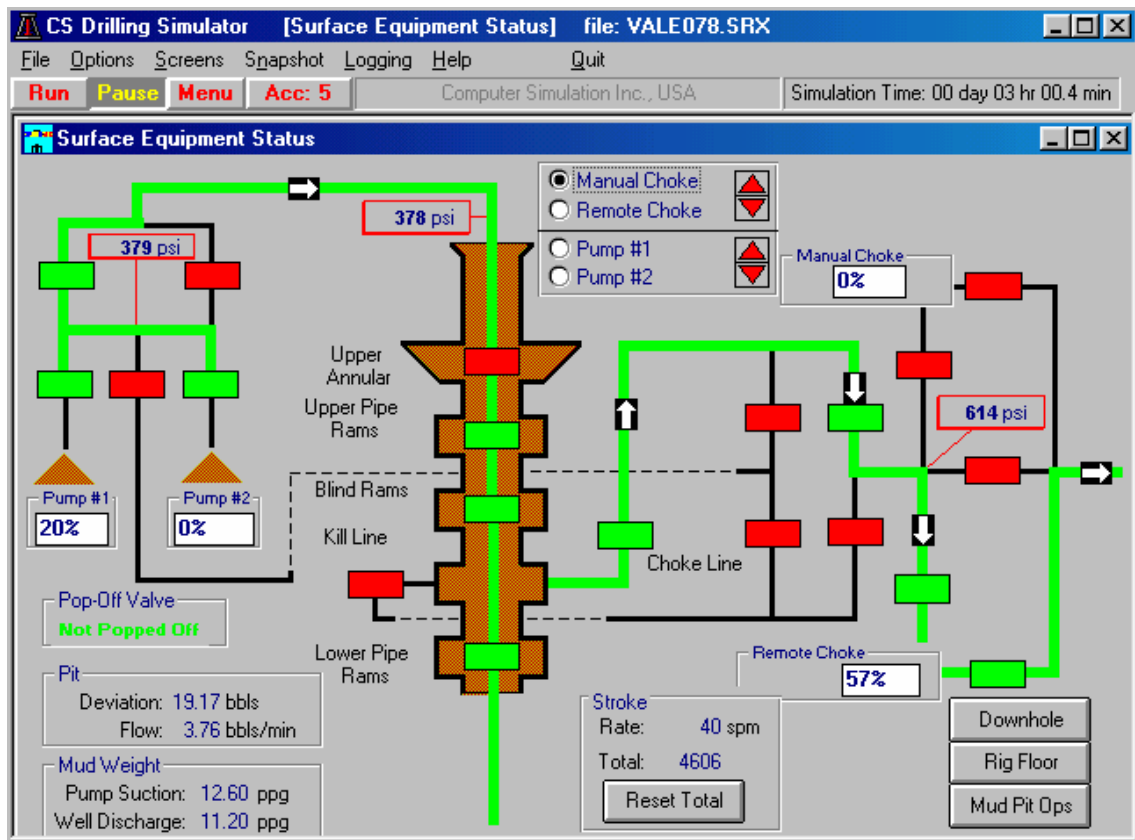
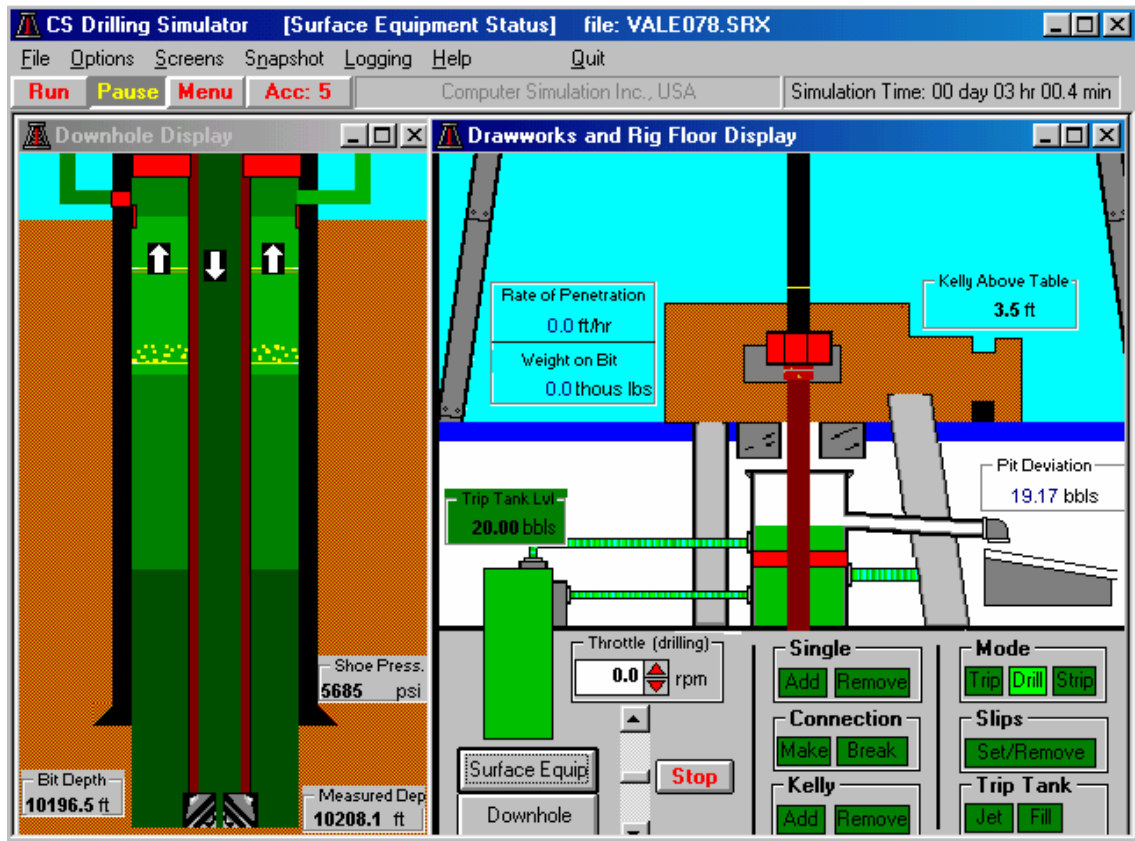


FIGURA Nº 37 (BOMBEANDO LODO PESADO A 4800 STKS)

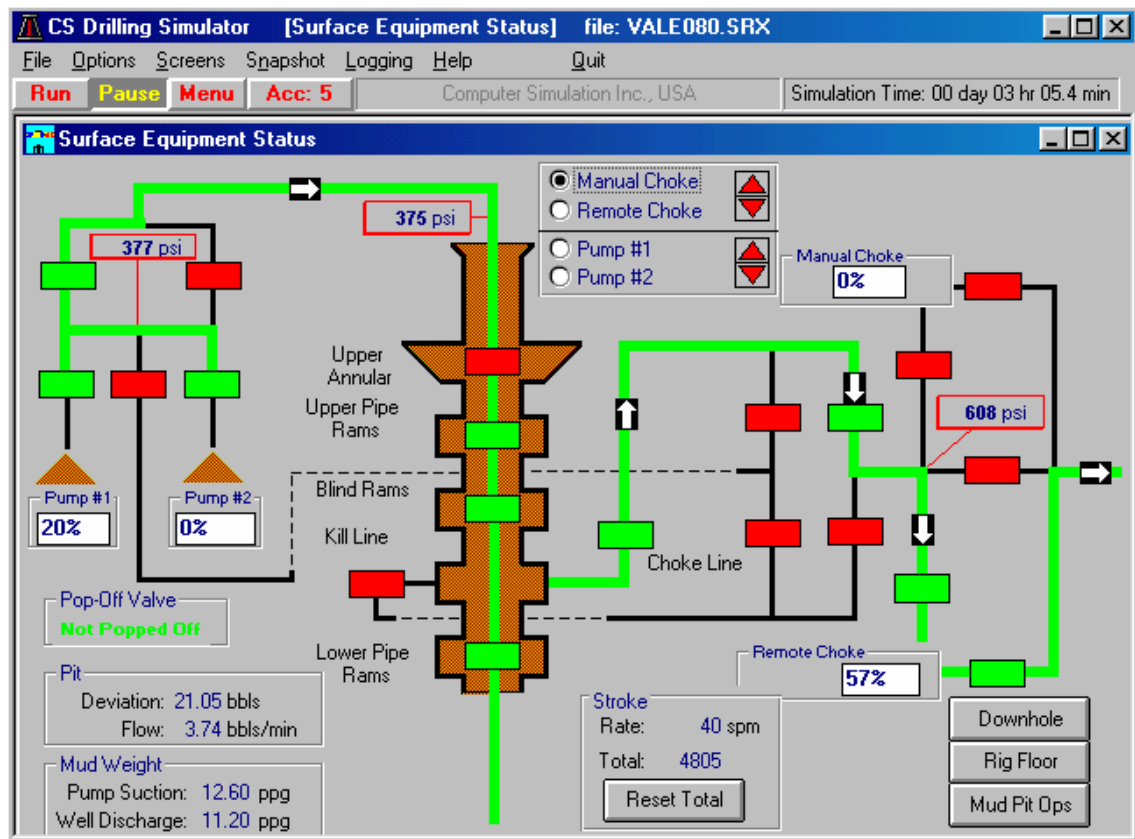
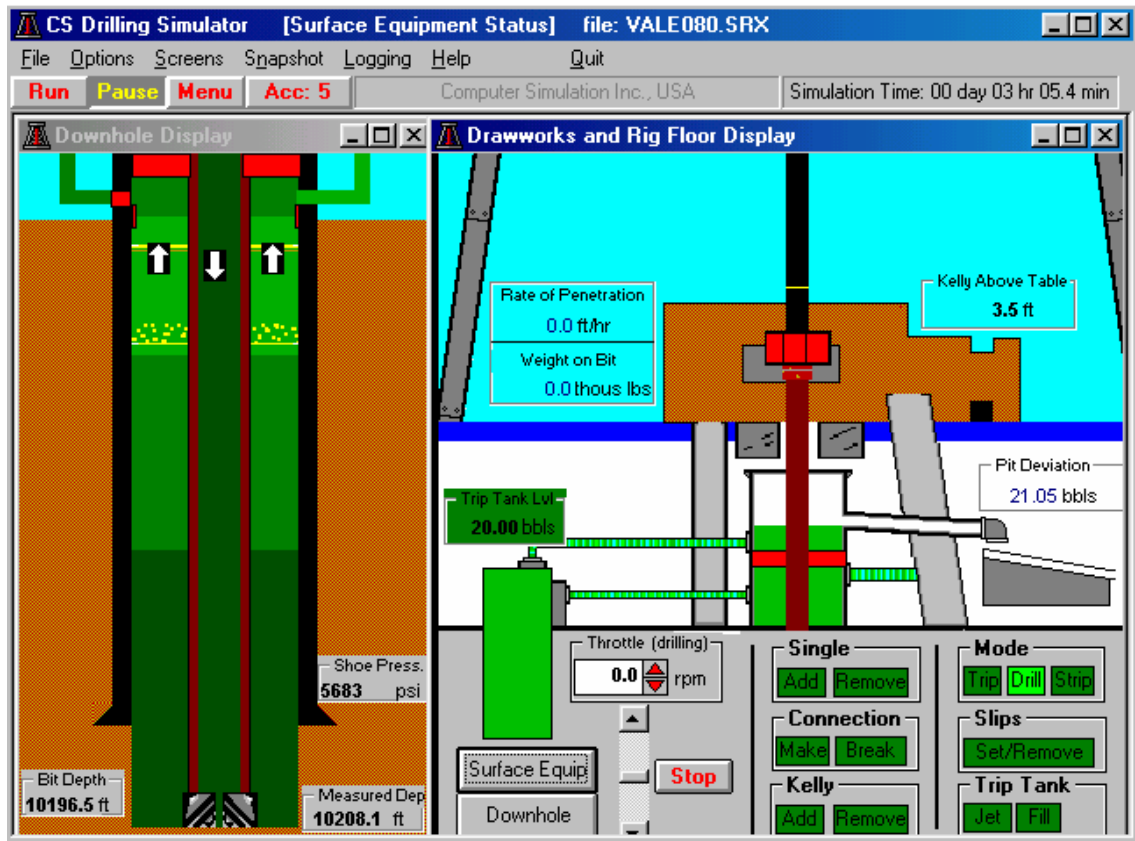


FIGURA Nº 38 (BOMBEANDO LODO PESADO A 5000 STKS)

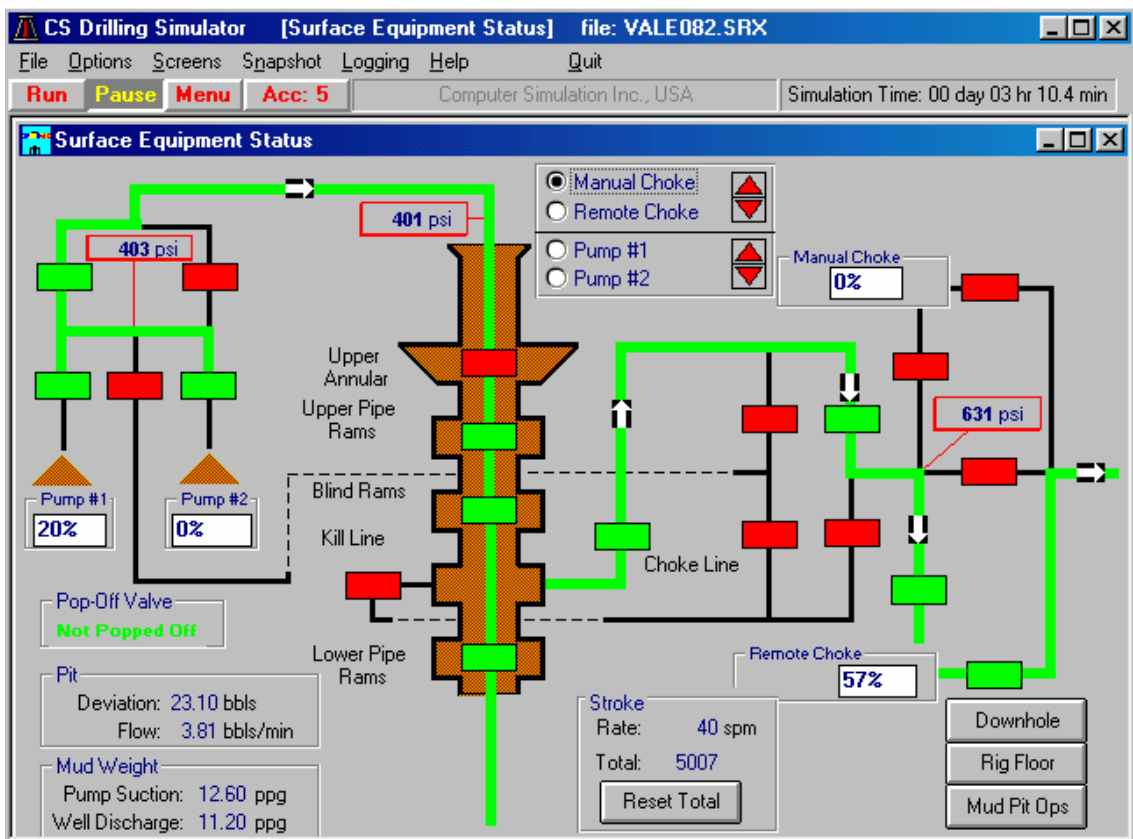
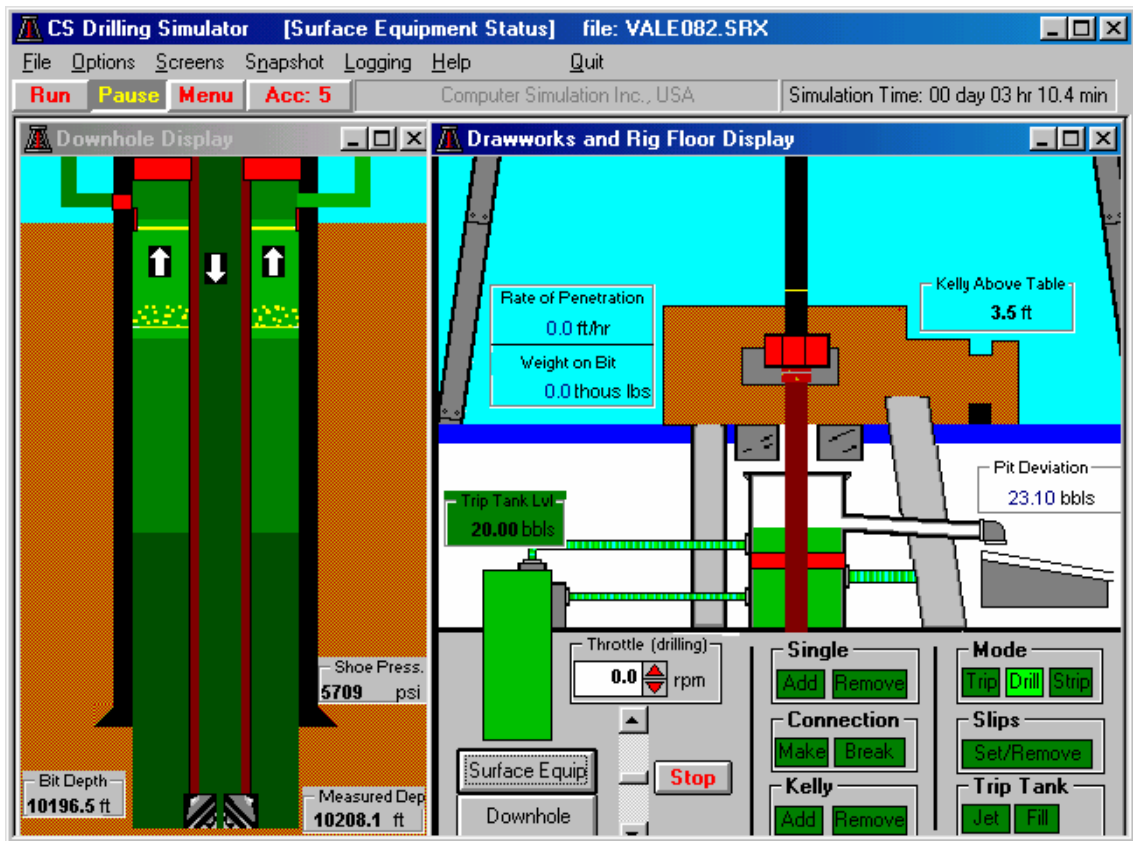


FIGURA Nº 39 (BOMBEANDO LODO PESADO A 5200 STKS)

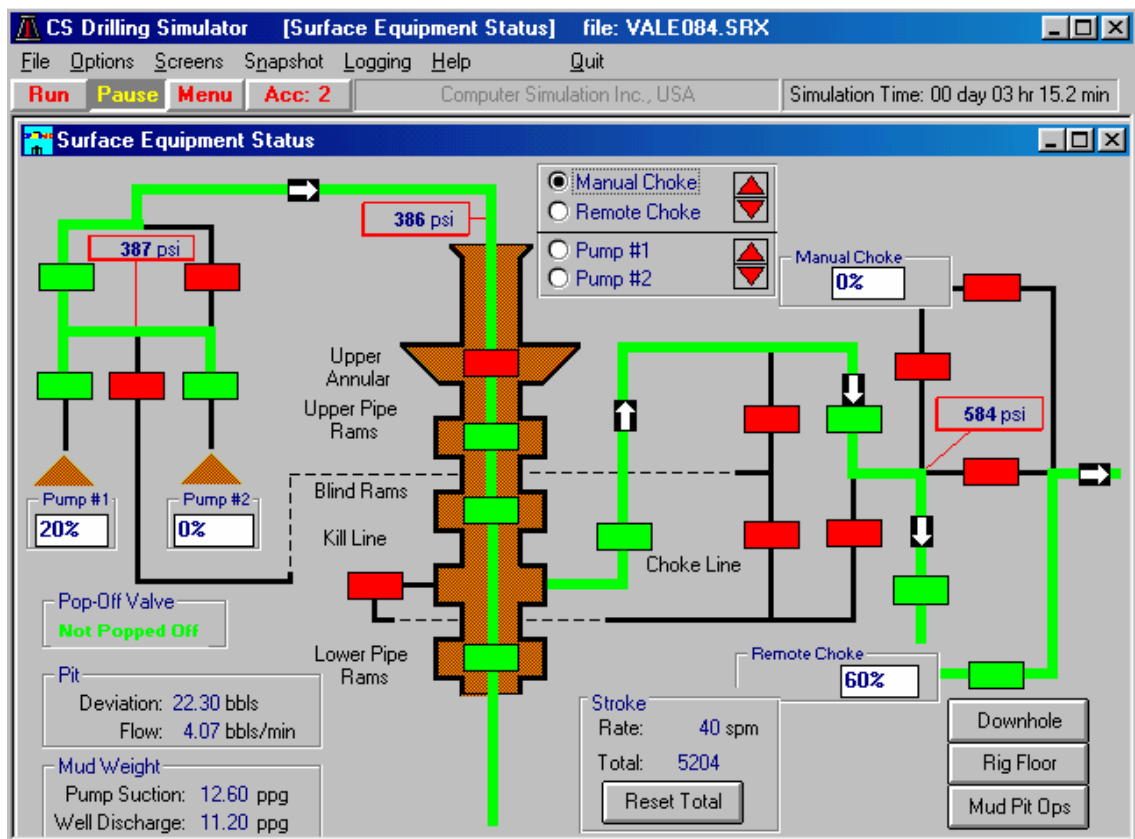
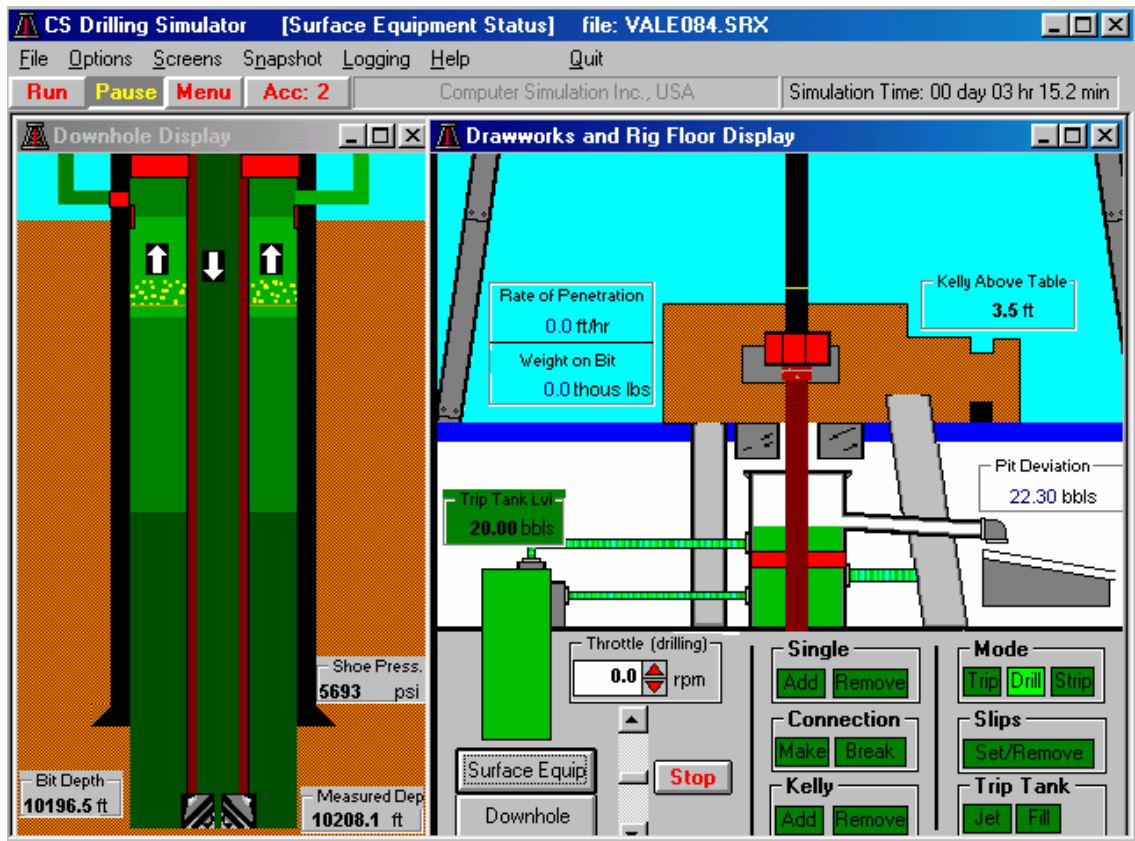


FIGURA Nº 40 (BOMBEANDO LODO PESADO A 5400 STKS)

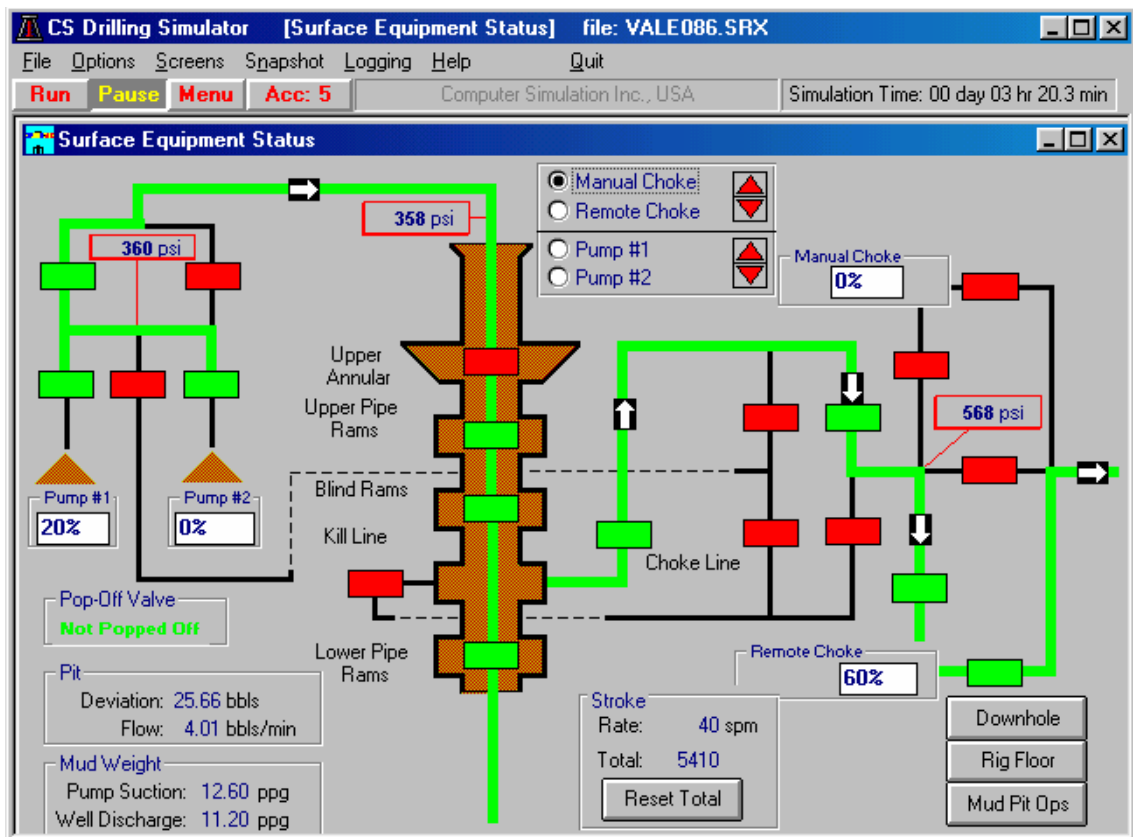
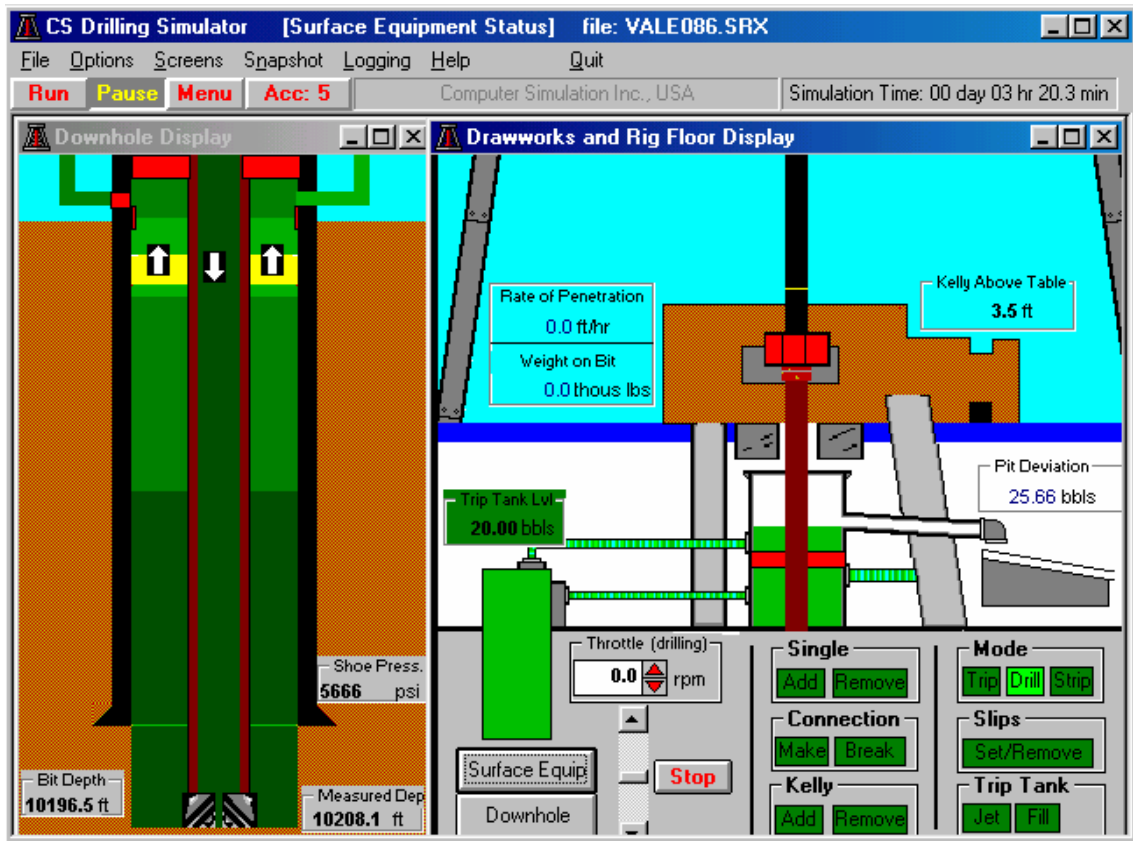


FIGURA Nº 41 (BOMBEANDO LODO PESADO A 5600 STKS)

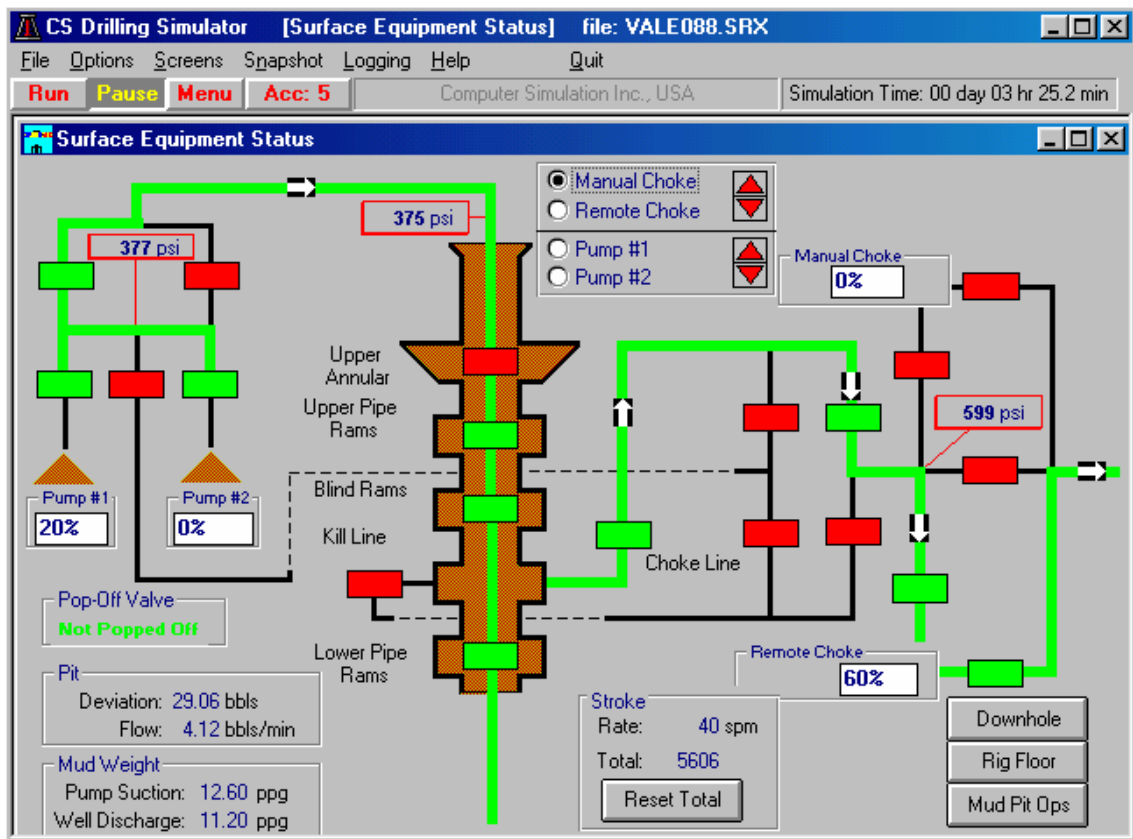
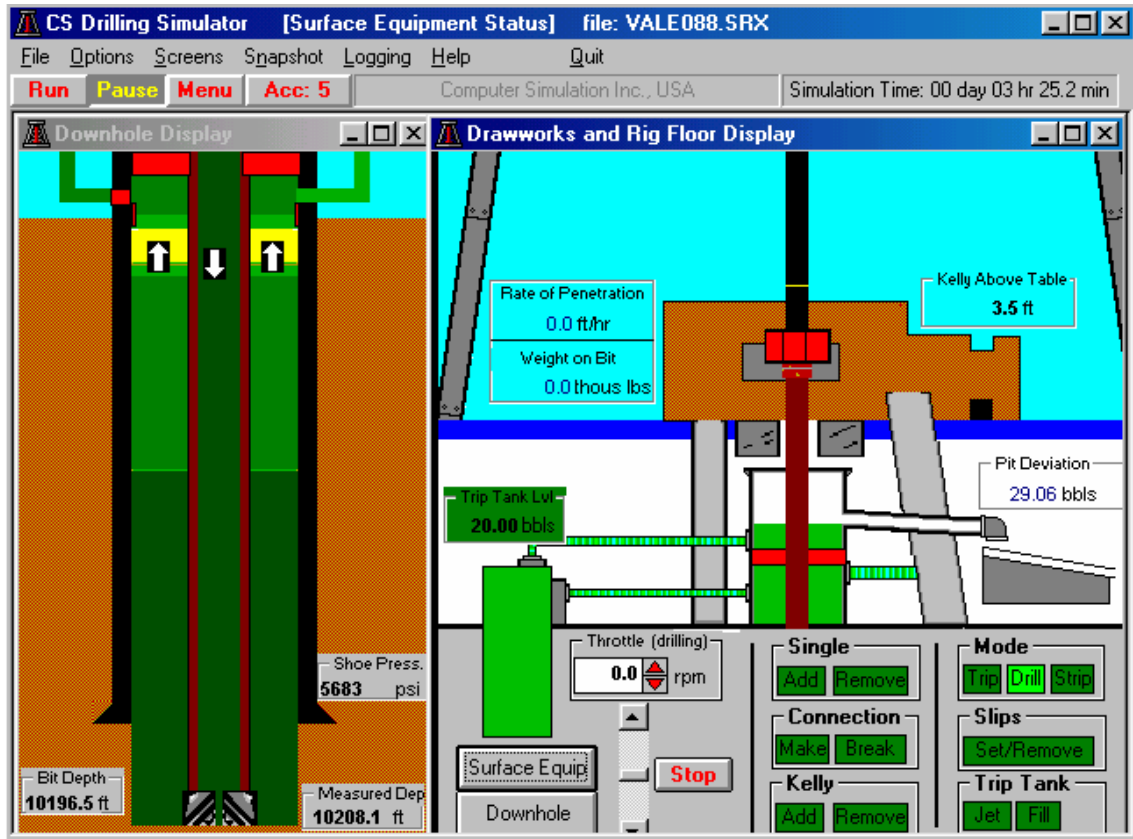


FIGURA Nº 42 (BOMBEANDO LODO PESADO A 5800 STKS)

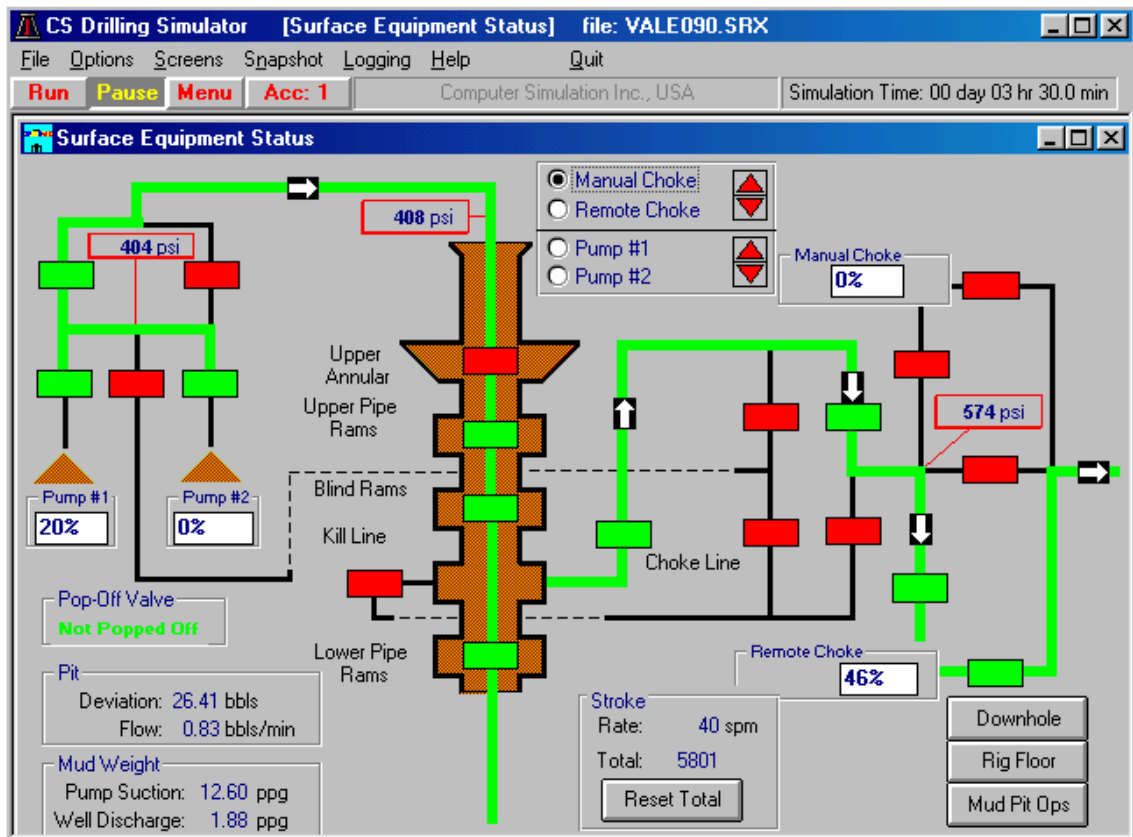
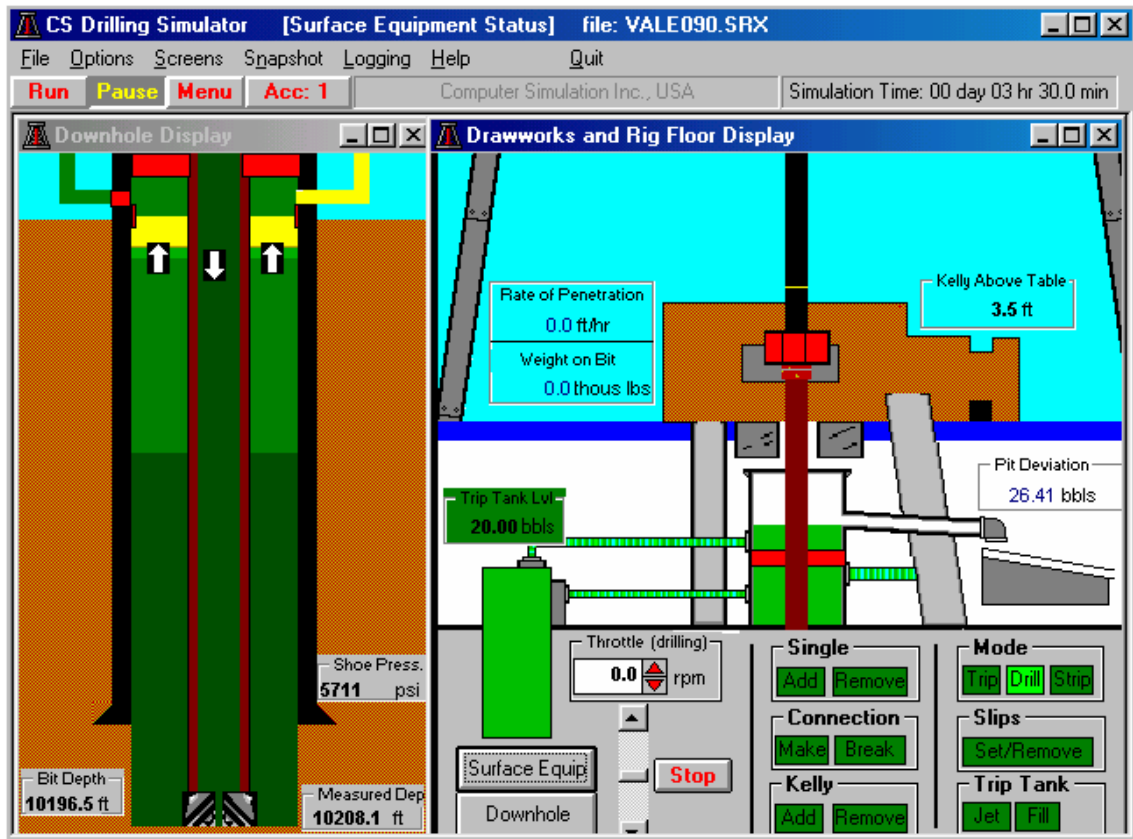


FIGURA Nº 43 (BOMBEANDO LODO PESADO A 6000 STKS)

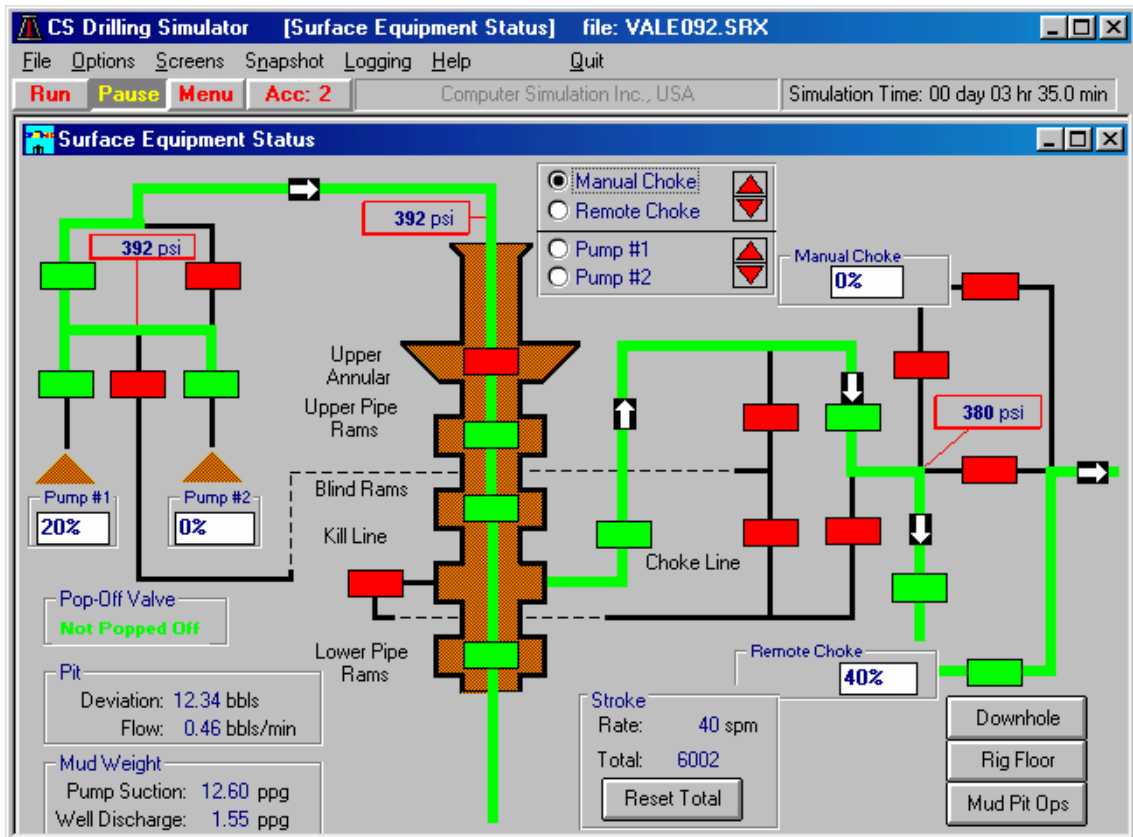
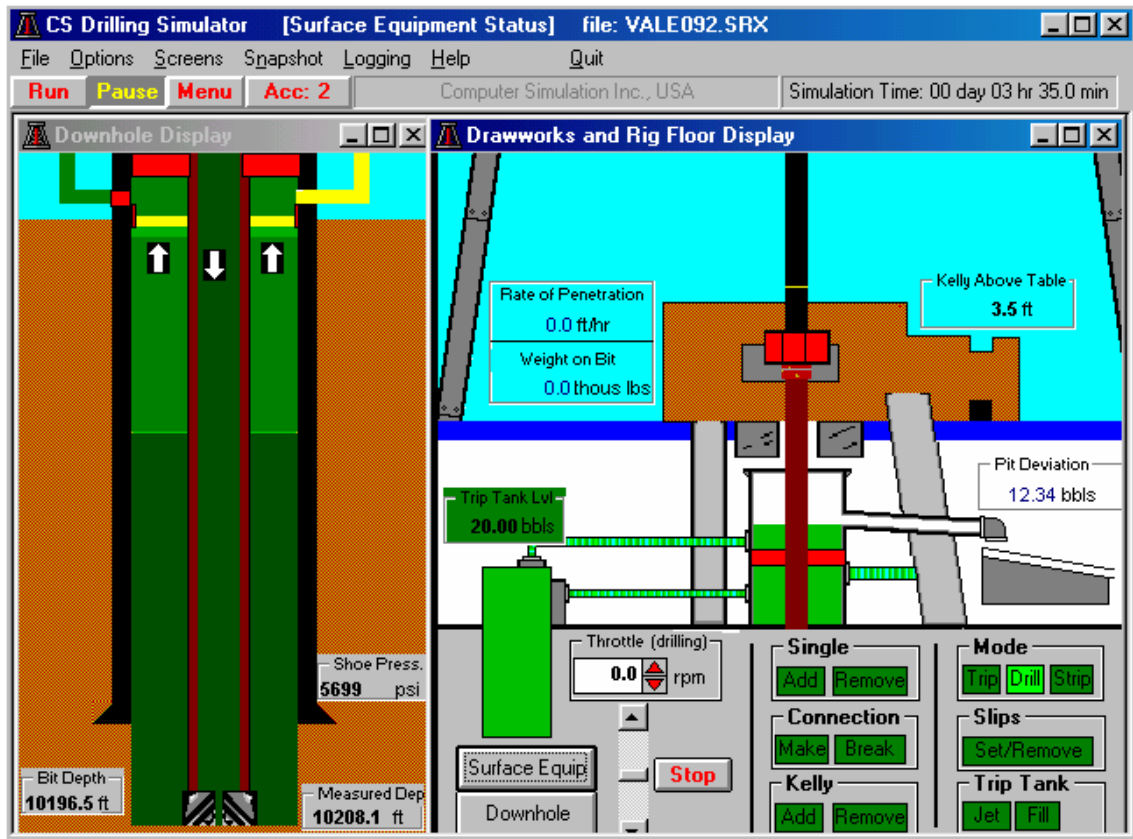


FIGURA Nº 44 (BOMBEANDO LODO PESADO A 6200 STKS)

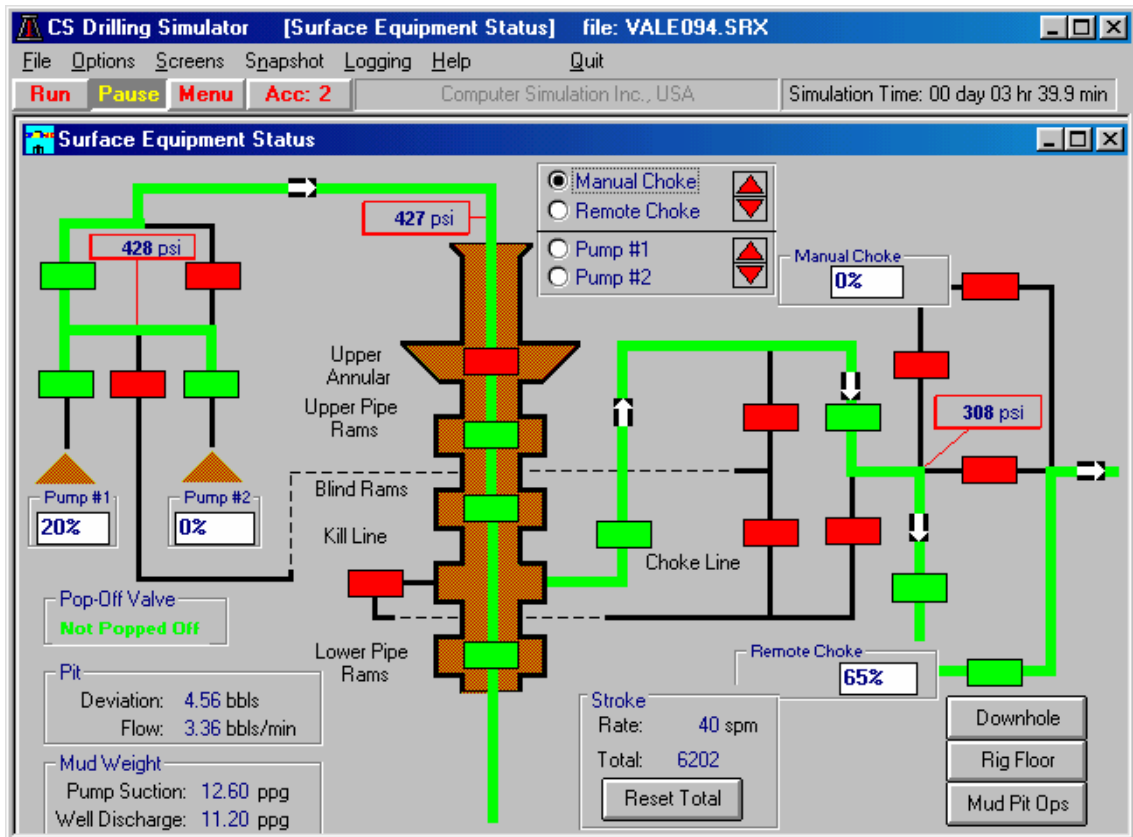
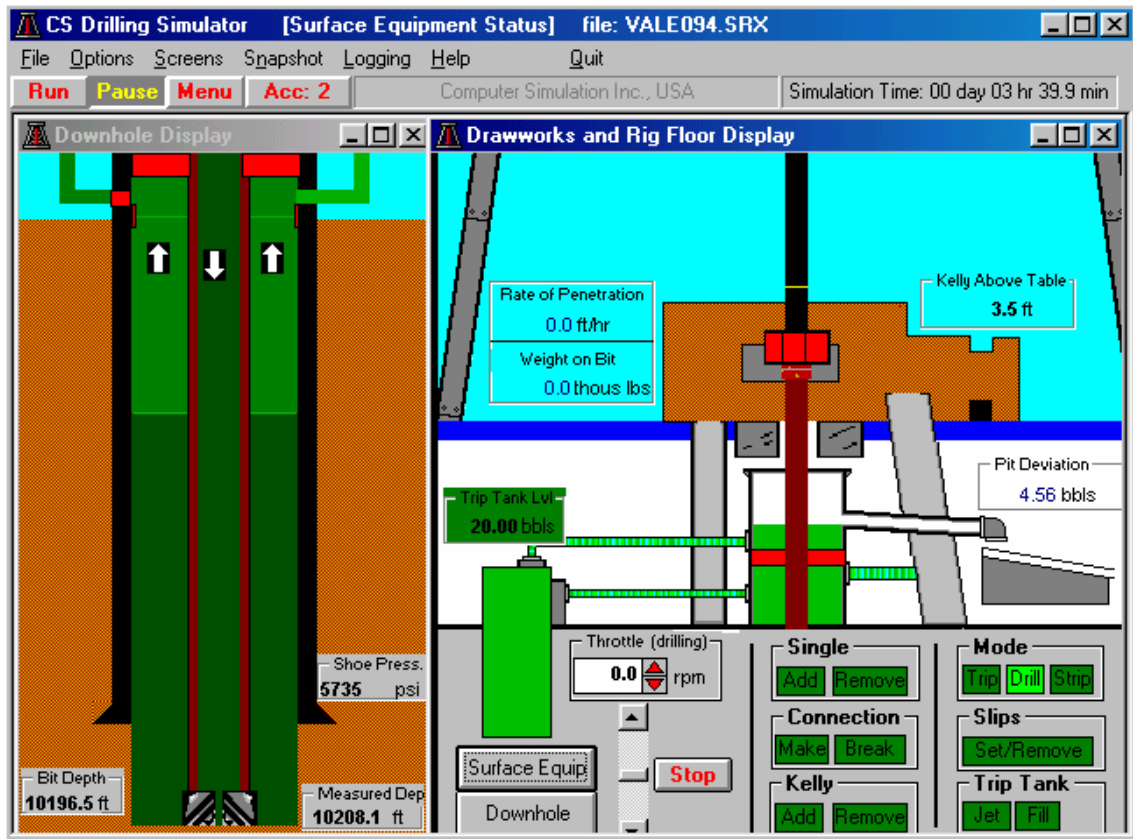


FIGURA Nº 45 (BOMBEANDO LODO PESADO A 6400 STKS)

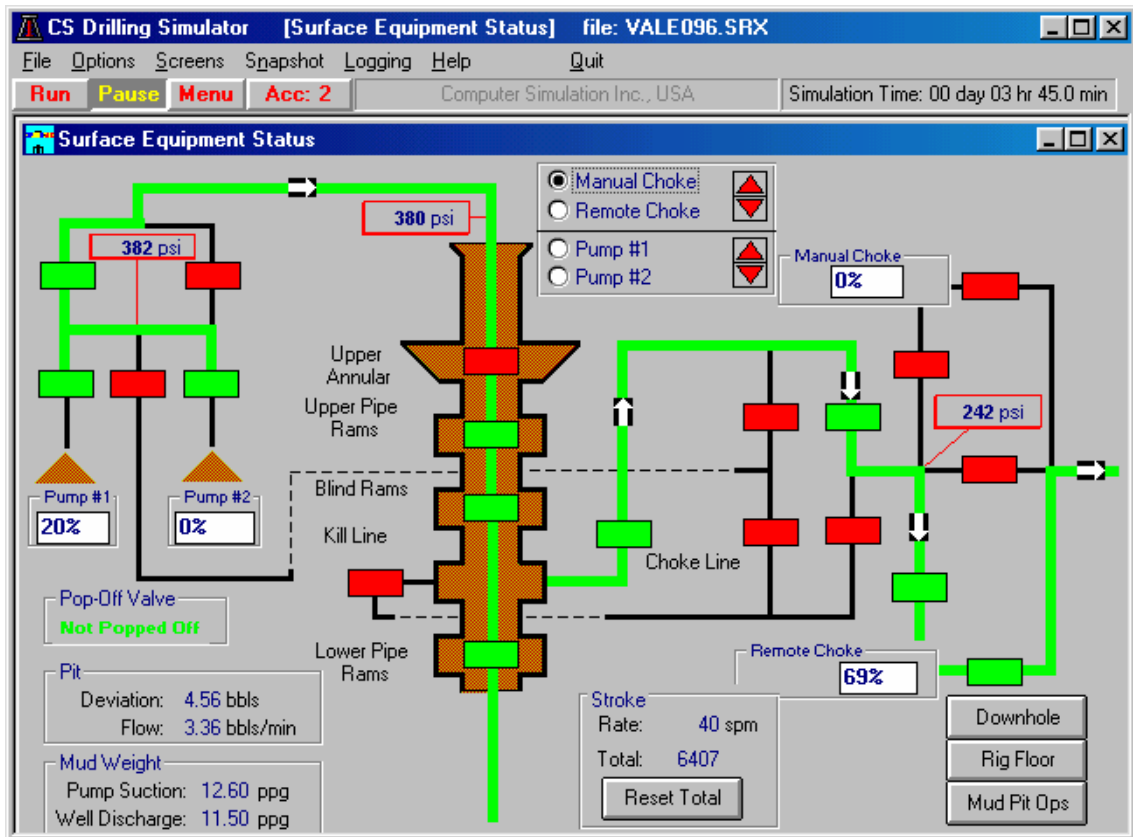
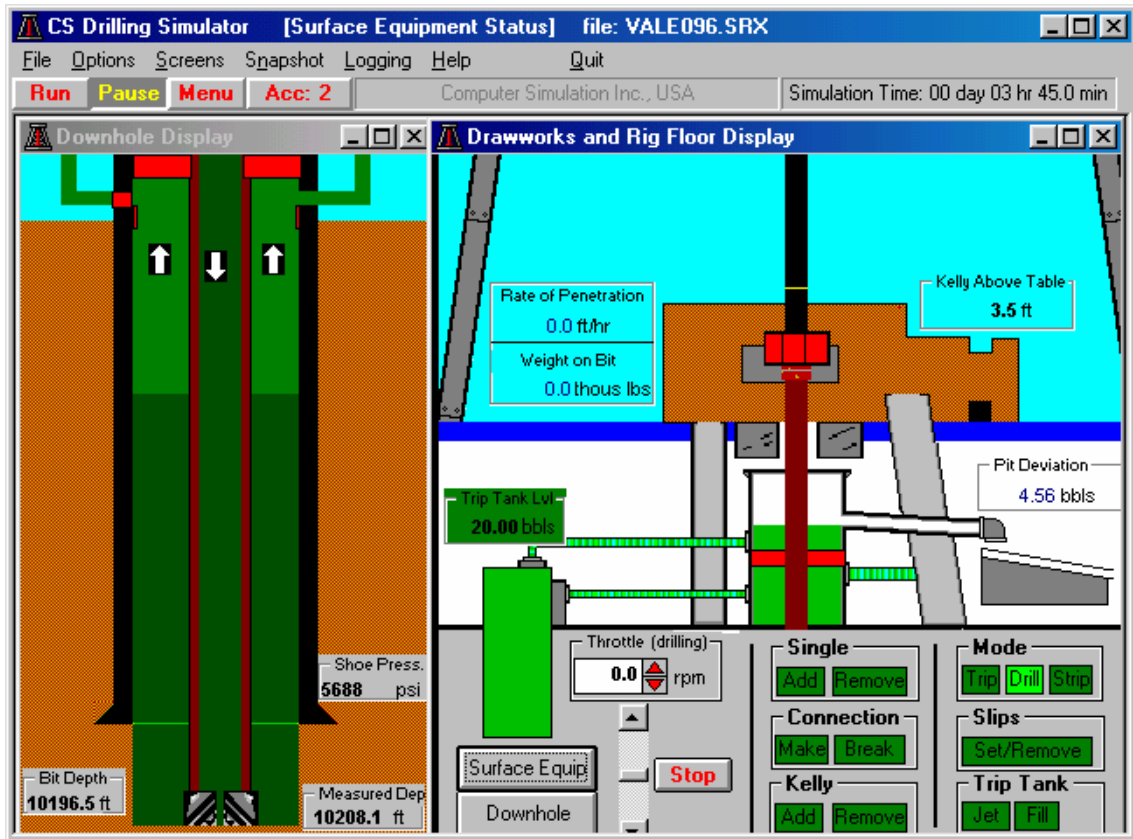


FIGURA Nº 46 (BOMBEANDO LODO PESADO A 6600 STKS)

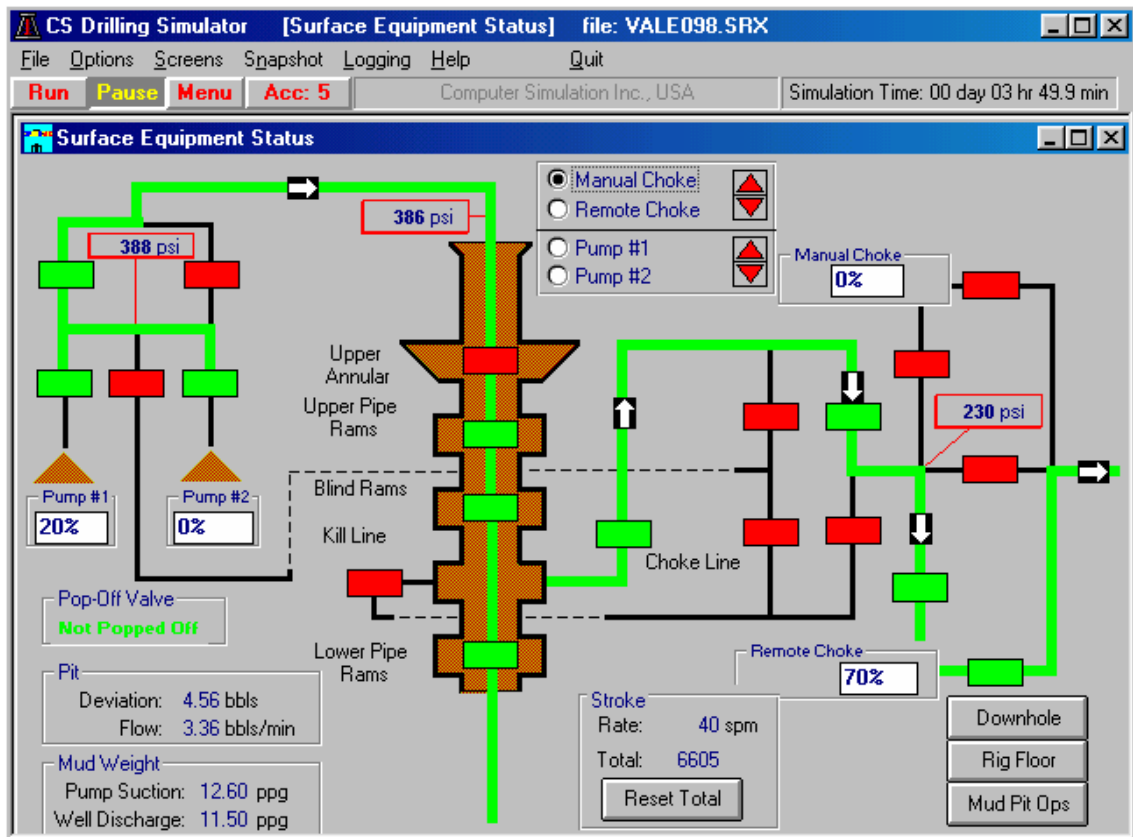
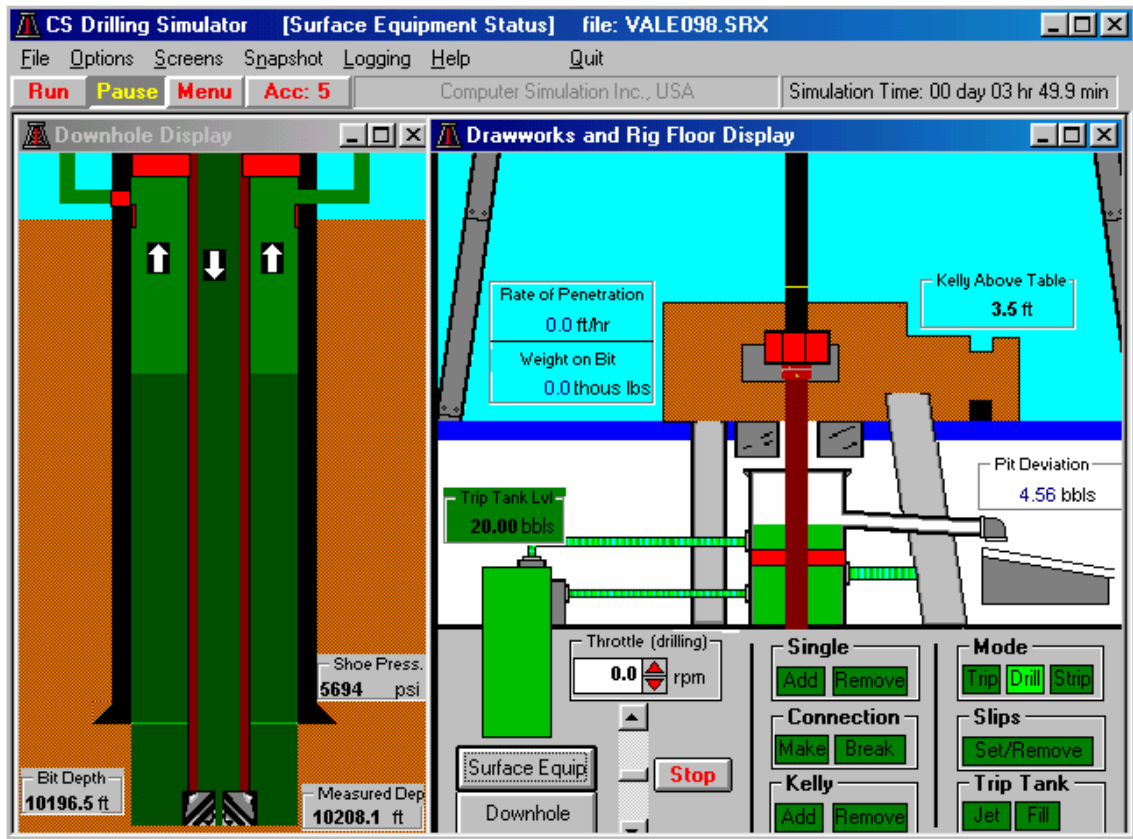


FIGURA Nº 47 (BOMBEANDO LODO PESADO A 6800 STKS)

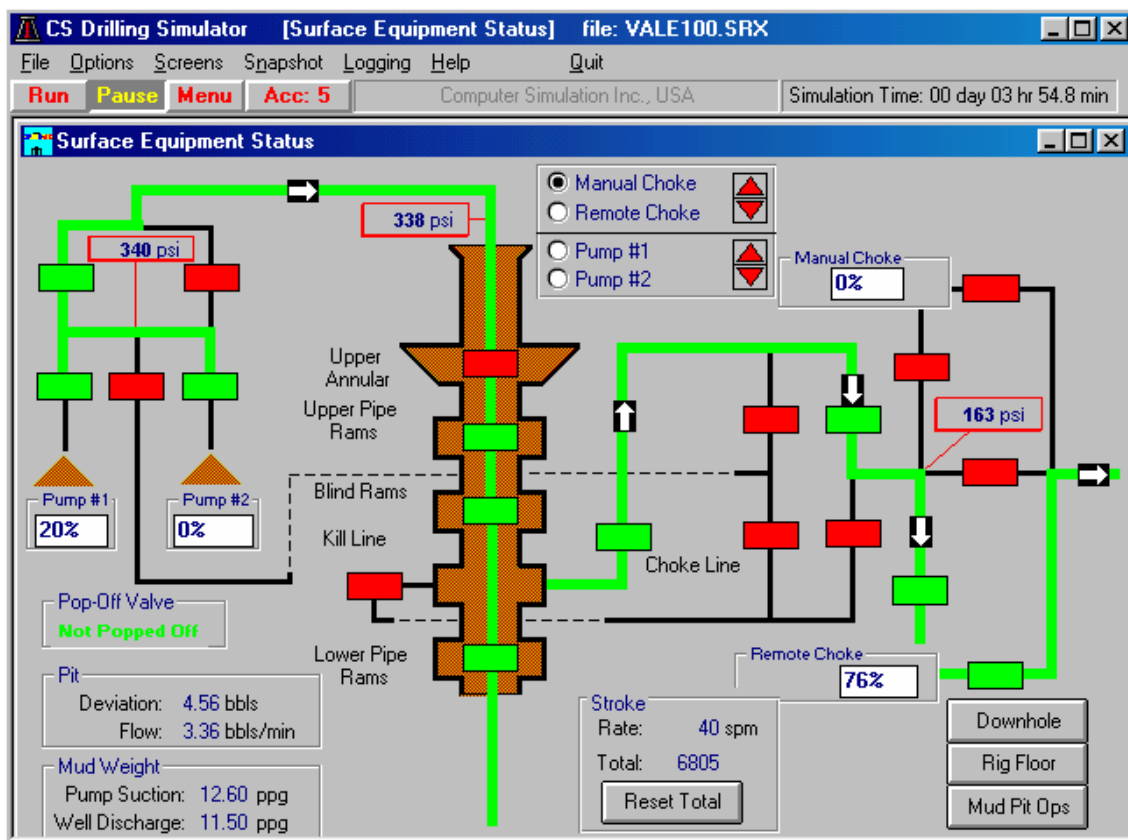
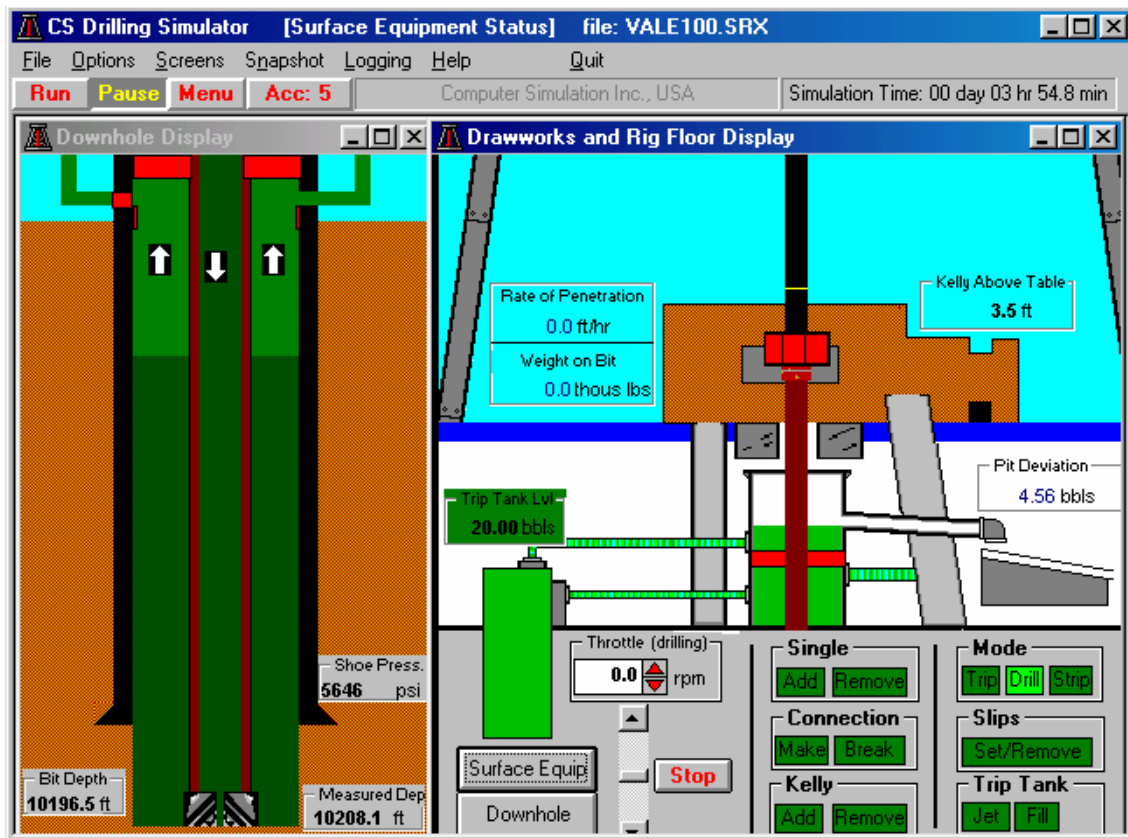


FIGURA Nº 48 (BOMBEANDO LODO PESADO A 7000 STKS)

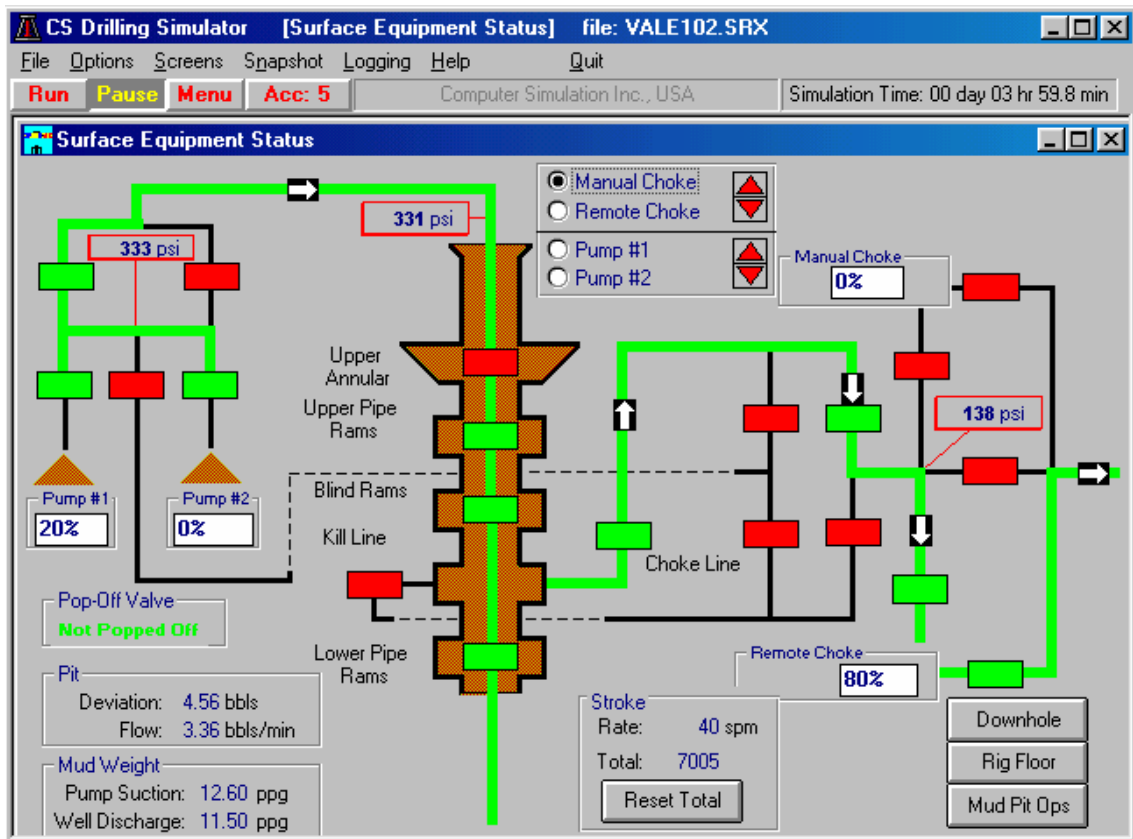
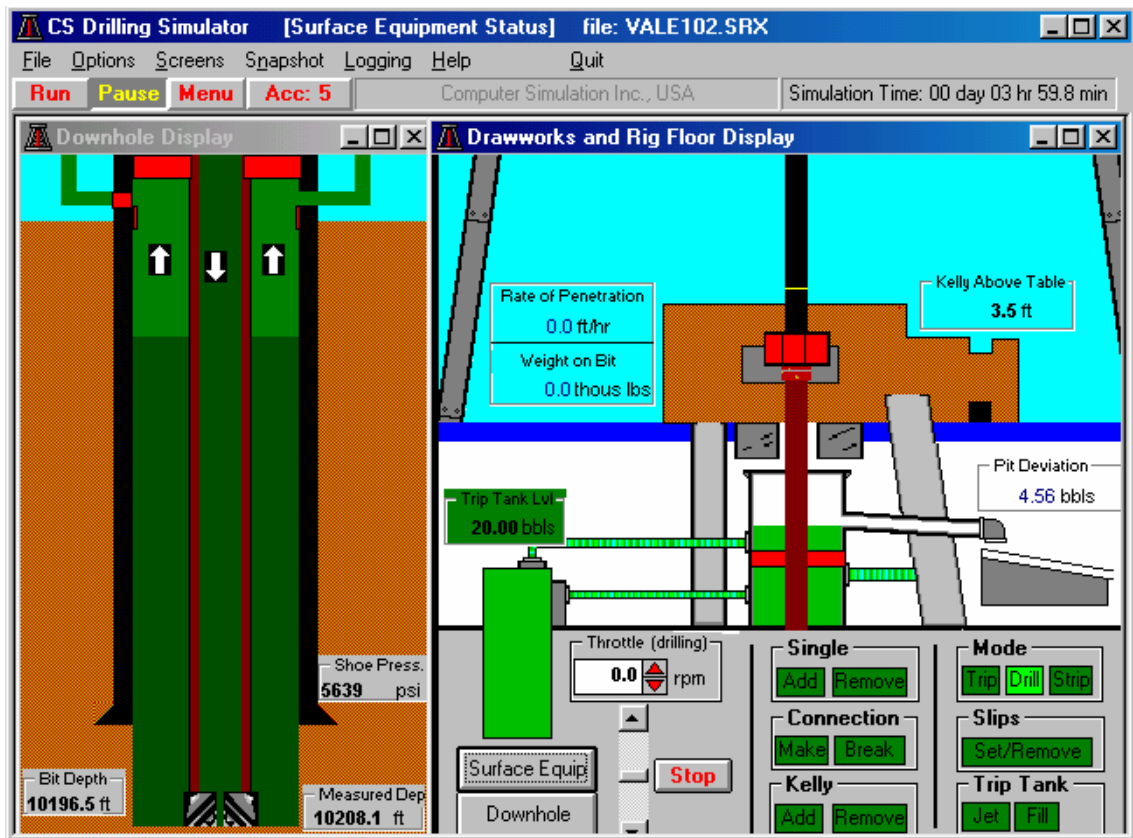


FIGURA Nº 49 (BOMBEANDO LODO PESADO A 7200 STKS)

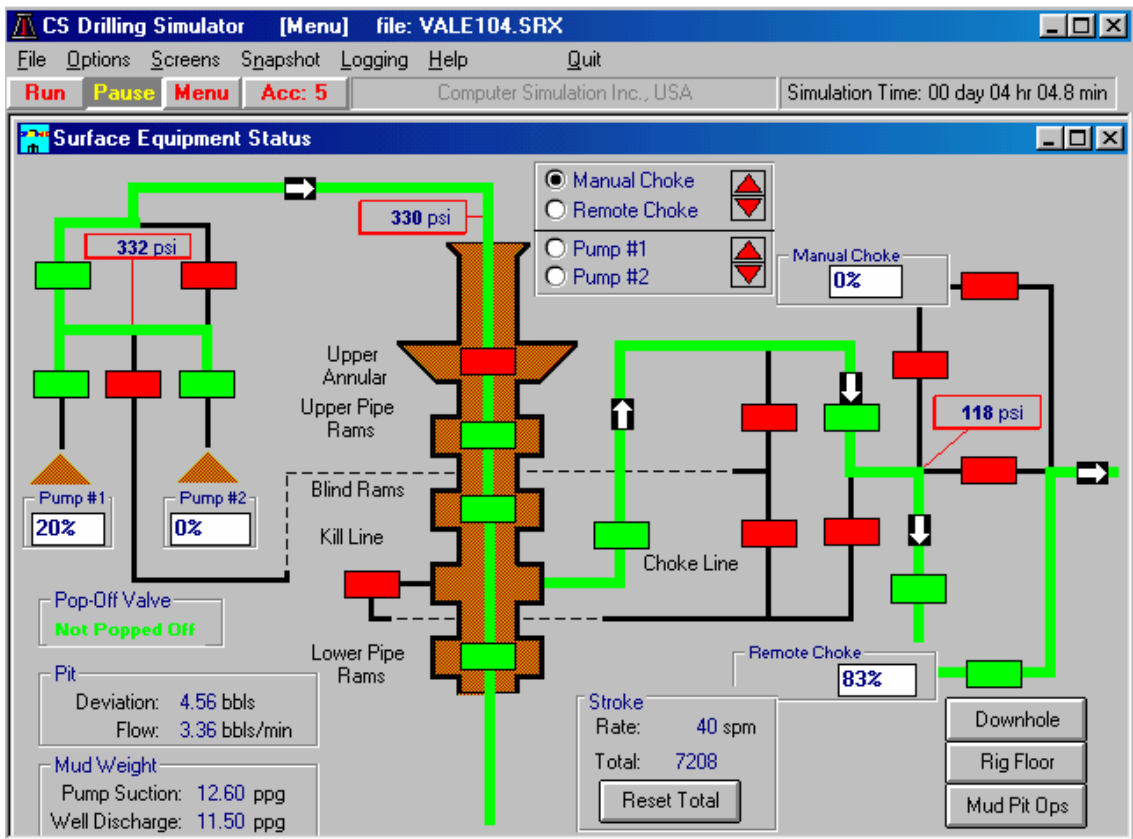
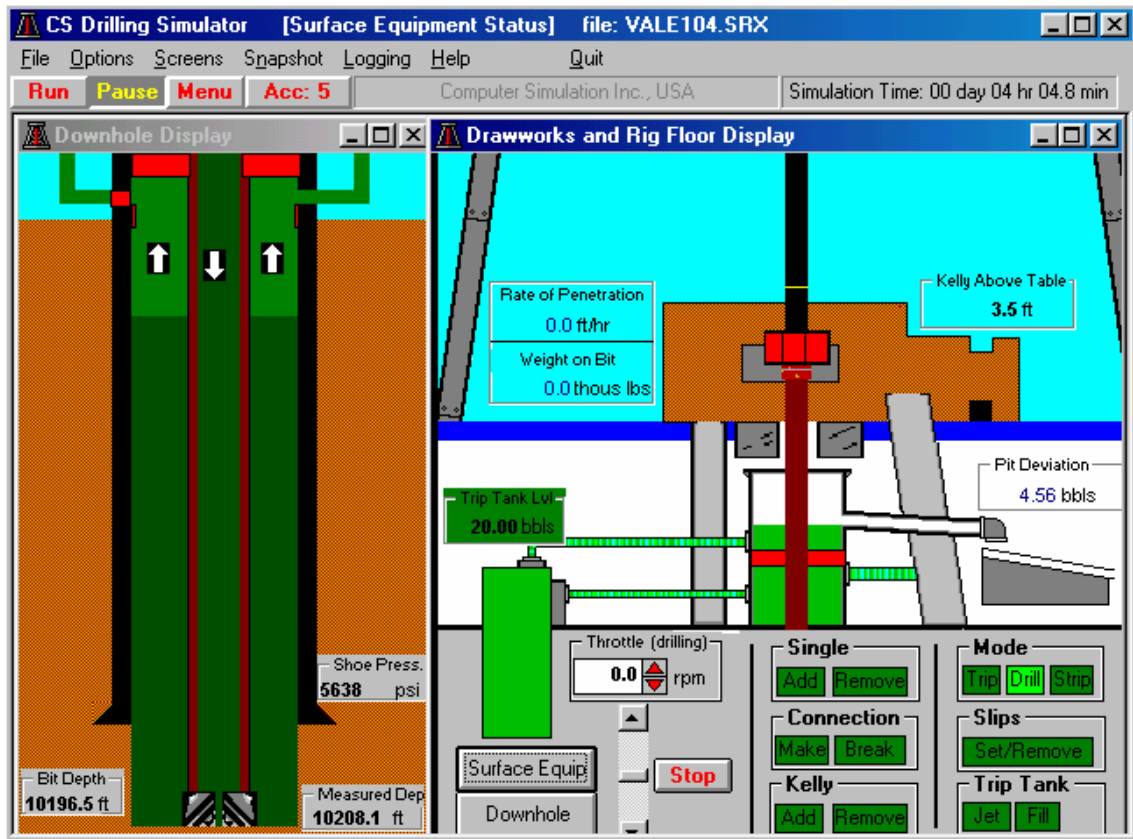


FIGURA Nº 50 (BOMBEANDO LODO PESADO A 7400 STKS)

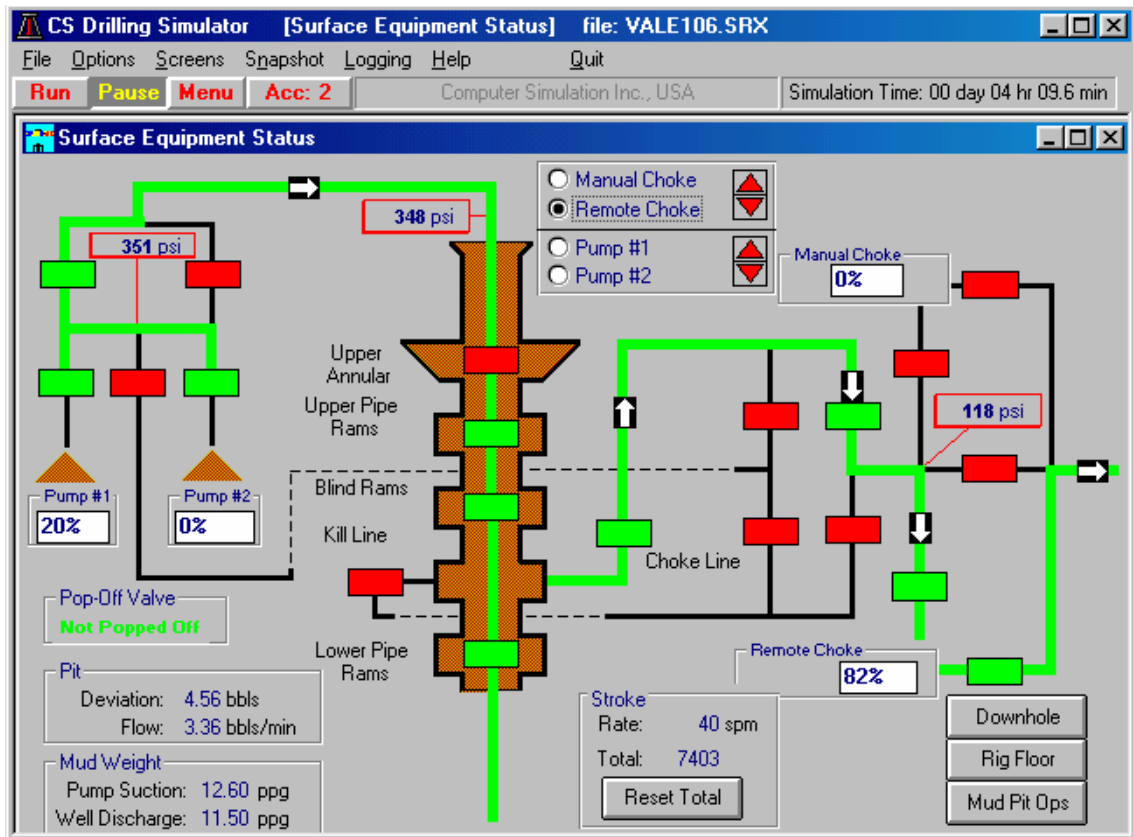
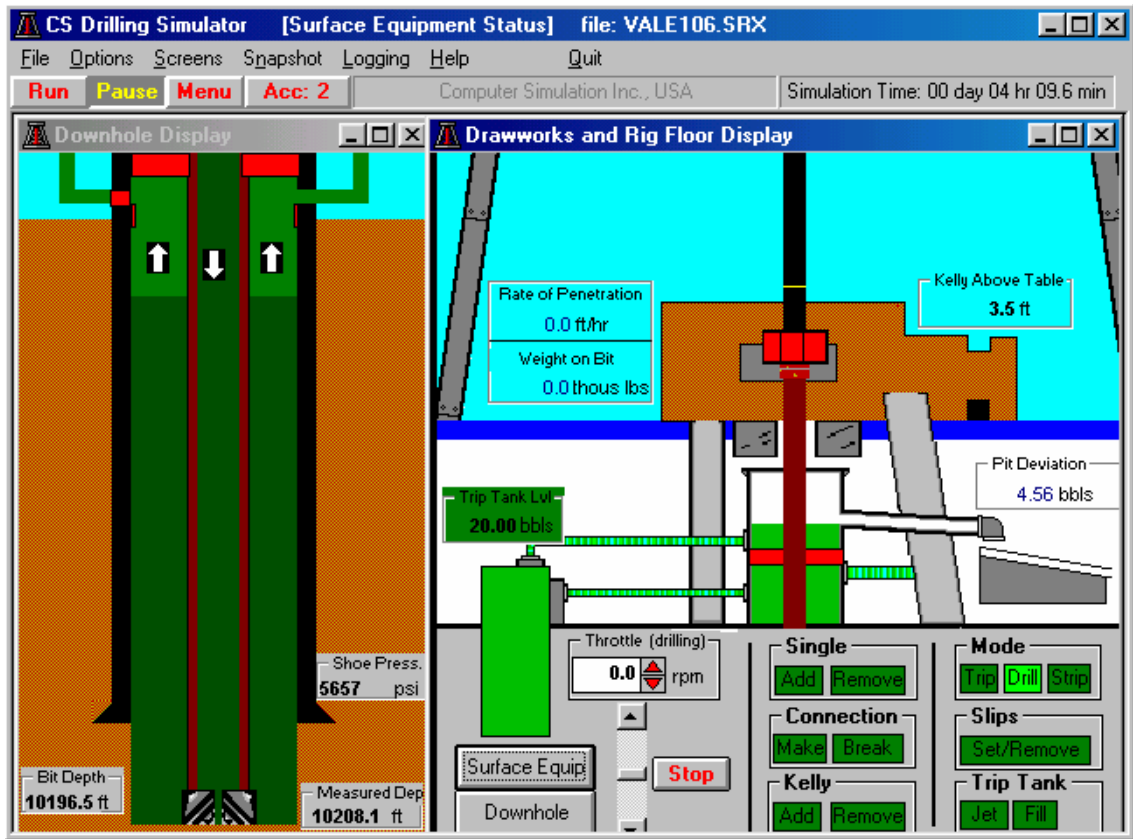


FIGURA Nº 51 (BOMBEANDO LODO PESADO A 7600 STKS)

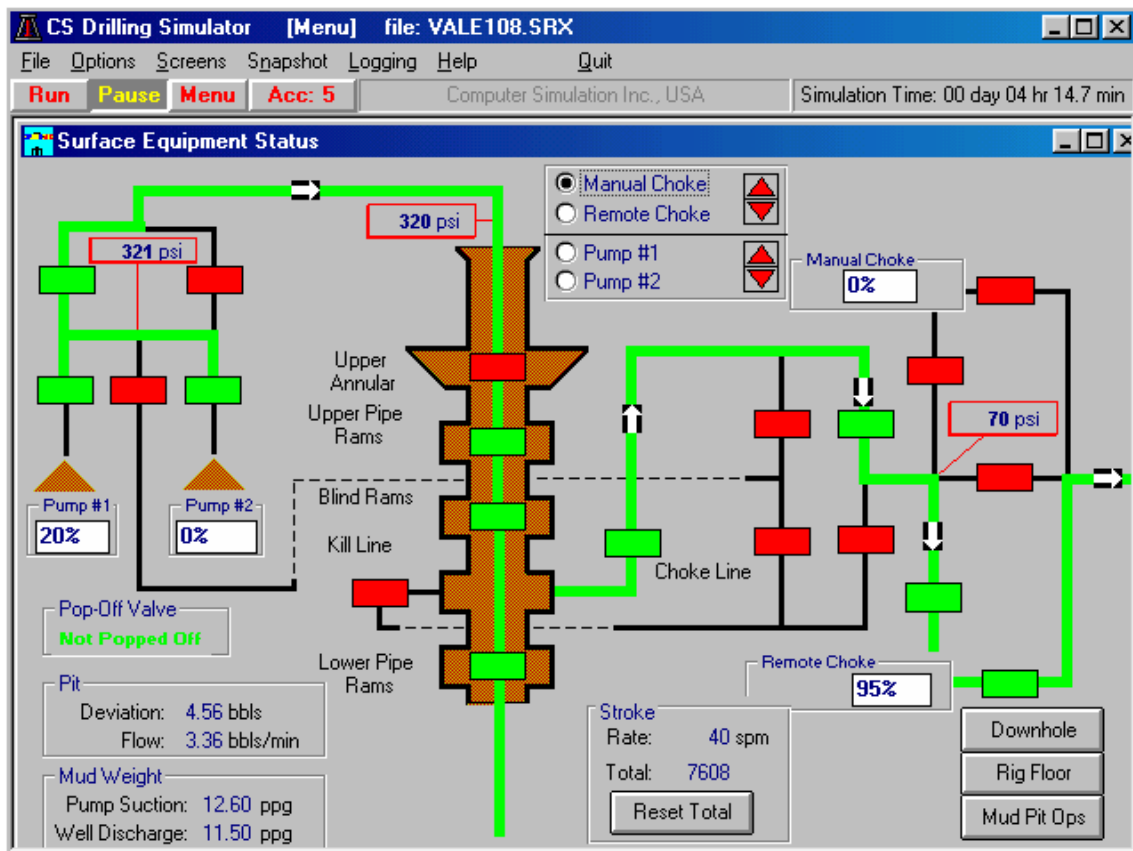
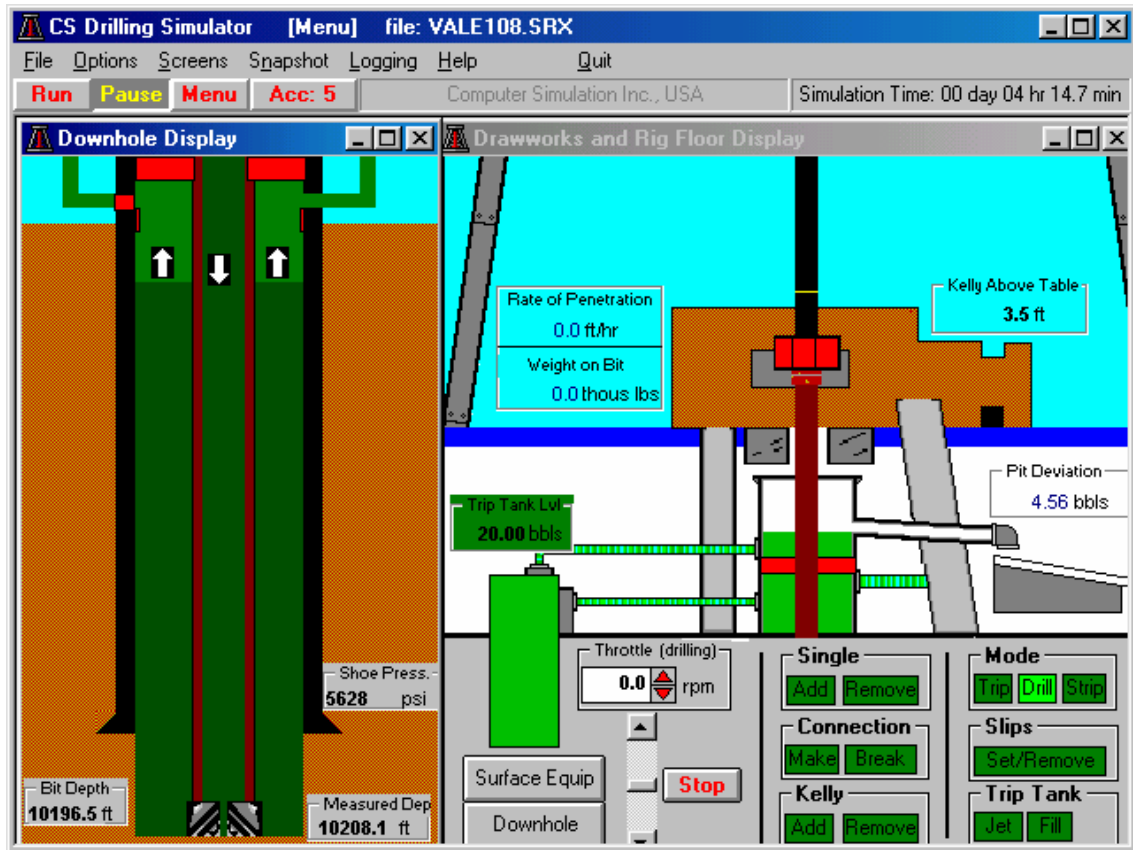


FIGURA Nº 52 (BOMBEANDO LODO PESADO A 7800 STKS)

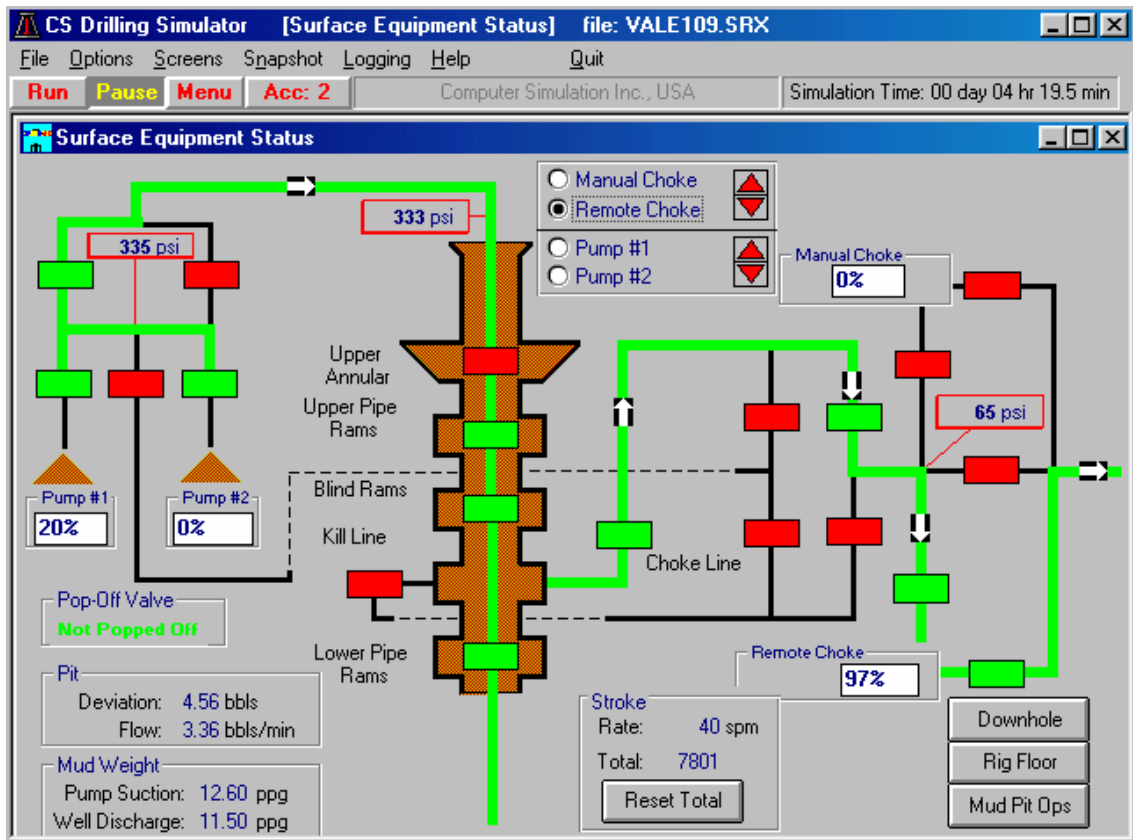
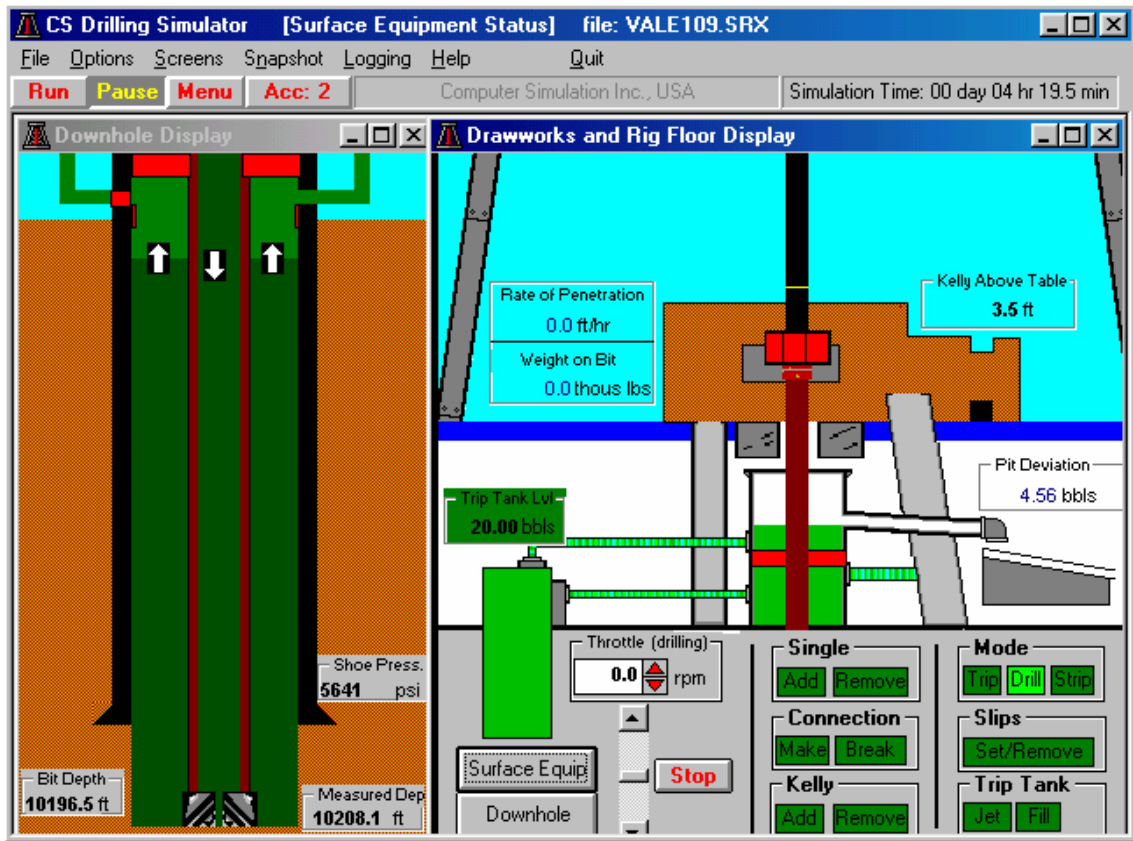


FIGURA Nº 53 (BOMBEANDO LODO PESADO A 8000 STKS)

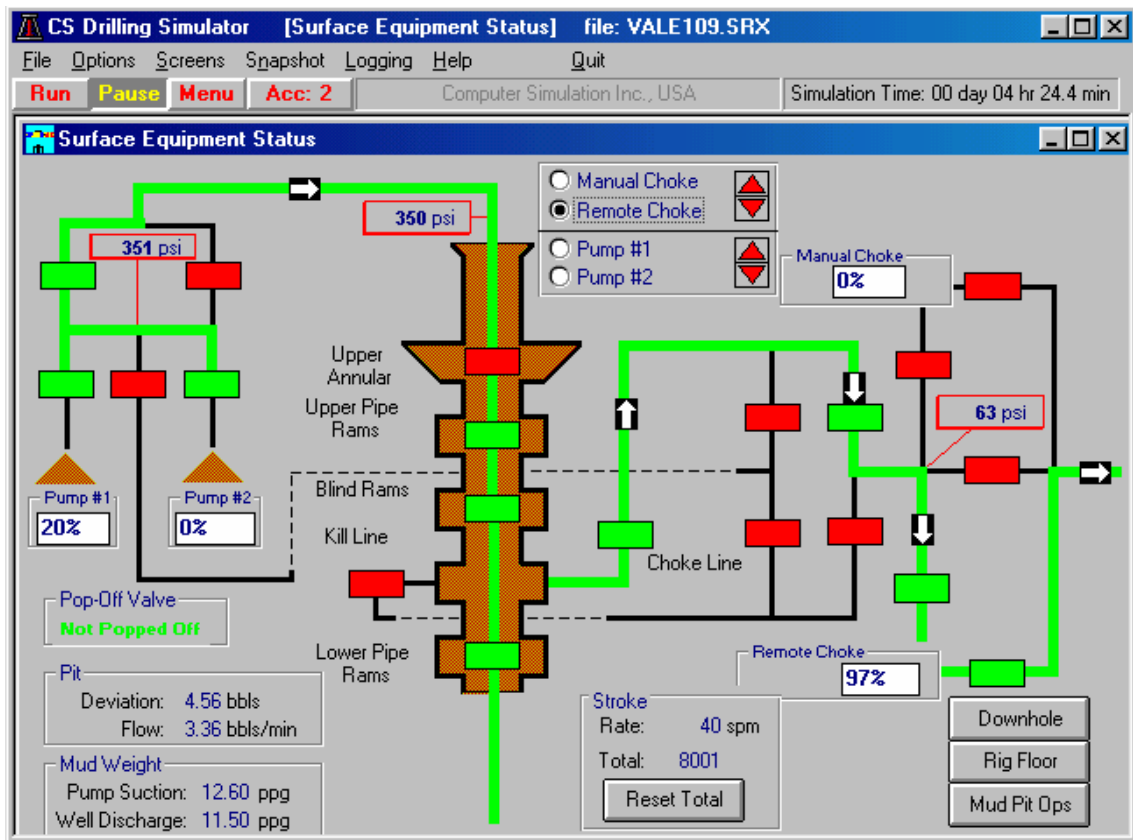
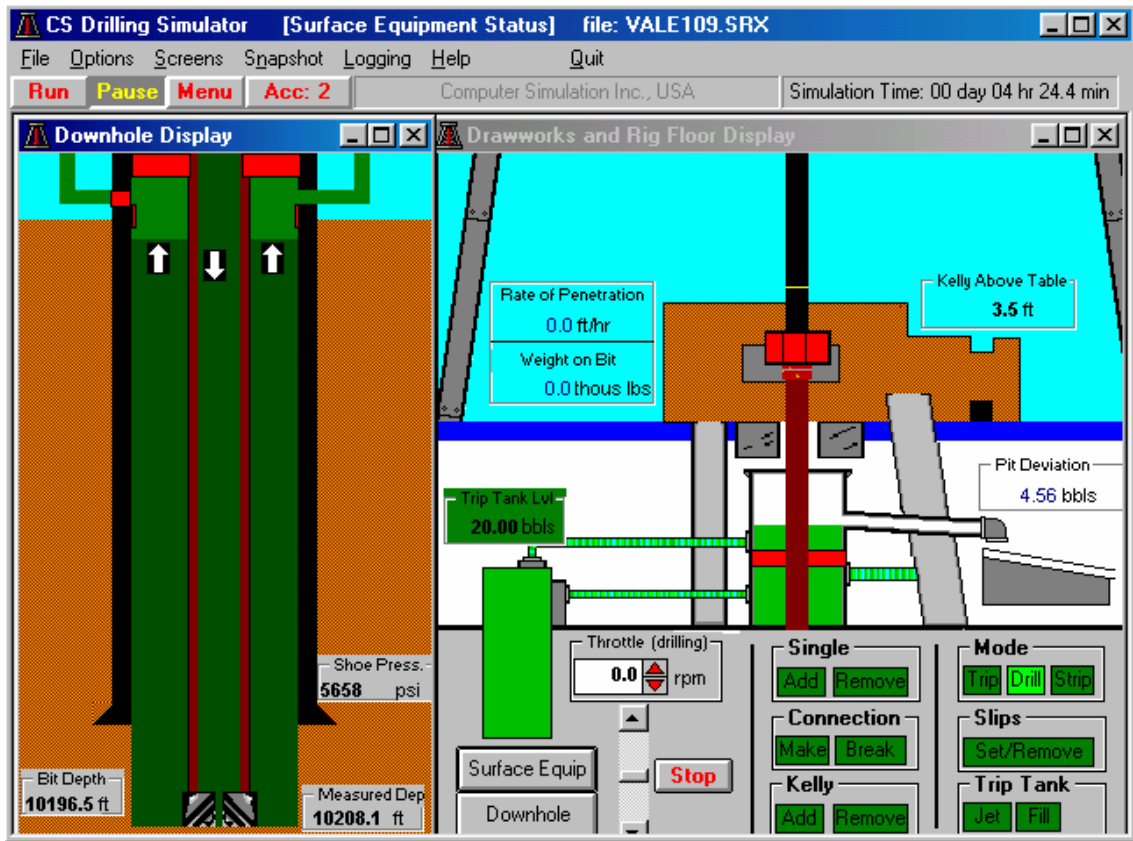


FIGURA Nº 54 (BOMBEANDO LODO PESADO A 8200 STKS)

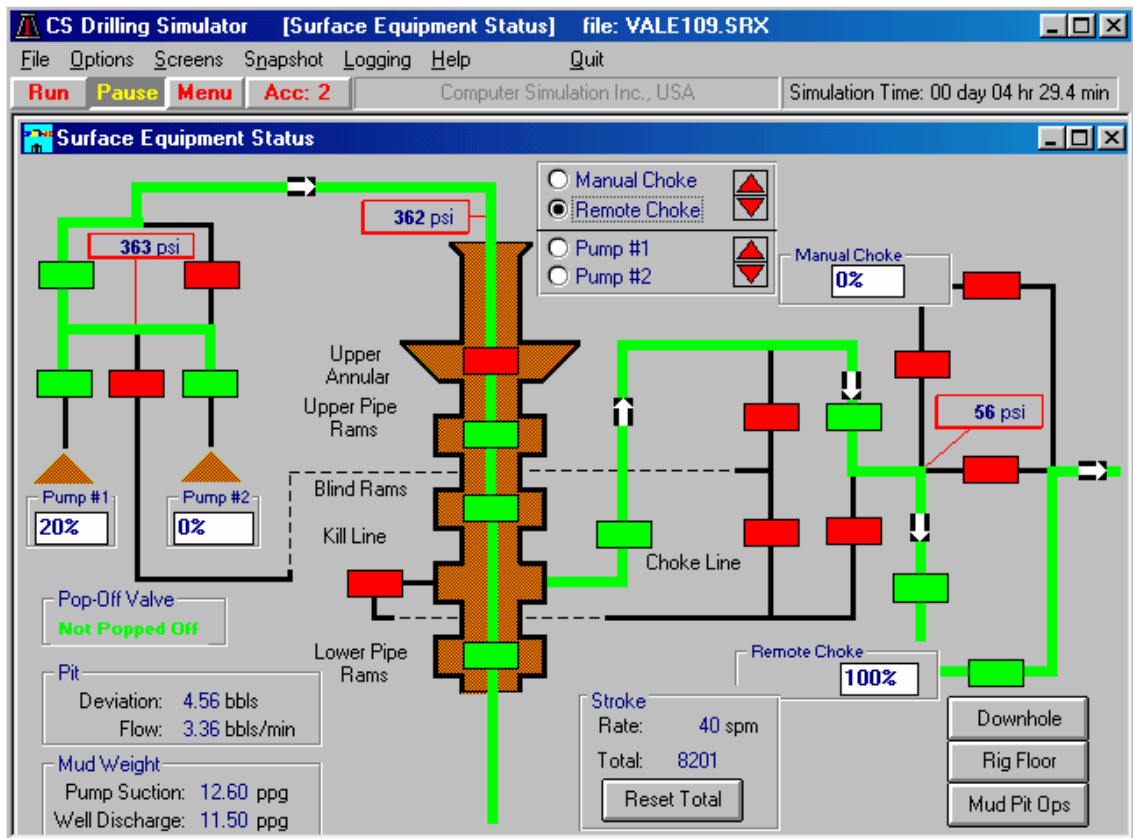
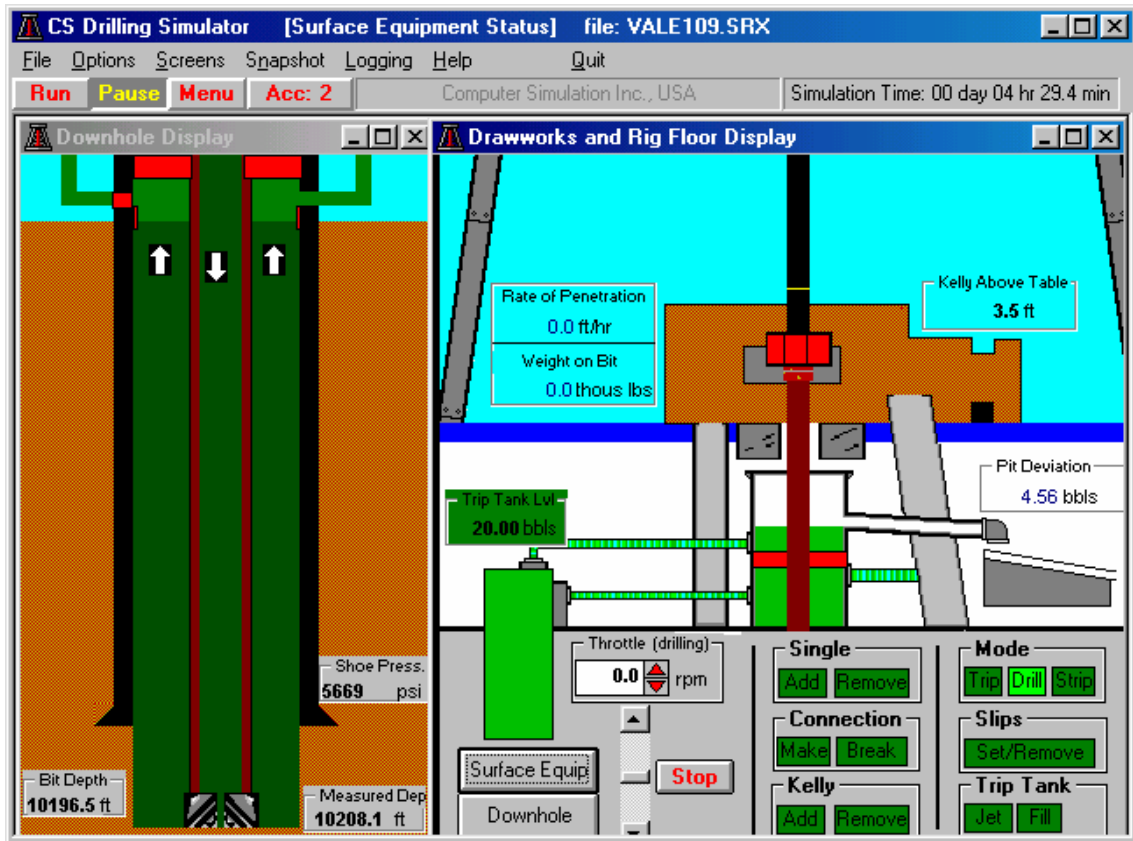


FIGURA N° 55 (8300 STKS, EL LODO PESADO LLEGA ASUPERFICIE)

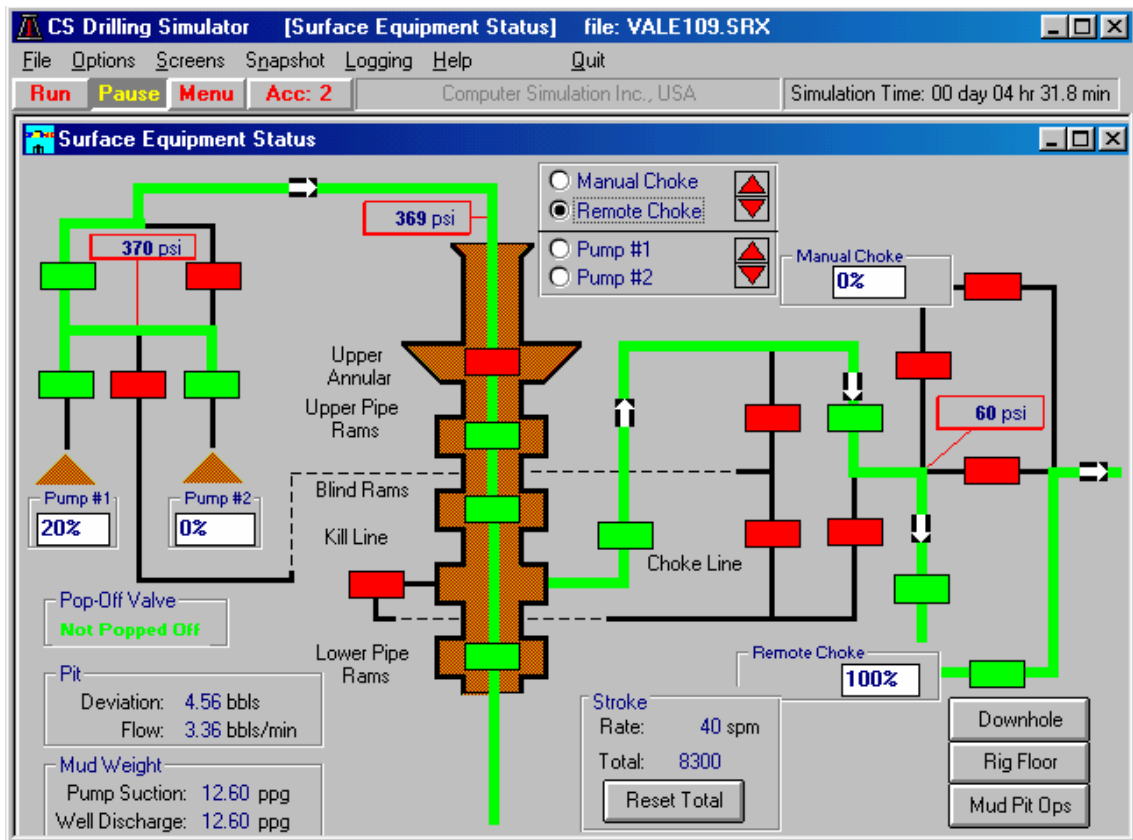
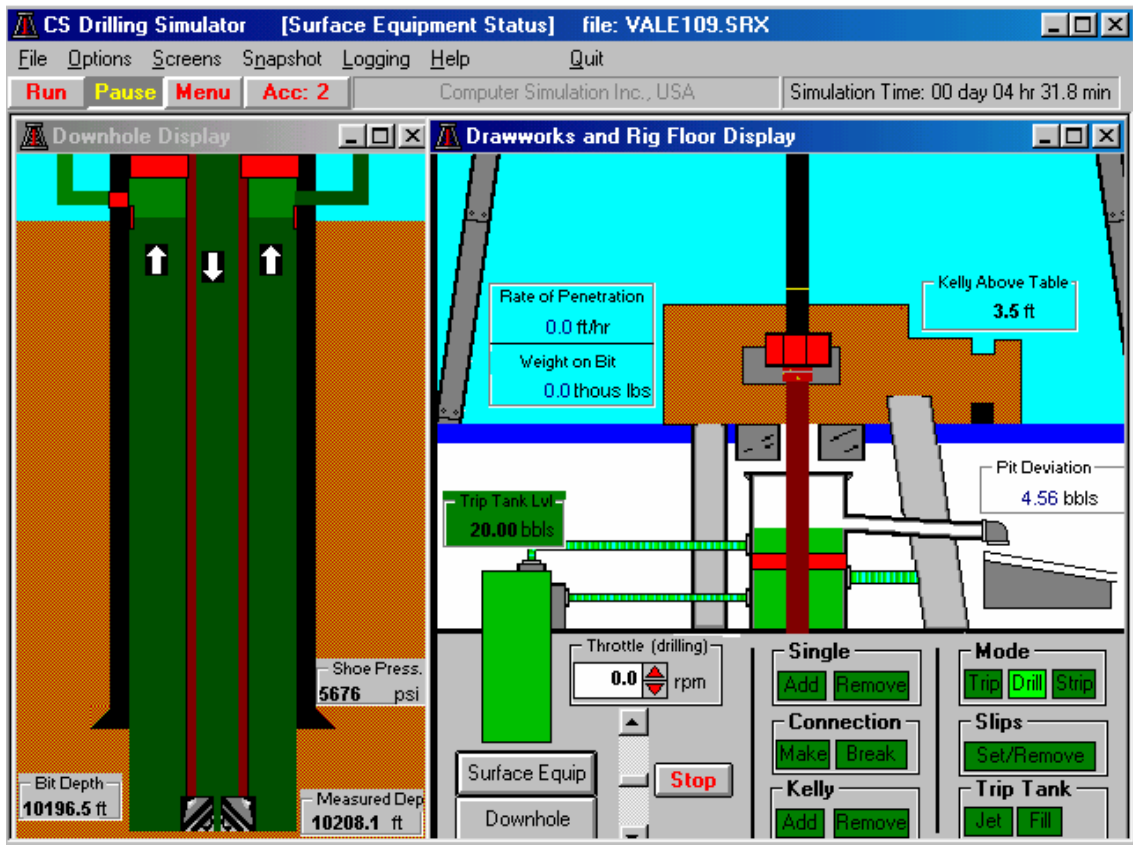


FIGURA N° 56A (SE PARA BOMBA, Y SE REALIZA CONTROL ESTATICO, OK)

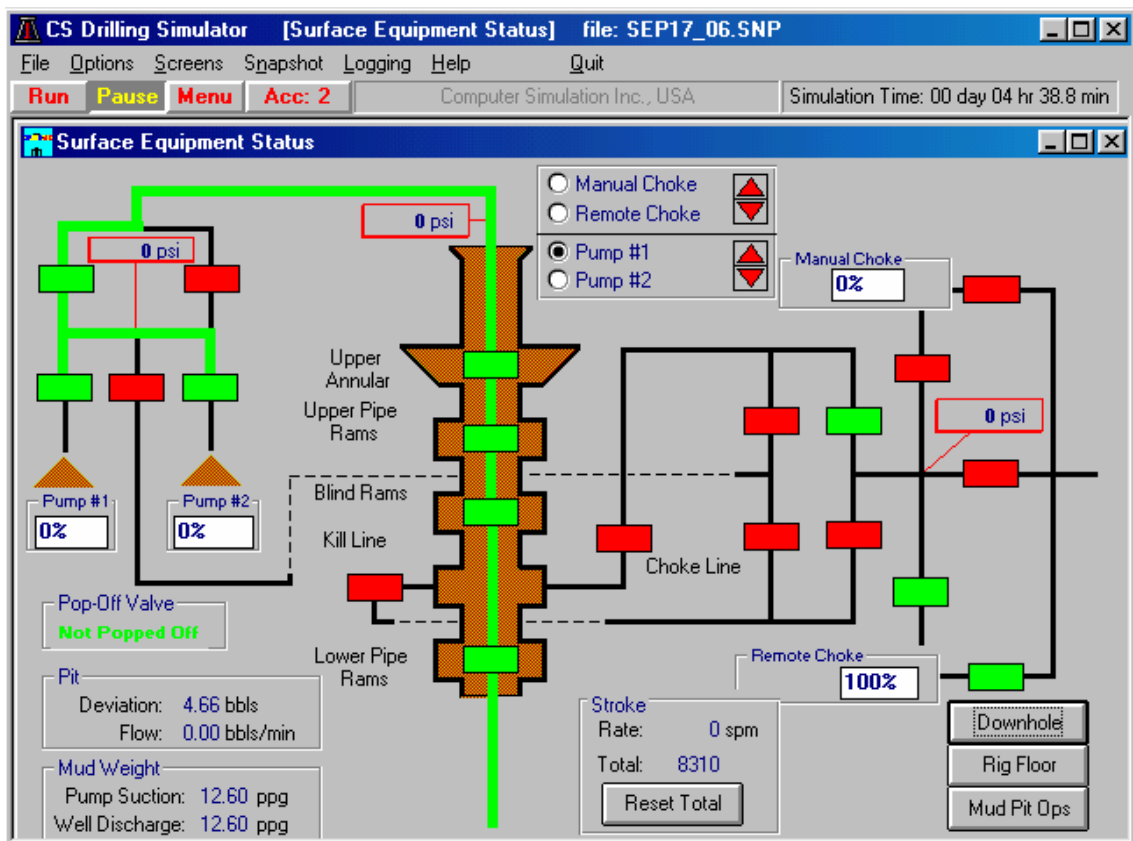
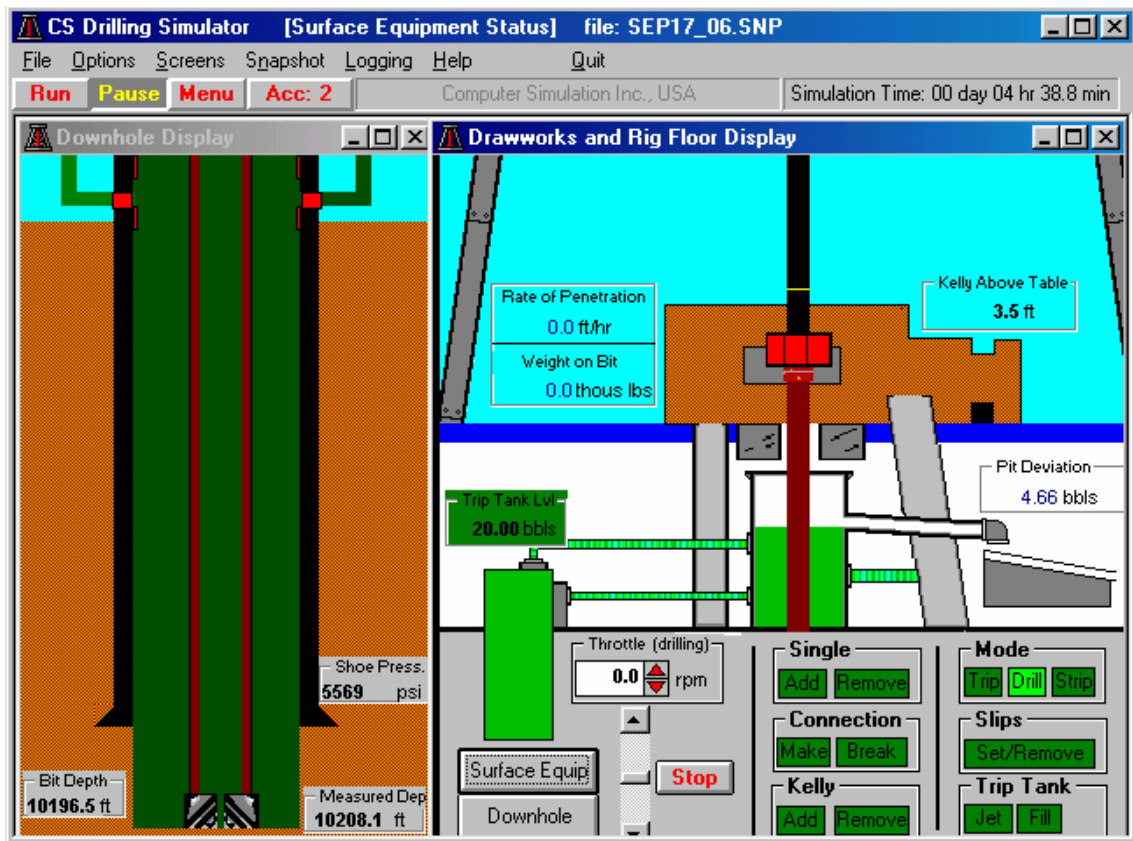
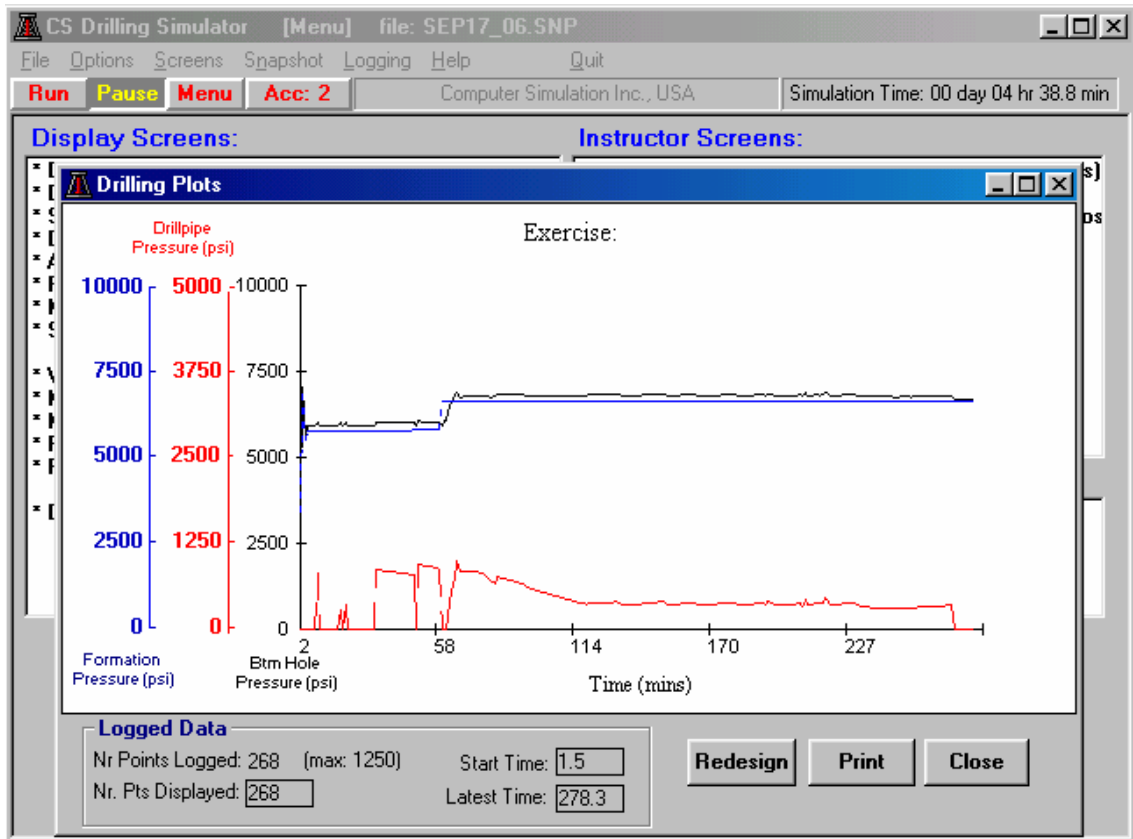
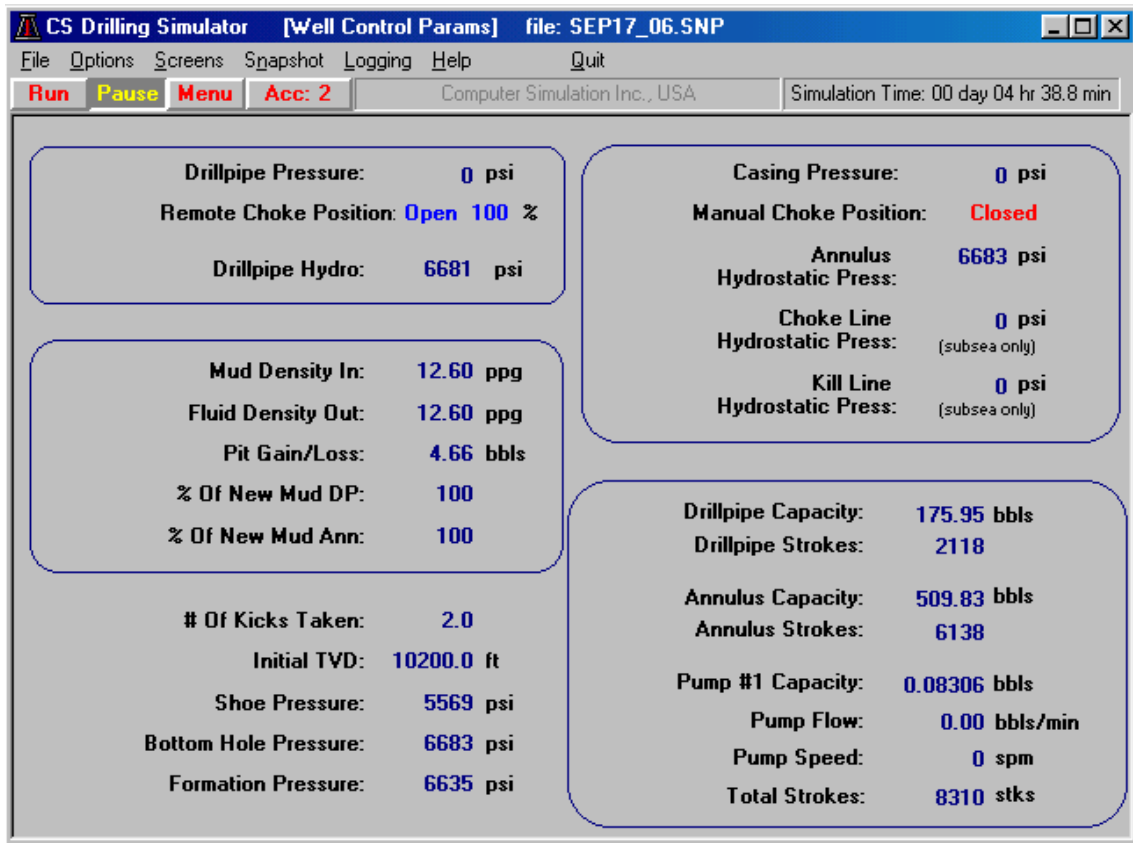


FIGURA N° 56B (PARÁMETROS FINALES DEL POZO, OK)



RESULTADOS DEL EJERCICIO

MAASP al momento del kick	1017	psi
Volumen interno de la sarta	176	Bbls
N° de golpes de la bomba correspondiente al volumen interno	2114	Stks
Tiempo necesario correspondiente al volumen interno	53	min
Volumen de hueco abierto	69	Bbls
N° de golpes de la bomba correspondientes al hueco abierto	830	Stks
Tiempo necesario correspondiente al hueco abierto	21	min
Volumen anular total	513	Bbls
N° de golpes de la bomba correspondientes al volumen anular	6172	Stks
Volumen total del pozo	688	Bbls
N° de golpes de la bomba correspondientes al volumen total	8286	Stks
Tiempo total para circular el volumen total del pozo	207	min
N° de golpes de la bomba correspondientes al choke line		Stks
N° de golpes correspondientes al volumen del marine riser		Stks
Densidad del lodo para matar el pozo	12.54	ppg
Presión inicial de circulación (ICP)	850	psi
Presión final de circulación (FCP)	327	psi
MAASP con el nuevo lodo (KMW)	559	psi
Nueva densidad del lodo incluyendo el riser margin	#####	ppg
MAASP con el riser margin	#####	psi

ANALISIS ECONOMICO

El control de un kick, relacionados con los parámetros tradicionales de rentabilidad y retorno de la inversión, tales como el VAN y el TIR, no pueden ser cuantificados, sino de una manera cualitativa.

No hay términos económicos para señalar pérdidas en dinero, equipo y **personal** que ocasionaría un kick mal controlado que concluye en un reventón (blowout).

Por ello, es requisito indispensable para el personal de la cuadrilla de perforación, contar con el certificado de haber aprobado el curso de Control de Pozos.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. El mantener equilibrio hidrostático en el fondo del pozo es el objetivo más importante de un control primario.
2. La presión de fractura (PFR) es la presión que produce una pérdida parcial de lodo sin fracturar la formación.
3. La densidad de lodo para fracturar el pozo (DFR) nos permite representar la presión de fractura en términos que podamos tener un valor referencial.
4. Cuando la PH sea menor que la PF, habremos alcanzado la condición necesaria y suficiente para que se produzca un kick.
5. 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.
6. La cantidad de fluido de formación que puede ingresar al pozo es proporcional a la permeabilidad de la formación, longitud del pozo perforado, diferencia entre PH-PF, tiempo empleado en reconocer el kick.
7. El método de espera y pesa 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.
8. Verificar que el choque manifold se encuentre en posición correcta para circular el lodo hacia las zarandas a través del estrangulador.
9. Se debe mantener un constante adiestramiento del equipo: Pit drill, BOP drill, stripping drill, choke drill.
10. Los BOPs tienen que ser operados por lo menos una vez cada siete días.
11. El acumulador de presión debe de contar con el número de botellas necesaria para proveer un volumen suficiente de fluido utilizable.

BIBLIOGRAFIA

Manual del API

Manual de Well Control del curso de la IWCF

Manual del Curso de Well Control de la Well Control School