



EXPERIENCIA ACUMULADAS EN LA COMPLETACIÓN Y FRACTURAS DE POZOS

**Jornada de Perforación, Terminación, Reparación y Servicio de Pozos
Neuquén, 15 de noviembre 2006**

HALLIBURTON

"For External Distribution. © 2005 Halliburton. All Rights Reserved."

EXPERIENCIAS ACUMULADAS EN COMPLETACIÓN Y FRACTURA DE POZOS.

AGENDA

- **DEVOLUCIÓN DE “PROPPANT”: REMEDIACIÓN**
- **DESARROLLO DE FORMACIONES TIGHT.**
- **FRACTURA CON COILED TUBING (COBRAMAX)**

DEVOLUCIÓN DE PROPPANT: REMEDIACIÓN

PROBLEMAS QUE PRESENTA LA PRODUCCIÓN DE PROPPANT

- **Disminución de la producción**
- **Intervención de limpieza de pozos**
- **Potencial rotura de equipo de bombeo (ESP) e instalaciones de superficie.**

DEVOLUCIÓN DE PROPPANT: REMEDIACIÓN

CONTROL DE DEVOLUCIÓN DE ARENA:

TERMINACIÓN

- **Diseño de fractura**
- **Cierre Forzado**
- **Engravados**
- **Agente de sostén resinados**
- **Agente modificadores de la superficie del proppant**
- **Fibras y termoplásticos.**

REMEDIACIÓN

- **Disminución de caudal de producción**
- **Inyección de resinas curables.**

DEVOLUCIÓN DE PROPPANT: REMEDIACIÓN

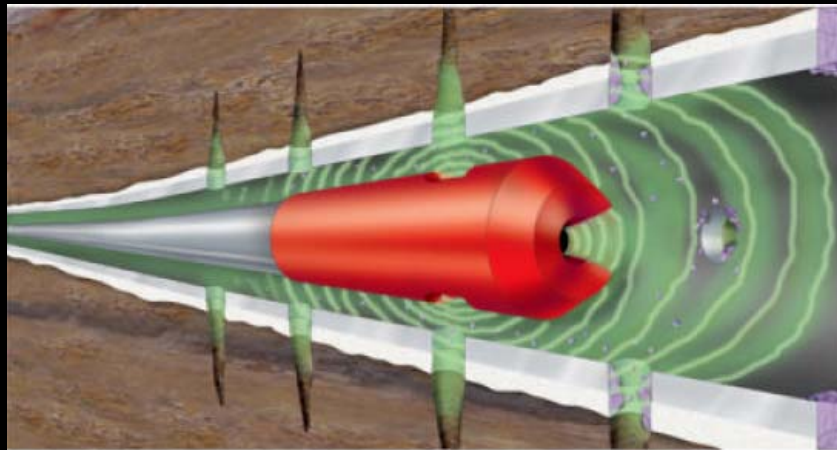
TECNICAS DE COLOCACIÓN DE LAS RESINAS

- Bullheading
- Cañería con packer
- Coiled Tubing

DEVOLUCIÓN DE PROPPANT: REMEDIACIÓN

NUEVO MÉTODO DE TRATAMIENTO

“SISTEMA DE CONSOLIDACIÓN + NUEVA TÉCNICA DE APLICACIÓN (COILED TUBING Y/O PACKER CON CAÑO DE COLA + HERRAMIENTA DE PULSO DE PRESIÓN)”



New Pulsonix TF tool is equipped with both side and bottom ports for more direct impingement on perforations.

DEVOLUCIÓN DE PROPPANT: REMEDIACIÓN

SISTEMA DE CONSOLIDACIÓN

- Son sistemas de resinas líquidas cuya selección depende de la temperatura de fondo de pozo.
- Se mezcla a la pasada y se inyecta para recubrir al agente de sostén en la fractura
- No requieren catalizador
- El tiempo de curado es lento, lo que permite su colocación en forma adecuada.

DEVOLUCIÓN DE PROPPANT: REMEDIACIÓN

ETAPAS EN EL PROCESO DE CONSOLIDACIÓN

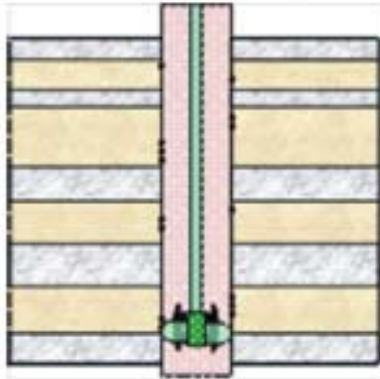
- **Preflujo 1: limpia el petróleo residual**
- **Preflujo 2: lava el petróleo y agua connata**
- **Separador: previene un curado prematuro**
- **Fluido de consolidación: resinas de baja viscosidad que recubre el agente de sostén consolidando sus granos.**
- **Separador: minimiza la contaminación de fluidos.**
- **Postflujo: remueve el exceso de resina en los poros.**

DEVOLUCIÓN DE PROPPANT: REMEDIACIÓN

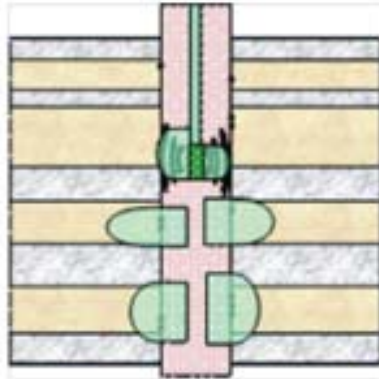
TRATAMIENTO TÍPICO CON CT

- **Limpiar cañería del CT**
- **Lavar el pozo con CT (gel + espumígeno + N2)**
- **Bombear tratamiento (Preflujos + Resinas + Postflujo)**
- **Desplazar el fluido de consolidación**
- **Sacar CT, con el anular del CT aun cerrado.**
- **Cerrar boca de pozo y bombear solución limpiadora del CT**
- **Mantener cerrado el pozo para el curado de la resina.**

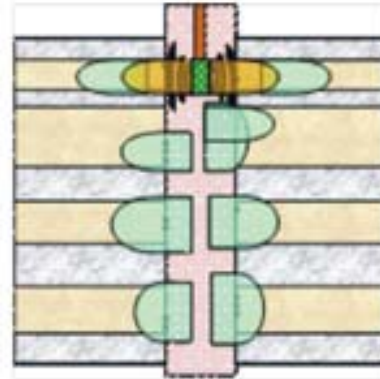
DEVOLUCIÓN DE PROPPANT: REMEDIACIÓN



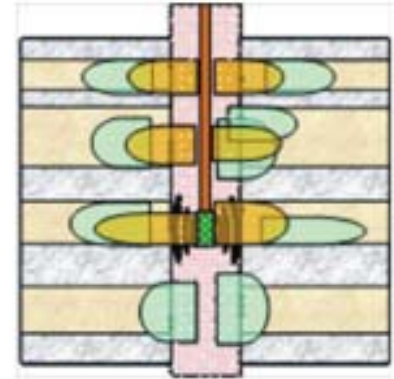
1. Inject preflush.



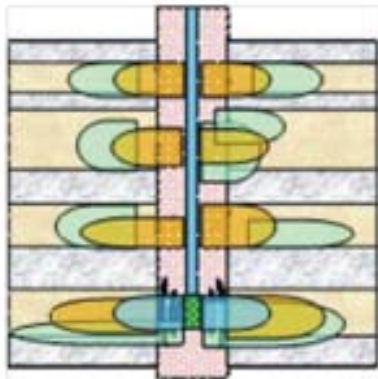
2. Move CT across perfs.



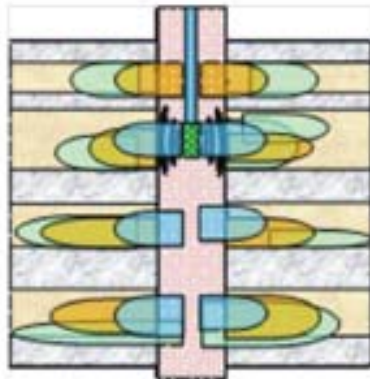
3. Inject cureable resin.



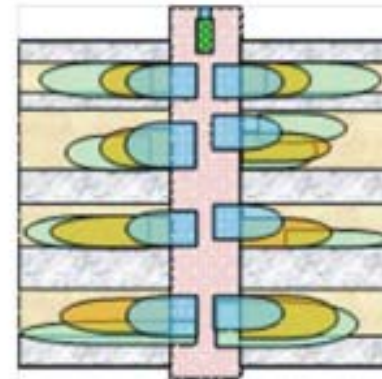
4. Move CT across perfs.



5. Inject post-flush.



6. Move CT across perfs.



7. Pull out of hole.

DEVOLUCIÓN DE PROPPANT: REMEDIACIÓN

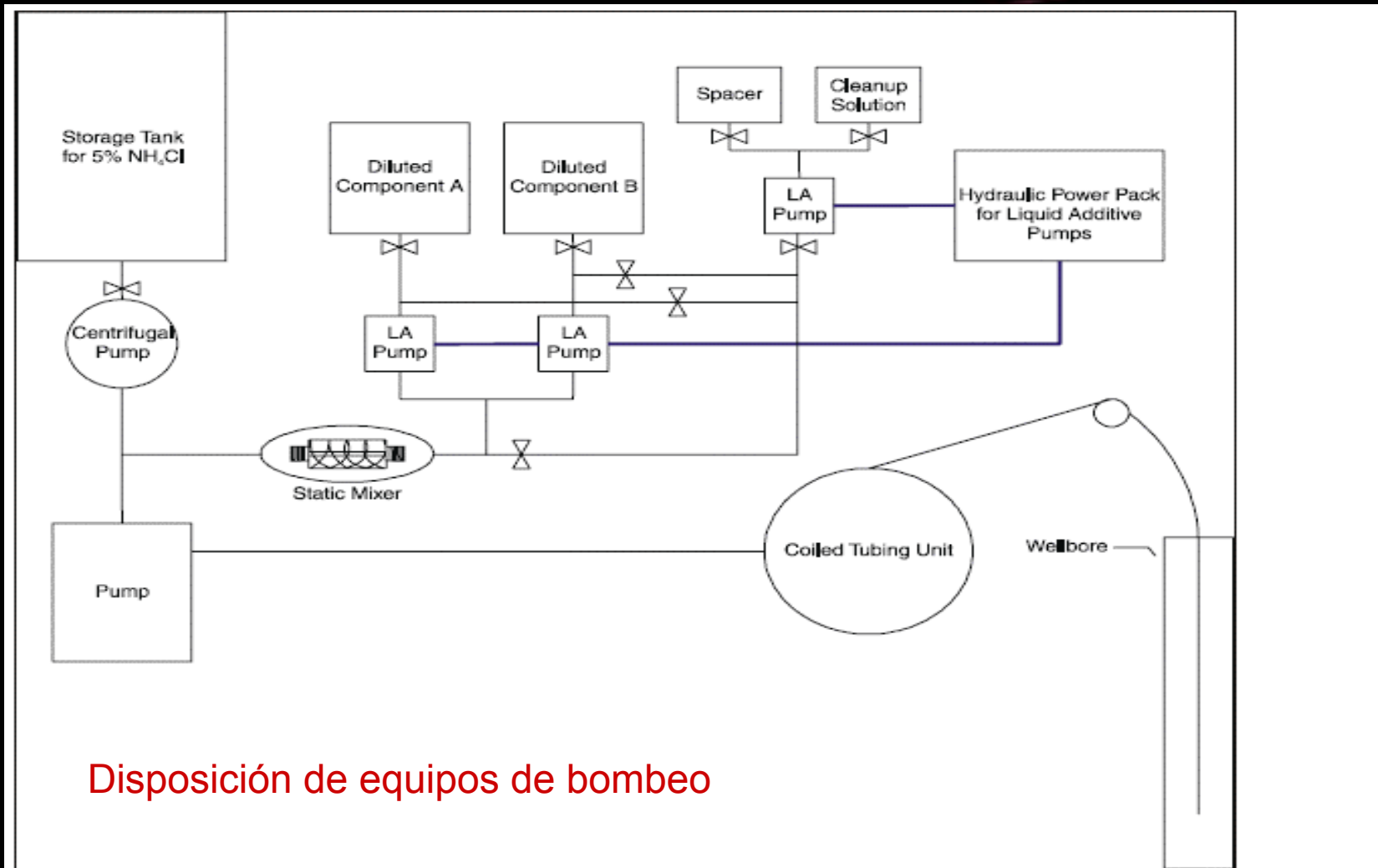


Fig. 11—Schematic layout of equipment involved at wellsite for remedial proppant treatment.

DEVOLUCIÓN DE PROPPANT: REMEDIACIÓN

EXPERIENCIAS LOCALES

Cliente	AAA	AAA	AAA
Locación	Argentina-Neuquén	Argentina-Neuquén	Argentina-Neuquén
Pozo	Pozo 1	Pozo 2	Pozo 3
Casing	5 ½"	5 ½"	5 ½"
Tubing	2 7/8"	2 7/8"	2 7/8"
Profundidad Pkr			
BHP			
BHT	150°F - 180°F	150°F - 180°F	150°F - 180°F
API Gravity	40-45°	40-45°	40-45°
Oil Viscosity	0.3 – 0.5 cp	0.3 – 0.5 cp	0.3 – 0.5 cp
Intervalo a tratar	Pz 1: 2512.5/17 m Pz 2: 2525/32.5 m Pz 3: 2534/37 m Pz 4: 2552/57 m Pzdos: 20 m Gross: 44.5 m de punzados desde el tope a base de punzados.	Pz 1: 2526/34 m Pz 2: 2535.5/44 m Pz 3: 2557.5/61 m Pz 4: 565/69.5 m Pz 5: 2578/83 m Pz 6: 589/91.5 m Pz 7: 2598/601 m Pz 8: 2614.5/17 m Pzdos: 37.5 m Gross: 91 m de punzados desde el tope a base de punzados.	Pz 1: 2310.5/16.5 m Pz 2: 2321/27 m Pz 3: 2333/38 m Pz 4: 2341/48 m Pz 5: 2352.5/54 m Pz 6: 2355.5/59 m Pz 7: 2368.5/71 m Pz 8: 2373.5/76 m Pz 9: 2378/81 m Pz 10: 2383.5/85 m Pz 11: 2387.5/90 m Pz 12: 2401/09 m Pz 13: 2417.5/21.5 m Pz 14: 2423.5/29 m Pzdos: 68 m Gross: 150 m de punzados desde el tope a base de punzados.

DEVOLUCIÓN DE PROPPANT: REMEDIACIÓN

EXPERIENCIAS LOCALES : RESULTADOS

Fecha	Bruta	Neta	Gas	% Agua	Pwf (kg/cm2)	Arena (ml/d)
Pozo 1						
18-11-04	121	43.7	6300	64	164	si
Se realizan 5 pullings para limpieza pozo, aprisionamiento de bomba por arena,etc. El 11-nov-05 se realiza tratamiento de consolidación. Ver las producciones antes y despues del tratamiento.						
19-10-05	48.9	2	1000	95.9	122	Si
15-11-05	63.7	8.3	1500	87.1	83.7	No
Pozo 2						
22-10-05	115	28	2700	6175.6	67	Si
Se realizan 4 pullings para limpieza pozo, aprisionamiento de bomba por arena,etc. El 30-oct-05 se realiza tratamiento de consolidación. Ver las producciones antes y despues del tratamiento.						
11-09-05	100.1	10.3		89.6	62.1	Si
03-11-05	121.9	30.8		74.7	69	No
Pozo 3						
16-07-05	67.5	4.8	2029	92.8	168	Si
10-04-06	126.4	2.6	3545	97.9	145	Si
Se realizan 4 pullings para limpieza pozo, aprisionamiento de bomba por arena,etc. El 30-oct-05 se realiza tratamiento de consolidación. Ver las producciones antes y despues del tratamiento.						
22-06-06	143.4	5.3	2641	96.3	117	Si
08-08-06	194.6	16.3	3663	91.6	141	no

DESARROLLO DE FORMACIONES TIGHT

AGENDA

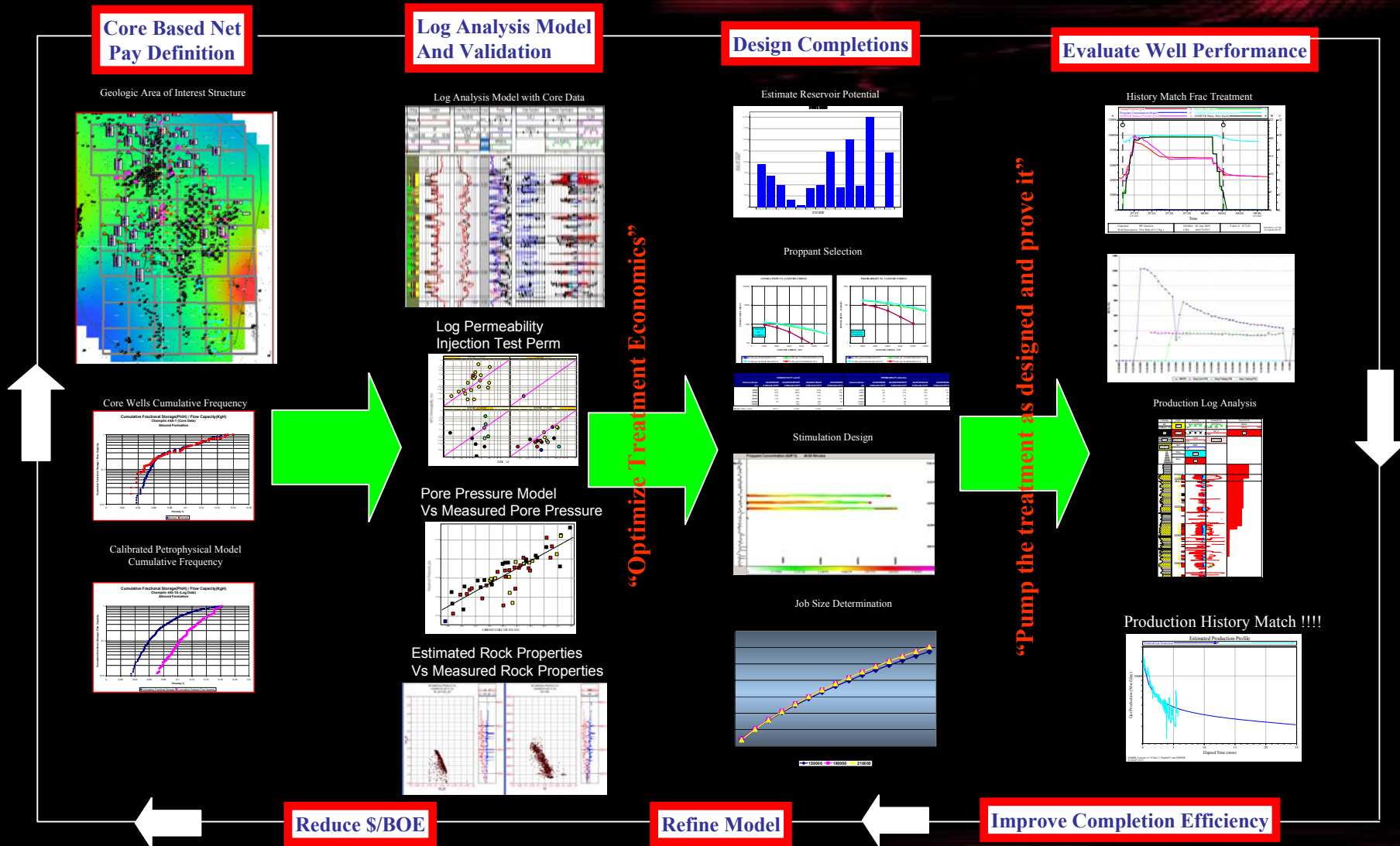
- **Halliburton líder en desarrollo de Tight Sand**
- **Lecciones Aprendidas**
- **Implementación de soluciones**

DESARROLLO DE FORMACIONES TIGHT

Cuales son las claves para producir las reservas ?

- **Proceso Sigma**
 - **Log análisis**
 - **Caracterización de reservorio**
 - **Selección de intervalo a punzar y fracturar**
 - **Análisis Económico**
 - **Ejecución de fractura**
 - **Evaluación de producción**

DESARROLLO DE FORMACIONES TIGHT

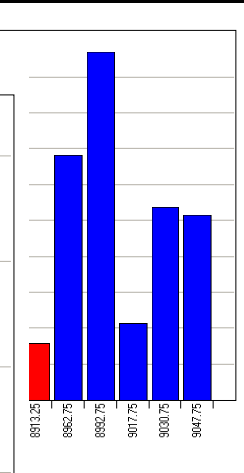
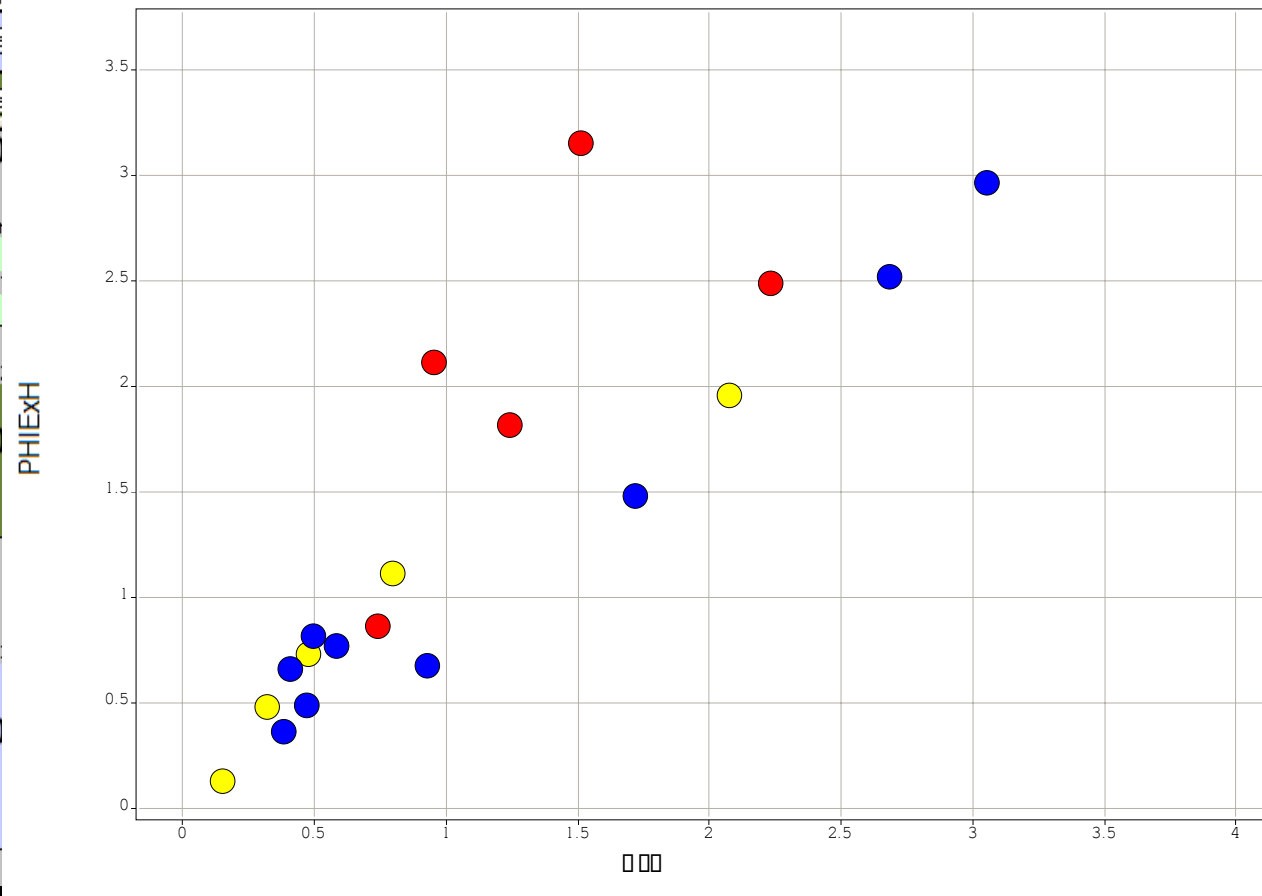
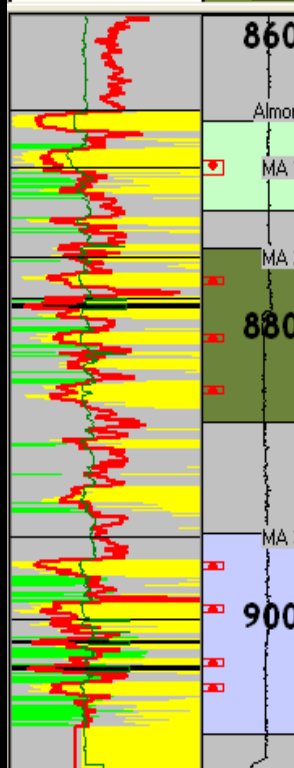


DESARROLLO DE FORMACIONES TIGHT

ANALISIS DE PERFILES

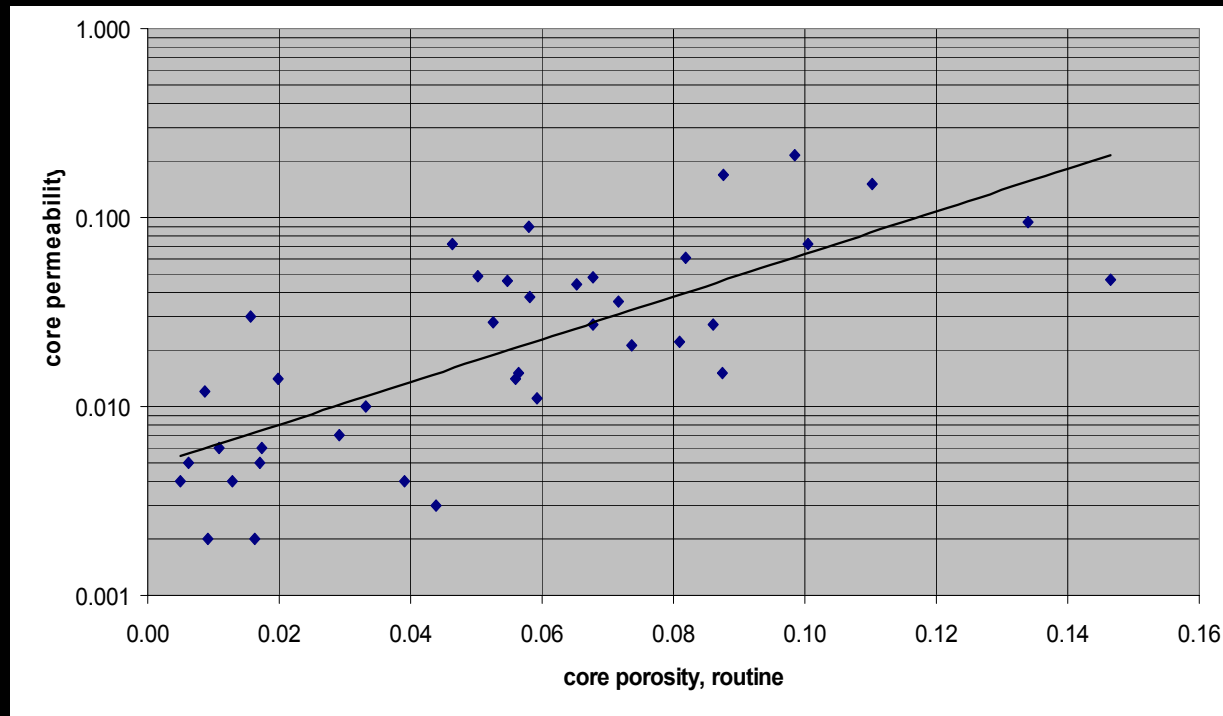
Grouping of OGIP for Frac Stage

Lithology	Depth	For	Volumetric Sand Analysis	HC Perm
STRESS_C	MD		POReff	Kg MFG(N/A)
2000 12000		0.2	0.001	
MFO Closure(N/A)	TEN(TENS)		SWeff	
2000 12000	LBF			
GR	Stage			
GAPI 200	Stage			

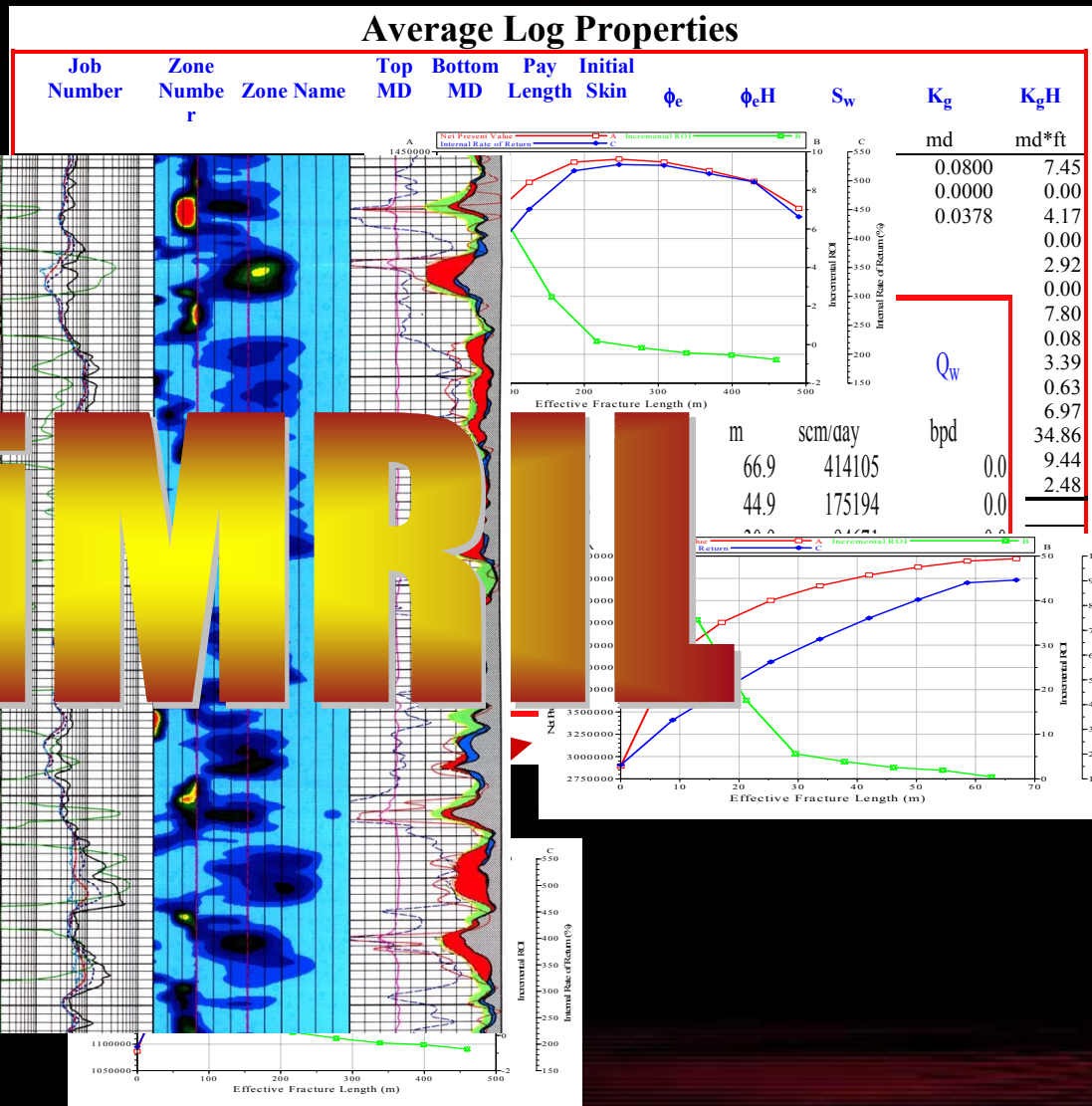


DESARROLLO DE FORMACIONES TIGHT

- Relative Gas Permeability > 0.01 to 0.1 md
- Porosity > 5% to 12%
- Water Saturation > 35% to 60%
- Pressure Gradient > 0.45 psi/ft to 0.53 psi/ft
- Drainage Area :40 acres
- EUR 1 to >10 BCF/well



The logo for StimR features the word "StimR" in a large, bold, sans-serif font. The letters are filled with a vertical gradient from dark orange at the bottom to bright yellow at the top. The background is a collage of scientific data visualizations, including DNA double helices in various colors (blue, green, red, yellow), line graphs with multiple data series, and a small table with mathematical symbols like λ , μ , σ , and τ . A small number "7250" is visible on the left side of the background.

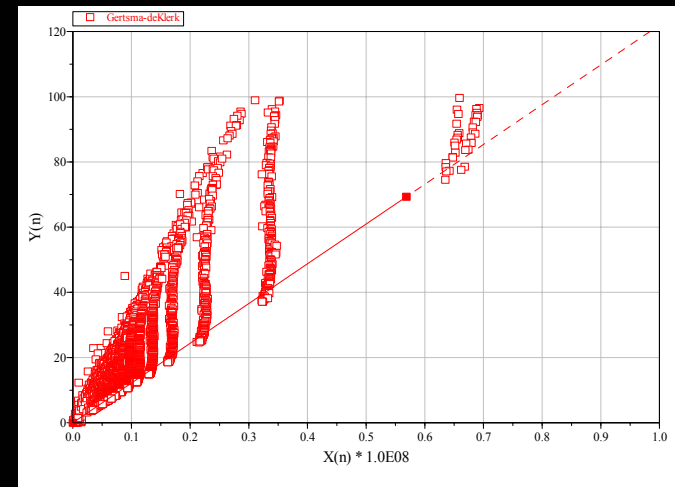
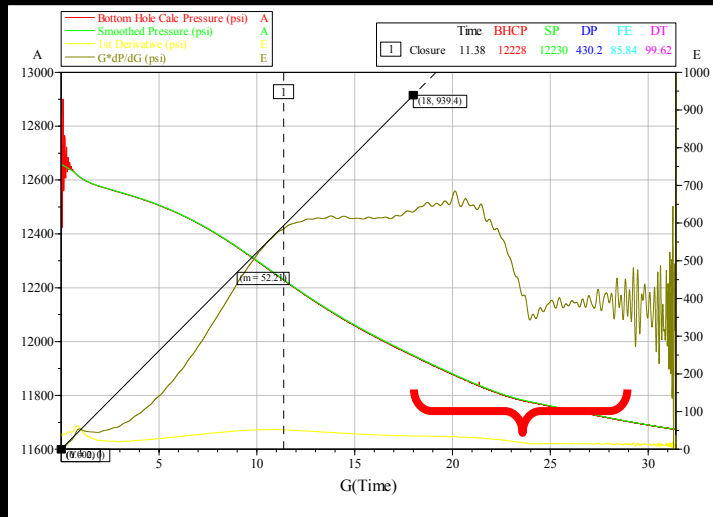
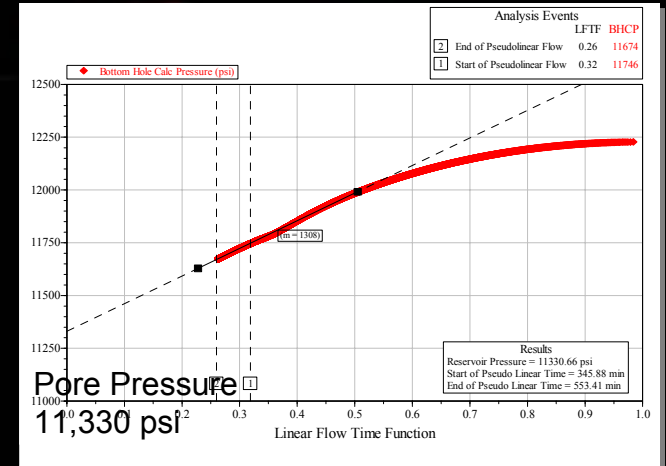


DESARROLLO DE FORMACIONES TIGHT

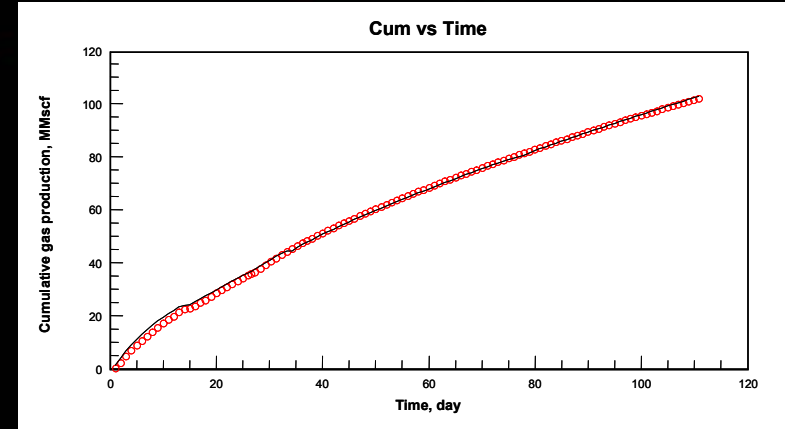
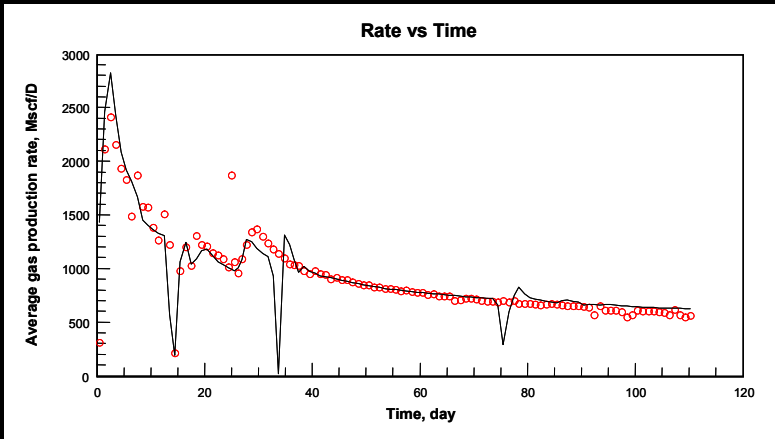
EJECUCION DE LA FRACTURAS

Procedimiento DFIT

- Uso de una simple salmuera
- Bajos caudales de bombeo
- Pequeños volúmenes de fluido
- Registrar la declinación de presión
- Step rate down test



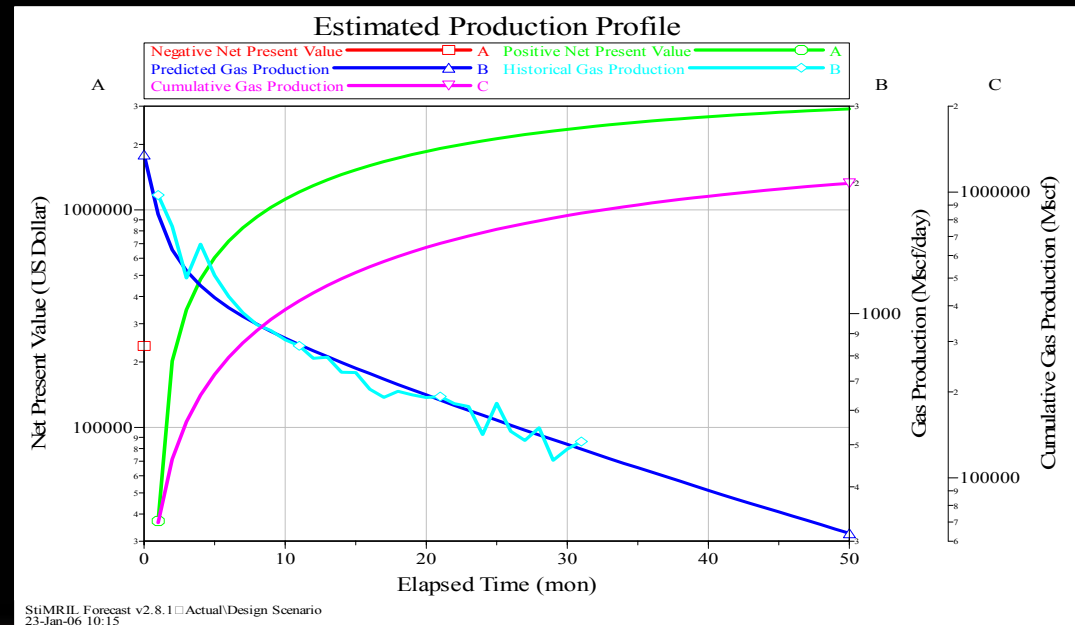
DESARROLLO DE FORMACIONES TIGHT SEGUIMIENTO



X_f or R_f , ft:
 w_l , in:
 C_l , ft/min^{0.5}:
 e_f , %:
 K_r , md:

**Geertsma-
deKlerk**
 31
 0.026
 0.00114
 85.97
 0.005

- Match de historia de producción
- Validación de K y Ps
- Recalibrar los simuladores

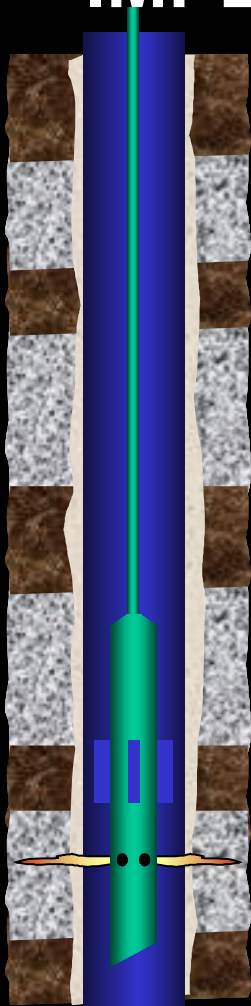


DESARROLLO DE FORMACIONES TIGHT

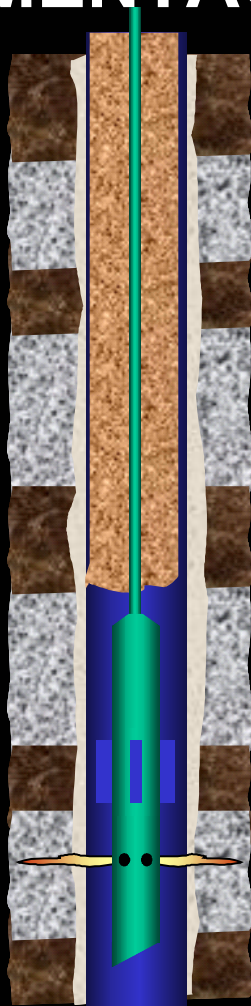
LECCIONES APRENDIDAS

- Evitar cerrar el pozo o etapas de fractura por un largo período de tiempo**
- Minimizar las etapas de ahogo del pozo**
- Minimizar los puntos de entrada a las fracturas**
- Fluidos compatibles con la formación**
- El tamaño de la estimulación debe reflejar el Net Pay estimado**

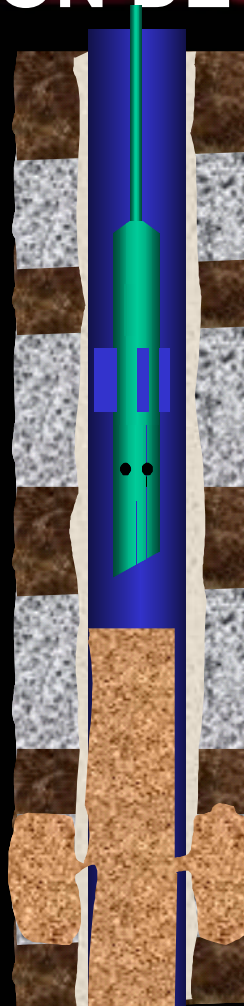
DESARROLLO DE FORMACIONES TIGHT IMPLEMENTACION DE SOLUCIONES



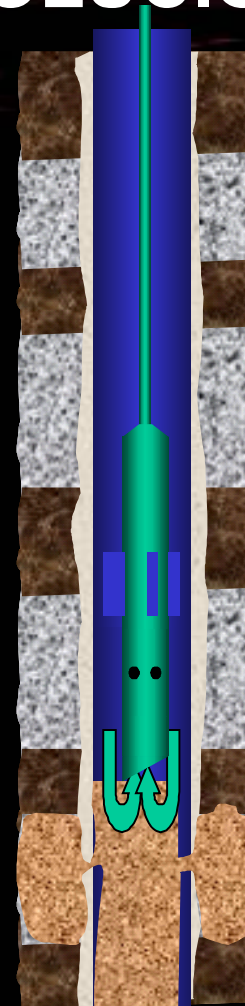
Hydra-Jet Perforations
& Initiate Fracture



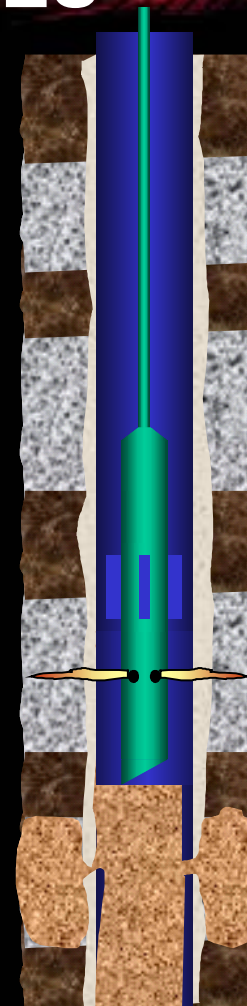
Pump Frac Treatment
Down Annulus



Pack Perforations

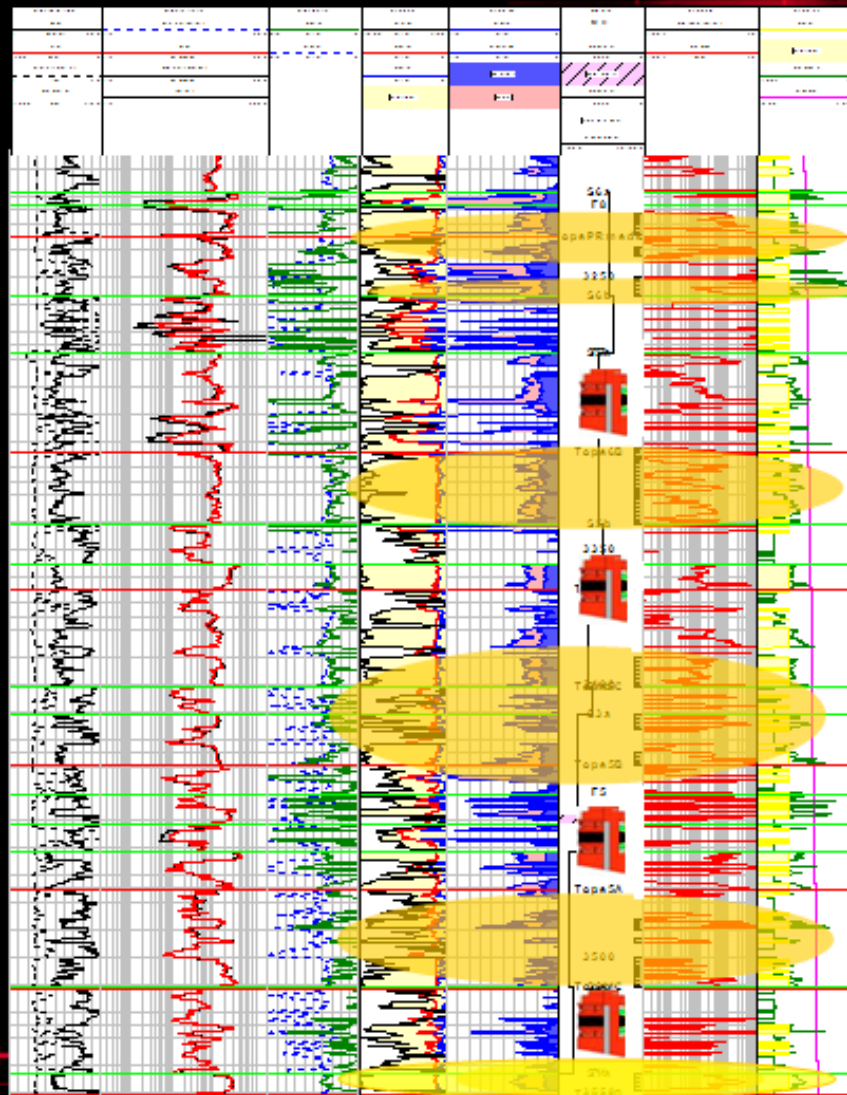


Reverse while Washing
Down to next Target



Hydra-Jet Perforations
& Initiate Fracture

DESARROLLO DE FORMACIONES TIGHT IMPLEMENTACION DE SOLUCIONES





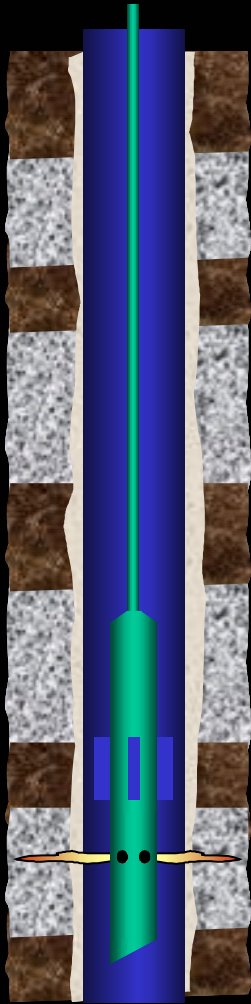
CobraMax[®]

Estimulación Hidráulica de múltiples intervalos con Coiled Tubing

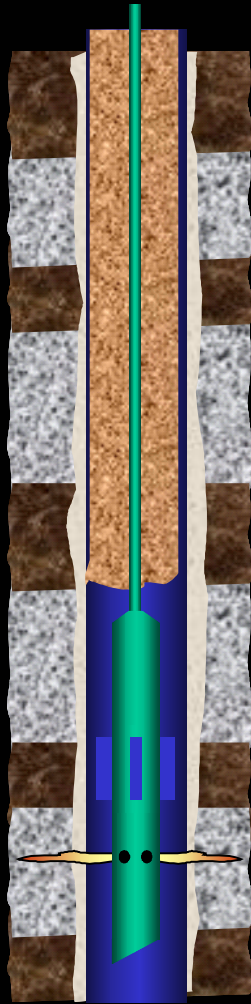
HALLIBURTON

"For External Distribution. © 2005 Halliburton. All Rights Reserved."

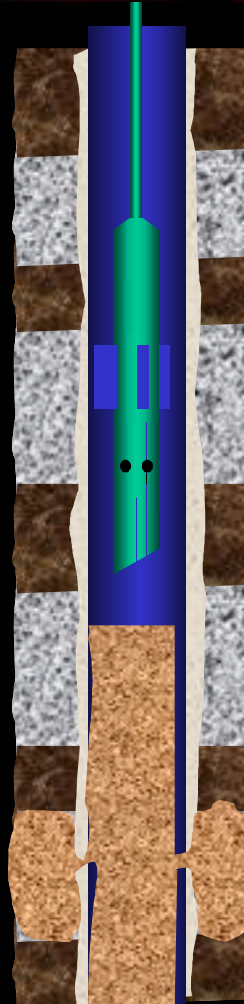
Proceso CobraMax[®]



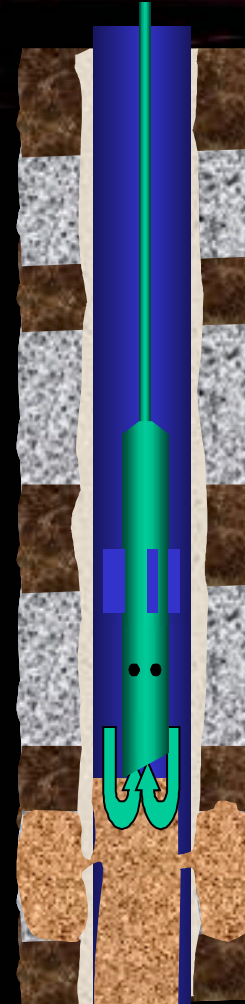
Hydra-Jet Perforations
& Initiate Fracture



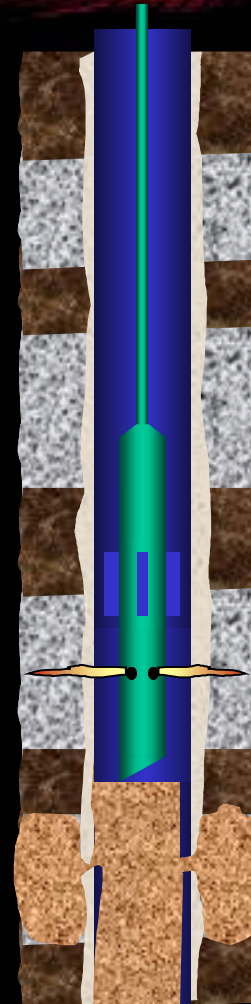
Pump Frac Treatment
Down Annulus



Pack Perforations



Reverse while Washing
Down to next Target



Hydra-Jet Perforations
& Initiate Fracture

CobraMax®

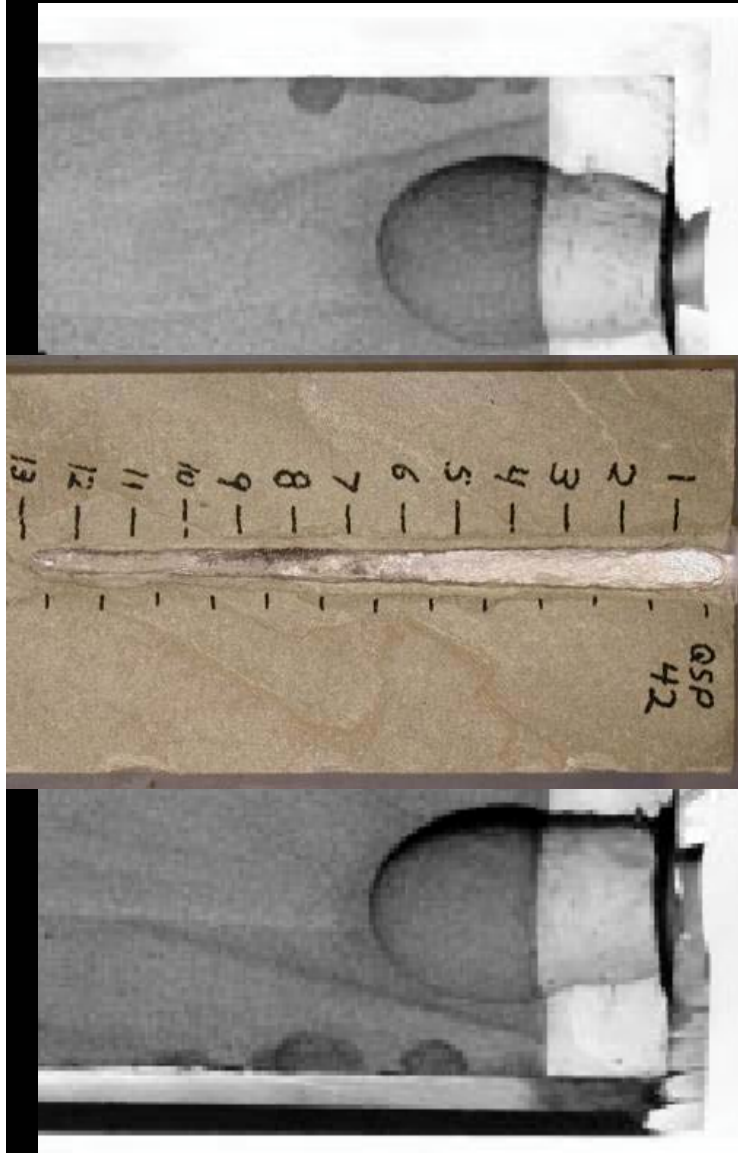
- **Múltiples fracturas en una sola carrera de Coiled tubing**
- **1 fractura cada 2 horas**
- **Lectura de presión en fondo en tiempo real**
- **Diseño de la fractura para cada intervalo**

CobraMax®

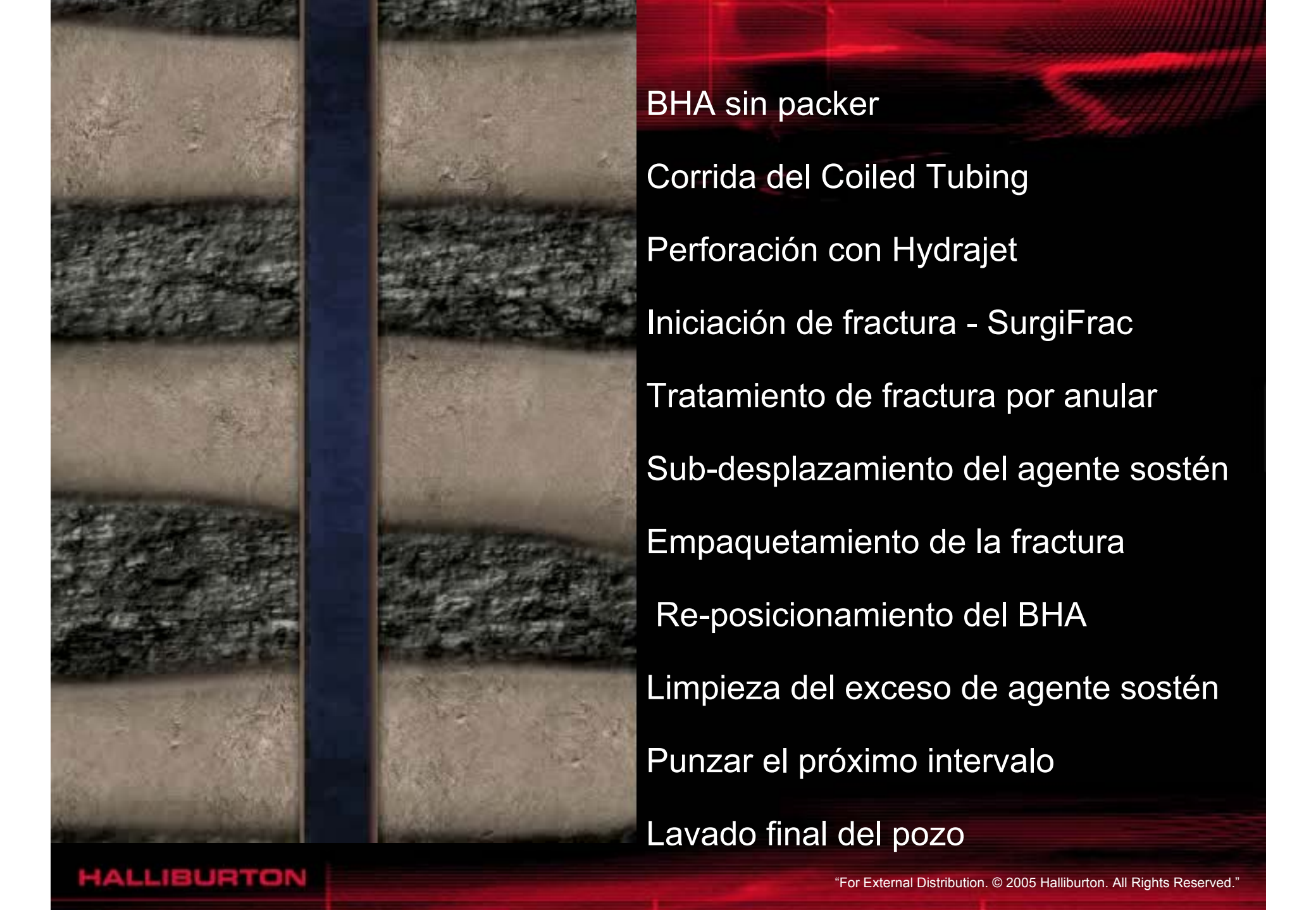
- **Mínima pérdida de tiempos luego de un screen out**
- **Se punza con HYDRAJET**
 - alta conductividad
 - bajo retorno de arena
- **Caudales Máximos de fractura para 1-3/4" Coil**

• 3-1/2" Casing	11 bpm
• 4-1/2" Casing	25 bpm
• 5-1/2" Casing	36 bpm
• 7" Casing	55 bpm

Máxima Conductividad



- Perforaciones o ranuras Hydra-jetted
- Reducidos problemas de entrada (Near-Wellbore) a la fractura
- Bajo retorno de agente sostén
- Altas concentración de agente sostén en las perforaciones



BHA sin packer

Corrida del Coiled Tubing

Perforación con Hydrajet

Iniciación de fractura - SurgiFrac

Tratamiento de fractura por anular

Sub-desplazamiento del agente sostén

Empaquetamiento de la fractura

Re-posicionamiento del BHA

Limpieza del exceso de agente sostén

Punzar el próximo intervalo

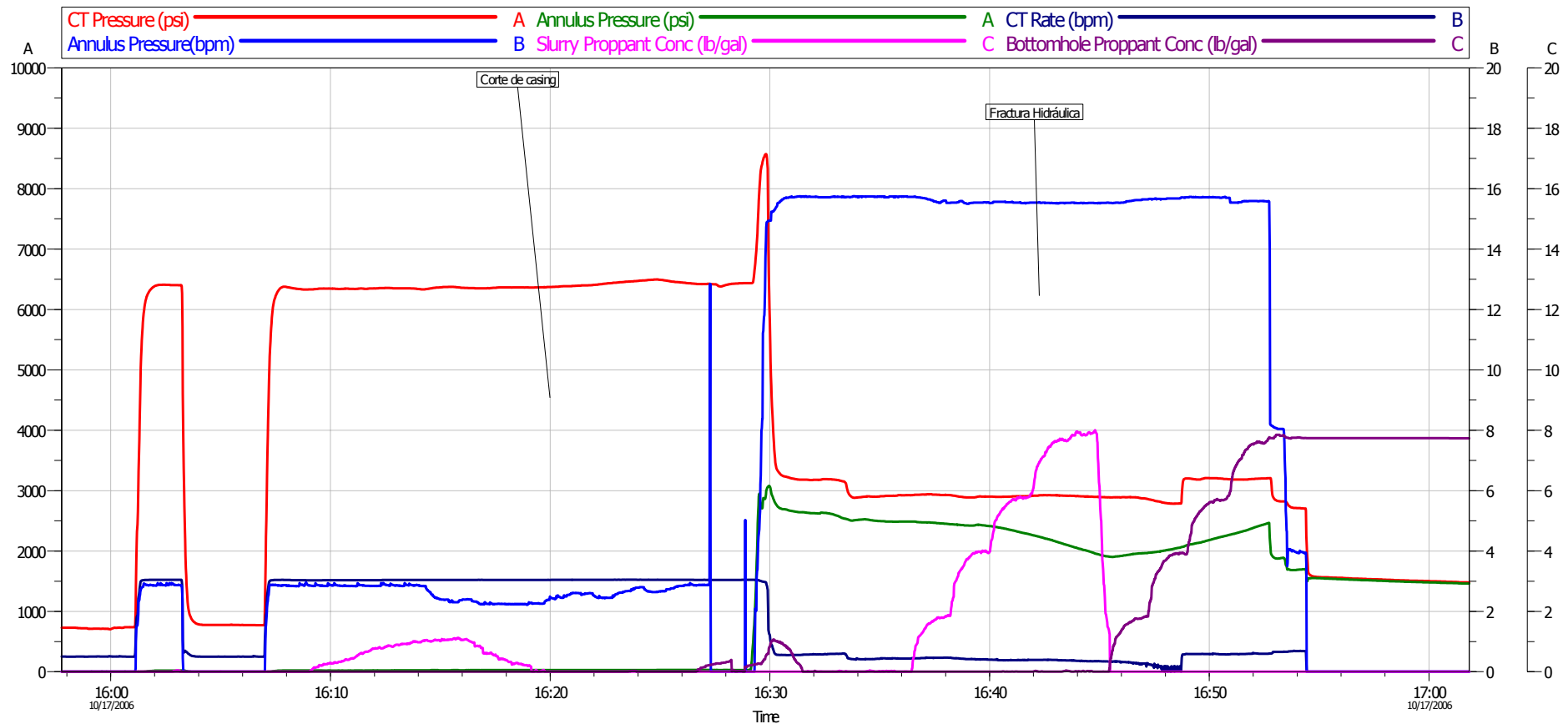
Lavado final del pozo

CobraMax[®] en Argentina



Registro - CobraMax[®]

2100 m



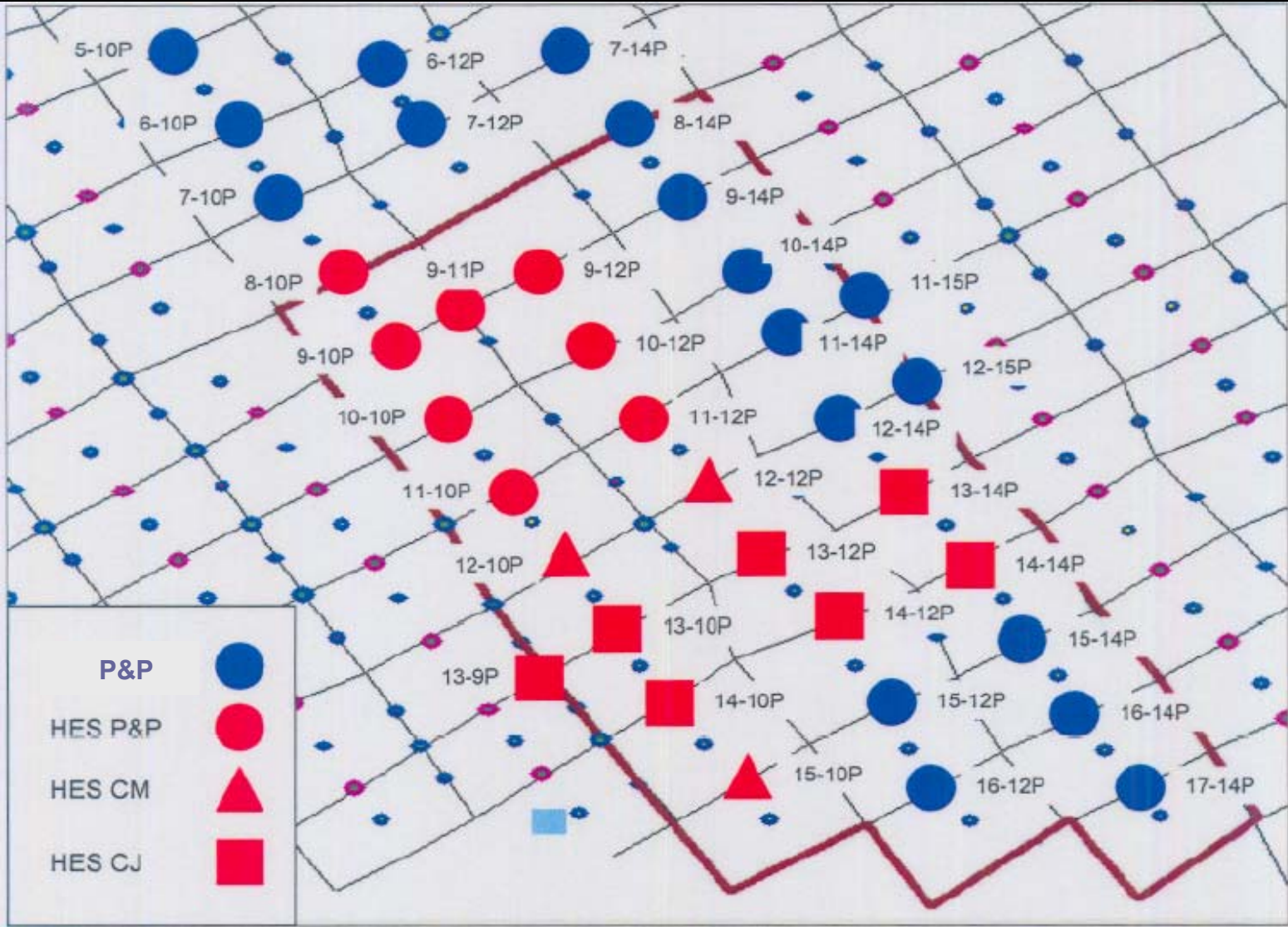
DeltaFrac 200
210 sks Arena 20/40

HALLIBURTON
TG Version G3.2.2
25-Oct-06 19:35

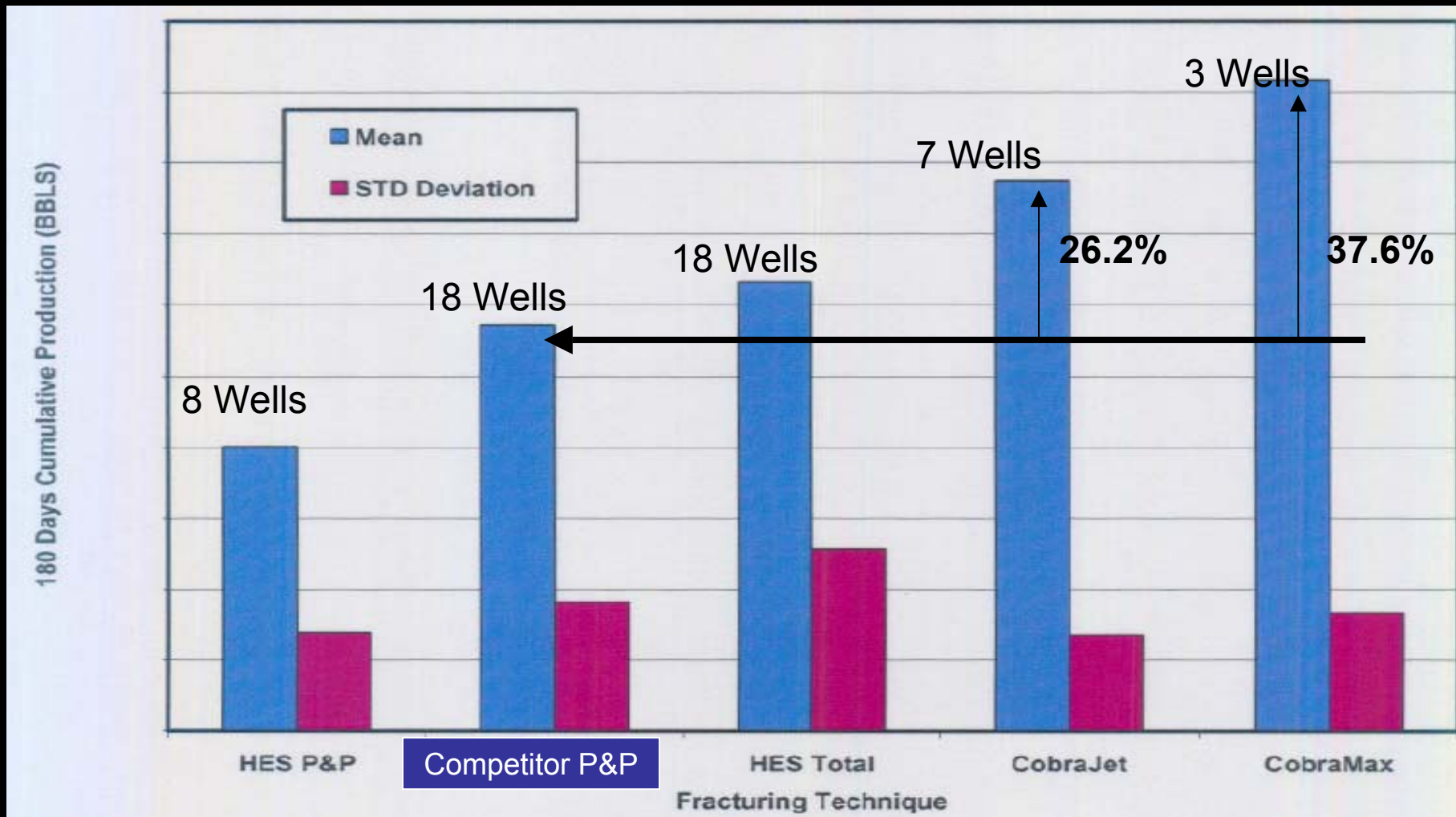
Lost Hills

- **Se evaluaron 36 pozos bajo tres metodologías y dos compañías de servicios:**
 - Punzado y Tapones (P&P)
 - CobraJet Frac
 - Cobra Max
- **Criterios de evaluación fueron:**
 - Seguridad
 - Performance a largo plazo (6 meses) **(Costo Total por bbl de producción)**

Lost Hills



Lost Hills



Por que aplicar CobraMax[®]

- **Múltiples fracturas en 24 horas**
- **Mayor selectividad de los intervalos a fracturar**
- **Optimización de los diseños de fracturas**
- **Mayor conductividad (Screen Out)**
- **Bajo retorno de arena**
- **Permite trabajar en pozos vivos**

FIN

PREGUNTAS?