

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

“Validación Del Perfil De Presiones Obtenido con el Simulador
PulsFrac Mediante los Datos del Sensor FastGauge”

TESIS DE GRADO

Previo a la Obtención del Título de:

INGENIERO EN PETRÓLEO

Presentado por:

Berman Stalin Camacho Llanos.

GUAYAQUIL – ECUADOR

2011

A G R A D E C I M I E N T O

Agradezco a Dios, a mis Padres y Hermanos por el apoyo constante y el amor incondicional en cada instante de mi vida.

A los Ingenieros Ángel Martínez de HALLIBURTON, Héctor Román catedrático de la UPSE y al Ingeniero Klever Malavé catedrático de la ESPOL quien hizo que este proyecto de tesis se haga realidad.

DEDICATORIA

A mis queridos
padres Walter y
María por su
ejemplo de amor y
trabajo que me ha
impulsado a seguir
adelante

A mis Hermanos
Noé, Walter y
Geoconda por su
apoyo incondicional
y demás familiares.

TRIBUNAL DE GRADUACIÓN

Ing. Gastón Proaño C.
SUBDECANO DE LA FICT
PRESIDENTE

Ing. Klever Malavé T.
DIRECTOR DE TESIS

Ing. Heinz Terán M.
VOCAL

DECLARACIÓN EXPRESA

“La responsabilidad del contenido de esta Tesis de Grado, me corresponde exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma a la ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL”

(Reglamento de Graduación de la ESPOL).

Berman Stalin Camacho Llanos

RESUMEN

El presente trabajo tiene por objetivo validar los datos de presión dinámica dados por un simulador, con los valores reales del pozo obtenidos por el sensor del alta velocidad FastGauge utilizado durante la operación de cañoneo de las formaciones productivas.

Las técnicas dinámicas de disparos StimGun y SurgePro, analizadas en esta tesis, tienen la gran ventaja de que limpian la zona dañada. Además, la primera origina microfracturas en la formación. Dichas técnicas han estado disponibles por años en la industria petrolera, pero la falta de un método estándar para medir y analizar los resultados ha restringido el uso de las mismas. Con el mejoramiento de los medidores de alta velocidad y software computacionales que incorporan los parámetros del pozo, del yacimiento y detalles del ensamblaje TCP utilizado, se logra entender de mejor manera la dinámica de las presiones.

La curva real obtenida de los datos registrados por el sensor dentro del pozo se compara con la curva dada por la simulación, para determinar si hay analogía entre los dos perfiles. De no haber concordancia, se cambian algunos parámetros en el simulador hasta lograr semejanza entre las curvas, con lo cual se pueden identificar los valores de las presiones presentes durante el trabajo.

La combinación del medidor FastGauge y el software PulsFrac que sirve para evaluar tratamientos dinámicos en los pozos, permite analizar los resultados obtenidos después de efectuar el cañoneo y entender el comportamiento del ensamblaje bajado en el pozo. Además, con los datos registrados por el Gauge OWR y la ayuda del software KAPPA obtenemos los siguientes valores: daño de formación (S), permeabilidad (K) e índice de productividad (IP).

En la tesis se explican los principios y las aplicaciones básicas del sensor FastGauge con los respectivos fundamentos teóricos y en base a ejemplos reales, proporcionando también un mejor entendimiento de la nueva tecnología actualmente disponible para cañoneo de pozos.

ÍNDICE GENERAL

	Pág.
RESUMEN.....	II
ÍNDICE GENERAL.....	III
ABREVIATURAS.....	IV
SIMBOLOGÍA.....	V
ÍNDICE DE FIGURAS.....	VI
ÍNDICE DE TABLAS.....	VII
INTRODUCCIÓN.....	1
 CAPITULO 1	
1. CONDICIONES Y TIPOS DE CAÑONEO.....	3
1.1. Condiciones de Cañoneo.....	3
1.1.1. Sobre balance Estático.....	3
1.1.2. Bajo balance Estático.....	4

1.1.3. Surgencia Dinámica.....	7
1.1.4. Sobre balance Dinámico.....	9
1.1.5. Bajo balance Dinámico.....	10
1.2. Cañoneo mediante Cable Eléctrico (convencional).....	11
1.3. Servicio de Cañoneo con TCP.....	13
1.3.1. Servicio de Cañoneo con TCP teniendo Sobre y Bajo Balance Dinámico.....	16
1.3.2.1. Sistema Sobre balance Dinámico mediante STIMGUN.....	16
1.3.2.2. Sistema Bajo balance Dinámico mediante SURGEPRO.....	23

CAPITULO 2

2. TECNOLOGÍA DEL SENSOR FASTGAUGE Y APLICACIÓN EN UN SISTEMA DE CAÑONEO.....	27
2.1. Diseño del sistema de cañoneo.....	27
2.1.1. Simulador PERFPRO para diseño de carga.....	27
2.1.2. Simulador WEM para el análisis nodal del sistema de cañoneo.....	31
2.1.2.1 Análisis nodal.....	31
2.1.3. Simulador PULSFRAC para Dinámica de disparo.....	36

2.2. Obtención de Datos de Campo mediante el Sensor FastGauge y Validación con el Software PULSFRAC.....	38
2.2.1. Sensores de alta velocidad.....	40
2.2.2. Componentes y Aplicación del Sensor FastGauge.....	42
2.2.3. Interpretación de los datos del Sensor.....	52

CAPITULO 3

3. CRITERIOS DE SELECCIÓN PARA APLICAR EL SOBRE Y BAJO BALANCE DINÁMICO.....	53
3.1. Selección del pozo Candidato para SurgePro.....	59
3.2. Selección del pozo Candidato para StimGun.....	63

CAPITULO 4

4. AJUSTE, VALIDACIÓN E INTERPRETACIÓN DEL PERFIL DE PRESIONES.....	69
4.1. Información proporcionada por el sensor FastGauge.....	69
4.2. Ajuste del perfil de presiones.....	71
4.3. Interpretación de los datos.....	72

CAPITULO 5

5. DETERMINACIÓN DE LOS PARÁMETROS DEL YACIMIENTO MEDIANTE LA APLICACIÓN DEL SOFTWARE KAPPA.....	83
5.1. Metodología del software KAPPA.....	83
5.2. Métodos de Interpretación Utilizados por KAPPA Ecrin-Saphire y sus Respectivos Resultados.....	89
5.3. Curvas de Comportamiento de Afluencia (IPR).....	92

CAPITULO 6

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	98
6.1. Conclusiones.....	98
6.2. Recomendaciones.....	101

ANEXOS.

BIBLIOGRAFÍA.

ABREVIATURAS

API	American Petroleum Institute
BAPD	Barriles de agua por día
BFPD	Barriles de fluido por día
BPPD	Barriles de petróleo por día
BT	Arena Basal Tena
CCL	Registro localizador de collares
cp	Centipoise
DPP	Disparos por pie
Ft	Pies
Hs	Arena Hollín Superior
Hi	Arena Hollín Inferior
IP	Índice de Productividad
IES	Instrumentation and Engineering Services
md	Milidarcies
Ppm	Partes por millón
psi	libras por pulgada cuadrada
psia	libras por pulgada cuadrada absolutas
pulg	Pulgadas
Pwf	Presión Fluyente del pozo
Pr	Presión Estática de Reservorio
Qo	Tasa de Petróleo
Qw	Tasa de agua
TCP	Tubing Conveyed Perforating
Ts	Arena T Superior
Ti	Arena T Inferior
U	Arena U
Ui	Arena U Inferior

SIMBOLOGÍA

AOFP	Absolute Open Flow Potential
BSW	Porcentaje de Agua y Sedimentos
K	Permeabilidad
ks	Permeabilidad en la zona dañada
ko	Permeabilidad al petróleo
N	Densidad de disparos
P	Profundidad de penetración de los disparos
PR	Relación de productividad
pws	Presión de fondo
pwf	Presión de fondo fluyente
Pb	Presión de burbuja
re	Radio de Reservorio
rw	Radio del pozo
tbg	tubing
S	factor de daño skin
ϕ	Porosidad
μ	Viscosidad
β_o	Factor Volumétrico del petróleo

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1. Sistema Bajo Balance Dinámico “SURGEPRO”	11
Figura 1.2. Cañoneo con Wire-Line (Cable más cañón).....	12
Figura 1.3. Sistema TCP.....	14
Figura 1.4. Esquema de un disparo	17
Figura 1.5. Situación ideal de un punzado (túnel limpio).....	17
Figura 1.6. Ensamblaje STIMGUN.....	18
Figura 1.7. Acción del propelente.....	19
Figura 1.8. Cámara de surgencia y residuos.....	24
Figura 1.9. Funcionamiento del SURGEPRO.....	25
Figura 2.1. Geometría del sistema de disparos.....	30
Figura 2.2. Esquema para caídas de presión en análisis nodal.....	34
Figura 2.3. Principio físico del PulsFrac.....	37
Figura 2.4. Barra detonadora o Drop Bar.....	39
Figura 2.5. Sensor FastGauge.....	41
Figura 2.6. Secciones del FastGauge.....	42
Figura 2.7. Reductor de golpes (Shock Mitigater).....	43

Figura 2.8. Perfil de presión con FastGauge.....	44
Figura 2.9. Perfil de presión antes del disparo.....	45
Figura 2.10. Perfil de temperatura.....	46
Figura 2.11. Niveles de vibraciones.....	47
Figura 2.12. Velocidad y distancia del movimiento.....	48
Figura 2.13. Batería.....	49
Figura 2.14. Tapón del sensor.....	49
Figura 2.15. Movimiento del conjunto TCP.....	51
Figura 3.1. Columna estratigráfica de la cuenca oriente.....	54
Figura 3.2. Registro eléctrico de inducción del pozo tortuga 10.....	60
Figura 3.3. Sarta de disparo TCP.....	61
Figura 3.4. Registro eléctrico “High Definition Induction”.....	64
Figura 3.5. Sarta de disparo.....	65
Figura 3.6. Barra de disparo.....	66
Figura 4.1. Perfil de presión del pozo tortuga 10.....	70
Figura 4.2. Perfil de presión del pozo lobo 09.....	70
Figura 4.3. Validación Del PulsFrac Con Los Datos Reales Para El Pozo Lobo 09.....	71
Figura 4.4. Validación Del PulsFrac Con Los Datos Reales Para El Pozo Tortuga 10.....	72
Figura 4.5. Perfil de desbalance después del cañoneo.....	74
Figura 4.6. Cierre y apertura del flujo del pozo.....	75

Figura 4.7. Modelo de Hageman.....	76
Figura 4.8. Extensión del yacimiento.....	77
Figura 4.9. Perfil de presión del pozo lobo 09.....	79
Figura 4.10. Perfil ampliado de presión.....	80
Figura 4.11. Modelo de Hageman.....	81
Figura 4.12. Extensión del yacimiento.....	82
Figura 5.1. Curva de HORNER pozo tortuga 10.....	90
Figura 5.2. Curva de HORNER pozo lobo 09.....	90
Figura 5.3. Curva de presión lobo 09.....	91
Figura 5.4. Curva de presión tortuga 10.....	92
Figura 5.5. Curvas de comportamiento Presión - Producción.....	93
Figura 5.6. Producción - Presión para pozo tortuga 10.....	94
Figura 5.7. Producción - Presión para el pozo lobo 09.....	94

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1. Selección De Un Óptimo Bajo Balance.....	6
Tabla 3.1. Parametros Petrofísicos de las Diferentes Arenas.....	57
Tabla 3.2. Parámetros PVT de los Fluidos.....	58
Tabla 3.3. Componentes de la sarta de disparo.....	62
Tabla 3.4. Componentes y características de la sarta TCP.....	67
Tabla 3.5. Elementos de la barra utilizada en el pozo.....	68
Tabla 5.1. Rango de datos para la correlación de STANDING.....	84
Tabla 5.2. Datos para correlación VASQUEZ y BEGGS.....	87
Tabla 5.3. Rango de datos.....	88
Tabla 5.4. Información dada por KAPPA.....	95
Tabla 5.5. Parámetros de presiones y profundidades.....	96
Tabla 5.6. Resultados de la interpretación por KAPPA.....	97

INTRODUCCIÓN

Las operaciones de disparos constituyen un paso fundamental para establecer comunicación entre el yacimiento y la boca del pozo. No basta con abrir orificios en el revestidor de acero, en el cemento circundante y en la formación, utilizando métodos y cañones ofrecidos en catálogos de servicios. La tecnología de disparos en base a las propiedades promedio de la formación y al comportamiento de las cargas moldeadas, se está reemplazando por un enfoque orientado a las necesidades específicas de cada caso. El diseño de los disparos constituye una parte integral del programa de pruebas y completación, donde se tiene que tomar en cuenta las características de la formación y los requerimientos del pozo.

El uso de modernos métodos de cañoneo permiten crear en la formación un sobre-balance dinámico utilizando la técnica “StimGun” (cañón mas propelente) o un bajo-balance dinámico mediante la tecnología “SurgePro” (cañón más cámaras de vacío). Estas técnicas de cañoneo originan comportamiento de presiones dinámicas en el fondo del pozo durante pequeñísimos intervalos de tiempo.

En el primer método, “STIMGUN”, generalmente la combustión del propelente en el pozo tiene una duración entre 10 y 15 milisegundos (ms), mientras la operación completa del cañón estándar, sin propelente, requiere

menos de 10 milisegundos. Actualmente el propelente se combina con cañones para crear la secuencia: disparos- limpieza-fracturamiento, cuya ejecución tiene un tiempo aproximado de 100 ms.

Para entender la respuesta del fenómeno dinámico en la presión durante el proceso de cañoneo, las técnicas “STIMGUN” y “SURGEPRO” utilizan el medidor de alta velocidad “FastGauge” que registra los cambios bruscos de presión y temperatura originados por los disparos, datos que se utilizan para describir y validar los modelos computacionales utilizados y que además explican el comportamiento del evento dinámico originado por el cañoneo, tanto para el “StimGun” (cañón mas propelente) como para el “SurgePro” (cañón mas cámara de surgencia).

En este trabajo se explica el principio de operación del sensor “FastGauge” y su aplicación en la industria petrolera, teniendo en cuenta que los softwares PulsFrac y KAPPA, permiten la validación del perfil de presión y la interpretación de presiones, respectivamente.

CAPITULO 1

1. CONDICIONES Y TIPOS DE CAÑONEO.

1.1. Condiciones de Cañoneo.

Cuando se cañonea una formación es necesario efectuar un diseño adecuado del proceso, y para lograrlo se debe tener en cuenta factores como las técnicas de disparo disponibles: sobre-balance estático, bajo-balance estático, sobre-balance dinámico y bajo-balance dinámico, cada una de las cuales se describen a continuación.

1.1.1. Sobre-balance Estático.

Se presenta esta condición cuando la presión hidrostática en la cara de la arena es mayor que la de la formación.

El cañoneo con sobre-balance estático sin un control adecuado de la presión hidrostática, causa que los residuos de los disparos efectuados taponen severamente las perforaciones realizadas, originando el daño de formación. Cuando se tiene

dicho control y utilizamos fluido limpio se eliminan los restos de los disparos, por tanto el citado daño.

1.1.2. Bajo-balance Estático.

La técnica implica que la presión hidrostática en la boca del pozo es menor que la del yacimiento y es reconocida como el mejor método para remover un posible daño de formación causado por los disparos. Se aplica en yacimientos con permeabilidades entre 100 a 200 md.

Los canales creados por los disparos con un nivel mínimo de daño, son esenciales para maximizar la producción de los pozos. Se debe tener en cuenta que los chorros de alta energía producidos por la detonación de las cargas explosivas generan daño por las ondas de impacto, que crean partículas finas y residuos (detritos) como resultado de la fragmentación y debilitamiento de los granos de la formación. La extensión y la magnitud de la zona dañada dependen de las propiedades de la roca, del fluido presente en el espacio poroso y del tipo y tamaño de la carga utilizada.

Durante los microsegundos en que la detonación crea los túneles, la onda de presión perfora huecos a través del casing y en la formación. El material resultante es empujado a los lados de los huecos creados, pudiendo compactarse parte de la formación cercana al cañoneo. El resultado de dicha compactación es una reducción de la permeabilidad inicial en un 20 % o mayor.

La diferencia de presión de la formación hacia el pozo, cuyo máximo valor debe ser de 500 psi, ayuda a remover los posibles problemas originados por el cañoneo. Es importante optimizar el desbalance de presión porque un excesivo valor, particularmente donde el cemento o la matriz de la roca son débiles, puede causar el colapso del casing o la desintegración de la formación.

✓ **Métodos recomendados para seleccionar el óptimo bajo-balance estático.**

Los principales métodos son:

- **Criterio de BELL**

En la tabla 1.1 se presenta el criterio sugerido por Bell (1984) para seleccionar un óptimo bajo-balance, para yacimientos de petróleo o de gas.

TABLA 1.1

SELECCIÓN DE UN ÓPTIMO BAJO-BALANCE

Permeabilidad	Bajo-balance requerido (psi)	
	Oil	Gas
> 100 md	200 -500	1000 -2000
< 100 md	1000 -2000	2000 - 5000

- **Carta de KING.**

King publicó cartas empíricas, basado en el estudio de campo de 90 pozos perforados con TCP en formaciones de areniscas. Las cartas correlacionan la presión de desbalance utilizada en el cañoneo, la permeabilidad de la formación y el tipo de fluido en el yacimiento.

Tanto Bell como King sugieren que el desbalance de presión debe ser al menos 200 psi, en yacimiento de petróleo.

- **Limites de seguridad del desbalance estático.**

Desde el punto de vista de la productividad, se debe tener el mayor valor posible de desbalance a favor de la formación. Sin embargo existen razones para limitar la caída de presión, que pueden ser:

- Dicha caída no debería causar fallas mecánicas en la formación. Para ello, el programa de análisis de esfuerzos de la arena da un valor confiable del desbalance basado en las propiedades mecánicas de las rocas de la formación.
- Una excesiva caída de presión puede generar deformaciones mecánicas del casing y causar daño en la permeabilidad en la región cercana al pozo, debido al movimiento de los finos.

1.1.3. Surgencia Dinámica.

Consiste en la caída de presión instantánea que ocurre al momento de detonar un cañón ya sea en condiciones de balance, bajo-balance o sobre balance estático, originando que se igualen las presiones en la cara del pozo y en sus

alrededores con la atmosférica dentro de las secciones de cañones y/o en las cámaras de surgencia.

Estudios de laboratorio han determinado que el efecto instantáneo originado por la surgencia, que puede ocurrir en pocos segundos, limpia el canal perforado creado al disparar los cañones, proporcionando mejor conectividad yacimiento-pozo.

El efecto dinámico está directamente relacionado con:

- Volumen y presión del colchón de agua en el pozo.
- Disponibilidad de volumen en el cañón para el fluido del pozo.
- Tamaño de la carga, tipo y densidad de disparos.
- Diámetro del hueco en el cañón.
- Diámetro del canal creado.
- Volumen del canal perforado.
- Tipo y Compresibilidad del fluido de formación.
- Presión, Permeabilidad y Daño de formación.

Para comprender y maximizar los efectos de la surgencia dinámica se utiliza el software SurgePro, que ha sido validado

por pruebas de laboratorio y con información tomada de sensores de alta resolución.

La surgencia dinámica es un fenómeno que ocurre desde que existe la técnica de cañoneo, pero en la actualidad se la analiza y aplica con mayor énfasis. El método no pretende sustituir al cañoneo bajo-balance sino mejorarlo y ayudar a obtener incrementos de producción donde el desbalance a favor de la formación no sea posible o viable.

1.1.4. Sobre-balance Dinámico.

Con la introducción de la técnica del TCP y el desarrollo de yacimientos de baja permeabilidad que requieren estimulación para lograr tasas comerciales de producción, prácticas como cañoneo con sobre-balance dinámico, se desarrollaron para complementar la técnica de bajo-balance dinámico. El método fue presentado en 1993 por Oryx Energy y Arco, como una solución a los problemas encontrados durante el fracturamiento hidráulico de yacimientos específicos.

Una variación de esta técnica se presentó en 1997 con la introducción de propelente (químico) que genera un gas a alta presión durante el disparo del cañón, ocasionando un aumento

considerable de la presión en el pozo, que llega a ser mucho mayor que la del yacimiento. El incremento ocurre en cuestión de milisegundos.

Generalmente la técnica se aplica en formaciones de baja permeabilidad donde no hay suficiente desbalance para alcanzar la formación y comunicar las fracturas naturales con el pozo.

1.1.5. Bajo-balance Dinámico.

La técnica mostrada en la figura 1.1, se aplica para minimizar o eliminar el daño cercano al pozo y se caracteriza por manejar el transiente de presión que se presenta instantáneamente después de que ha ocurrido el proceso de cañoneo. Permite que los fluidos del pozo entren rápidamente al cañón vacío, creando una caída de presión que se propaga a lo ancho del yacimiento. El evento dinámico se mide en milisegundos.

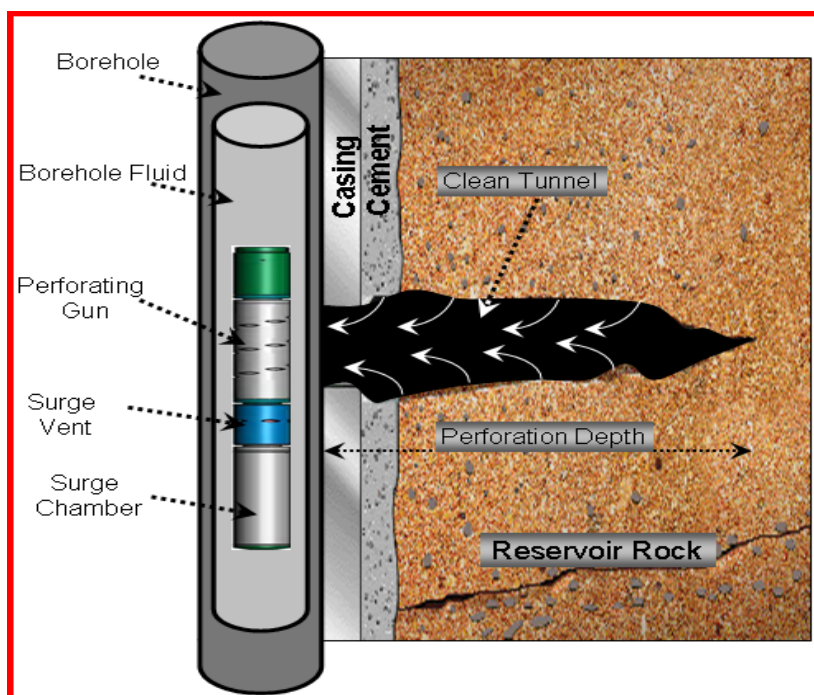


FIGURA 1.1. SISTEMA BAJO-BALANCE DINÁMICO
“SURGEPRO” (FUENTE: HALLIBURTON)

1.2. Cañoneo mediante Cable Eléctrico (convencional).

El método se basa en que el pozo se encuentra en condiciones de sobre-balance principalmente cuando se utiliza una unidad de cable eléctrico, es decir la presión hidrostática es mayor a la de la formación, con la finalidad de controlar el flujo del pozo. El proceso se muestra en la figura 1.2.

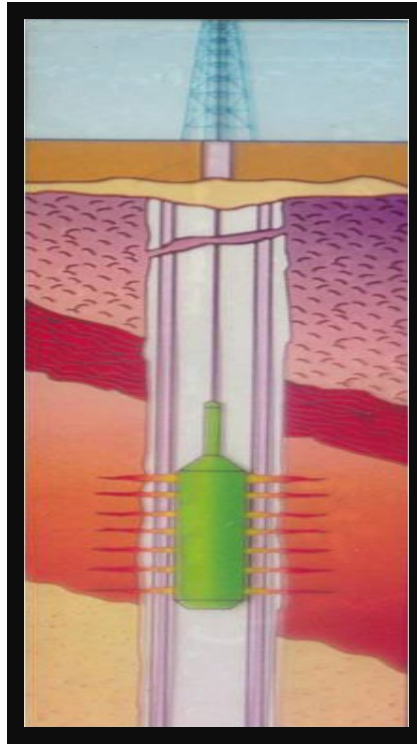


FIGURA 1.2. CAÑONEO CON “WIRE-LINE” (CABLE MAS CAÑÓN).
(FUENTE: HALLIBURTON)

Las principales características de la técnica son las siguientes:

- El diámetro del cañón está limitado únicamente por el diámetro interno (ID) del casing.
- El cañón de casing ofrece alta confiabilidad por cuanto la capa de voladura del cordón de detonación y las cargas moldeadas están protegidas del ambiente del hueco.
- La explosión puede ser selectiva entre cañones.
- Los cañones son posicionados opuestos a la zona de interés utilizando un localizador de cuellos (ccl).

Hay dos limitaciones principales en este método:

- La resistencia del cable de acero y el peso de los cañones limita la longitud del ensamblaje que puede ser corrido en cada viaje dentro del pozo.
- Como práctica general, el pozo debe ser cañoneado con sobre presión, que puede evitar una limpieza óptima de las perforaciones.

Otra desventaja del método es que el cañoneo debe realizarse en condiciones de balance o sobre-balance, descartando el bajo-balance, que es beneficioso porque evita la invasión a la formación.

1.3. Servicio de Cañoneo con TCP.

Se llama TCP por sus siglas en ingles (TUBING CONVEYED PERFORATING) y son cañones estándar para casing corridos con tubería, teniendo un packer en la parte superior del mismo. La figura 1.3 muestra un esquema del TCP.

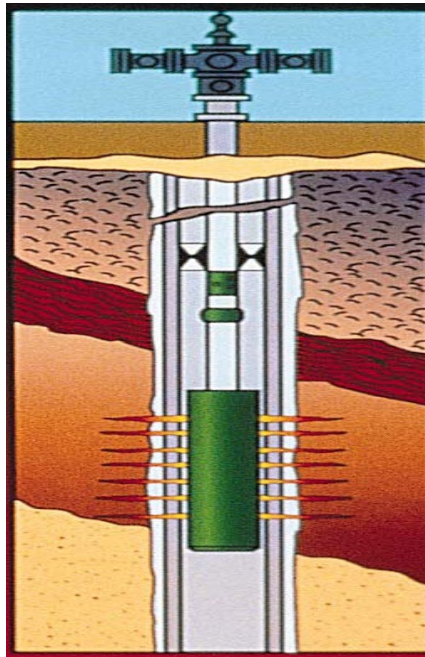


FIGURA 1.3. SISTEMA TCP
(FUENTE: HALLIBURTON)

Consiste en un ensamblaje de tubería y cañones con una cabeza de detonación en el tope, que es accionada por una barra de acero. Sobre el tope de la cabeza existe una conexión para permitir que los fluidos del yacimiento fluyan hacia el tubing y continúen a la superficie. Lleva además una píldora radiactiva para correlación de profundidad.

El ensamblaje se baja dentro del pozo. Los cañones son posicionados en profundidad. Después se asienta el packer y podemos disparar el cañón. El procedimiento incluye el establecimiento de un **desbalance** de presión a favor de la

formación. Entonces los cañones se disparan y el flujo de los fluidos del yacimiento limpia las perforaciones efectuadas.

Las principales ventajas de esta técnica son:

- El pozo se dispara con cañones de gran diámetro, de alta densidad de disparos, obteniendo considerable rendimiento porque la presión del pozo es menor que la de la formación (bajo-balance), logrando una limpieza inmediata de las perforaciones.
- Se pueden disparar grandes intervalos y múltiples zonas en un solo viaje dentro del pozo, obteniendo ahorro económico.

Las principales limitaciones de esta técnica son:

- Es difícil confirmar si todo el cañón fue detonado.
- Los explosivos se degradan cuando se exponen a elevadas temperaturas, reduciendo la eficiencia de las cargas moldeadas. Generalmente se requiere mayor tiempo para correr una sarta TCP dentro del hueco que un cañón por cable.
- Limitadas opciones de cañoneo selectivo.

Para confirmar si todos los disparos se realizaron, que es factible si se recuperan los cañones del pozo, se dispone de un sensor de alta velocidad “FastGauge”, que se describirá en capítulos posteriores.

1.3.2. Servicio de Cañoneo con TCP teniendo Sobre y Bajo Balance Dinámico.

1.3.2.1. Sistema Sobre-balance Dinámico mediante “STIMGUN”.

La técnica consiste en un ensamblaje de cañón más propelente (químico) y combina el bajo-balance estático con sobre-balance dinámico. Cuando se realiza un trabajo de cañoneo, se espera que los conductos sean los más limpios con el menor daño posible y exista una buena comunicación entre el yacimiento y el pozo. Pero en muchos casos se obtiene un disparo lleno de residuos que son partículas de acero, de cemento y de roca compactada alrededor de cada conducto, lo que reduce la permeabilidad efectiva en casi un 70%.

La figura 1.4 muestra el esquema general de un disparo y la 1.5 presenta la situación ideal de un punzado.

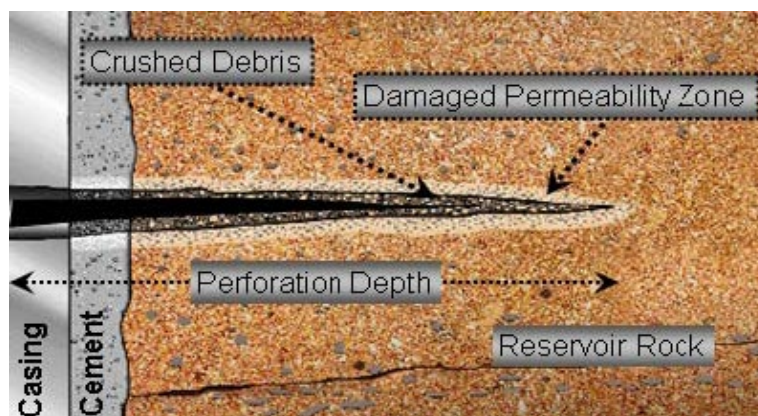


FIGURA 1.4. ESQUEMA DE UN DISPARO.
(FUENTE: HALLIBURTON)



FIGURA 1.5. SITUACIÓN IDEAL DE UN PUNZADO
(TÚNEL LIMPIO)
(FUENTE: HALLIBURTON)

La técnica del “STIMGUN” tiene como objetivo generar perforaciones limpias y garantizar un apropiado sobrebalance dinámico. Junto con el software PulsFrac permite diseñar el sistema de disparo más óptimo para lograr un exitoso trabajo de cañoneo.

El “STIMGUN” es más efectivo que los métodos convencionales de perforación porque combina la aplicación de cañones con cargas de alta penetración y un agente químico (propelente). El respectivo ensamblaje consta en la figura 1.6.

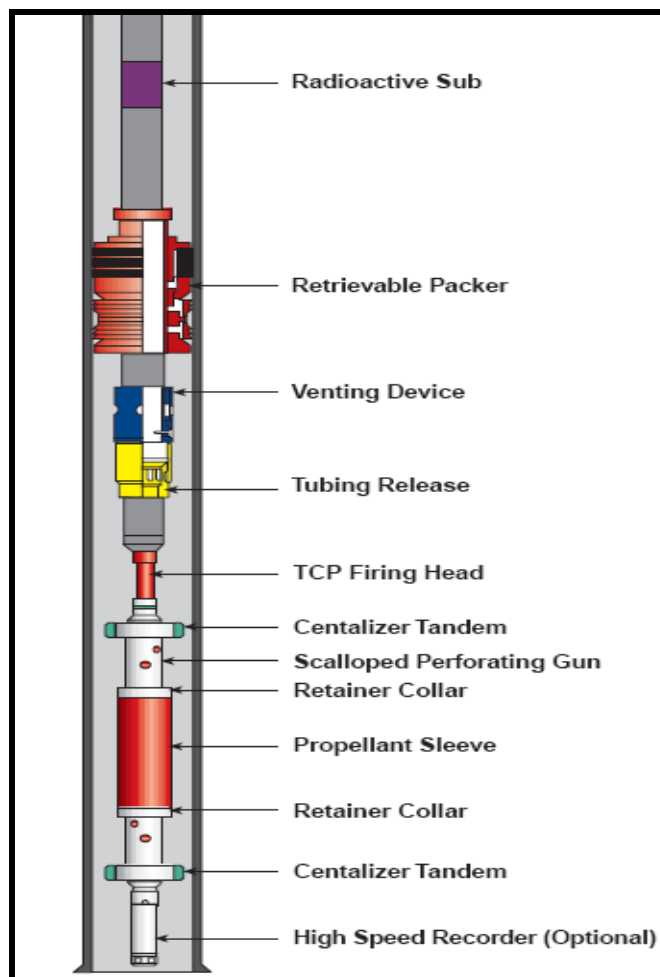


FIGURA 1.6. ENSAMBLAJE “STIMGUN”.
(FUENTE: HALLIBURTON)

La camisa formada por el propelente cubre la parte central del cañón y el componente químico reacciona cuando se efectúa el disparo, produciendo un reventón de gas, CO_2 , a alta presión, que ingresa por los punzados ocasionando pequeñas microfracturas, mejorando la conductividad del yacimiento, reduciendo el daño de formación y por consiguiente incrementando la permeabilidad efectiva de la misma. La figura 1.7 muestra el proceso descrito.

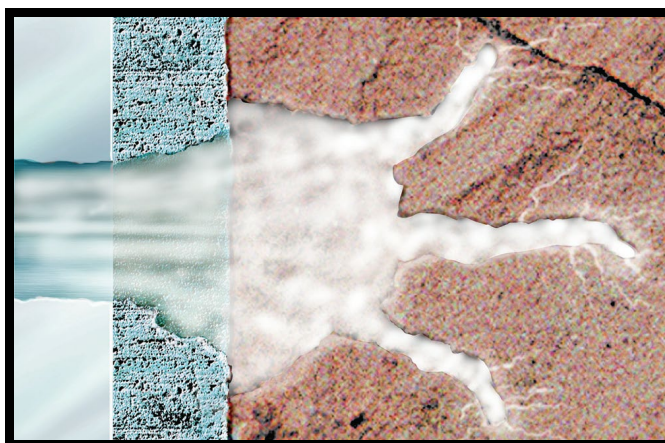


FIGURA1.7. ACCION DEL PROPELENTE.
(FUENTE: HALLIBURTON)

El “StimGun” se baja al pozo por medio de cable eléctrico o con tubería. Para realizar una operación con “StimGun” (TCP) es:

- **Configuración mecánica del pozo.**

Se debe conocer:

- Características de Tuberías y Revestidores: pesos, dimensiones, longitudes y conexiones.
- Disponer de parámetros como profundidad y desviación del hueco.

- **Registros Eléctricos.**

Se requiere los siguientes:

- De Cementación
- De Temperatura

- **Parámetros del Yacimiento.**

De estos parámetros dependerá la selección de un sistema de cañoneo óptimo para una aplicación en particular. Entre ellos están: Permeabilidad, Porosidad, Esfuerzos de la roca, Temperatura de fondo, Condiciones del Cemento y Presiones.

Con esta información y sabiendo las condiciones mecánicas del pozo, se efectúan las simulaciones correspondientes para obtener tanto el desempeño

de la carga como del cañón seleccionado, a condiciones de fondo, teniendo en cuenta lo siguiente:

- Los simuladores disponibles son: WEM, PerfPro, PulsFrac
- La temperatura es un parámetro básico en la selección del explosivo.

Beneficios.

El “StimGun” como sistema cañón-propelente produce micro-fracturas en la zona vecina al pozo, dando los siguientes beneficios:

- ✓ Estimula los alrededores de los punzados.
- ✓ Asegura la conductividad de la formación.
- ✓ Limpia y mejora los punzados resultantes.
- ✓ Excelente herramienta para estimulación de pozos.

El proceso puede ser utilizado exitosamente en los siguientes casos:

- ✓ En zonas con daño, que puede ser resultado de la perforación inicial del pozo, cementación y hasta por un cañoneo primario.
- ✓ Tratamiento Pre-fractura o pre-ácido con el fin de mejorar la inyectividad y la conductividad de la formación.
- ✓ Tratamientos de zonas con contactos cercanos agua-petróleo-gas.

Las principales limitaciones del cañoneo con propelente son:

- ✓ El propelente soporta una temperatura máxima de 350°F.
- ✓ Para su uso se necesita de una presión mínima de confinamiento de 500 psi.
- ✓ Se requiere utilizar cañones de por lo menos 4 disparos por pie.
- ✓ Los packers tienen que estar separados por lo menos 50 ft del cañón.
- ✓ Se debe controlar la velocidad si el ensamblaje se baja por medio de cable. La aplicación con TCP no presenta ningún inconveniente.

1.3.2.2. Sistema Bajo-balance Dinámico mediante “SURGEPRO”.

El SurgePro es un sistema de surgencia dinámica que permite efectuar disparos con bajo balance, optimizando el índice de productividad porque crea un desbalance dinámico entre el yacimiento y el pozo.

El proceso consta de un sistema convencional de cañoneo, pero su innovación es una cámara al vacío cuya función es la siguiente: en el instante en que se ejecuta los disparos el pozo se presuriza debido a la energía resultante del cañoneo. Inmediatamente la cámara al vacío del SURGEPRO se activa absorbiendo la mayor cantidad de residuos originados por los disparos, garantizando la limpieza de las perforaciones y mejorando los índices de productividad.

En la figura 1.8 se muestra la cámara de surgencia y los residuos recuperados en la misma.



FIGURA 1.8. CÁMARA DE SURGENCIA Y RESIDUOS.
(FUENTE: HALLIBURTON).

La camisa de circulación del “SurgePro”, que baja cerrada, se abre en el momento del cañoneo mediante la activación de un disco de perclorato de potasio que se encuentra en el interior de la misma. El perclorato activado abre la camisa permitiendo que el fluido del yacimiento llene las secciones de cañones, creando el efecto de surgencia dinámica. El desbalance puede durar varios milisegundos. La figura 1.9 presenta el funcionamiento del “SurgePro”.

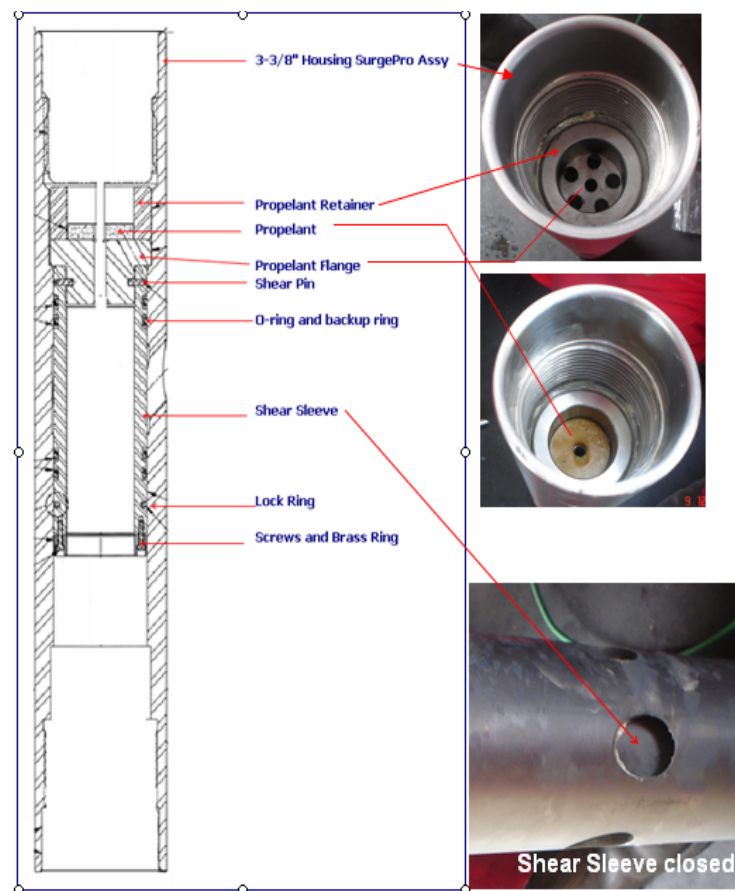


FIGURA 1.9. FUNCIONAMIENTO DEL "SURGEPRO"
(FUENTE: HALLIBURTON)

Secuencia de Cañoneo.

1. Activación de la Carga.- Cada ignición ocurre en milisegundos y todos los disparos duran varios milisegundos.
2. Los conductos son creados por el jet en microsegundos.

3. La energía residual (mayormente gases) permanece en el cañón.
4. La presurización de perforaciones y del pozo se inicia a partir de una compleja onda de movimiento de los fluidos.
5. El intercambio de fluidos ocurren entre el cañón, el pozo y la formación, dando lugar a los Transientes de Flujo.

CAPITULO 2

2. TECNOLOGÍA DEL SENSOR FASTGAUGE Y APLICACIÓN EN UN SISTEMA DE CAÑONEO.

2.1. Diseño del sistema de cañoneo.

Actualmente es necesario utilizar un simulador para diseñar el cañoneo de una formación, por cuanto permite asumir condiciones del yacimiento, logrando que los disparos sean exitosos tanto en bajo-balance como en sobre-balance, estático/dinámico.

2.1.1. Simulador “PERFPRO” para diseño de carga.

El simulador PerfPro de Halliburton, es un programa de diseño de punzados que se basa en el desarrollo de modelos según los estudios de laboratorio de cañoneo (API RP-19B sección I), mediante un análisis elemental y empírico de modelamiento finito en 3-D con datos obtenidos en el campo.

La simulación consiste en el análisis del rendimiento de las cargas, convirtiendo los datos de la sección I del API RP-19B a

condiciones de yacimiento para predecir la penetración a la formación y al casing, además del tamaño del disparo.

El rendimiento de la carga depende de las características del cañón, del tipo de la misma, de los parámetros del pozo, de la comprensibilidad de la formación y del esfuerzo efectivo de la roca.

Para evaluar las diferentes combinaciones cañón-carga se utiliza el módulo de productividad, de acuerdo a las condiciones del pozo (bajo-balance ó sobre-balance) permitiendo seleccionar el mejor ensamblaje de cañoneo. Por tanto, para el caso de un pozo de petróleo, el módulo de productividad representará el índice de productividad/ inyectividad actual, en Bbl/día/psi. Además da el Potencial Absoluto de Flujo Abierto (AOF).

El factor de daño es el componente que explica la penetración parcial de la carga, el daño por perforación y/o cementación, la desviación del pozo, anisotropía y la zona de daño producida por los disparos, sin considerar los efectos de turbulencia de los fluidos.

El simulador “PerfPro” tiene disponible numerosas estrategias de cañoneo, que incluyen:

- ❖ Selección óptima de la herramienta, diámetro de cañones, tamaño y localización.
- ❖ Densidad de disparo (SPF/ shoots per foot).
- ❖ Tipo de carga.
- ❖ Orientación.
- ❖ Determinación de la presión de desbalance o sobrebalance en el tiempo del cañoneo.
- ❖ Método de cañoneo a ser utilizado.
- ❖ Determinación del índice de productividad (IP).
- ❖ Evita el excesivo movimiento de la sarta de cañoneo.
- ❖ La interpretación de los resultados permite bajar el ensamblaje adecuado.

La figura 2.1 muestra la geometría del disparo.

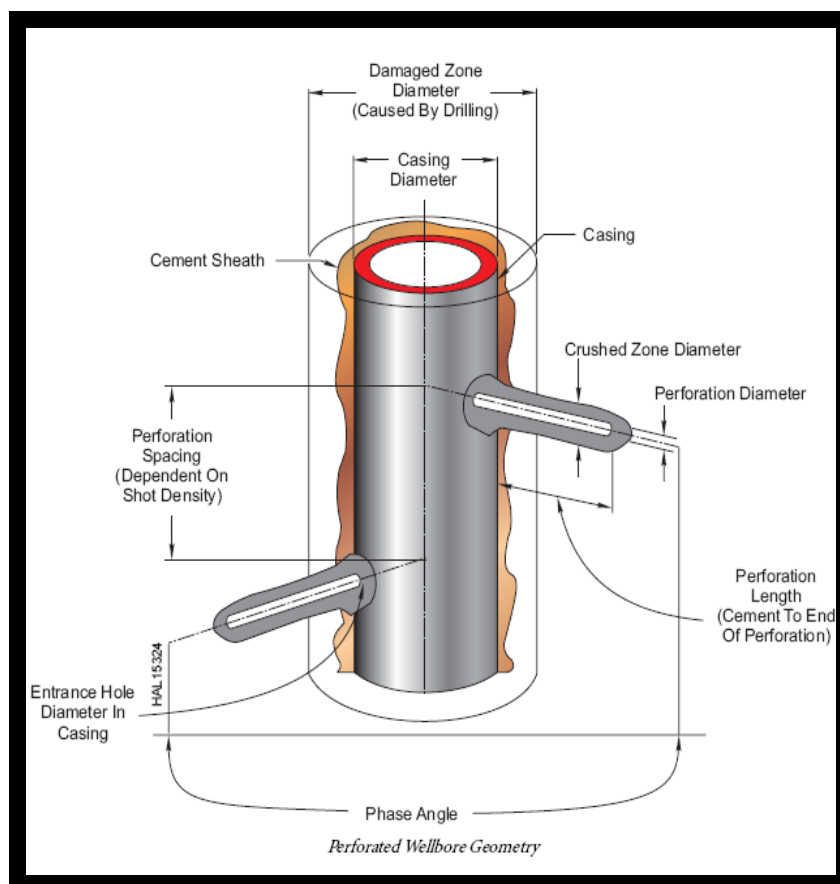


FIGURA 2.1. GEOMETRÍA DEL SISTEMA DE DISPAROS.
(FUENTE: HALLIBURTON)

El principal objetivo del PerfPro es optimizar la selección del cañón y el trabajo de ejecución, proporcionando el mayor índice de productividad y por tanto el menor factor de daño.

2.1.2. Simulador “WEM” para el análisis nodal del sistema de cañoneo.

El simulador WEM (**WELL EVALUATION MODEL**) es un software que permite realizar un análisis nodal de todo el pozo, facilitando el cálculo de la relación entre la tasa de producción y la presión de fondo fluyente desde el yacimiento al pozo y a la superficie. La técnica es conocida como sistema de análisis de pozo, en ocasiones referida como análisis nodal.

El simulador WEM es una herramienta útil porque permite predecir la tasa de producción del pozo bajo varias condiciones.

2.1.2.1 Análisis Nodal.

El análisis nodal de un sistema de producción permite determinar el comportamiento actual y futuro de un pozo productor de hidrocarburos, y consiste en dividir el sistema en nodos de solución para calcular caídas de presión, así como caudal de los fluidos producidos y determinar las curvas de comportamiento de afluencia y el potencial de producción de un yacimiento. Como resultado del análisis se obtiene generalmente un incremento en la producción y el mejoramiento de la

eficiencia de flujo cuando se trata de un pozo productor. En el caso de un pozo nuevo, permite definir el diámetro óptimo de las tuberías de producción, del estrangulador y línea de descarga por donde va a fluir dicho pozo, así como predecir el comportamiento del flujo y la presión para diferentes condiciones de operación.

El análisis nodal ha sido reconocido en la industria petrolera como un medio adecuado para el diseño y evaluación de un pozo, tanto fluyentes como en los que producen con sistemas de levantamiento artificial.

En el análisis nodal se evalúa un sistema de producción dividiéndolo en tres componentes básicos:

1. Flujo a través de un medio poroso (Yacimiento), considerando el daño ocasionado por lodos de perforación, cemento, etc.
2. Flujo a través de la tubería vertical (sarta de producción), considerando cualquier posible restricción como reducción de diámetros, válvulas de seguridad, estranguladores de fondo, etc.

3. Flujo a través de la tubería horizontal (Línea de descarga).

Para predecir el comportamiento del sistema, se calcula la caída de presión en cada componente. El procedimiento comprende la asignación de nodos en varias de las posiciones claves dentro del sistema (ver Figura 2.2). Entonces, variando los caudales y empleando el método y correlación de flujo multifásico que se considere adecuado, dependiendo de las características de los fluidos, se calcula la caída de presión entre dos nodos.

Después de seleccionar un nodo solución, las caídas de presión son sumadas o disminuidas al punto de presión inicial o nodo de partida, que generalmente es la presión estática del yacimiento, hasta que se alcanza la convergencia en las iteraciones de cálculo y se obtiene el valor en el nodo solución. Para utilizar el concepto nodal, al menos se debe tener la presión en el punto de partida. En un sistema de producción se conocen siempre dos presiones: la estática del yacimiento (P_{ws}) y la del separador en superficie (P_{sep}), que generalmente se consideran constantes. Por tanto, los cálculos se pueden iniciar con cualquiera de ellas, para después determinar la presión en los nodos intermedios entre los dos parámetros mencionados.

Los resultados permitirán no solo la definición de la capacidad de producción de un pozo para una determinada serie de condiciones, sino también muestran los cambios en cualquiera de los parámetros que afectan su comportamiento, obteniéndose la identificación de las variables que controlan el flujo en el sistema de producción.

La selección del nodo depende del componente del sistema que se desea evaluar, pero su posición debe mostrar de la mejor manera posible, la respuesta del sistema a una serie de condiciones, para que como resultado final se logre una evaluación total del problema, teniendo una solución confiable.

2.1.3. Simulador “PULSFRAC” para Dinámica de disparo.

Es un software que permite simular y calcular en tiempo real de flujo, la máxima presión durante el cañoneo, tasas y volúmenes de fluidos a la formación y la longitud de la fractura dinámica de la roca alrededor del pozo, que se crea debido a la alta energía generada por un gas, CO₂. Se efectúan varias simulaciones, cada una en un rango que va desde tres a cuatro horas. La figura 2.3 muestra el principio físico del PulsFrac.

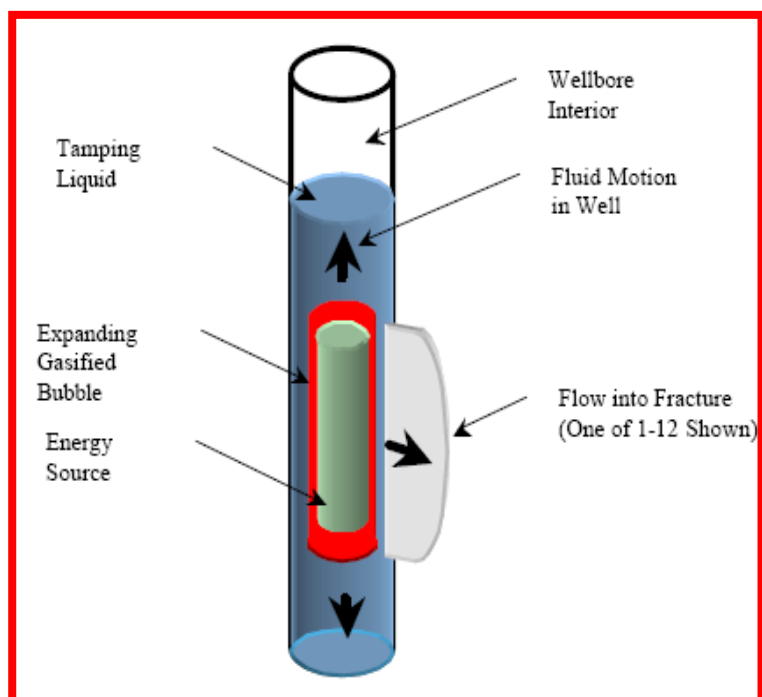


FIGURA 2.3. PRINCIPIO FÍSICO DEL PULSFRAC.
(FUENTE: John F. Schatz, Research & Consulting. Inc.)

La simulación incluye movimientos y cambios de presión de los fluidos en el pozo y en superficie. Presenta todos los datos resultantes para un determinado pozo.

El programa se basa en las ecuaciones de energía almacenada, en soluciones de diferencias finitas simultáneas de Navier-Stokes, ecuaciones de Darcy y de Mecánica de Suelos para la propagación de la fractura, cañoneo y flujo en la fractura.

Presenta un esquema completo que permite clasificar resultados, para ejecutar la entrada y salida de los mismos, pudiendo variar las opciones y condiciones del pozo.

2.2. Obtención de Datos de Campo mediante el Sensor “FastGauge” y Validación con el Software “PULSFRAC”.

La barra detonadora para disparar un cañón TCP tiene la función de activar el pin de la cabeza de disparo mediante la transmisión de energía, para iniciar la percusión y originar el disparo. La figura 2.4 muestra el tipo de barra utilizada en el presente trabajo, que mide 10.5 pies de largo y de 1” a 1.25” de diámetro. El FastGauge, mostrado en la figura 2.4, es parte integrante de la barra de disparo pero posee internamente un medidor, que captura la dinámica de las presiones transitorias mientras se realiza el disparo. El sensor registra 115000 eventos por segundo, que es un periodo muy pequeño de tiempo.



FIGURA 2.4. BARRA DETONADORA O DROP BAR
(FUENTE :HALLIBURTON)

El procedimiento operacional se inicia cuando la barra detonadora se lanza desde superficie, viaja a través del fluido en el pozo y llega a la cabeza de disparo del TCP, permitiendo el arranque del tren explosivo y la activación de los cañones. El FastGauge empieza a registrar los datos de presión y temperatura del yacimiento, inicialmente a baja velocidad (programado previamente en el laboratorio). Cuando se producen cambios bruscos de presión el sensor graba a alta velocidad todas las variaciones hasta cuando se estabiliza; luego registra los datos a velocidad intermedia (programable desde 11500 a 14 700 datos por segundo) y finaliza grabando a baja velocidad los datos de la evaluación del pozo.

Concluida la prueba de producción se pesca la barra o se saca la tubería empleada en el trabajo para recuperar el FastGauge y poder descargar la información obtenida por el sensor.

Los datos recopilados por el sensor FastGauge pueden ser usados para determinar si el trabajo fue realizado correctamente, para validar los modelos computacionales y para realizar las determinaciones iniciales de las propiedades de la roca yacimiento. También se pueden utilizar para estimar el gradiente de fractura de la formación.

2.2.1. Sensores de Alta Velocidad.

La industria del petróleo y del gas ha utilizado medidores convencionales de presión y temperatura por varios años, siendo uno de estos el “memory gauges”.

En la actualidad se dispone de sensores de alta velocidad entre los que están el Quartz y el FastGauge. El primero es de mayor precisión y está diseñado para grabar datos del yacimiento por un largo periodo de tiempo, pero tiene ciertas limitaciones como no resistir los golpes.

El FastGauge fue desarrollado por el IES (**Instrumentation and Engineering Services**). Permite monitorear y grabar la

condición quasi-estático del yacimiento o cambios rápidos de presiones asociadas con pruebas de pozos y producción.

El sensor también se puede utilizar para medir el movimiento, la aceleración y los niveles de vibración de la sarta de cañoneo.

Los avances tecnológicos de los medidores (gauges) son empleados por la industria del petróleo y del gas, como es el caso del Series 200 High Speed Pressure Gauge, mostrado en la figura 2.5 y utilizado en este trabajo.

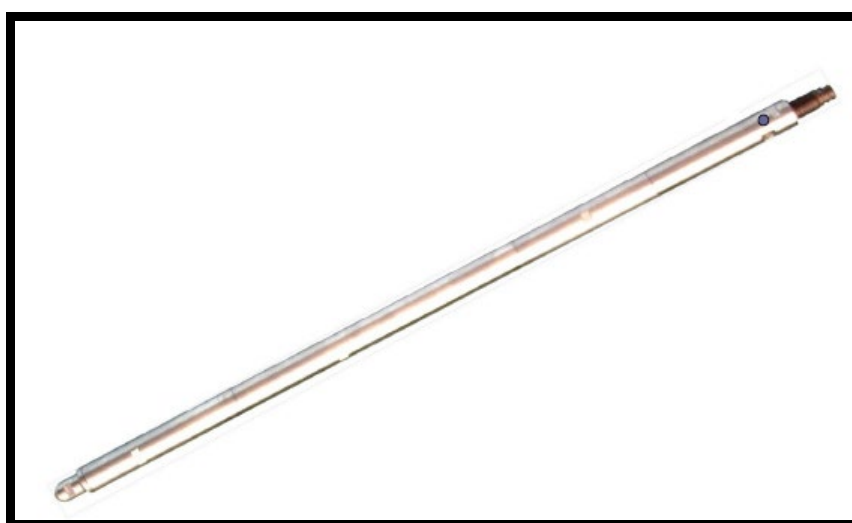


FIGURA 2.5. SENSOR FASTGAUGE
(FUENTE: Instrumentation and Engineering Services)

Los datos del gauge con el software PULSFRAC permiten verificar las respuestas de las fracturas creadas en la formación y también el desbalance dinámico originado por el “SurgePro”.

2.2.2. Componentes y Aplicación del Sensor FastGauge.

El FastGauge es un medidor que en el fondo del pozo registra y graba datos de presión, temperatura y vibraciones del entorno. Es usado con las herramientas StimGun, StimTube y SurgePro.

Los datos del FastGauge pueden ser empleados para determinar si el trabajo fue o no adecuado, siguiendo los modelos dados por computadora, estableciendo las propiedades de la roca. La información también puede ser útil para determinar el gradiente de fractura de la formación.

El gauge esta compuesto por las partes mostradas en la figura 2.6.

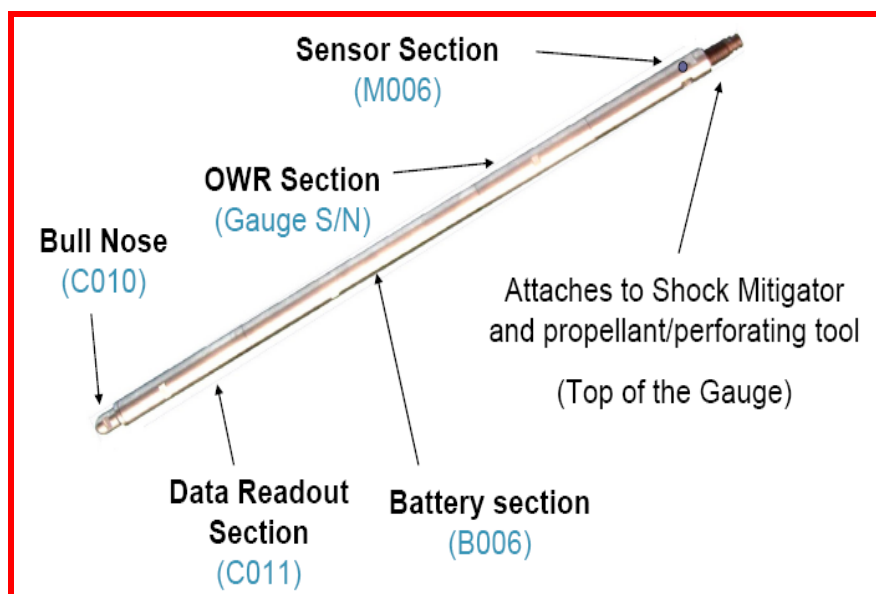


FIGURA 2.6. SECCIONES DEL FASTGAUGE DE 1-11/16 OD.
(FUENTE: Instrumentation and Engineering Services).

Además en la parte superior la herramienta lleva un amortiguador de golpes (Shock Mitigater), que sirve para reducir el impacto de choque y la vibración a lo largo del pozo, en unas 10 veces, que ocurre cuando el cañón inicia la detonación. El uso del amortiguador de golpes como se muestra en la figura 2.7 mejora la vida de la memoria y de la batería del sensor.

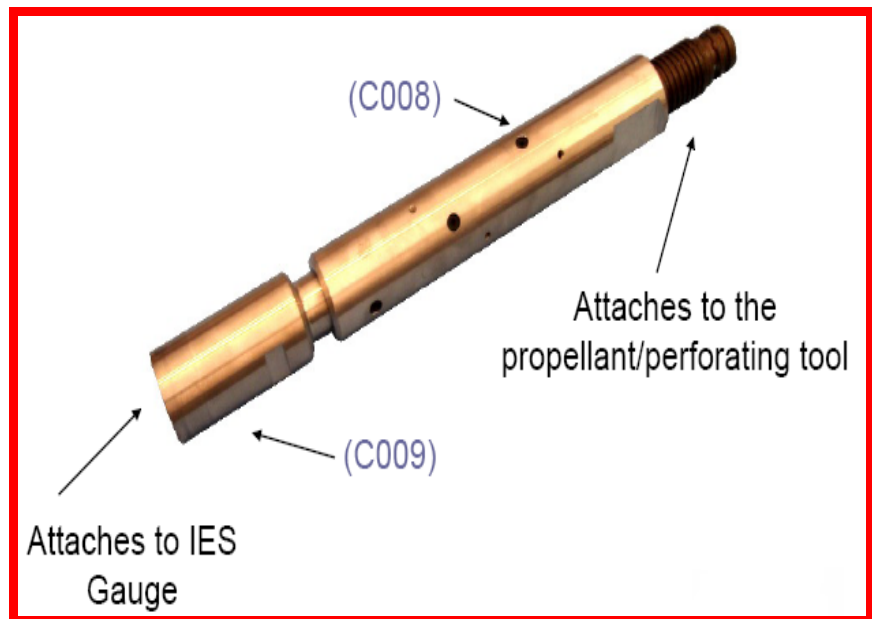


FIGURA 2.7. REDUCTOR DE GOLPES (SHOCK MITIGATER)
(FUENTE: HALLIBURTON)

A continuación se describe brevemente cada una de las partes del FastGauge.

- SECCIÓN DEL SENSOR (Sensor Section)

Tiene incorporado cuatro medidores, que son los siguientes:

- Presión
- Temperatura
- Acelerómetro de alta
- Acelerómetro de baja

Presión.

Los datos de presión a alta velocidad permiten visualizar el perfil tanto de las cargas del cañón, del propelente y del desbalance originado por las cámaras.

La figura 2.8 representa un ejemplo del perfil de presión obtenido, utilizando cañón TCP convencional con FastGauge.

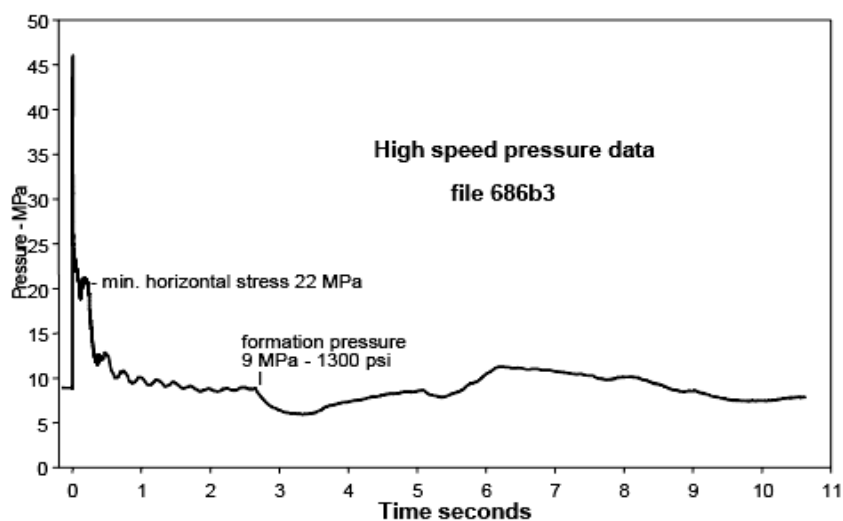


FIGURA 2.8. PERFIL DE PRESIÓN CON FASTGAUGE
(FUENTE: Instrumentation and Engineering Services)

La figura 2.9 muestra el ejemplo del perfil de presión desde el momento en que el sensor viaja a través del tubing hasta chocar con el colchón de fluido y luego impactar con la cabeza de disparo.

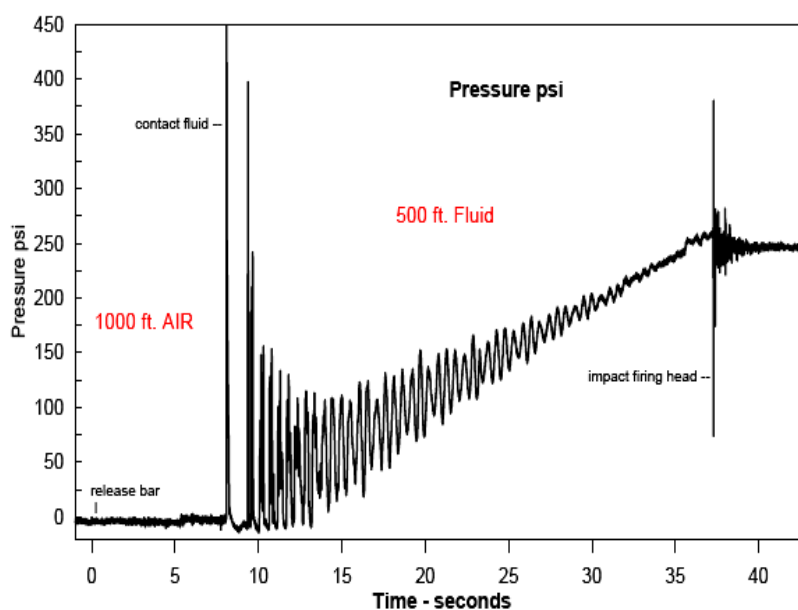


FIGURA 2.9. PERFIL DE PRESIÓN ANTES DEL DISPARO
(FUENTE: HALLIBURTON)

Temperatura.

Registra lo que sucede con la temperatura del pozo desde el momento en que arranca el tren explosivo y es útil para el ajuste del perfil de presión. La curva está representada en la figura 2.10.

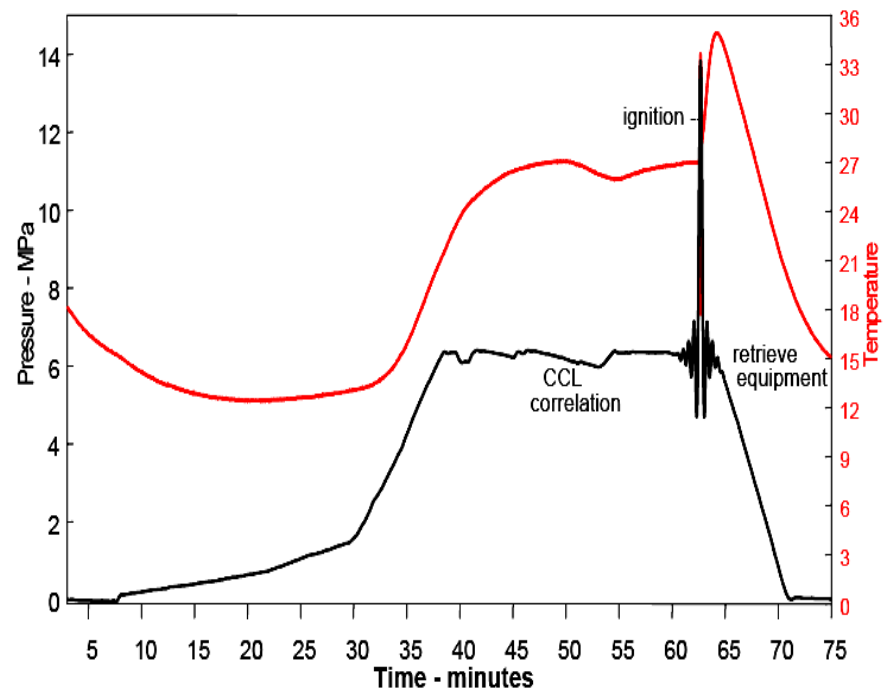


FIGURA 2.10. PERFIL DE TEMPERATURA
(FUENTE: HALLIBURTON)

Acelerómetro de alta.

Mide cuanta energía y vibración ocurre mientras el cañón esta detonando. Útil para conocer si la herramienta funcionó correctamente. La figura 2.11 muestra la variación de las vibraciones en el tiempo.

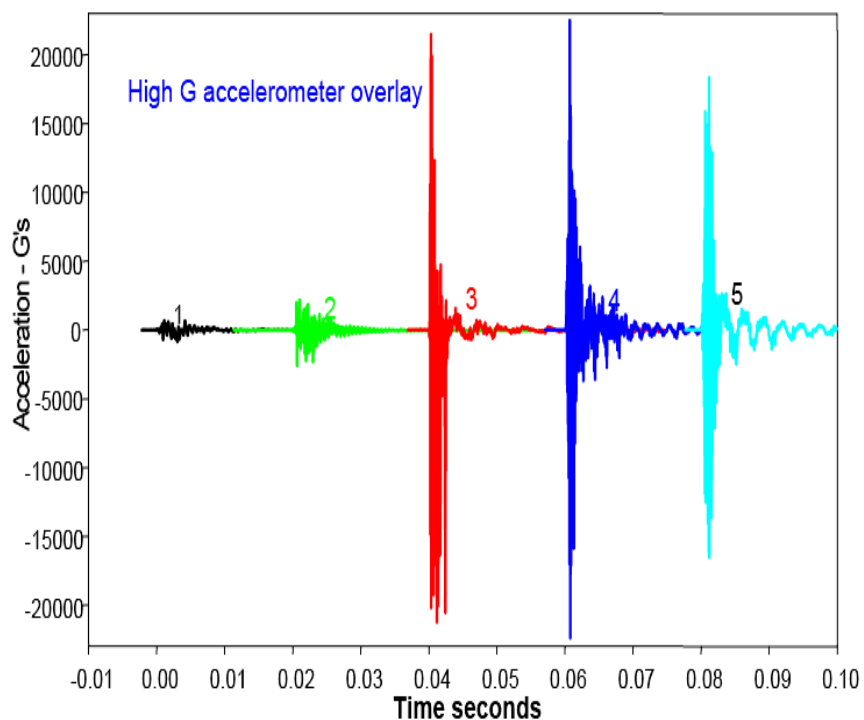


FIGURA 2.11. NIVELES DE VIBRAVACIONES
(FUENTE: HALLIBURTON)

Acelerómetro de baja.

Mide la velocidad y el movimiento de la herramienta cuando ocurre el proceso de ignición. La figura 2.12 representa el comportamiento de estos parámetros con respecto al tiempo.

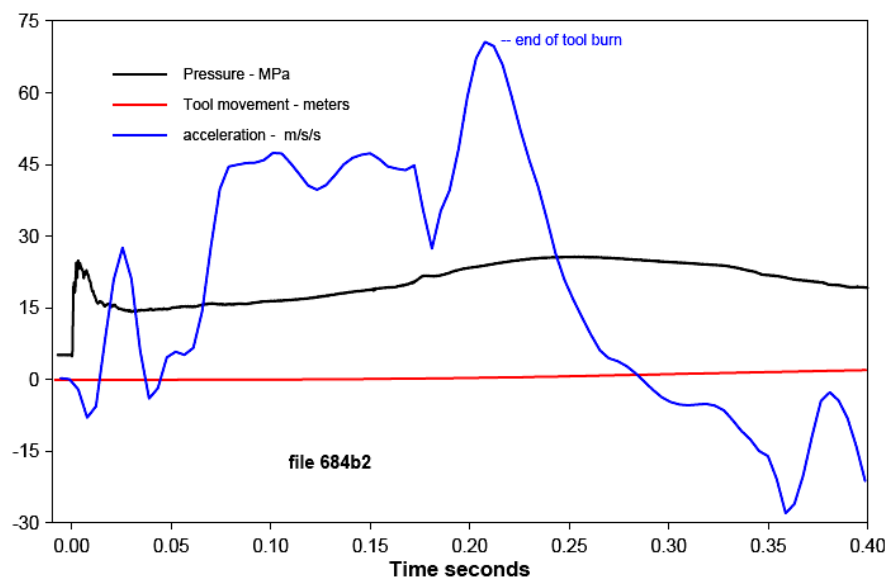


FIGURA 2.12. VELOCIDAD Y DISTANCIA DEL MOVIMIENTO.
(FUENTE: HALLIBURTON)

- SECCIÓN DEL OWR (OIL WELL RECORDER).

El OWR es la memoria de almacenamiento de los datos registrados por el sensor.

- SECCIÓN DE BATERIA.

En el interior se encuentra localizada la batería alcalina que sirve para el funcionamiento del FastGauge, como se muestra en la figura 2.13. Esta diseñada solo para el FastGauge y se cambia después de realizar cada trabajo.



FIGURA2.13. BATERIA (FUENTE: HALLIBURTON)

- SECCIÓN DE “DATA READOUT”.

Es un pequeño “housing” que es un protector de una parte de la batería.

- SECCIÓN DE “BULL NOSE”.

Es un pequeño tapón que se coloca en el fondo del sensor, para taponarlo, tal como se muestra en la figura 2.14.

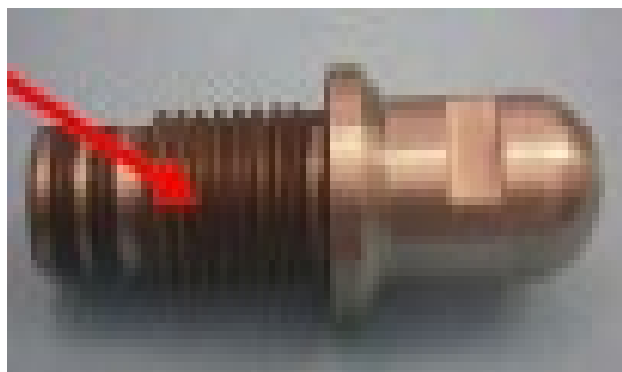


FIGURA 2.14. TAPON DEL SENSOR
(FUENTE: HALLIBURTON)

Aplicaciones del sensor “FastGauge” en TCP.

El “FastGauge”, puede ser configurado como una barra de disparo generalmente usada en trabajos de TCP. Provee valiosa información como el nivel del fluido, velocidad de la barra, confirmación de la ignición de la herramienta (cañón y propelente), respuesta inmediata de la presión de la formación y un Buildup por largos periodos de tiempo.

Una aplicación especial del FastGauge de 1-11/16 pulgadas, OD, es utilizado como “drop bar” para encender el cañón y el propelente. La barra de disparo puede ser dejada en el pozo el tiempo necesario para registrar datos de presión.

Otras aplicaciones incluyen registrar el movimiento de la herramienta, el comportamiento del cañón cuando se dispara, respuesta al fracturamiento hidráulico y medición del transiente de presión del yacimiento.

La figura 2.15 muestra la presión originada por los disparos y el movimiento de la herramienta, obtenida de la doble integración de los datos del acelerómetro de baja velocidad.

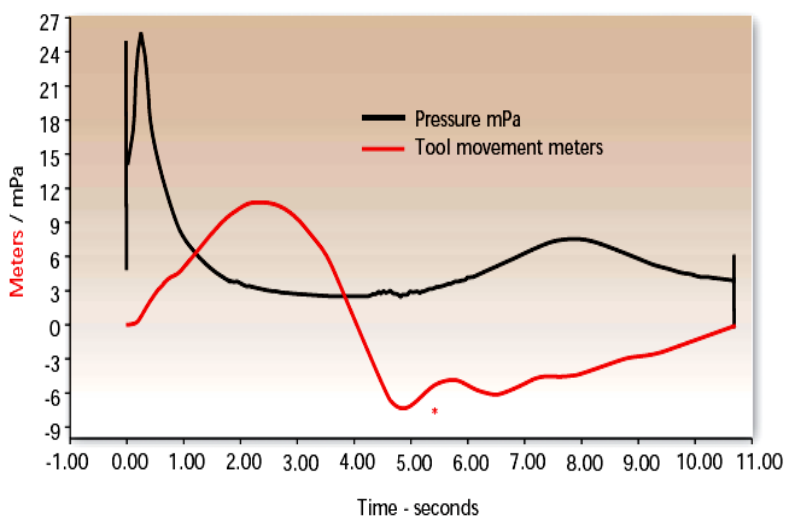


FIGURA 2.15. MOVIMIENTO DEL CONJUNTO TCP
(FUENTE: HALLIBURTON)

Especificaciones del FastGauge.- Son las siguientes:

Memoria: 1 millón de datos

Graba a alta velocidad: 115,000 datos por segundo

Frecuencia del sensor: 0 – 10,000 Hz

Rango de temperatura: -40°C hasta 120°C

Precisión: 0.024%

Si el rango de la presión es de 0 - 20,000 psi, la precisión es de
± 4.8 psi

Tamaño y peso

- OD:1-11/16" OD
- Longitud: 10.5' ; peso: 50 lbs.

2.2.3. Interpretación de los datos del Sensor.

Las pruebas de restauración de presión son importantes para conocer el comportamiento y condiciones del pozo y del yacimiento luego de los disparos. También es necesario determinar las variaciones de presión en el momento del cañoneo, a fin de complementar la información de la prueba. Para ello se utiliza el sensor FASTGAUGE.

El proceso de monitoreo permite detectar todos los diferenciales de presión desde el momento en que el sensor, que va en el centro de la barra detonadora, viaja activado desde superficie hasta impactar con la cabeza de disparo, variando la velocidad de registro en función de presión y censando todos los eventos dinámicos que se presentan en el pozo .

CAPITULO 3

3. CRITERIOS DE SELECCIÓN PARA APLICAR EL SOBRE Y BAJO BALANCE DINÁMICO.

La figura 3.1 representa la columna estratigráfica de la cuenca del Oriente Ecuatoriano.

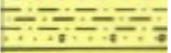
EDAD	FORMACIÓN	DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA		
Q	MESA		Terrazas de arcillas y arenisca tobáceas, Conglomerados	
TERCIARIO	CHAMBIRA		Arcillas, areniscas, conglomerados	CONTIN
	ARANJUNO		Conglomerados, arcillas en partes	T
	CHALCANA		Arcillas, poca arenisca	MARIN
	ORTEGUASA		Lutitas pardas, poca arenisca	O
	TIYUYACU		Arcillas rojas, verdes, violeta, areniscas gruesas y conglomerado	CONTIN
CRETÁCICO	TENA		Arcilla roja y areniscas	MARINO
	M - 1		Arenisca blanca cuarzosa porosa, permeable	
	NAPO		"A" - Arenisca "U" - Caliza "B" - Arenisca "T" - Caliza	
	HOLLÍN		Arenisca cuarzosa blanca	CONTIN
	M'sahullí		Flujos de lava, brechas, "Red Beds", arcillas, y arenisca, poco conglomerado	L
JURÁSICO	CHAPIZA		Calizas y esquistos (bituminosos), escasa arenisca	MARINO
	SANTIAGO		Caliza, lutita, dolomita, arenisca	
PALEOZOICO	MACUMA		Lutita gris-negro	
	PUMBUIZA			
P C	BASAMENTO		Esquisto, gneis, granito	

FIGURA 3.1 COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DE LA CUENCA ORIENTE.

Descripción de las Formaciones Productoras.

En la actualidad las principales zonas de interés son las areniscas de las formaciones Hollín y Napo, adicionalmente en algunas aéreas la formación Tena. A continuación se presenta una descripción de cada yacimiento.

Formación Hollín Inferior.- De edad Cretácica Inferior, está constituida por una arenisca cuarzosa, parda oscura, consolidada, grano fino a medio y muy fino, ocasionalmente grano grueso, con estratificación cruzada y presencia de ondulitas, intercalada con lentes irregulares de lutita, inclusiones locales de carbón, ámbar y caolín con buena saturación de hidrocarburos. Su espesor promedio es 30 a 110 pies.

Formación Hollín Superior.- Se trata de una arenisca cuarzosa parda oscura, translúcida, consolidada, dura, de grano muy fino, subredondeado, matriz arcillosa, cemento silicio, con inclusiones de glauconita y clorita. Buena saturación de hidrocarburos, espesor de 30 a 70 pies e incluye lutitas fracturadas, capas guijarrosas delgadas y limolitas.

Formación “T”.- Es una arenisca cuarzosa, grano medio a fino, localmente grano grueso, buena saturación de hidrocarburos, corte rápido. Tiene un espesor promedio de 20 a 44 pies.

Formación “U”.- Constituida por una arenisca de cuarzo, grano fino a muy fino, ocasionalmente grano medio, intercaladas con limolitas y calizas delgadas, cemento silicio, buena saturación de hidrocarburos. Su espesor varía entre 20 a 60 ft.

Formación “Basal Tena”.- Integrada por areniscas cuarzosas, grano medio, buena saturación de hidrocarburos. El desarrollo de esta arena es de forma irregular, dando lugar a la formación de estratos lenticulares o trampas estratigráficas a lo largo del campo. Su espesor alcanza los 3000 ft.

En la tabla 3.1 se presenta los valores promedios de las propiedades petrofísicas de las diferentes areniscas de la cuenca oriente.

TABLA 3.1

PARAMETROS PETROFÍSICOS DE LAS DIFERENTES ARENAS.

PARÁMETRO	RESERVORIO				
	BASAL TENA	NAPO U	NAPO T	HOLLÍN SUPERIOR	HOLLIN INFERIOR
DATUM (pies)	-7800	-8530	-8765	-8975	-8975
Espesor neto promedio (pies)	9	23	21	12	12
Porosidad (%)	18.0	16.7	14.5	14.2	17.1
Saturación de agua inicial (%)	25	20 – 25	15 – 20	30 -40	30 – 40
Permeabilidad (md)	433	425	240	130	350
Salinidad (ppmCl ⁻)	>20000	>35000	12000- 22000	8000- 12000	<500

La tabla 3.2 muestra los parámetros PVT de los fluidos en las diferentes zonas productoras.

TABLA 3.2

PARAMETROS PVT DE LOS FLUIDOS

PARÁMETRO	RESERVORIO				
	BASAL TENA	NAPO U	NAPO T	HOLLÍN SUPERIOR	HOLLIN INFERIOR
Temperatura (°F)	181	219	221	225	225
Presión inicial (psi)	3587	4054	4146	4450	4450
Presión burbuja (psi)	870	1170	1310	550	80
GOR (PCS/BN)	150	284	389	93	93
Gravedad API	24.1	22.8	30.3	27.3	29.7
Coi ($\times 10^6$ psi ⁻¹)	7.0	8.02	9.02	9.2	5.7
Boi (BY/BN)	1.117	1.2302	1.3726	1.1334	1.1625
Uoi (cp)	2.5	1.8	1.6	1.4	3.7

3.1. Selección del pozo Candidato para SurgePro.

Los pozos con permeabilidades altas son considerados potenciales candidatos para la aplicación de la técnica del “SurgePro”, pero además la evaluación del tipo de roca, tipos de fluidos, porosidad y permeabilidad de la formación y la ejecución de simulaciones utilizando el programa de computación PulsFrac, ayudan a determinar si la técnica de cañoneo SurgePro resultaría aplicable a un determinado pozo.

La aplicación de la técnica SurgePro se centra en el mejoramiento de la relación entre la permeabilidad de la zona disparada y la de la formación.

Aplicando los criterios expuestos y tomando como base el registro eléctrico de inducción a hueco abierto mostrado en la figura 3.2, se seleccionó el pozo Tortuga - 10 cuya arena productiva es **“NAPO T INFERIOR”**.

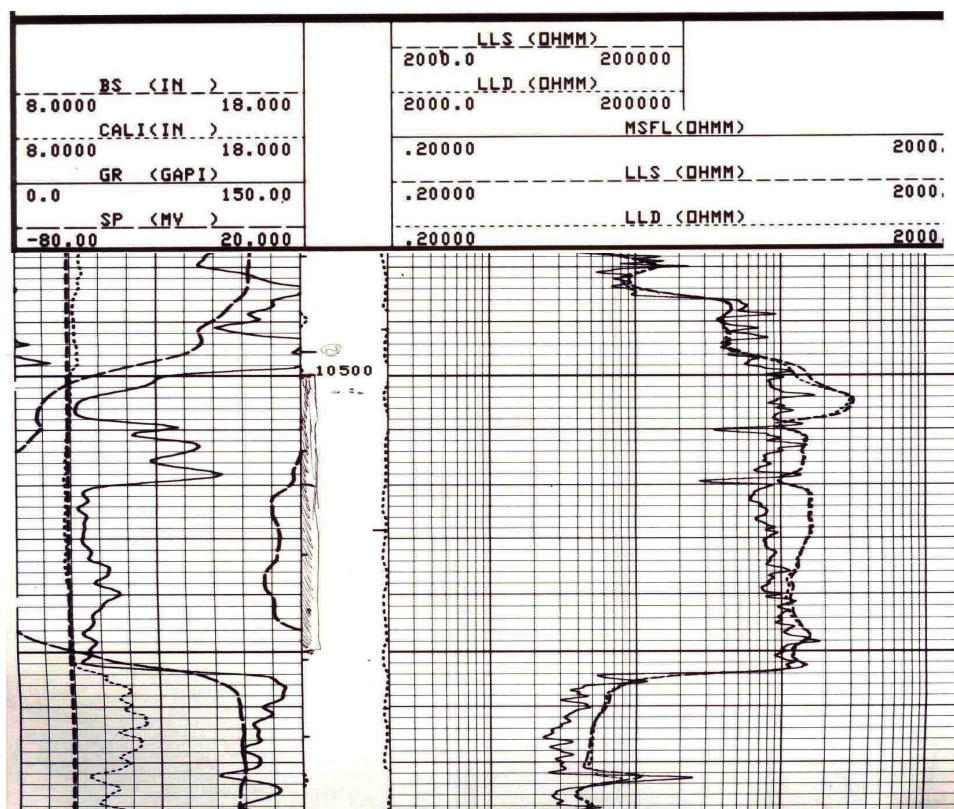


FIGURA 3.2. REGISTRO ELÉCTRICO DE INDUCCIÓN.

Partiendo de la simulación por PulsFrac y utilizando varias opciones de carga (disparos), se obtiene mejores resultados de cañoneo con las denominadas Millenium II.

Se punzó los intervalos 10499' -10515' (16') y 10520'-10552' (32'), con un total de 48', utilizando cañones de 4-5/8" a 5 tiros por pie.

En la figura 3.3 se muestra el conjunto TCP diseñado para lograr este objetivo.

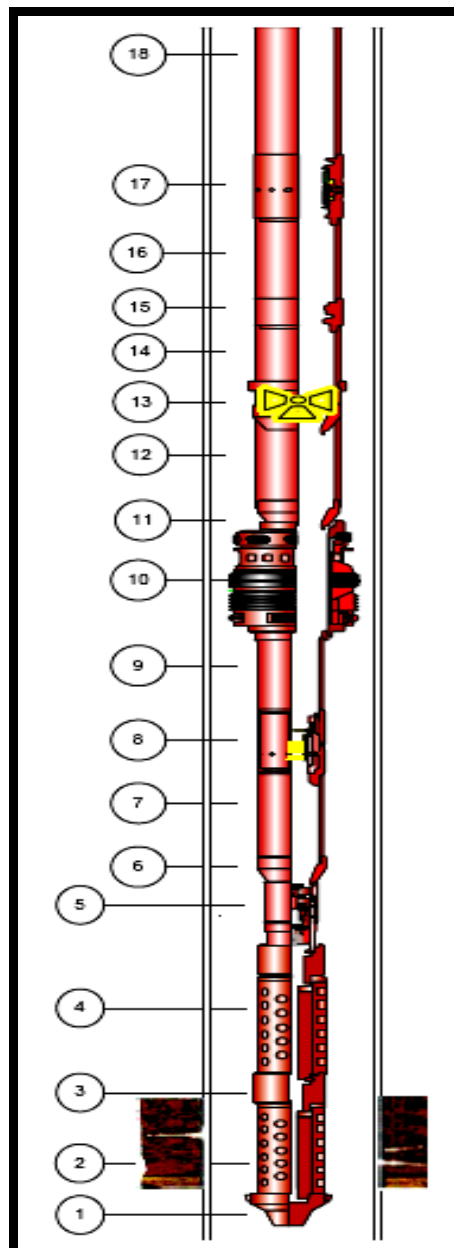


FIGURA 3.3. SARTA DE DISPARO TCP
(FUENTE: HALLIBURTON).

La tabla 3.3 presenta los componentes y las características del ensamblaje corrido en el pozo.

TABLA 3.3
COMPONENTES DE LA SARTA DE DISPARO.

Nº	Descripción	OD (pulg)	ID (pulg)	Longitud (pies)
18	Tbg 3 1/2" Eue, 9.3 lb/ft, N-80 a Sup	3 1/2	2.992	31.00
17	Camisa 3 1/2", SL-SL Mod."L"	4 1/2	2.810	2.93
16	Tbg 3 1/2" Eue, 9.3 lb/ft, N-80	3 1/2	2.992	30.30
15	No-Go Mod."R", 3 1/2" x 2 3/4"	4 1/2	2.75	1.01
14	Tbg 3 1/2 EUE N-80	3 1/2	2.992	30.88
13	Sub Radioactivo 3 1/2" EUE	4 1/2	2.980	0.69
	Marcador radiactivo			0.37
12	Tbg 3 1/2 EUE N-80	3 1/2	2.992	31.02
11	X-Over 3 1/2" a 2 7/8" EUE	4.56	1.90	0.84
10	Tope Champ a Gomas	5.65	2.37	5.44
	Gomas a fondo Champ Packer	5.87		2.61
9	Tbg 2 7/8" EUE, 7.8 lb/ft, N-80	2 7/8	2.44	31.50
8	MDBV Niple de Flujo 2 7/8"	3.88	2.25	2.40
7	Tbg 2 7/8 EUE, 7.8 lb/ft, N-80	2 7/8	2.44	30.24
6	X-over 2 7/8" a 2 3/8 " Eue	3 5/7	1.61	0.75
5	Cabeza de Disparo PAMFH Mod. III	2 3/8	n/a	9.10
4	Cámaras SurgePro + 1 SurgePro Vent	4 5/8	n/a	27.34
3	Tope de Disparo	4 5/8	n/a	16
	TCP 4 5/8", 5 spf, 39 gr. DP penetration Millenium			
	Fondo de Disparo			
	Cañón espaciador 4 5/8"	4 5/8	n/a	5
	Tope de Disparo	4 5/8	n/a	32
	TCP 4 5/8", 5 spf, 39 gr. DP penetration Millenium			
	Fondo de Disparo			
2	MiniGun Assy 3 3/8"	3 3/8	n/a	0.92
1	TDF 3 3/8	3 3/8	n/a	2.39

3.2. Selección del pozo Candidato para StimGun.

Los pozos que tienen baja permeabilidad son los principales candidatos para el cañoneo con la técnica StimGun, debido a que crea microfracturas que se propagan en el yacimiento. En zonas productoras con alta permeabilidad la propagación de las fracturas es mínima.

Mediante la utilización del simulador para representar la dinámica de disparos (PulsFrac) y con la evaluación del tipo de roca, tipos de fluidos, porosidad, permeabilidad de la formación y ejecutando la simulación por medio del PulsFrac, se puede determinar si la técnica StimGun es la apropiada para el cañoneo con bajo-balance estático y sobre-balance dinámico.

La selección del pozo implica tener en cuenta los siguientes parámetros:

- ❖ Evaluar la aplicación del StimGun.
- ❖ Seleccionar el producto apropiado: cañón y propelente.
- ❖ Registro eléctrico, mostrado en la figura 3.4.

El pozo seleccionado en esta tesis es Lobo 09 cuya arena productora es “ **NAPO U INFERIOR** ”.

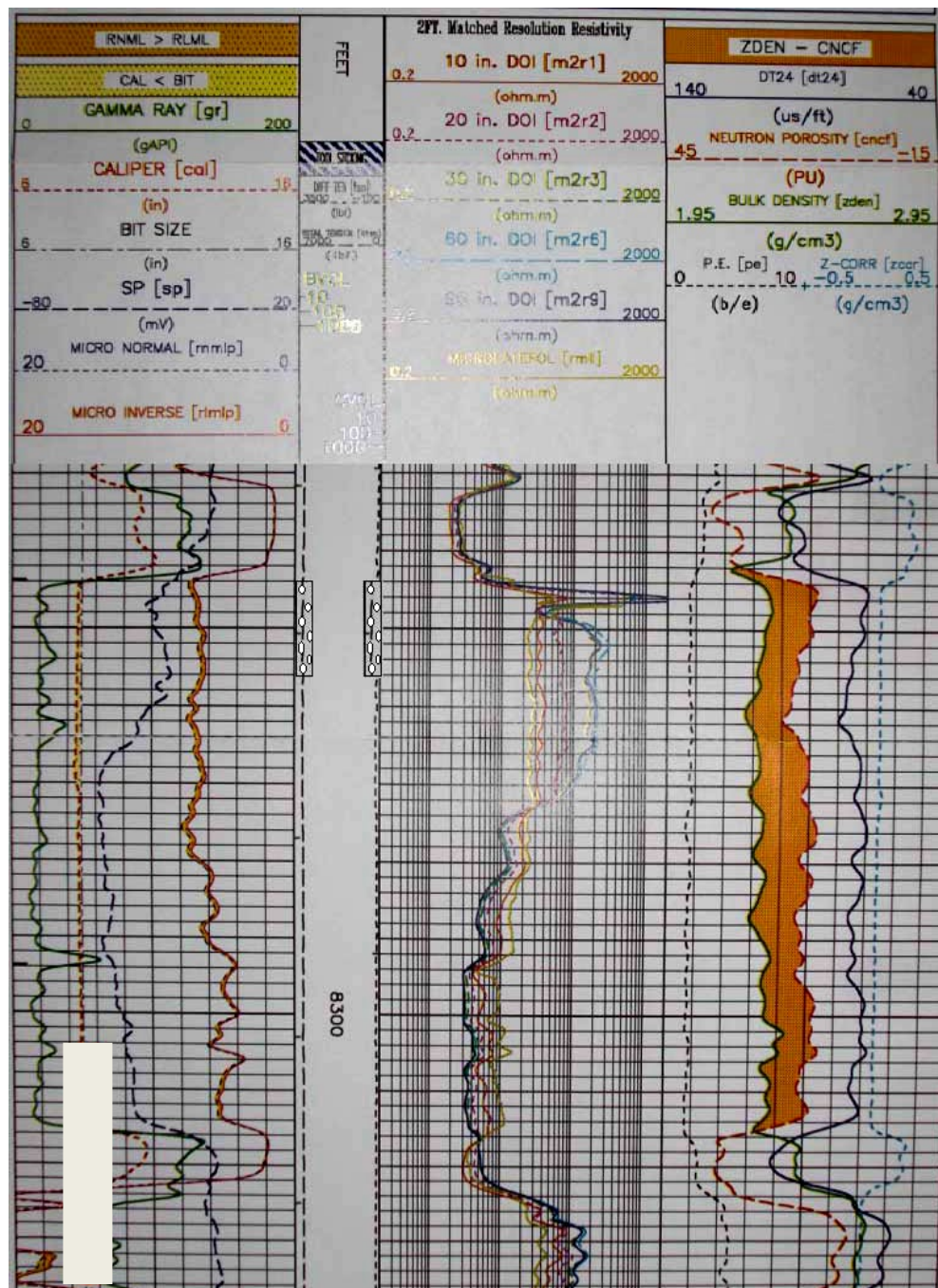


FIGURA 3.4. REGISTRO ELÉCTRICO "High Definition Induction".
(FUENTE: HALLIBURTON)

Partiendo de la simulación y para varias opciones de carga, se logra mejores resultados del cañoneo con las denominadas DOMINATOR. Se disparó el intervalo 8244' - 8258' (14') con cañones de 4-5/8" a 5 D.P.P. La figura 3.5 muestra la configuración TCP diseñada para el pozo y en la 3.6 se indica la barra de disparo utilizada.

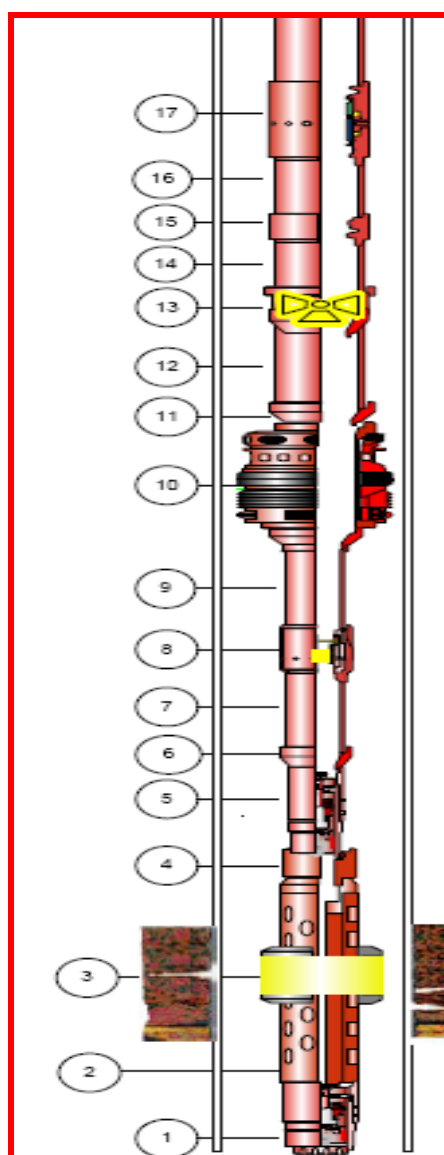


FIGURA 3.5. SARTA DE DISPARO
(FUENTE: HALLIBURTON)

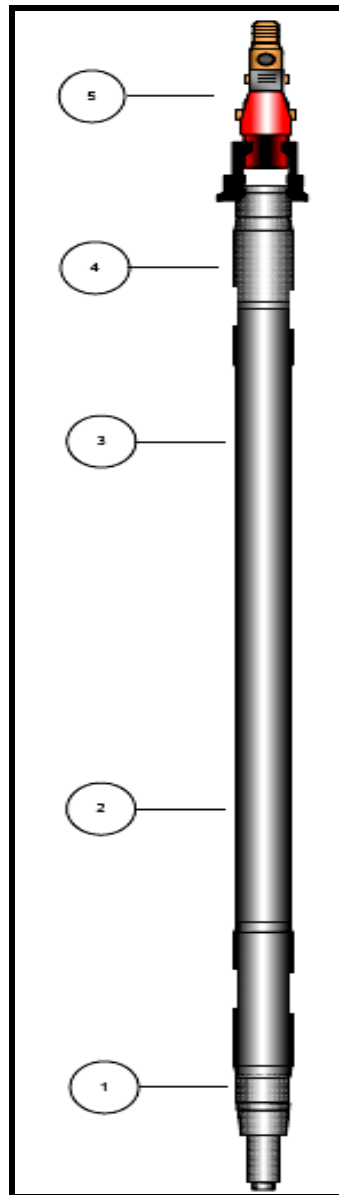


FIGURA 3.6. BARRA DE DISPARO
(FUENTE: HALLIBURTON)

La tabla 3.4 y 3.5 muestra los componentes y las características de la sarta TCP y de la barra lanzada en el pozo, respectivamente.

TABLA 3.4
COMPONENTES Y CARACTERISTICAS DE LA SARTA TCP

Nº	Descripción (De arriba hacia abajo)	OD (pulg)	ID (pulg)	Longitud (pies)
18	Tbg 3 1/2" Eue, 9.3 lb/ft, N-80 a Sup.	3 1/2	2.992	31.00
17	Camisa 3 1/2", SL-SL Mod."L"	4 1/2	2.810	2.92
16	Tbg 3 1/2" Eue, 9.3 lb/ft, N-80	3 1/2	2.992	31.48
15	No-Go Mod."R", 3 1/2" x 2 3/4"	4 1/2	2.75	1.01
14	Tbg 3 1/2 EUE N-80	3 1/2	2.992	30.31
13	Sub Radioactivo 3 1/2" EUE	4 1/2	2.980	0.60
	Marcador radiactivo			0.37
12	Tbg 3 1/2 EUE N-80	3 1/2	2.992	30.40
11	X-Over 3 1/2" a 2 7/8" EUE	4.44	2.44	0.78
10	Tope Champ a Gomas	5.65	2.37	5.47
	Gomas a fondo Champ Packer	5.87		2.58
9	Tbg 2 7/8" EUE, 7.8 lb/ft, N-80	2 7/8	2.44	31.36
8	MDBV Niple de Flujo 2 7/8"	3.88	2.25	2.41
7	Tbg 2 7/8 EUE, 7.8 lb/ft, N-80	2 7/8	2.44	31.63
6	X-over 2 7/8" a 2 3/8 " Eue	3 5/7	1.61	0.71
5	Cabeza de Disparo PAMFH Mod. III	2.375	n/a	5.00
4	Cañon de Seguridad 4 5/8"	4.625	n/a	10.46
3	Tope de Disparo	4 5/8	n/a	14
	TCP 4 5/8", 5 spf, 39 gr. Cargas Dominator DP, con 4 Camisas de Propelente			
	Fondo de Disparo			
2	X-OVER 4 5/8" 3 3/8"	4 5/8	n/a	0.60
1	TDF 3-3/8"	3 3/8	n/a	2.40

TABLA 3.5**ELEMENTOS DE LA BARRA UTILIZADA EN EL POZO.**

Nº	DESCRIPCIÓN (De arriba hacia abajo)	LONGITUD (PIES)
5	Pescador de Barra	1
4	Registrador HMR - GT	1.5
3	Registrador OWR	1
2	HMR Batería (s)	4
1	Pin de Impacto	3
		10.5

CAPITULO 4

4. AJUSTE, VALIDACIÓN E INTERPRETACIÓN DEL PERFIL DE PRESIONES.

4.1. INFORMACIÓN PROPORCIONADA POR EL SENSOR FASTGAUGE.

El sensor registra los datos de presión desde el momento en que es encendido y liberado en superficie, en el viaje descendente, en el proceso de disparo y durante la prueba de producción de los pozos seleccionados: Lobo 09 y Tortuga 10.

Con la información dada por el FastGauge y aplicando el programa “ OWR GAUGE ”, se obtiene los perfiles reales de presión mostrados en las figura 4.1 y figura 4.2.

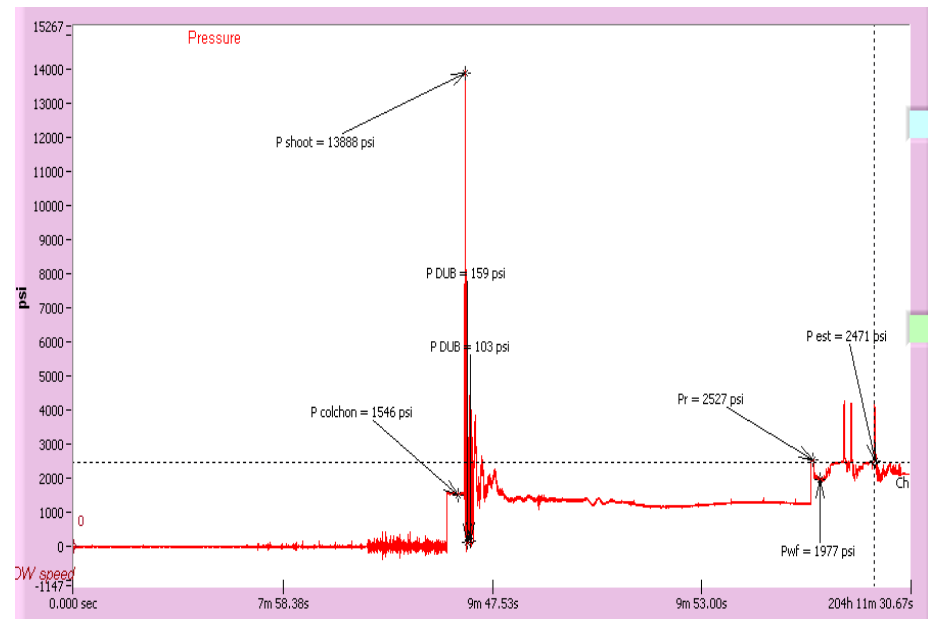


FIGURA 4.1. PERFIL DE PRESIÓN DEL POZO TORTUGA 10

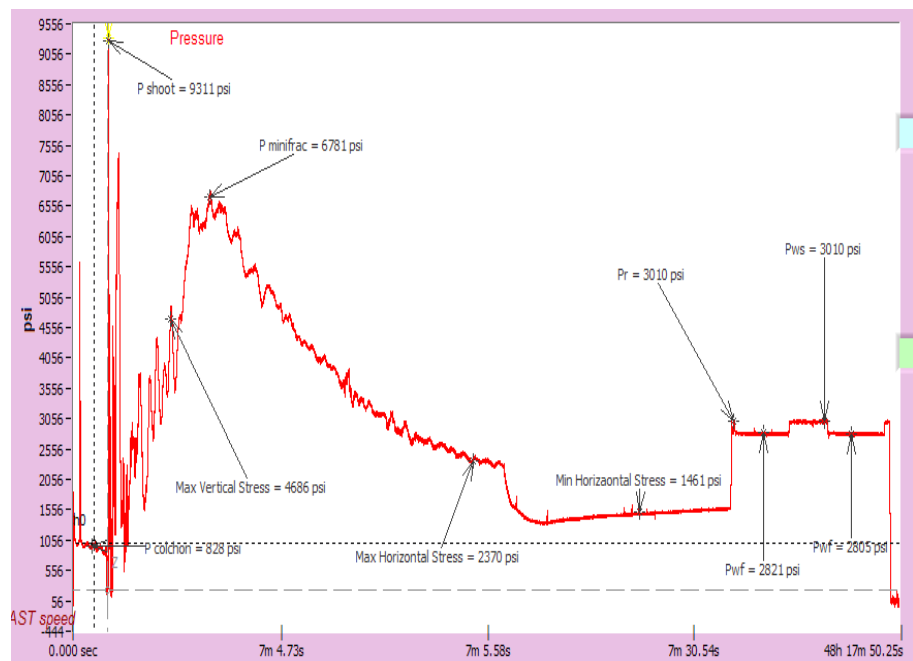


FIGURA 4.2. PERFIL DE PRESIÓN DEL POZO LOBO 09

4.2. AJUSTE DEL PERFIL DE PRESIONES.

Para ajustar el perfil de presión obtenido por el simulador PULSFRAC, se ingresan al mismo las curvas reales de presión indicadas en el punto anterior, lo cual permite efectuar los cambios necesarios en los parámetros manejados por el simulador para obtener una curva similar a la del software **OWR Gauge**, validando de esta forma la información del PulsFrac. El resultado de este proceso para cada pozo se muestra en las figuras 4.3 y 4.4.

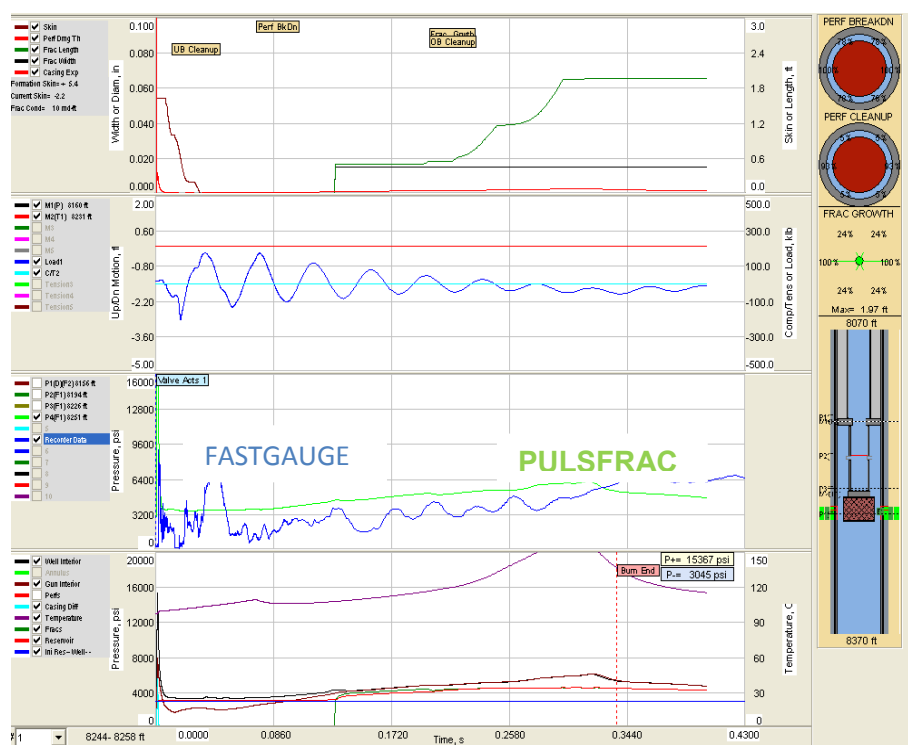


FIGURA 4.3. VALIDACIÓN DEL PULSFRAC CON LOS DATOS REALES PARA EL POZO LOBO 09.

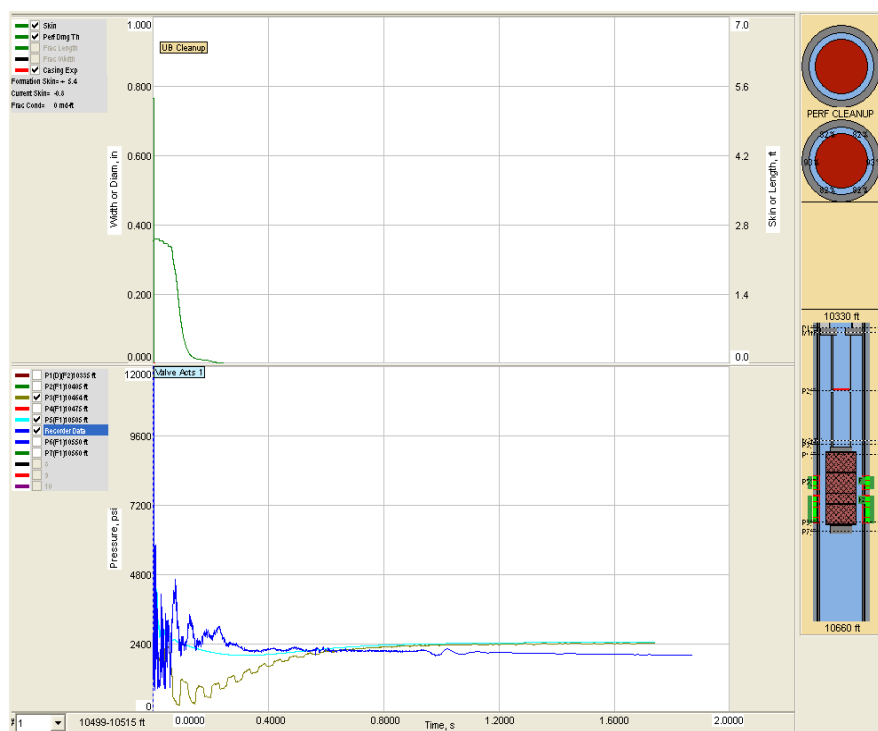


FIGURA 4.4. VALIDACIÓN DEL PULSFRAC CON LOS DATOS REALES PARA EL POZO TORTUGA 10.

4.3. Interpretación de los datos.

Para la interpretación del perfil de presiones mostrado en las figuras anteriores, se aplica la tecnología del STIMGUN para el pozo Lobo 09 y la del SURGEPRO para el Tortuga 10, que toman en consideración la permeabilidad de la formación. El respectivo análisis se efectúa a continuación.

Pozo Tortuga 10.

La interpretación se realiza desde el momento en que la barra con el sensor es liberada en superficie hasta las 26,32 horas, donde el pozo se cierra para recuperar el TCP debido a la restricción al flujo que se puede originar por los residuos de los disparos efectuados y además porque este tipo de ensamblaje solo es para el servicio de cañoneo.

Cuando se realiza la prueba de producción en superficie se observa que no existe presión de fondo fluyente estabilizada, que puede ser consecuencia de dos factores: la bola de la válvula fija (standing valve) no ofrece hermeticidad o el sistema de levantamiento artificial (Power Oil) opera a una presión cercana a la de burbujeo.

Como se puede ver en el perfil, la barra choca con el colchón de agua en el pozo, viaja a través del mismo e impacta la cabeza de disparo del TCP con una presión de 1546 psi, momento en que se acciona el tren explosivo. También se puede observar que la barra de disparo donde va acoplado el sensor viaja por el colchón de agua alrededor de 1 minuto 20 segundos.

Utilizando las cargas moldeadas, la máxima presión en el momento de la detonación es de 13888 psi. Posteriormente ocurre la generación del desbalance dinámico desde la formación hacia la boca del pozo y por tanto existe flujo de fluidos.

Para una mejor apreciación del desbalance dinámico que ocurre en el pozo, de la figura 4.1 se amplia la parte correspondiente a este desbalance, resultando la figura 4.5.

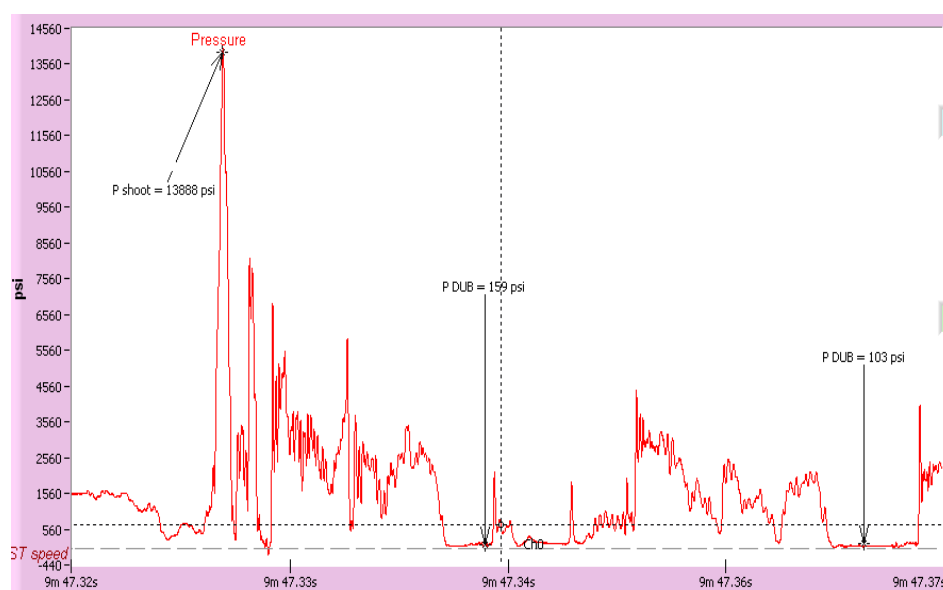


FIGURA 4.5. PERFIL DE DESBALANCE DESPUÉS DEL CAÑONEO

Se evidencia que existen dos zonas de surgencia debido a que se perforaron dos intervalos productores. La presión mínima de

desbalance hacia el pozo es de 159 psi y 103 psi, en cada intervalo disparado.

Para efectuar un mejor análisis del perfil de presión en la sección de la prueba de producción, de la figura 4.2 se amplía la parte correspondiente a la misma, obteniéndose la 4.6.

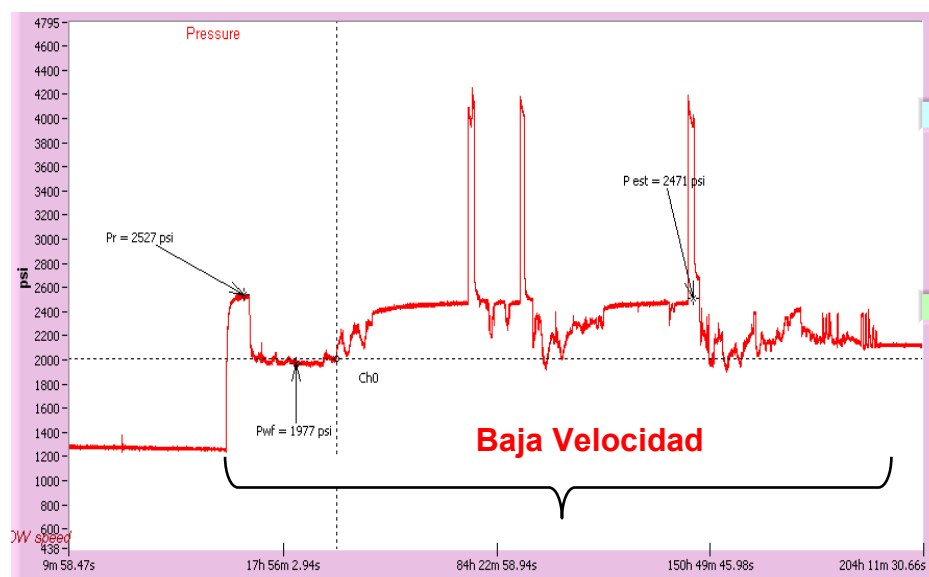


FIGURA 4.6. CIERRE Y APERTURA DEL FLUJO DEL POZO.

El gráfico muestra que el valor de la presión restaurada del yacimiento es 2527 psi, obtenida después de 7 horas, 18 minutos y 1 segundo, desde el momento del disparo. De la misma gráfica podemos obtener la presión de fondo fluyente que es 1977 psi.

Para la obtención de las figuras 4.7 y 4.8, se trabaja con los datos reales de baja velocidad registrados en el OWR gauge. De los modelos de flujo teórico disponible en el simulador KAPPA y de los datos observados en el comportamiento de las curvas, log-log derivada y semilog, podemos observar que las figuras se ajustan al siguiente modelo:

Sistema Yacimiento – Boca del pozo: el modelo aplicado es el método de almacenamiento variable de Hageman, que permite determinar la relación entre almacenamiento inicial y final, que es $C_i/C_f = 200$ debido a la pendiente unitaria.

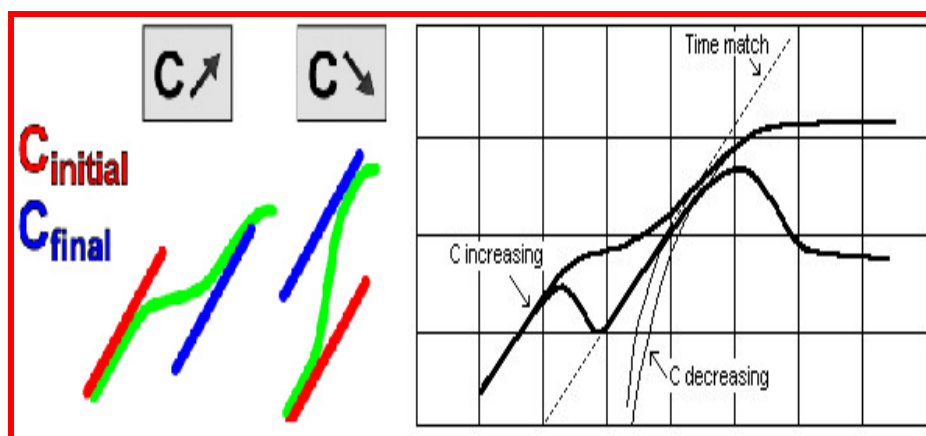


FIGURA 4.7. Modelo de Hageman.

Además el modelo permite llegar a las siguientes conclusiones.

Yacimiento: Homogéneo.

Sistema Frontera – Limite: se definen dos fallas sellantes limitando la extensión del yacimiento y sellando al mismo en 2 direcciones localizadas a 134 ft y 653 ft; con un ángulo entre las dos de 28.6° , como se muestra en la figura 4.7. El inicio de la influencia del borde es proporcional a la distancia a las fallas, L1 y L2, que se mantienen perpendiculares a la geometría del pozo.

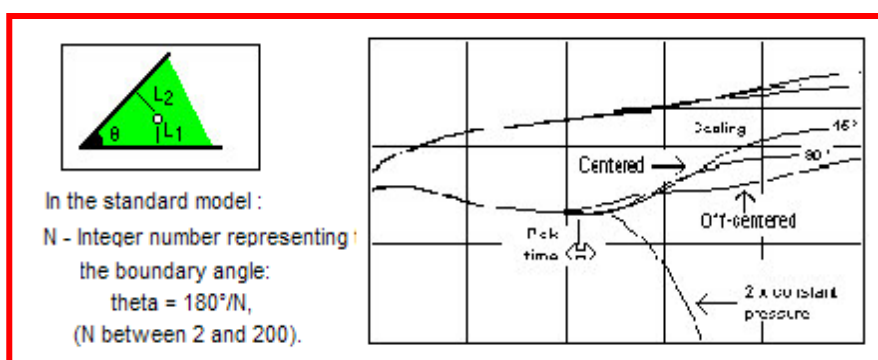


FIGURA 4.8. Extensión del yacimiento.

La prueba de restauración de presión es importante para establecer el comportamiento y condiciones del yacimiento después del cañoneo; además conocer las variaciones de presión

en el momento del disparo, para lo cual se utiliza el sensor FastGauge.

De esta manera se logra monitorear todos los diferenciales de presión, lo cual es posible debido a que el gauge varía su velocidad de captura en función de los cambios bruscos de presión, logrando registrar eventos tan significativos como es la presión de disparo y todas las presiones que se presentan durante la operación.

Pozo Lobo 09.

La interpretación se realiza desde el momento en que la barra con el sensor es liberada en superficie hasta las 49 horas, donde el pozo se cierra para recuperar el TCP.

Como se puede ver en el perfil, la barra choca con el colchón de agua, viaja a través del mismo e impacta la cabeza de disparo del TCP con una presión de 828 psi, momento en que se acciona el tren explosivo. Además se puede observar que la barra de disparo, donde va acoplado el sensor, viaja alrededor de 14 segundos por el colchón de agua.

Utilizando las cargas Millenium II, en el momento de la detonación se alcanza un máximo valor de presión que es de 9311 psi. Posteriormente ocurre la generación del sobre-balance dinámico desde el pozo hacia la formación y por tanto flujo de fluidos en la misma dirección por la combustión del propelente dando una extensión de la microfractura de 3.2' con 6781 psi, compactando la matriz en función del esfuerzo del yacimiento U Inferior, valor que es 2.25 veces la presión del yacimiento. De la validación del perfil de presión se determina que el gradiente de fractura es 0.56 psi/ft, siendo 4686 psi el máximo esfuerzo vertical, 2370 psi el máximo esfuerzo horizontal y 1461 psi el mínimo esfuerzo horizontal.

Para una mejor apreciación del sobre-balance dinámico que ocurre en el pozo de la figura 4.2 se amplía la parte correspondiente a este sobre-balance, resultando la figura 4.9.

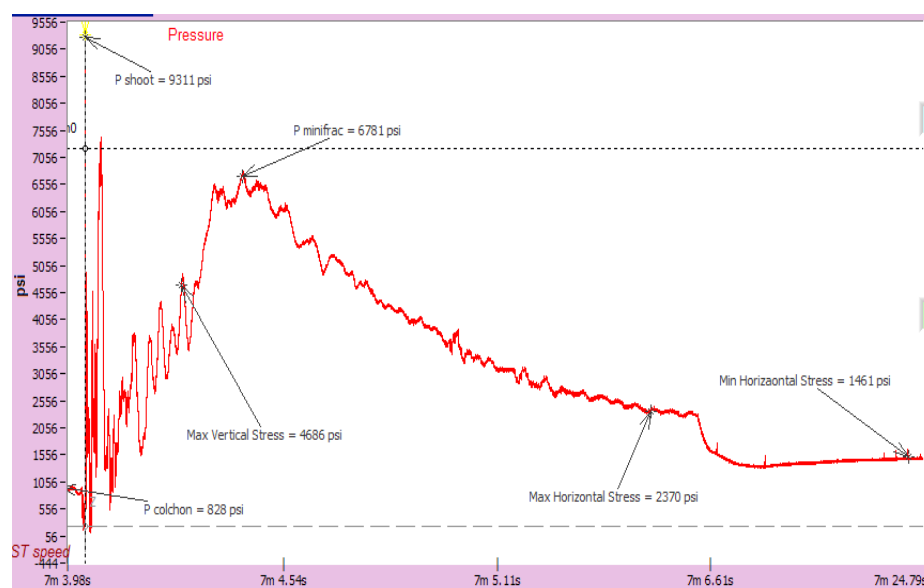


FIGURA 4.9 PERFIL DE PRESIÓN DEL POZO LOBO 09

Para efectuar un mejor análisis del perfil de presión en la sección de la prueba de producción, de la figura 4.2 se amplía la parte correspondiente a la prueba, obteniéndose la 4.10.

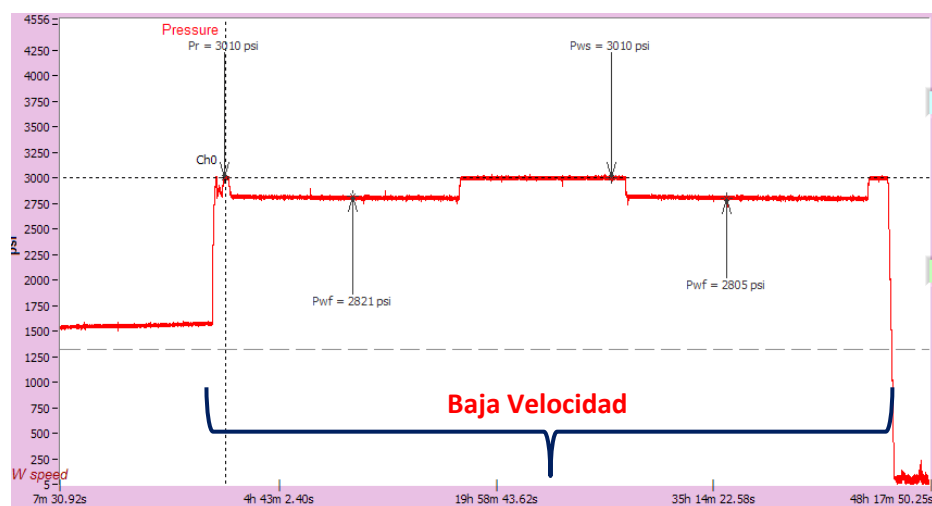


FIGURA 4.10. PERFIL AMPLIADO DE PRESIÓN.

El gráfico muestra que el valor de la presión restaurada del yacimiento es 3010 psi, que se obtiene en 1 horas, 2 minutos y 13 segundos. Además la misma gráfica permite obtener la presión de fondo fluyente que es 2821 psi.

El diferencial de presión del yacimiento hacia la sarta TCP en la cara del pozo es de 189 psi, generado por la energía del yacimiento al producir 2160 bfpd a flujo natural.

Para la obtención de las figuras 4.11 y 4.12, se trabaja con los datos reales de baja velocidad registrados en el OWR gauge. De los modelos de flujo teórico disponible en el simulador KAPPA y de los datos observados en el comportamiento de las curvas, log-log derivada y semilog, podemos observar que las figuras se ajustan al siguiente modelo:

Sistema Yacimiento – Boca del pozo: el modelo aplicado es el método de almacenamiento variable de Hageman, que permite determinar la relación entre almacenamiento inicial y final que es: $C_i/C_f = 0.72$ debido a la pendiente unitaria.

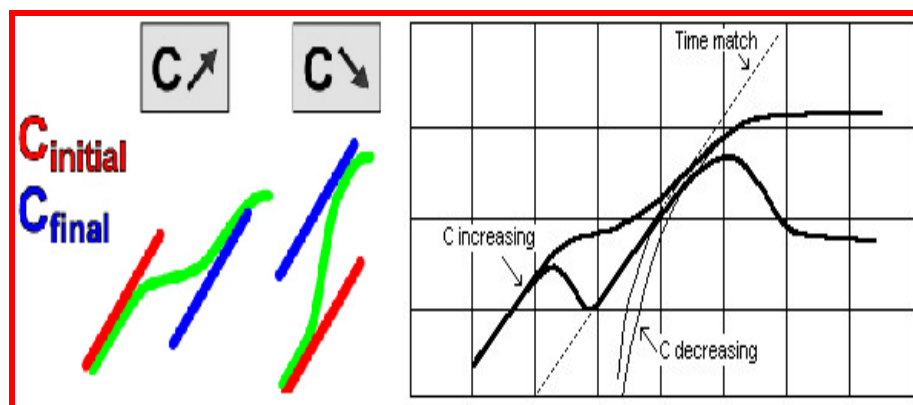


FIGURA 4.11. Modelo de Hageman (Fuente: Halliburton)

Además el modelo permite llegar a las siguientes conclusiones.

Yacimiento: Homogéneo.

Sistema Frontera – Limite: Modelo de falla lineal localizada a 1400 ft de la boca del pozo, limita la extensión del yacimiento en una dirección sellante, debido a la tendencia hacia arriba en el límite del yacimiento, tal como se representa en la figura 4.12.

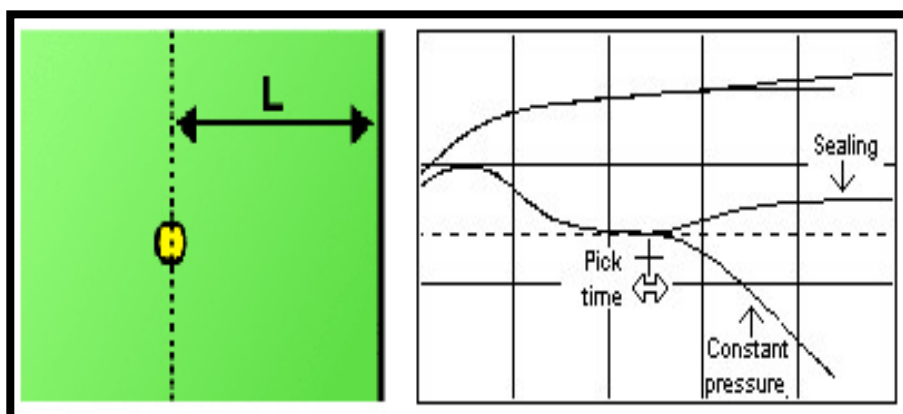


FIGURA 4.12. EXTENSIÓN DEL YACIMIENTO.

El Análisis de presión corresponde a la arena U inferior del pozo **lobo 09** que tiene un intervalo disparado de 8244' - 8258' (14') bajo la técnica StimGun que mezcla el sobrebalance dinámico y bajo balance estático, siendo 828 psi la presión hidrostática del colchón de agua, con el fin de maximizar la productividad y optimizar la interconectividad hacia el yacimiento.

CAPITULO 5

5. DETERMINACIÓN DE LOS PARÁMETROS DEL YACIMIENTO MEDIANTE LA APLICACIÓN DEL SOFTWARE KAPPA.

5.1. Metodología del software.

Para determinar parámetros del yacimiento como: daño, permeabilidad e índice de productividad, ingresamos los datos de la prueba de producción mostrados en el perfil de presiones. Las correlaciones mas comunes utilizadas en el software KAPPA Ecrin – Sapphire para el análisis de yacimientos son las siguientes:

- ❖ **STANDING** para la presión de burbuja (P_b), relación de solubilidad (R_s) y factor volumétrico del petróleo (B_o).
- ❖ **VASQUEZ Y BEGGS** para la compresibilidad del petróleo (C_o).
- ❖ **BEAL** para la viscosidad del petróleo (μ_o).

Correlación de STANDING para la presión de burbuja.

Utilizando datos experimentales de la presión de burbuja de 22 sistemas de los campos de California, STANDING (1947) propuso una correlación gráfica para determinar la presión de burbuja de sistemas de petróleo crudo siendo el error promedio reportado de 4.8 %. La tabla 5.1 presenta el rango de los datos utilizados, que fueron obtenidos mediante un proceso de liberación instantáneo en dos etapas.

TABLA 5.1

RANGO DE DATOS PARA LA CORRELACION DE STANDING

Presión de Burbujeo, lpca	130 - 7000
Temperatura, °F	100 - 258
Factor volumétrico del petróleo, BY/BN	1.024 – 2.15
Razón gas disuelto-petróleo, PCN/BN	20 - 1425
Gravedad del petróleo, °API	16.5 – 63.8
Gravedad específica del gas (aire = 1)	0.59 – 0.95
Presión del separador, lpca	
Primera etapa	265 - 465
Segunda etapa	14.7
Temperatura del separador, °F	100

La expresión matemática de la ecuación 1 permite ajustar la correlación gráfica de STANDING para calcular la presión de burbuja:

$$P_b = 18.2 \left[\left(\frac{R_s}{\gamma_g} \right)^{0.83} (10)^a - 1.4 \right] \quad \text{Ecua 1}$$

Con $a = 0.00091 (T - 460) - 0.0125 (^\circ \text{API})$

Donde: P_b = Presión de burbuja, lpca

T = Temperatura del sistema, $^\circ \text{R}$

R_s = Razón gas-disuelto petróleo, PCN/BN.

Correlación de STANDING para la relación de solubilidad.

La ecuación 2 es un ajuste de la correlación gráfica de STANDING, para calcular la relación de solubilidad:

$$R_s = \gamma_g \left[\left(\frac{P}{18.2} + 1.4 \right) \left(\frac{10^{0.0125(^\circ \text{API})}}{10^{0.000917}} \right) \right]^{1.2048} \quad \text{Ecua 2}$$

Donde: P = presión del sistema, lpca

T = temperatura del sistema, $^\circ \text{F}$

R_s = razón gas-disuelto petróleo a $P \leq P_b$, PCN/BN

El error relativo promedio de esta correlación es del 10% .

Correlación de STANDING para el factor volumétrico del petróleo.

Las ecuaciones 3 y 4 ajustan la correlación gráfica de STANDING, para calcular el factor volumétrico del petróleo:

$$B_{ob} = 0.9759 + 12 * 10^{-5} F^{1.2} \quad \text{Ecua 3}$$

$$F = R_s \sqrt{\frac{\gamma_g}{\gamma_o}} + 1.25T \quad \text{Ecua 4}$$

Donde:

F = factor de correlacion de Standing

T = temperatura del sistema, °F

Rs = razon gas-disuelto petróleo

yo = gravedad específica del petróleo

Correlación de VASQUEZ Y BEGGS para la compresibilidad del petróleo.

La ecuación 5 permite calcular la compresibilidad del petróleo.

$$C_o = \frac{-1433 + 5R_s - 17.2T - 1180\gamma_{gc} + 12.61(^{\circ}API)}{P * 10^5} \quad \text{Ecua 5}$$

Donde:

P = presión del sistema, lpca

T = temperatura, °F

R_s = razón gas-disuelto por oleo; PCN/BN

γ_{gc} = gravedad específica del gas corregida a 100 lpc, (aire = 1).

La tabla 5.2 muestra los rangos dentro de los cuales se aplica la ecuación anterior.

TABLA 5.2

DATOS PARA CORRELACION VASQUEZ Y BEGGS.

Presión, lpca	141 – 9515
Factor volumétrico del petróleo, BY/BN	1.066 – 2.226
Razón gas disuelto-petróleo, PCN/BN	9.30 – 2199
Gravedad del petróleo, °API	15.3 – 59.5
Gravedad específica del gas (aire = 1)	0.511 – 1.351

Correlación de BEAL para la viscosidad del petróleo.

Beal presentó una correlación grafica donde la viscosidad de crudos sin gas en solución está en función de la gravedad API del petróleo y temperatura. El rango de los datos utilizados para esta correlación se muestra en la tabla 5.3.

TABLA 5.3

RANGO DE DATOS

Numero de muestras	753
Temperatura, °F	98 – 250
Gravedad del petróleo, °API	10 – 52.5
Viscosidad, cps	0.865 – 1.55

La ecuación 6 permite calcular la viscosidad del petróleo.

$$\mu_{od} = \left[0.32 + \frac{1.8 \cdot 10^7}{(\text{° API})^{4.53}} \right] \left[\frac{360}{T + 200} \right]^a \quad \text{Ecua 6}$$

Donde:

$$a = \text{anti log} \left(0.43 + \frac{8.33}{^\circ \text{API}} \right)$$

μ_{od} = viscosidad del petróleo libre de gas a 1 atm

$^\circ \text{API}$ = gravedad del petróleo

T = temperatura de interés , $^\circ \text{F}$

5.2. Métodos de Interpretación Utilizados por KAPPA Ecrin – Sapphire y sus Respectivos Resultados.

Para determinar el factor de daño (S), permeabilidad (K) y el índice de productividad (IP), el simulador utiliza los métodos de Horner y de la Derivada.

❖ Horner

Usando la solución de la aproximación semilogarítmica de Horner, Kappa determina la permeabilidad (k) y el factor de daño (S). Las respectivas curvas para los dos pozos analizados se muestran en las figuras 5.1 y 5.2.

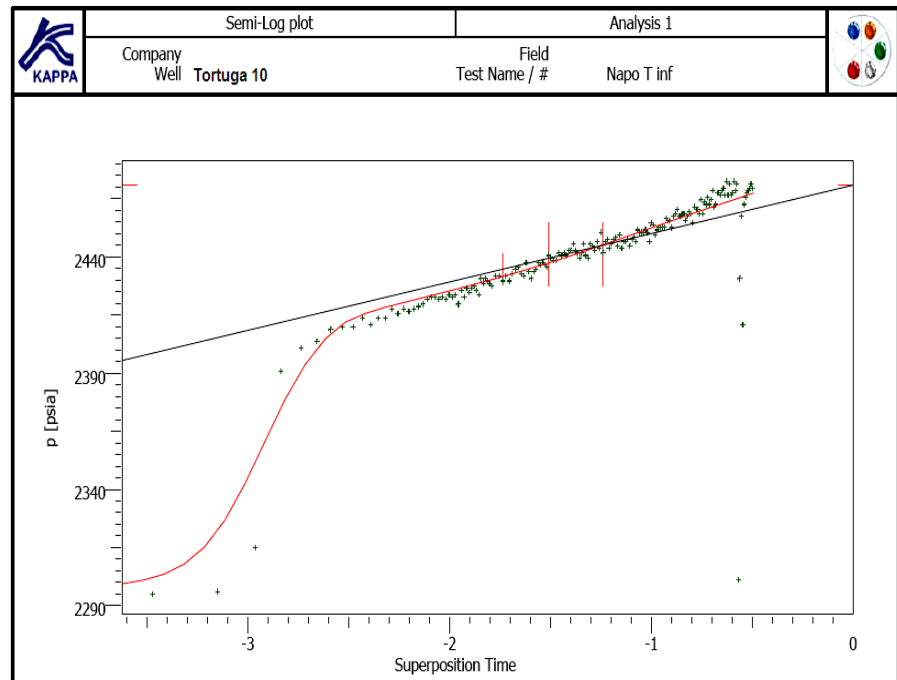


FIGURA 5.1. CURVA DE HORNER POZO TORTUGA-10

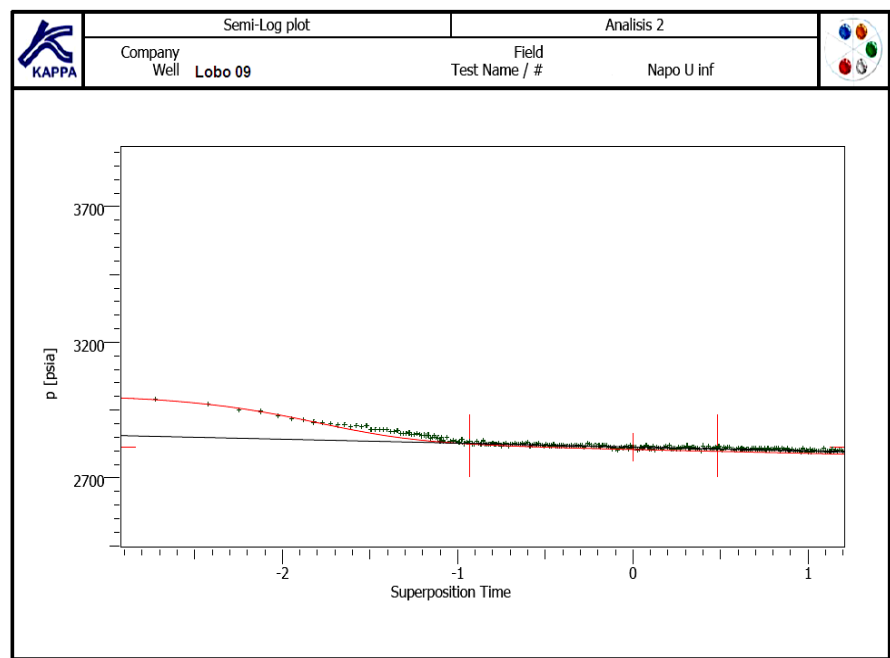


FIGURA 5.2. CURVA DE HORNER POZO LOBO-09.

❖ Derivada (curvas de BOURDET)

Kappa utiliza las curvas de Bourdet para realizar la respectiva interpretación y determinar permeabilidad (k) y el factor de daño (S). El resultado se muestra en las figuras 5.3 y 5.4.

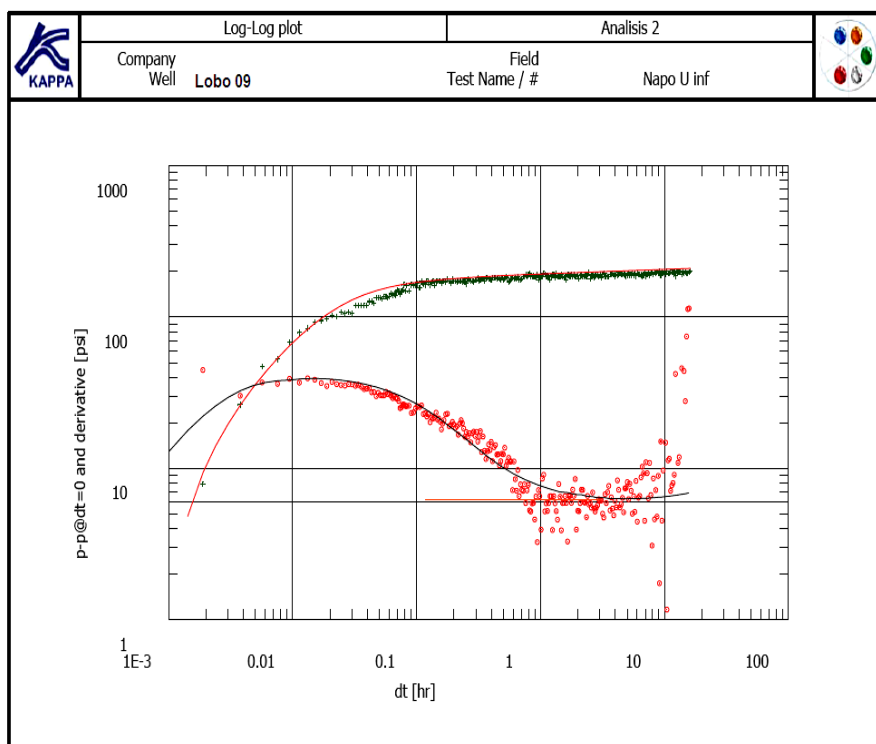


FIGURA 5.3. CURVA DE PRESIÓN POZO LOBO-09

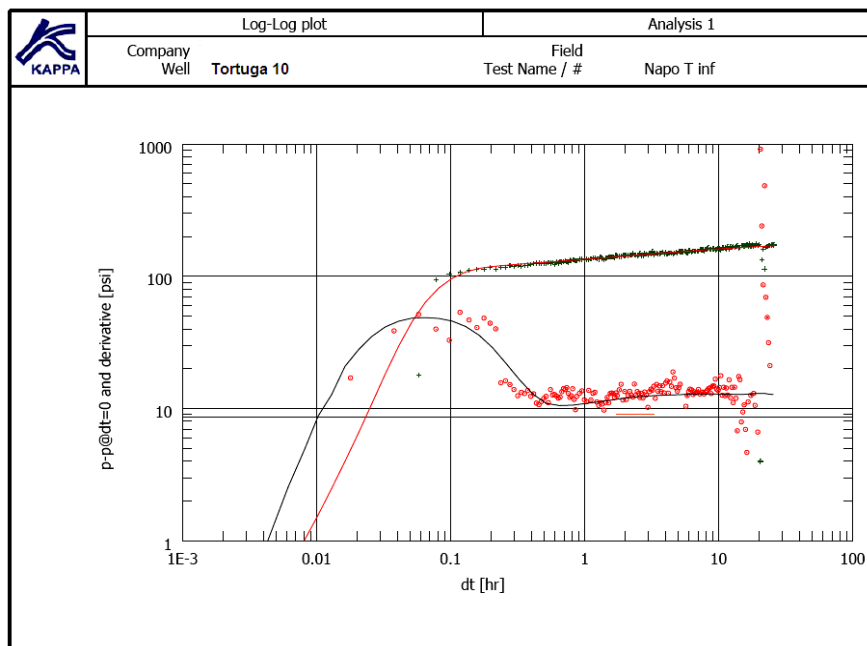


FIGURA 5.4. CURVA DE PRESIÓN POZO TORTUGA-10.

5.3. Curva de Comportamiento de Afluencia (IPR)

La capacidad de producción de un pozo se mide por el índice de productividad del yacimiento (IP), definido por la siguiente ecuación:

$$IP = \frac{Q_o}{P_{ws} - P_{wf}}$$

Ecua 7

Donde:

Q_o = Gasto de petróleo (BPD)

P_{ws} = Presión promedio en el yacimiento = Presión de Fondo
Estática en el Pozo (psia)

P_{wf} = Presión de Fondo Fluyente en el Pozo (psia).

La ecuación 7 se cumple cuando la P_{wf} se encuentra por arriba del punto de burbuja o presión de saturación, mientras que cuando P_{wf} está por debajo de ese valor la IPR toma una curvatura, debido a que la fase gaseosa presente en el petróleo tiene un efecto en la producción (ver figura 5.5).

El índice de productividad varía con respecto al tiempo y se debe a que la presión en el yacimiento disminuye conforme produce el yacimiento, lo cual se traduce en un incremento en la saturación de gas y en la resistencia del petróleo a fluir. Para una caída constante de presión, el IP también dependerá del mecanismo de empuje del yacimiento.

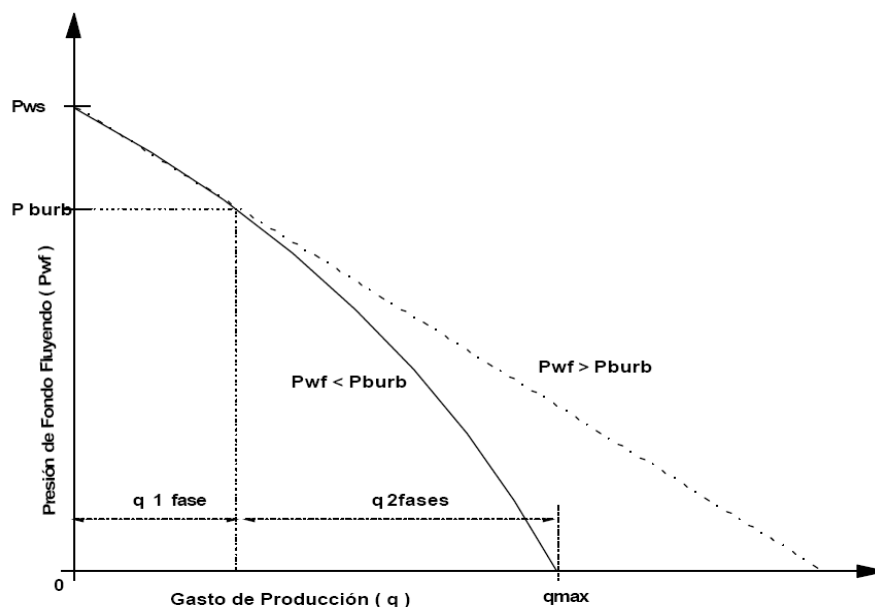


FIGURA 5.5. CURVAS DE COMPORTAMIENTO PRESIÓN-PRODUCCIÓN.

En las gráficas 5.6 y 5.7 se muestran las curvas IPR, dadas por KAPPA para los dos pozos analizados.

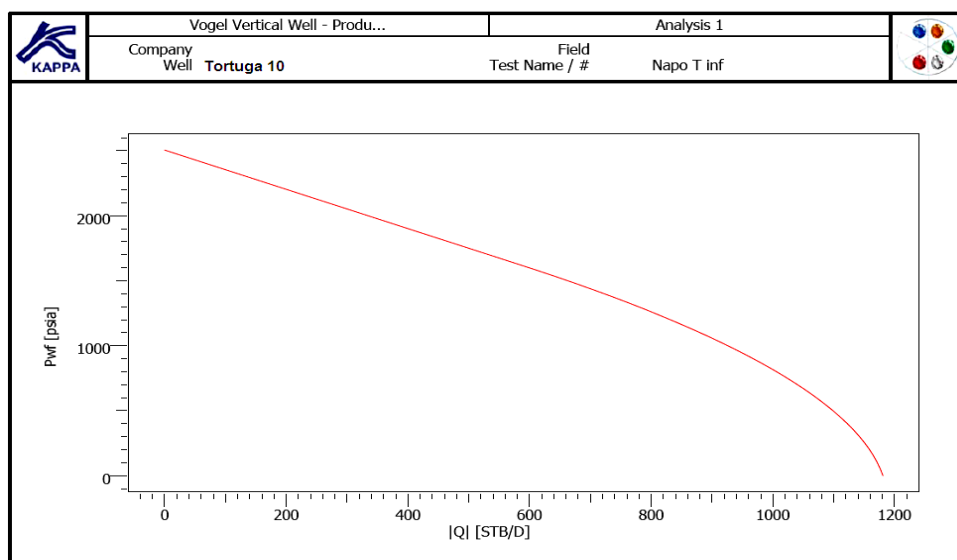


FIGURA 5.6. PRODUCCIÓN-PRESIÓN PARA POZO TORTUGA-10.

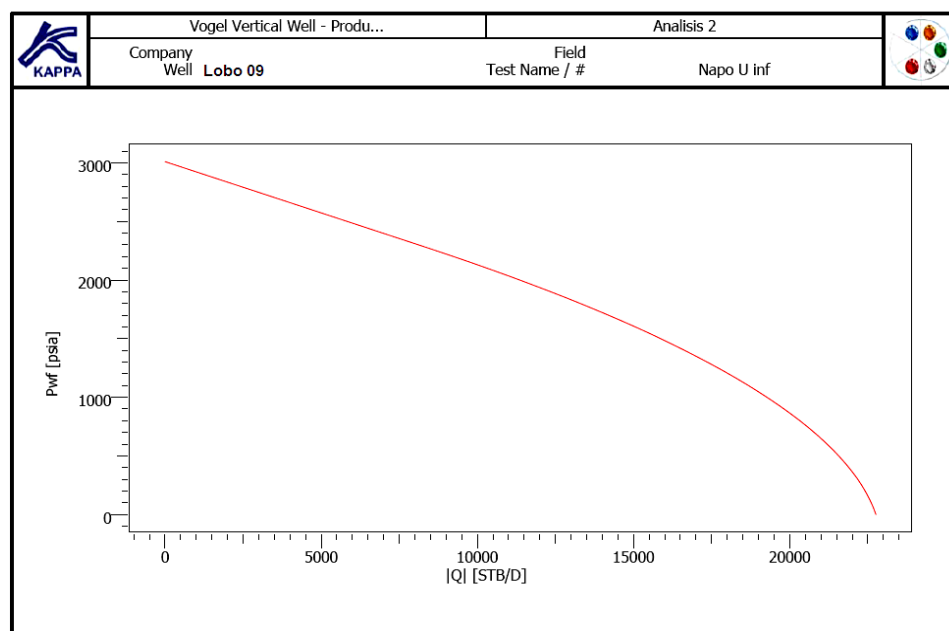


FIGURA 5.7. PRODUCCIÓN -PRESIÓN PARA EL POZO LOBO - 09.

La tabla 5.4 resume los resultados proporcionados por KAPPA.

TABLA 5.4
INFORMACION DADA POR KAPPA.

		Halli 09		Halli10
Prueba de producción				
Qo (bopd)		2153.5		187.2
Qw (bapd)		6.5		172.8
Qt (bfpd)		2160		360
BSW (%)		0.3		48
°API a 60 °F		28.2		18
Salinidad ppm		n/a		n/a
Parámetros de la arena				
Espesor total(ft)		50		53
Espesor productor(ft)		50		48
Espesor disparado(ft)		18		48
Porosidad (%)		14		14
Radio del pozo (ft)		0.3		0.3
Temperatura del yacimiento (°F)		207		240
Parámetros del fluido				
β_o (By/Bn)		1.24		1.17
β_w (By/Bn)		n/a		1.0.42
Rs(Scf/Bbl)		390		200
μ_o (cp)		1.26		2.28
Co(Psi-1)		1.90E-05		1.12E-05
GOR(Scf/Bbl)		390		200
γ_g		0.72		0.85

En la tabla 5.5 se muestra los valores de presiones y profundidades, información dada por KAPPA.

TABLA 5.5

PARAMETROS DE PRESIONES Y PROFUNDIDADES

PARAMETROS	halli 09	halli 10
Presión de Fondo Fluyente a la altura del sensor (psi)	2821	1961
Presión Estática - Hidráulica a la altura del sensor (psi)	3010	2535
Profundidad del Sensor en la sarta (ft)	8225	10464
Profundidad media de los punzados (ft)	8251	10525.5
Presión de Fondo Fluyente en los perforados (psi)	2831	1986
Presión Estática en los perforados(psi)	3020	2560
Presión de Burbujeo(psi)	2292	1621

La tabla 5.6 muestra los resultados de la interpretación dada por KAPPA Ecrin-Saphire, aplicando el método de Horner y de la derivada, para obtener la permeabilidad y daño de formación. Además da valores del índice de productividad.

TABLA 5.6
RESULTADOS DE LA INTERPRETACION POR KAPPA.

Resultado de la Interpretación en Kappa-Saphire		
	halli 09	halli 10
Método de Horner		
Permeabilidad (md)	760	141
Skin	-2.9	1.35
Presión media(psi)	3010	2470
Presión a 1 hr (psi)	2813	2434
Método de la derivada		
Permeabilidad (md)	785	149
Skin	-2.9	1.59
t match (hrs)	968	1210
P match (psi)	0.082	0.0583
Almacenamiento (bbl /Psi)	9.50E-03	8.24E-04
L no Flow Longitud a la falla (ft)	1400	134
Angulo entre las fallas (deg)	0	29
Índice de productividad		
IP Actual(Stand bpd/psi)	10.15	1.72
IP Ideal (Stand bpd/psi)	10.15	1.99
Eficiencia de Flujo	1	0.87
AOFP(max Qt) (bfpd)	22738	1179
Capacidad de Flujo (md/cp)	623	65.35

CAPITULO 6

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 Conclusiones

1. El medidor de presiones “FastGauge” realiza dos trabajos en un solo paso: actúa como parte integrante de la barra de disparo y registra las variaciones de presiones desde el momento de la detonación de los cañones hasta la evaluación del pozo, mostrando un perfil de presiones dinámico en condiciones fluyentes y a niveles de la detonación, en alta velocidad de registro.
2. La aplicación del sensor “FastGauge” permite obtener datos precisos de las presiones del yacimiento después del disparo, reduciendo costos, ya que no se requiere el servicio de otra compañía para lograr dicha información.

3. La data de baja velocidad, que implica la prueba de producción, puede ser procesada en los programas de interpretación de presiones como SAPHIRE, Fekete y Pansystem.
4. Los datos del memory gauge verifican el funcionamiento de la herramienta StimGun y en conjunto con el software PulsFrac, determinan la respuesta de la fractura creada en la formación y el perfil se utiliza para verificar la ignición del propelente.
5. El medidor de presiones FastGauge y el software PulsFrac se utilizan en conjunto para ajustar el modelo real versus el perfil teórico, que marca el comportamiento de la geomecánica de la roca al evidenciar el perfil dinámico.
6. Los resultados de los datos de presión a alta velocidad obtenidos con el sensor FastGauge se comparan con los calculados por el simulador PulsFrac, para verificar la validez de la simulación. El software disponible para diseñar y evaluar los tratamientos dinámicos permite la optimización de la sarta de trabajo y la evaluación de los posibles

resultados antes de efectuar la operación, para entender el comportamiento que seguiría la herramienta cuando se corra en el pozo.

7. Con la aplicación del software KAPPA se determina parámetros del yacimiento como: permeabilidad, índice de productividad, factor de daño y la extensión (límites) del yacimiento.

6.2 Recomendaciones

1. El medidor de presión de alta velocidad “FastGauge” debe ser utilizado en disparos con propelente, para caracterizar los parámetros de ignición de este producto en el pozo.
2. Las técnicas STIMGUN y SURGEPRO deben aplicarse cuando se disparan las formaciones productivas con TCP en bajo balance estático.
3. El StimGun es ideal para formaciones de baja permeabilidad por cuanto las microfracturas creadas reducen el daño de formación en la zona invadida.
4. La tecnología SurgePro es recomendable para formaciones con altas permeabilidades (800 – 1500 md), porque maximiza la surgencia dinámica, limpiando los canales generados por los disparos.
5. Al aplicar la técnica del StimGun es conveniente no disparar cerca de un contacto agua/petróleo y que exista un buen cemento frente a la formación productiva, porque al

generarse las microfracturas es posible que el yacimiento entre en comunicación con fluidos extraños al mismo, provocando una probable conificación de agua y/o gas.

6. Para ejecutar un trabajo con STIMGUN o SURGEPRO se tiene que calcular el desbalance óptimo para controlar la presión de la formación, de manera que no afecte las tuberías del pozo.
7. El FastGauge, como parte de la barra de disparo en aplicaciones con TCP, solo se debe utilizar en pozos verticales y en direccionales hasta una desviación máxima de 60°.
8. Todas las operaciones de cañoneo utilizan material explosivo y radiactivo. Debido a ello se deben seguir las normativas de seguridad proporcionadas por el personal que lleve a cabo la operación.

ANEXOS 1

CÁLCULOS DEL DESBALANCE ÓPTIMO

HALLIBURTON

Calculo del Under/Overbalance

COMPANIA:		TIPO DE SERVICIO:	TCP StimGun a Hollin Inf			
FECHA:		RESP. DEL CLIENTE:				
POZO:		RESP. HALLIBURTON:	Julio Lozada			
CAMPO:		FORMACION:	Hollin Inferior	TOPE	BASE	ESPESOR
TALADRO:	B 550-1	ZONA PRODUCTORA 1:	Hollin Inferior	10175	10185	10
CAÑONES:	45/8", 5sqf, 60° DPMC	ZONA PRODUCTORA 2:				
		ZONA PRODUCTORA 3:				

Datos		
Presion de Reservorio:	4289	psi
Presion Min Firing Head:	150	psi
Presion del Colchon:	874	psi
Peso del Fluido:	8,4	ppg
Promedio de tuberia:	30,5	ft
BHA sobre fondo del colchon:	168,00	ft
Maximo Underbalance:	3.415	psi
Resultados		
Longitud a llenar sin BHA:	2833	psi
Tubos con agua fresca:	93	tubos
Paradas con agua fresca:	46	paradas

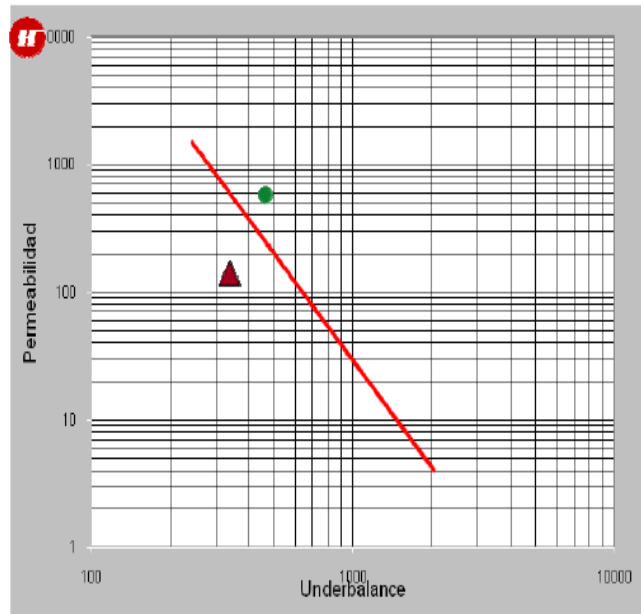
TVD (ft) = **7932,00**
 Profundidad (ft) = **7168,00**
 Desviacion (grad) = **24,14**
 Presion Hidr. (psi) = **3464,70**

Pres. Colchon (psi) = **874**
 Long. Colchon TVD (ft) = **2000,00**
 Long. Colchon MD (ft) = **3001,00**

TVD (ft) = **9932,00**
 Profundidad (ft) = **10169,00**
 Desviacion (grad) = **0,75**
 Presion Hidr. (psi) = **4338,30**



Permeabilidad (md): 2000 Underbalance (psi): **219**



Minimo desbalance apartir de la K

• $P_{ub} = 3500/k^{0.37}$ psi, for oil
210 psi

Maximo desbalance para arenas a partir de

$DTas > 90 \text{ mu s/ft}$

• $P_{as \text{ max oil}} = 3,500 - 19(DTas)$, psi (oil)
1833 psi

Maximo Desbalance

$SI DTas < 90 \text{ mu s/ft}$

• $P_{u \text{ max tub.}}$ = max safe pressure of down hole tools and cement.

4500 psi

Recomendado Desbalance

Si no hay historial de produccion de arena

• $P_{u \text{ rec.}} = 0.2 * P_{u \text{ min}} + 0.8 * P_{u \text{ max}}$
1509 psi
3642 psi

Si hay historial de produccion de arena

• $P_{u \text{ max}} = 0.8 * P_{u \text{ min}} + 0.2 * P_{u \text{ max}}$
535 psi
1068 psi



CRITERIO DE RESULTADOS

	UB (psi)	OBSERVACIONES
METODO 1	219	
METODO 2	210	
METODO 3	1833	
METODO 4	1509 3642	
METODO 5	535 1068	
METODO 6	1230	
METODO 7	1513	
METODO 8	1500	

Desbalance apartir de la densidad del grano

1230 psi

Desbalance a partir del tiempo de transito

1513

Desbalance a partir de la Compresibilidad

• $UB = P_f - (\text{Overburden} - 1.7 * \text{Comp. Strength})$

Presion de Formacion: **2000** psi

Overburden: **9000** psi

Compressive Strength: **5000** psi

1500

Permeabilidad estimada a partir de la Saturacion Irreductible del agua y porosidad

• $K = 0.136 * (\text{Porosidad})^{4.4} / (S_{wi})^2$

S. Irreductible del agua: **6,4** %

2001 md

ANEXOS 2

UNDERBALANCE OR EXTREME OVERBALANCE.

Underbalance or Extreme Overbalance

L.A. Behrmann,* SPE, and Bryan McDonald, Schlumberger Wireline and Testing

Summary

Application of an extreme overbalance, sufficient to fracture the reservoir formation, applied either during or after perforating was first presented as an alternate completion technique during the 1993 Fall SPE Conference.¹ During the ensuing two years, a number of jobs have been run by different operators in a variety of formations with varying applications. The primary question asked by an operator relates to the benefit of extreme overbalance (EOB) versus current perforation techniques of underbalance (UB) or modest overbalance for well control. Of course this question spawns a whole set of new questions about when and how to use and the benefits and risks of the EOB. EOB, as used in this paper, includes extreme overbalance perforating and rapid overpressured perforation extension. This paper compares and contrasts UB and EOB strengths and weaknesses and provides recommendations of when and why to use the different techniques. Field examples are provided of successful and unsuccessful application of EOB completions.

Introduction

Perforating, fracturing and acidizing are simply a means of providing and enhancing flow communication between the reservoir and the wellbore. The objective of these different completion operations is to cost effectively maximize the producibility of the well. Perforating is used to provide the basic fluid communication between the reservoir and the wellbore. Underbalance perforating and acidizing are typically used to bypass or eliminate near wellbore damage. Fracturing is generally used to expose a larger reservoir flow area to the wellbore. Use of propellant tools and now extreme overbalance (EOB) produce short fractures and thus complements underbalance (UB) perforating and acidizing to bypass wellbore damage. However, the process of perforating also creates a permeability damaged region around the perforation commonly called the "crushed zone." Underbalance perforating has been used to remove the perforating damage zone in reservoirs with sufficient pressure and permeability.

Since perforating is the primary means to provide the initial fluid communication with the reservoir and where applicable is performed underbalance, the relevant issue is when-where-how to use EOB as an addition to perforating.

We will first review where UB perforating is applicable, then discuss the interaction between the perforation and the fractures from an EOB process and the implications/questions with regard to the fracture flow path. Several field examples will then be discussed. Finally, based on the physics of EOB, recommendations of applicability will be made. One word of caution: the following discussion on underbalance perforating does not apply to unconsolidated or very weak rock because of the potential failure of the rock from a high underbalance.

Underbalance Perforating

Perforation Damage. The primary purpose of underbalance perforating is to minimize perforation damage. However, there are two different types of perforation damage. The primary one is a damage region that surrounds the perforation tunnel having reduced permeability. This damaged region has historically been called the crushed zone. This damage is a result of fractured sand grains reducing the size of the pore throats. The other, and normally ignored, perforation damage is caused by residual comminuted sand not removed from the perforation tunnel. This material, except at the very end of the perforation tunnel, typically has high permeability and porosities and does not impede production. However, it can restrict injectivity and require higher injection pressures. Removal of this residual comminuted sand is a function of underbalance, charge type and rock strength. Low underbalances, big hole charges, weak rock and downside oriented perforations enhance this residual comminuted sand damage.

Removal of Crushed Zone Damage. Determination of sufficient underbalance to remove the perforation crushed zone permeability damage is still subject to a number of uncertainties. King, Anderson, and Bingham² published field data of underbalance versus permeability with acid improvement/no improvement as a criteria for sufficient underbalance without the need for acidization. Using laboratory data, Behrmann³ published equations for optimum underbalance versus permeability, porosity and perforation hole size to obtain nondamaged perforations. These underbalances are typically three to five times greater than the King data which suggests that even acidization of sandstones does not remove all the perforation damage. Curve fit of permeability-porosity data from Alaska and North Sea Brent reservoirs,⁴ Fig. 1, applied to the equations in Ref. 3, provides a simple underbalance-permeability relationship, Fig. 2 and Eq. (1).

$$p = e^{\theta} [90.4 - 7.86 \ln(k)]^2, \quad (1)$$

where d = perforation tunnel diameter in the rock, inches; k = reservoir permeability, md; and p = optimum underbalance, psi.

The perforation tunnel diameter is not recorded on any data sheets and the casing entrance hole (EH) diameter has been used in the past as a default value. However, the hole diameter in the rock is a function of the charge size and the unconfined compressive rock strength (UCS). An empirical relationship has been developed for average tunnel diameter as a function of casing hole size and rock unconfined compressive strength,⁵ Eq. (2)

$$d = e_A [3.27 - 0.61 \ln(S_{uc})] \quad (2)$$

for deep penetrating charges, where e_A is the casing EH in N80 casing, and S_{uc} is the UCS in kpsi.

Applying the same analysis to the quartz arenites, Fig. 1, gives the following underbalance-permeability relationship, Fig. 3 and Eq. (3):

$$p = e^{\theta} [50.6 + 3.44 \ln(k)]^2. \quad (3)$$

Eqs. (1) and (3) should be used with caution since they are extrapolations of laboratory data on extreme rocks to reservoir rock

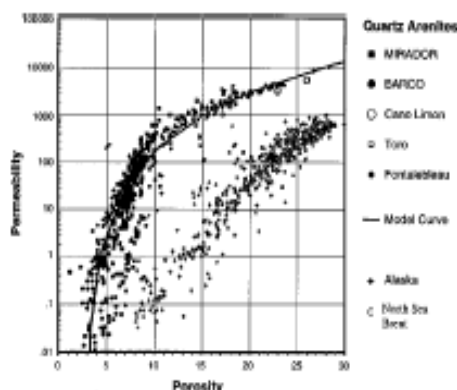


Fig. 1—Permeability-porosity relationships.

Table 1, which suggests that clean (clay free) sands can use lower underbalances as proposed in the above analysis.

Removal of Residual Communitated Sand. During underbalance operations, varying amounts of the communitated sand in the perforation tunnel are removed. Although an extensive study of this "injectivity" damage has not been made, limited laboratory experiments have shown that it is more difficult to remove this residual sand under the following conditions:

- Low underbalance,
- use of big hole charges versus deep penetrator charges,
- weak rock,
- downside perforations, and
- single phase oil flow versus two phase oil/brine flow.

Except for very hard rock, the tunnel diameter in the rock is larger than the casing entrance hole. As a result, the hole through the casing/cement provides a flow restriction during the underbalance surge and may prevent all the communitated sand being swept from the perforation tunnel. Laboratory experiments have shown that the presence of communitated sand filling at least 50% of the

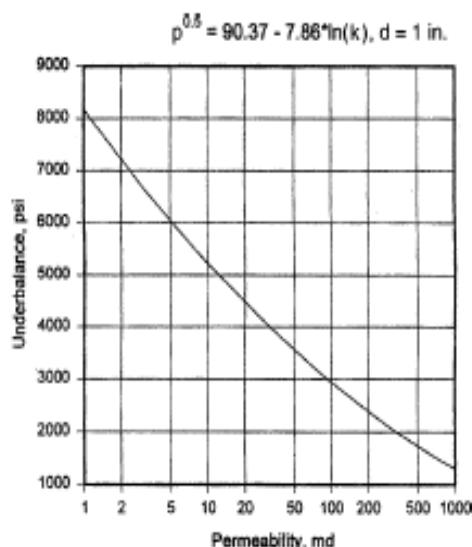


Fig. 2—Optimum underbalance vs. permeability (Alaska and North Sea Brent).

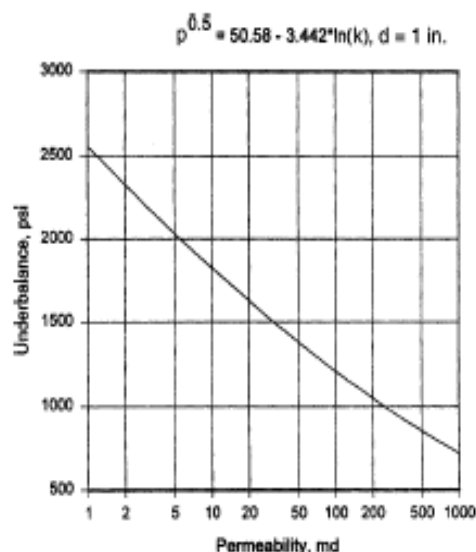


Fig. 3—Optimum underbalance vs. permeability (quartz arenites).

perforation cavity can substantially reduce injectivity without affecting producibility. A specific laboratory experiment is discussed in Appendix A.

When To Perforate Underbalanced. To minimize the crushed zone perforation damage in naturally completed producers and injectors, perforating should be underbalanced when there is sufficient reservoir pressure and no major operational constraints. When less than the optimum underbalance is used, the equations given in Ref. 3 can be used to estimate the residual perforation damage and decide if a stimulation operation is required/justified.

It is also suggested that for all injectors and producers that will be hydraulic or dynamic fracture stimulated, that underbalance perforating be performed prior to a fracture operation if excessive breakdown/injection pressures are deemed to be a potential problem. This recommendation assumes there is sufficient reservoir pressure and permeability to elute most of the communitated sand from the perforation tunnel. The recommended underbalance given in Eqs. (1) and (3) is generally sufficient to remove most of the communitated sand debris except for weak rocks.

Extreme Overbalanced Perforating

The Concept. Work by Oryx Energy and Arco has resulted in a new completion technique called extreme overbalance (EOB). Extreme overbalance has been defined as either the application of a very high overbalance pressure during the perforating process (EOP) or very high pressure "surging" of existing perforations. The overbalance, which is significantly above the formation breakdown pressure, creates short fractures in the formation and improves productivity in some wells. EOB has been used successfully in a variety of well environments by a number of operators. More than 800 EOB jobs have been reported, most of these in the U.S. and Canada. While there have been notable successes, EOB is not a global replacement for underbalanced perforating. Rather, it is a complementary process for specific applications.

The EOB approach, developed independently by Oryx and Arco, uses the wellbore tubulars to contain the energy source. The basic technique involves pressuring a large portion of the tubing with gas over a modest amount of fluid. The column of pressurized gas and the liquid beneath it creates a high pressure opposite

TABLE 1—PERFORATION DAMAGE IN CLEAN SANDSTONES
(3,000 psi UNDERBALANCE, 6,000 psi EFFECTIVE STRESS)

Test	Permeability to Kerosene (md)	Porosity (%)	Charge Weight (g)	Penetration (in.)	Average Hole Diameter (in.)	CFE	Single Shot Skin	Unconfined Compressive Strength (kpsi)
BPC-1	0.95	8.6	23	6.0	0.62	1.67	-0.75	25.1
BPC-3	17.75	8.28	14	5.13	0.62	0.84	0.34	13.58
BPC-5	7.66	12.95	3.5	1.9	0.29	5.82	-2.1	16.06
BPC-5'	9.17	12.95	6.5	3.0	0.36	6.74	-2.0	16.06
BPC-8	4.72	7.9	6.5	2.6	0.25	0.016	170	20.88
CT-1	10.4	14.78	3.5	3.0	0.28	1.08	-0.23	8.8
CT-2	10.4	14.78	3.5	3.15	0.31	1.47	-1.0	8.8

the perforated zone. Field experience, supported by laboratory test data, indicates that the overbalance pressure in the perforation zone should be in the range of 1.4–2.0 psi/ft of well depth.

For wells without existing perforations, the high pressure is applied instantaneously to the formation upon firing the gun, and the wellbore fluid is driven into the perforations. The expanding gas maintains the wellbore pressure in the perforated zone to ensure sufficient loading time to create short fractures (in the order of 10 ft) into the formation. The high downhole flow rates during EOB are not typically attainable in conventional hydraulic fracturing operations. The EOB event lasts tens of seconds.

The basic technique lends itself to a number of interesting variations. Perforating guns may be either tubing or wireline conveyed. Liquids in the well can range from clear brines to acid, to fracturing gels, to gels with suspended proppant, to resin for sand control. Alternatively, the wellbore can be filled entirely with gas.

Previously perforated wells may be treated using either a shear disk or a shearable ball seat or similar device placed at the bottom of the tubing. The shear disk may be run in on wireline and set in a profile. The disk is designed to rupture at a predetermined pressure. With the disk in place the nitrogen pressure is increased until the disk ruptures and the gas pressure drives the fluid into the perforations and the formation. The procedure is similar when using a shearable ball seat. When the packer is set, a ball is dropped from the surface to complete the seal. Nitrogen pressure is increased until shear pins fail, the ball seat is released and the well is surged. The pumpout shear disk is also run on tubing and functions on the same principle. The viability of surging existing perforations is demonstrated by the preference of some operators for separate perforating and surging operations even in the case of initial completions.

One Perspective of EOB. EOB may be viewed as a means to obtain short fractures without the need for large amounts of surface equipment. With multiphased guns, it can also be viewed as a dynamic diversion fluid placement technique. Assuming the EOB concept works, then it might have application for the following situations:

- Fracture past extensive wellbore damage from either new or producing wells.
- fracture past the perforation damage when there is insufficient underbalance,
- provide a matrix acid diversion/placement in place of balls or other diversion techniques,
- prehydraulic fracture treatment to break down the formation, and
- enhance communication with natural fractures.

The first two applications require sufficient fracture conductivity.

Bi-wing or multiple fractures will work as long as the fracture conductivity is not compromised by competing multiple fractures. EOB as a matrix acid displacement technique relies on the acid providing fracture conductivity, therefore multiple fractures are preferred. When used as a prehydraulic fracture treatment, initiation of only a bi-wing fracture is desired to minimize near wellbore competition from multiple fractures. For a naturally fractured reservoir, one wants conductive multiple fractures intersecting the natural fractures. Proper application of EOB to all of the above treatments requires an understanding of the fracture mechanics of EOB.

EOB Fracture Mechanics. The fracture mechanisms involved in EOB are similar to conventional hydraulic fracturing in some respects and yet significantly different in others. Among the factors influencing fracture development in EOB are in-situ stress, wellhead pressure, volume of gas, formation permeability, shot density, casing entrance hole diameter, shot phasing, orientation of perforations with respect to the preferred fracture plane (PFP) and the number of fractures created.

Hydraulic fracturing is generally characterized by a single large bi-wing fracture along the formation PFP. However, prior to the extension of this bi-wing fracture, there can be many multiple fracture sites depending on the perforation phasing.⁶ Fig. 4. These multiple fracture initiation sites may contribute to near wellbore tortuosity. On the other hand, multiple fractures from EOB typically occur only where perforations are located and on the PFP if a perforation is not near. EOB also allows a larger angle between the PFP and a perforation before the fracture ignores the perforation and initiates a fracture at the wellbore along the PFP, Fig. 5.

The following discussion of EOB fracture mechanics is confined to vertical or near vertical wells and uses EOB laboratory data, one example of which is given in Appendix A.

Multiple Fracture. The dynamics of EOB enhance the creation of multiple fractures from the phased perforations while tending to limit fracture length and width. The multiple fracture geometry may be detrimental to overall fracture treatment if one wants a single bi-wing fracture and care must be exercised in the perforation phasing and orientation to obtain the most favorable fracture arrangement.

There will always be a bi-wing fracture turning into the PFP. In the case of multiple fractures, it is not clear how far the fractures not in the PFP will propagate nor what the fracture conductivity will be. The extension of fractures originally misaligned with the PFP is dependent on reservoir stresses, stored energy and pressure of the gas in the tubing and competition from the fracture in the PFP. The misaligned fractures are shorter and do not intersect the

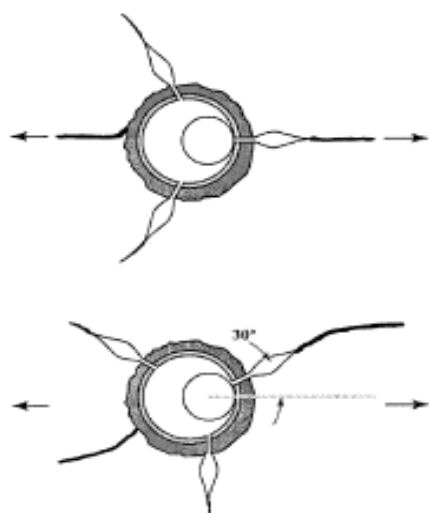


Fig. 4—EOB multiple initiation for 120° shot phasing for two different gun alignments with PFP. Arrows indicate the direction of the PFP.

Fracture Length and Width. The integrated length of all fractures is essentially constant and is not dependent on the number of fractures but rather on the stored energy available before the pressure drops below some minimum value. Fracture width is a function of the individual fracture length and the injection pressure differential above the local formation stress at the perforation. Fracture conductivity is generally considered to be a function of the fracture width, placed proppant, acid or gas erosion of the fracture faces.

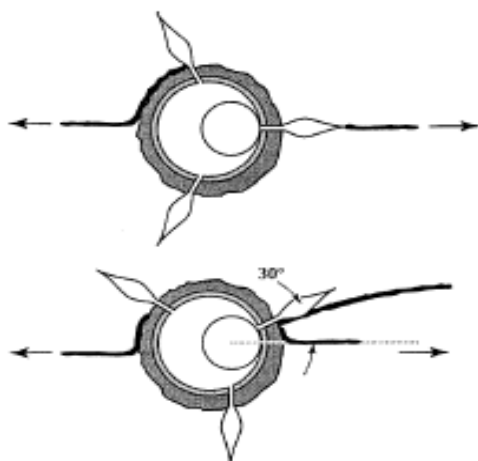


Fig. 6—Hydraulic multiple initiation for 120° shot phasing for two different gun alignments with PFP. Arrows indicate the direction of the PFP.

Fracture Initiation Pressure. Field and laboratory data show that the EOB fracture initiation pressure is always higher than the fracture initiation pressure observed in conventional hydraulic fracturing. EOB also traps residual crushed sand particles in the perforation tunnels (underbalanced perforating tends to flush the particles into the wellbore). The particles may act as a filter cake during injection resulting in a further increase in the dynamic (EOB) fracture initiation pressure.

EOB Field Examples. The following examples refer to Table 2. Each EOB job in the table was chosen to show a wide assortment of well and reservoir conditions and give a broad perspective of where EOB has been attempted and the results of these attempts. In most cases EOB was attempted because conventional completion techniques failed to achieve desired results, or EOB has been successful in a particular surrounding area. The examples and reasons are expressed below.

The Conoco well is considered a success as the production rate achieved from EOB was 50% greater than the production rate of wells in the immediate area. The formation is a very stringy carbonate in which the permeability range is large. The procedure calls for 500 gal of 15% acid to be placed in the bullplugged tubing before the guns are fired.

This procedure takes advantage of the explosively initiated production valve (SXPV) which due to its design opens as the detonation process to the perforating guns is activated. Thus pressure is kept off the casing until the firinghead functions. The operation of the SXPV also ensures that the valve is fully open as the compressed energy in the tubing is released. Therefore, the frictional losses, as the acid is being driven through the tubing and out the SXPV, are held at a minimum. This in turn prolongs the EOB event allowing more energy into the formation which can possibly increase the fracture length. This acid is injected into the reservoir ahead of the N_2 . As the table shows, this is a high permeability carbonate reservoir which yielded very good results.

The Aramco well was a poor performing injector in a friable sandstone. This injector's perforation tunnels were assumed to have sanded up in a short amount of time as the original injection rates dropped substantially in a few weeks, which is a good example of what comminuted sand does to injectors if not properly expelled. Due to poor sand consolidation of the reservoir the needed underbalance pressure to properly expel the sand from the perforation tunnels was not possible without sanding up the string. It was suggested to perforate overbalanced, to stop sand influx into the wellbore, and pump a prepack immediately after perforating. It was believed that the EOB would create propped fractures that would not be as susceptible to sanding due to the larger surface area open to flow. The results of this injector are very good as seen from the table.

The Operator C well is unique due to its high permeability (2,000 md). The EOB job was run with a DST string to be used for fluid loss control and was run in this reservoir as an attempt to improve cleaning of perforation tunnels prior to gravel packing. It was also hoped that the EOB would blow the sand from the perforation tunnels into the formation prior to the trip in and out of the well for gravel pack. This technique had worked well in an offset field with much lower permeability. The operator was warned that the results may not be as successful for this high permeability application, but EOB was decided on to evaluate technique for this field.

The skin is usually quite high in this reservoir due to the partial penetration from the drilling process, and it is difficult to determine what the skin was before the EOB job. An injectivity test afterward was poor at 0.4 bbl/min with 700 psi pump pressure. It was then decided to flow the well with a high drawdown. The

TABLE 2—EXTREME OVERBALANCE JOB DATA

Client	Country	Location	Well Name	Completion Type	Producer/Injector	Reservoir Type	Depth (ft)	EOB Type	Acid (HCl%)	Permeability (md)
Conoco	USA	North Dakota	Well A	New Well	Producer	Carbonate	9,666	TCP	15	10 to 1,000
Aramco	Saudi Arabia	Saudi Arabia	Hawtah No. 42	Recompletion	Injector	Sandstone	6,500	TCP	...	250
Operator	...	...	Well C	New Well	Producer	Sandstone	9,500	TCP	...	2,000
Petrobras	Brazil	Brazil	Well D	Recompletion	Producer	Sandstone	2,100	Surge	...	20
Petrobras	Brazil	Brazil	Well E	Recompletion	Injector	Sandstone	2,150	Surge	5	20
Operator P	USA	Colorado	Well F	New Well	Producer	Carbonate	1,300	TCP	...	...
**Arco	USA	Alaska	Well G	Recompletion	Producer	Sandstone	8,500±	Surge	...	20
Marathon	USA	Texas	Indian Basin No. 9	New Well	Producer	Carbonate	7,837	TCP	20	39

*Other wells in area typically produce at 2,000 BOPD.
 **Pretreatment done prior to hydraulic fracturing.
 †In the Petrobras example the existing perforations were deep penetrating charges .39 entry hole with a shot density of 12 SPF at 120° phasing.
 ‡In the Arco example the existing perforations were deep penetrating charges .45 entry hole with a shot density of 4 SPF at 180° phasing.

injectivity after the drawdown yielded 5 bpm at 800 psi pump pressure. This was considered good. The well was then gravel packed and a production test performed. The production test yielded a low productivity index (PI) with a damage ratio of 7.9. The well was stimulated with a mud acid and the PI was improved by 100%. The damage ratio also was reduced to 3.7. The fact that the well had to be backflowed after the EOB operation convinced the operator that EOB is not applicable in this field.

The examples for the Petrobras wells incorporate the surge technique in which the perforations are already existing across the desired completion interval. The reason EOB was used in this area was due to past problems with fracturing and acidizing. It is believed the EOB technique allows the reduction of skin without attacking primary cementation and the creation of microfractures which do not propagate far enough to allow communication between zones.

A gel-sand cushion is run in the tubing and released through a shear disk at the time the desired nitrogen pressure is achieved. EOB was used on the injector well (well E) because previous completion techniques with acid had broken down the primary cementation allowing undesired communication between zones. As Table 2 shows, the desired injection rate was increased five-fold. The producer, a pumped well, used acid in the tubing at time of isolation valve release and showed a four-fold increase in pro-

duction. These are just two examples of several wells completed with EOB in this area. Results of EOB jobs in this area are considered very good by Petrobras.

The operator F well is a very shallow EOB example where the psi/ft gradient was quite high at 2.1. This well was drilled through a one of a kind formation that showed up on the logs while evaluating a deeper reservoir. The operator in this case has had very good results in microdarcy permeabilities with EOB in an adjacent area and, although the true permeability here was not known, EOB was tried. The reservoir did not respond as well as expected and flowed only 3 BOPD. Acid was then applied as a way to stimulate the reservoir with no increase in production. This is a good case showing where the well was evaluated using a low cost technique instead of using a full frac job for evaluation which would have been more costly for the operator.

The Arco example⁷ uses their rapid overpressured perforation extension (ROPE) and high energy ROPE (HEROPE) techniques as a pretreatment to hydraulic fracturing. In Arco's case there are several well and reservoir factors they are trying to overcome with EOB. These include deviation, large tubulars, low permeability, small intervals and, due to a water oil contact (WOC), a desire to stay in the oil zone.

TABLE 2—EXTREME OVERBALANCE JOB DATA (continued)

Client	Country	Location	Well Name	psi/ft Gradient	Interval (ft)	Gun Size (in.)	Gun Phasing (degrees)	Shot Density/Type	Prejob Production	Postjob Production
Conoco	USA	North Dakota	Well A	1.3	16	3 1/2	60	4 SPF/D.P.	*	3,000 BOPD
Aramco	Saudi Arabia	Saudi Arabia	Hawtah No. 42	1.4	72	4 1/2	45/135	12 SPF/B.H.	2,700 BWPD	10,635 BWPD
Operator	...	...	Well C	1.7	40	7	45/135	12 SPF/B.H.	...	?
Petrobras	Brazil	Brazil	Well D	1.4	10	5	120	12 SPF/D.P.	11 BOPD	44 BOPD
Petrobras	Brazil	Brazil	Well E	1.4	10	...	...	...	180 BWPD	1,800 BWPD
Operator P	USA	Colorado	Well F	2.1	90	3 3/8	60	6 SPF/D.P.	...	3 BOPD
**Arco	USA	Alaska	Well G	1.1	20±	...	...	...	0 BOPD	2,300 BOPD
Marathon	USA	Texas	Indian Basin No. 9	1.2	70	3 1/2	60	4 SPF/D.P.	...	5,500 MCFD

*Other wells in area typically produce at 2,000 BOPD.
 **Pretreatment done prior to hydraulic fracturing.
 †In the Petrobras example the existing perforations were deep penetrating charges .39 entry hole with a shot density of 12 SPF at 120° phasing.
 ‡In the Arco example the existing perforations were deep penetrating charges .45 entry hole with a shot density of 4 SPF at 180° phasing.

The ROPE technique has been improved by Arco since its inception to the HEROPE. This technique uses the large tubulars to store large volumes of nitrogen and very little fluid if any in the wellbore at the perforations. Due to the large volume of nitrogen and little fluid in the wellbore, it is believed that the gas flowing through the perforation tunnels and into the formation erodes away any tortuous flow paths, reducing the near wellbore pressure losses (NWPL). These reductions of NWPL have ranged up to 1,350 psi.

The amount of proppant placement seen by Arco since the ROPE inception has gone from just over 50% in the early stages of ROPE to over 95% in 1994. The example well Table 2 well G designed for 34,000 pounds of proppant placed with the actual pounds of prop placement was 39,000 lbm or 115%! Arco's evaluation of the ROPE technique shows that the success rate and the efficiency of the hydraulic fracturing operation and the production rate of the wells are far better than pre-ROPE wells in the area. The example given in the table is one of the 80 plus wells that have been ROPEd for Arco.

The Marathon example is from a tight carbonate reservoir. The reason EOB was used as a completion technique here was due to the success of another operator in the area and due to lower than expected production rate of the wells in general in this reservoir. Therefore, a new completion technique was considered. The EOB completion technique allowed the well to be surged leaving the well full of nitrogen which could easily be bled off allowing the well to flow. This allowed the well to be put on production much sooner with less cost. Another benefit seen from EOB on this reservoir was a far lower skin than other wells in the area.

Where to Use EOB

EOB Followed by Hydraulic Fracture Stimulation, Modest to Low Permeability. If EOB is to be followed by conventional hydraulic fracture stimulation, the initiation and propagation of multiple fractures should be discouraged. A long bi-wing fracture is needed. Therefore, either a 180° phased gun oriented in the PFP, or a 120° phased gun with random orientation is suggested. Shot density and required casing hole diameter will dictate the charge attributes; generally big-hole charges will work well except where large gun-to-casing clearance exists. Centralization, or partial centralization in the casing is desirable. Shot density will be a function of the fracturing hydraulic horsepower and will generally be modest to low. Direct communication between the perforations and the primary fracture with minimum near wellbore pressure losses is desired. Acid may be used to enlarge the flow path around the casing/cement annulus when the perforations cannot be closely aligned with the PFP. Arco uses a high energy ROPE technique where the amount of liquid is minimized and the amount of pressurized gas is maximized. The assumption is that fracture extension is gas driven and gas erosion of near wellbore tortuous paths eliminates near wellbore pressure losses.

EOB to Overcome Near Wellbore Damage, Modest to High Permeability. Even though the produced fractures are relatively short, EOB treatment can be beneficial in reservoirs where wellbore damage depth is greater than about two thirds of the average perforation depth. High shot density (HSD) guns loaded at high shot phasings (say 45° or 60°) should provide good results taking advantage of multiple drainage paths into the wellbore. The key for this application is for the fractures to have some fluid conductivity. Some operators use proppant filled canisters which open during the EOB process. The theory is that the proppant is entrained in the high velocity flow and erodes the fracture face.

EOB in Carbonate Reservoirs. EOB has been successful in carbonate reservoirs when the wellbore fluid is acid. EOB acts as a dynamic diversion for the acid. HSD guns with many shot phasings are recommended.

EOB in Naturally Fractured Reservoirs. Creation of multiple fractures that intersect the natural fractures provides another EOB application providing there is sufficient fracture conductivity as already discussed. One issue is how far the fractures travel before turning into the PFP, generally the natural fracture orientation. Experiments suggest the fracture starts turning after one wellbore diameter. If the EOB fracture is reoriented in the PFP after two to three wellbore diameters, then the natural fracture spacing should be less than two to three wellbore diameters. High shot density guns with many shot phasings are recommended.

Conclusions

EOB is a completion process that may be used during or after perforating. It is not a replacement for perforating. For new completions (no existing perforations), one can choose between perforating alone, either underbalance or modest overbalance, or EOB during the perforating process. EOB while perforating requires a consideration of completion objectives, reservoir properties, maximum allowable surface pressure, economics, etc., to determine if an integrated approach is better than perforating followed by EOB.

Proper application of EOB, either integrated or segregated from perforating, has been successfully applied in a variety of completions. Laboratory tests and field observations have provided a better understanding of the EOB physics and provided recommendations on choices of perforating systems and application of the process.

Nomenclature

- p = underbalance pressure, psi
- k = permeability, md
- d = tunnel diameter, in.
- S_{uc} = unconfined compressive rock strength, kpsi
- e_h = casing entrance hole in N80 casing, in.

Acknowledgments

Thanks to Schlumberger Well Services for allowing publication. Also, thanks for the operators listed in Table 2 for allowing publication of field results.

References

1. Handren, P.J., Jupp, T.B., and Dees, J.M.: "Overbalance Perforating and Stimulation Methods for Wells," paper SPE 26515 presented at the 1993 SPE Annual Technical Conference and Exhibition Meeting, Houston, 3-6 October.
2. King, G.E., Anderson, A., and Bingham, M.: "A Field Study of Underbalance Pressures Necessary to Obtain Clean Perforation Using Tubing-Conveyed Perforating," *JPT* (June 1986) 662.
3. Behrmann, L.A.: "Underbalance Criteria for Minimum Perforation Damage," paper SPE 30081 presented at the 1995 European Formation Damage Conference held in the Hague, the Netherlands, 15-16 May.
4. Evans, I.J., Bryant, S.L., and Cade, C.A.: "Modeling the Effect of Diagenetic Cements on Sandstone Permeability," in *Geofluids '93*, 'Contributions to an International Conference on Fluid Evolution, Migration and Interaction in Rocks', Torquay, England, 4-7 May 1993, J. Parnell, A.H. Ruffell, and N.R. Moles (eds). Also BP Columbia.
5. Blosser, W.R., Behrmann, L.A., Venkiteswaran, A., and Kapacki, B.: "An Assessment of Perforating Performance for High Compressive

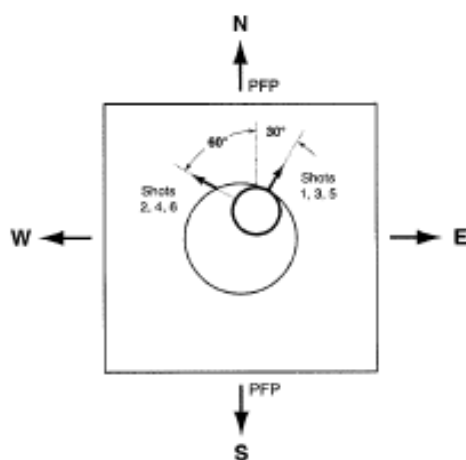


Fig. 8—Gun orientation, Test One.

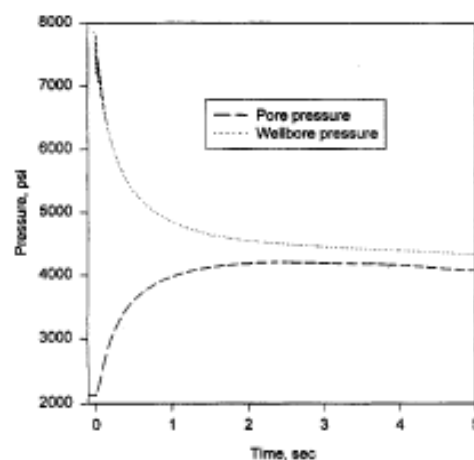


Fig. 7—EOB surge test.

Strength Non-Homogeneous Sandstones," paper SPE 30082 presented at the 1995 SPE European Formation Damage Conference held in the Hague, the Netherlands, 15–16 May.

6. Berthmann, L.A. and Elbel, J.L.: "Effect of Perforations on Fracture Initiation," *JPT* (May 1991) 608.
7. Petitjean, L., Couet, B., Abel, J.C., Schmidt, J.H., and Ferguson, K.R.: "Well Productivity Improvement Using Extreme Overbalanced Perforating and Surging—Case History," paper SPE 30527 presented at the 1995 SPE Annual Technical Conference & Exhibition, Dallas, 22–25 October.

Appendix A: EOB Laboratory Experiments

Two large Berea block EOB experiments were conducted in the TerraTek polycrystalline stress frame to: (1) evaluate the performance of EOB during the perforating event and after perforating underbalanced, (2) evaluate fracture conductivity for very short fractures, and (3) determine if multiple fractures are initiated. Six shot/ft guns with 3.5 g charges with $\pm 45^\circ$ phasing were used. The guns were oriented with one plane of three charges 30° from the preferred fracture plane (PFP), Fig. 6. For both experiments, the horizontal stress differential was 1,000 psi and the differential wellbore-pore pressure was 5,750 psi. Details of the use of this experimental facility can be found in Ref. 6.

Block Preparation. Two in-situ pore pressure probes were mounted in the block, one 3 in. from the wellbore and a second one 3.88 in. from the block outer flow boundary. The block was vacuum brine saturated by flowing 3% KCl from an 18 in. section of the open wellbore to the block boundaries. The block permeability between these two in-situ probes was about 245 md. Although the wellbore was drilled with a diamond coring bit, there was considerable wellbore damage with a permeability of 28 md assuming a damage depth of 1 in. Observation of the split block after dye injection through the perforations shows the damage zone to be about 1 in. giving a wellbore damage zone permeability reduction of about 0.1. The casing was cemented using oilfield cement and allowed to cure with the block under stress.

Test One. Test one was shot with an underbalance of 500 psi, sufficient to elute the comminuted sand from the perforation tunnel but not sufficient to produce a nondamaged perforation. The PI increased from 0.08 to 0.22 cc/s/psi as the total brine flow rate was increased from 3.7 to 60 cc/s. A mini stack (five foot length

of 2.75 in. inside diameter (ID) casing) was placed on top of the existing 2.75 in. ID casing with a break seal separating the two. The top stack was pressurized with argon to 7880 psi (total gas volume at 7880 psi was 1.51 gal). The fluid in the casing across the perforations was 1.51 gal of brine at 2110 psi. The seal was explosively removed and the perforations surged at a differential pressure of 5770 psi. The time history of the wellbore and pore pressures are shown in Fig. 7. The rapid decrease in wellbore pressure is interpreted as fracture initiation. The pore pressure can leak after the surge and it was not possible to produce the rock under a back pressure to remove the injected Argon gas. The block was removed and mounted in another pore-pressure can and placed back in the stress frame. Brine was flowed for 4 hours with increasing drawdown to 300 psi. Substantial gas was being eluted. The final PI was 0.12 cc/s/psi indicating a two phase liquid/gas

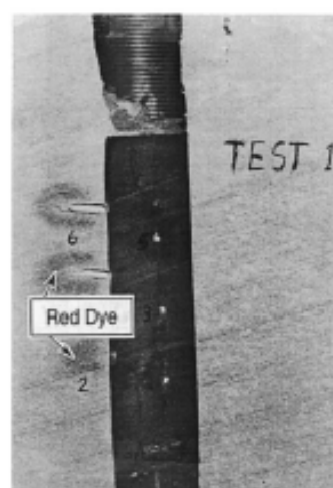


Fig. 8—Photo 1.

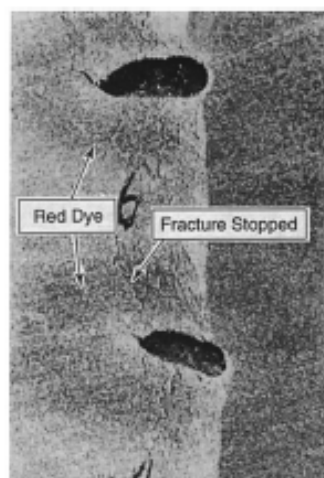


Fig. 8-Photo 2.

relative permeability problem. Red dye was injected at 50 psi for 5 minutes followed by injection of RTV.

Fractures were initiated from perforations 1, 3, and 5 which were 30" from the PFP, between perforations 4 and 6 which were 60" from the PFP and opposite perforations 1, 3, and 5 (called the 180° fracture). Fig. 8 shows the RTV in the six perforations, the fracture crack between perforations 1, 3, and 5, and the red dye halo around perforations 2, 4, and 6. Fig. 9 is a close-up of perforations 4 and 6. The fracture extended the length of the perforations, 4 and 6, and stopped. The lack of dye around the first inch of the wellbore suggests wellbore damage. The minimal dye adjacent the perforation suggests the extent of perforation damage. Fig. 10 is a close-up of the fracture initiation from perforations 1, 3, and 5. Fig. 11 shows the exposed fracture from perforations 1, 3, and 5. Note that after about one wellbore diameter, the fracture

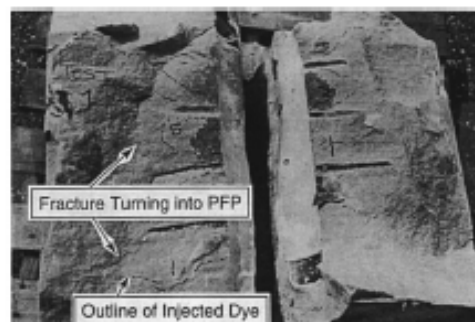


Fig. 11-Photo 4.

TABLE A-1- PRODUCTION-INJECTION FLOW RESULTS, TEST 2

Time (min)	Differential Pressure (psi)	Production Index (cc/s/psi)	Injection Index (cc/s/psi)
0	142	0.255	
41	148	0.243	
0	142		0.165
10	150		0.095
0	148	0.307	
5	146	0.296	
10	299	0.275	
20	300	0.267	
0	143		0.146
6	148		0.091
12	313		0.08
16	280		0.057
20	464		0.053
28	436		0.038
33	589		0.04
41	617		0.03
0	295	0.257	
8	309	0.25	

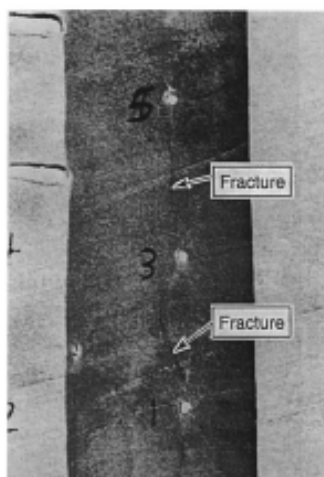


Fig. 10-Photo 3.

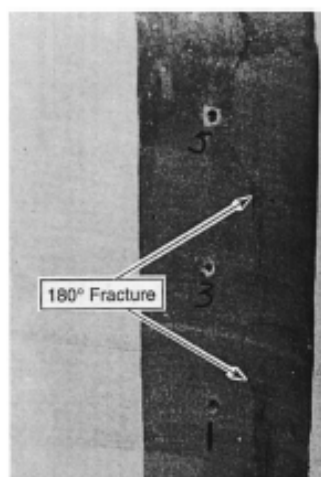


Fig. 12-Photo 6.

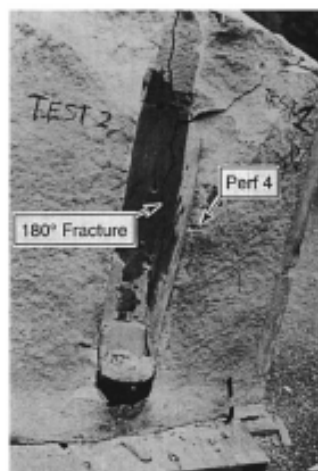


Fig. 13-Photo 6.

turned into the PFP. Fig. 12 shows the 180° fracture initiation. The perforations seen in Fig. 12 are from Test Two. Fig. 13 shows the rock being opened along the 180° fracture.

Test Two. The perforations from Test One were squeezed and sealed from the wellbore. The same gun as used in Test One was also used in this test with perforations 1, 3, and 5 located 30° west of south. The PFP was in the North-South direction. A small stack, 44.5 in. of 9 5/8 in. casing, was placed on the casing. One gallon of red dyed fluid was placed in the stack followed by a gas volume of 11 gal at 7,180 psi. There was no communication with the rock indicating the squeezed perforations were sealed. Pore pressure was increased to 1,440 psi and the gun fired. This was the same differential as for Test One but with seven times more volume of pressurized gas. The rock did not fracture. Fig. 14 shows a modest drop in wellbore pressure and a small increase in pore pressure. Since postshot evaluation showed that perforations were made in the rock, it is clear that the perforations were plugged



Fig. 15-Photo 7.

with debris and formed an impermeable barrier for injection. The stack was removed and brine produced through the block with a PI of 0.243 cc/s/psi, about 10% greater than for Test One. Although the sand debris formed an external filter cake which prevented injection, it was easily removed upon production. At this point, a series of injection-production tests were performed in hopes of achieving good injection for a subsequent overbalance surge test similar to Test One. Table A-1 summarizes the flow results. Note that injection continued to decline with time and pressure without degrading production. The final injection was only 12% of the production. Fig. 15 shows perforations 3 and 5 from Test Two. The lack of open tunnels is obvious and gives validity to the hypothesis that the comminuted sand debris from the perforation process can form an effective external filter cake resulting in an increased fracture gradient.

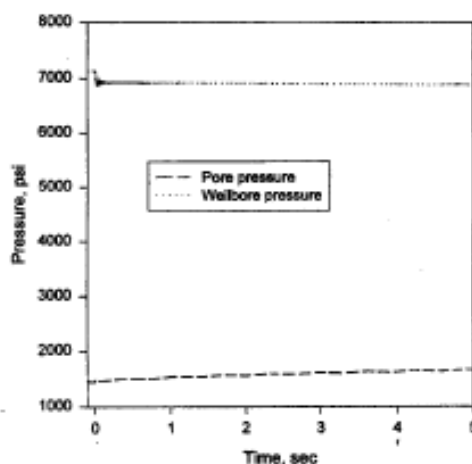


Fig. 14-EOB perforating test.

Conclusions

These tests demonstrate the following:

- Fractures can be initiated from phased perforations.
- Perforations nearest the PFP will have the dominant fracture, i.e., longest.
- The dominant fracture will create a second fracture opposite it to have a bi-wing fracture.
- Sand debris in the perforation tunnel acts both as an impermeable filter cake and as a pressure barrier resulting in higher fracture initiation pressure.
- Additional multiple fractures, as seen in hydraulic fracture tests, have not been observed.
- A fracture will initiate from a perforation that is at least 30° from the PFP without initiating a fracture from the sand face along the PFP. This is in contrast to hydraulic fractures.
- For these very short fractures, there was zero fracture conductivity. The limited block size restricts the study of fracture conductivity.

SI Metric Conversion Factors

ft × 3.048 ^a	E-01 = m
gal × 3.785 412	E-03 = m ³
in. × 2.54 ^a	E+00 = cm
psi × 6.894 757	E+00 = kPa

^aConversion factors are exact

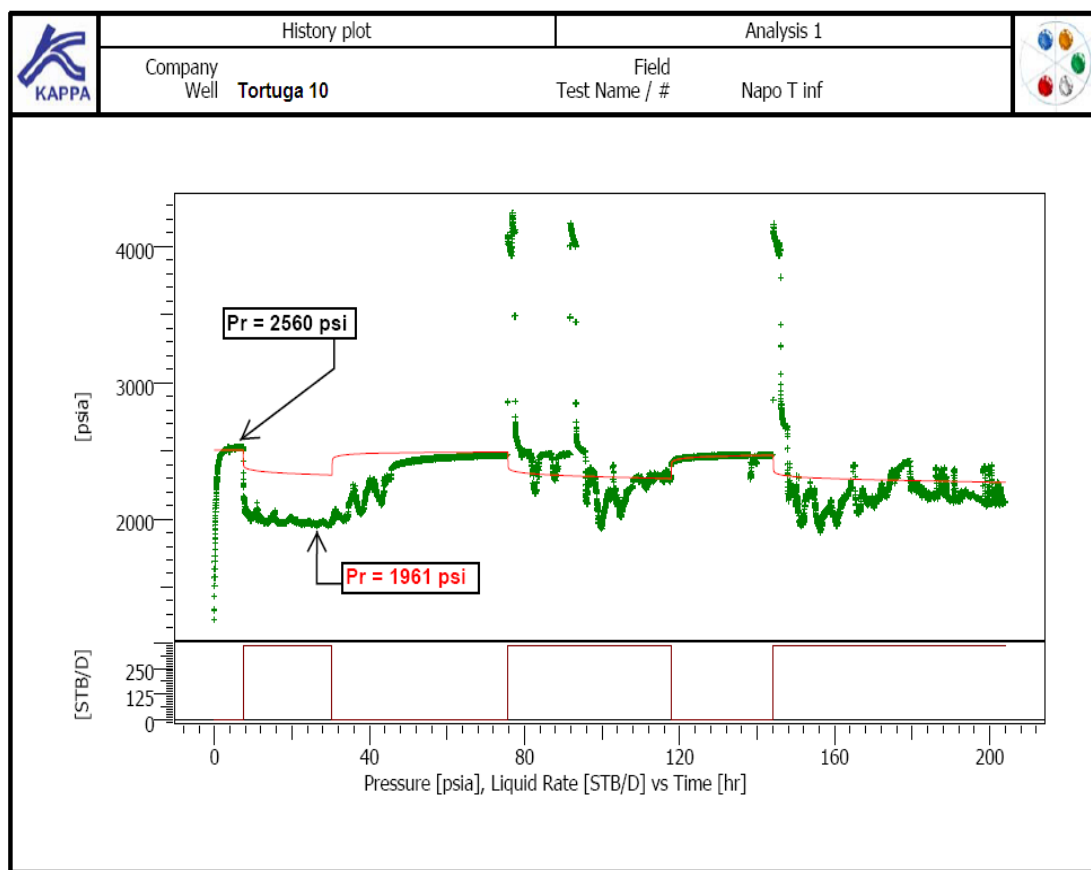
SPEPF

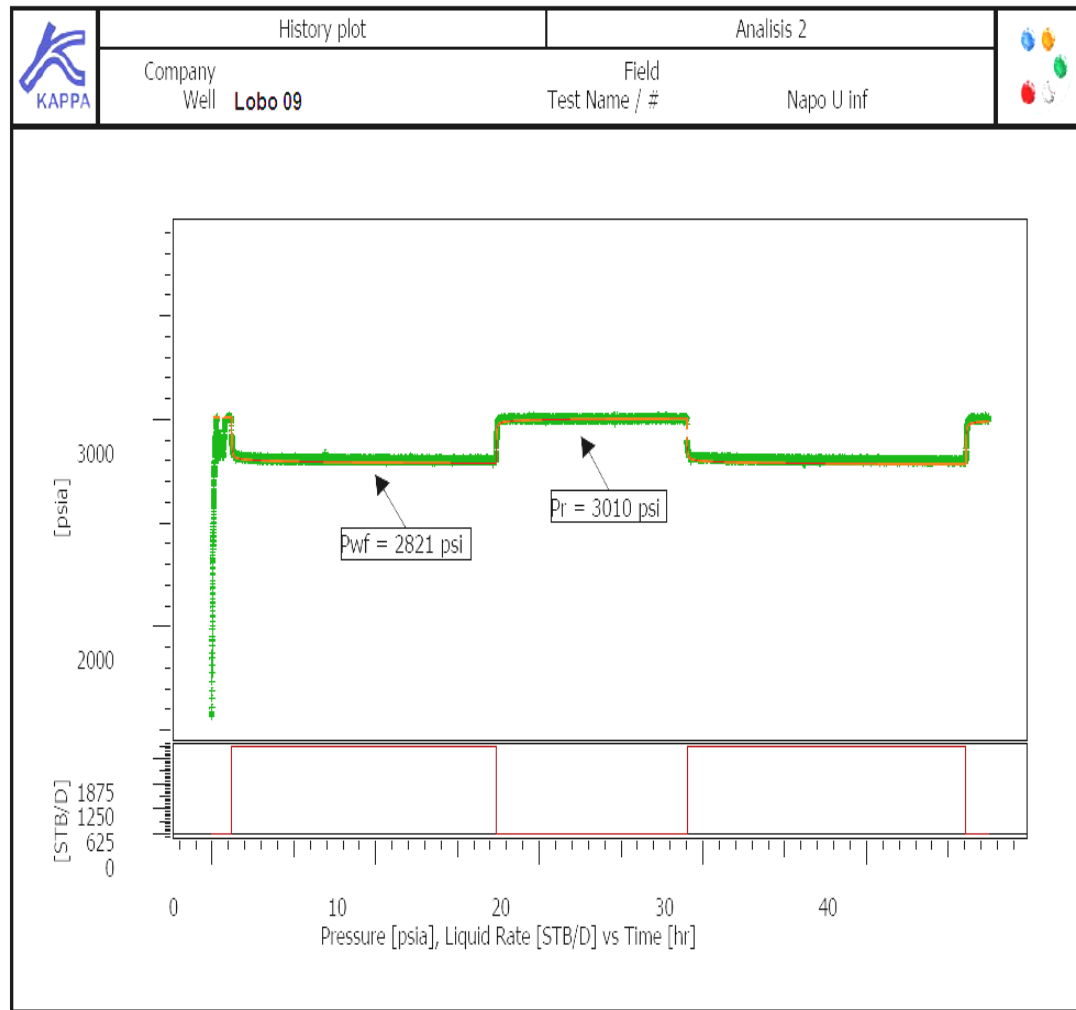
Lawrence A. Behrmann is Scientific Advisor and Manager of Perforating Research at the Schlumberger Perforating and Testing Center in Rosharon, Texas. e-mail: lbehmann@slb.com. With Schlumberger for 17 years, he has been involved in all aspects of perforating. Behrmann holds a BS degree from the U. of California, Berkeley, and an MS degree from Lehigh U. He was a 1993-94 member of the Forum Series North America Steering Committee. **Bryan McDonald** is Operations Manager Wireline and Testing with Schlumberger in Alaska. He has held various positions with Schlumberger including Laredo District Manager. McDonald holds a degree in petroleum engineering technology from Oklahoma State U.

ANEXOS 3

**CURVAS RESULTATES DE LAS PRUEBAS DE
PRESION CORRIDAS EN LOS POZOS TORTUGA 10 Y
LOBO 09.**

TORTUGA 10



LOBO 09

BIBLIOGRAFÍA

- ✓ HALLIBURTON ENERGY SERVICES, Perforating Solutions, U.S.A.,
2005-2007
- ✓ MARATHON OIL COMPANY, StimGun Technology. Janet.
- ✓ **L.A. Behrmann**,* SPE, and **Bryan McDonald**, Schlumberger Wireline
and Testing, Underbalance or Extreme Overbalance.
- ✓ SPE 56469. A Review of Field Performance of New
Propellant/Perforating Technologies. Jim Gilliat, Halliburton Energy
Services, Inc., Phillip M. Snider, SPE, Marathon Oil Company, and
Robert Haney, HTH. Technical Services, Ltd. Copyright 1999, Society
of Petroleum Engineers Inc. Houston, Texas.
- ✓ Applications of an Advanced Dynamic Underbalance Perforating
System for Improved Oil Production in Development Wells: Case
Histories from Eastern Venezuela.

Carmen Casas, Alexis Matthey, Osmel Molina, Alejandro Larez and
Carmen Betancourt, PDVSA E&P, and José Mata, Maged Fam* and
Ricardo Fernández, Halliburton

- ✓ Halliburton Energy Services. Copyright 1997, Society of Petroleum Engineers Inc. John F. SCHATZ. Research & Consulting Inc. California USA.
- ✓ MARTINEZ, Ángel. Apuntes de Técnicas de Cañoneo.
- ✓ SPE 71594 A Newly Designed Electronic Memory Gauge Improves Reservoir Characterization.
M. Azari, C. Fraser, H. Kool, and M.Y. Soliman, SPE, Halliburton Energy Services.
- ✓ <http://www.iapg.org.ar/sectores/cursos/cursos/listados/110906.htm>
- ✓ www.halliburton.com
- ✓ <http://www.iesrecorders.com/owrsoftware.htm>.