

INNOVACIÓN EN LA TERMINACIÓN DE POZOS MÉTODO RIGLESS

Ing. Edgard Armando Fernández
San Antonio – Pride

Ing. Miguel Marcelo Arancio
Vintage Oil Argentina, Inc.

Introducción

En los últimos tiempos se han desarrollado en la industria petrolera nuevos sistemas para la terminación de pozos con el objetivo de abaratar costos, disminuir tiempos de operación e incrementar la producción de las distintas zonas estudiadas.

El objetivo del presente trabajo es mostrar como, aplicando el método RIGLESS, se lograron las metas esperadas en Las Heras y Cerro Wenceslao, áreas de la cuenca del Golfo San Jorge (provincia de Santa Cruz).

Para ello haremos una descripción del sistema y luego nos introduciremos en el análisis técnico-económico del proceso a fin de evaluar los resultados obtenidos en cuanto a costos, producción inicial y su declinatoria en el tiempo comparada con una terminación convencional con equipos de torre, tomando en cuenta la calidad del reservorio estudiado.

Desarrollo

Terminación de pozos – Metodo Rigless

La terminación o completación de pozos con Rigless consiste en efectuar todas las operaciones en el pozo sin usar cañería (tubing) ni equipo de terminación de torre (workover) (Ver Foto 1).

En primer lugar, se realiza el calibrado del pozo mediante el uso de una unidad de coiled tubing (CTU), motor de fondo y fresa, cuyo diámetro dependerá del diámetro interior del casing.

Luego se efectúa el perfilaje del pozo entubado para determinar la calidad de la adherencia del cemento (más conocido como CBL-VDL) .

Posteriormente se procede a iniciar el punzado de la primera zona inferior del pozo, con un ángulo de face que dependerá de los requerimientos de la misma y experiencia en la zona , es decir punzados 0°-60°, 0°-90°, 0°-180°(orientados o sin orientar). La compañía de punzamiento (wireline) se conecta al pozo mediante un lubricador enroscado a un niple sobre la válvula superior de boca de pozo (ver Foto 11).

Se realiza el ensayo de la zona (swabbing) directamente por casing, con un equipo de pistoneo , usando una barra y copa de pistoneo (del diámetro del casing (5.1/2"-140 mm ó 7"-178 mm, normalmente) (ver Foto 9). El cable entra al pozo a través de un lubricador (ver Foto 8) colocado sobre la válvula superior de boca de pozo (ver Foto 7).

Sí la zona de estudio necesita una estimulación para lograr mejorar la conductividad de la formación hacia el pozo, se puede realizar la fractura hidráulica de la misma también por casing . Para ello debe considerarse el tipo de casing empleado, calidad de la cementación y los gradientes de fractura esperados, para no superar los máximos permitidos por el sistema. Cabe aclarar que las fracturas hidráulicas por casing desarrollan presiones muy inferiores a las realizadas por tubing debido a una disminución importante de la fricción y consecuentemente una menor potencia hidráulica consumida.

Las líneas de fractura se conectan a la boca de pozo por la salida lateral de 3 pulg (76 mm) (ver Foto 2).

El punzado 0°-60° ha sido el más conveniente para las fracturas en los yacimientos estudiados, ya que ha asegurado un mínimo de tortuosidad en las distintas etapas realizadas. Además en las primeras etapas y a modo de estudio de la zona, se efectuaron minifrac en todas ellas. Actualmente solamente se usa un slug de arena y el tratamiento definitivo.

Se efectúa entonces el ensayo de la zona post-fractura directamente por casing.

Ahora se procede a punzar la siguiente zona superior y se fija mediante equipo de cable (wireline) un tapón recuperable WRP (ver foto 10) sobre la zona recientemente ensayada y por debajo de la recientemente punzada. Nuevamente repetimos los pasos anteriores con esta nueva zona de análisis.

Una vez que la cantidad de tapones WRP en el pozo es de cuatro o cinco, se retiran usando la unidad de coiled tubing con un pescador para tal efecto (ver Foto 10). Esto se realiza para no tener demasiadas herramientas en el pozo. El tapón WRP posee en su extremo superior el sistema de “J” similar al de los tapones “N” y “K” muy difundidos en la industria, para poder efectuar la pesca de los mismos.

Continuamos ahora con las restantes zonas del pozo del mismo modo como lo hemos hecho hasta ahora.

Una vez concluidos los ensayos y sin tapones en el pozo, se realiza una carrera con coiled tubing y jet para lavar el pozo antes de la bajada de la instalación final.

El único momento en el cual entrará en acción un equipo de torre será para bajar la instalación final, es decir un equipo de pulling. Esto se produce cuando el rigless se realiza con unidades de coiled tubing convencionales. Si el procedimiento se lleva a cabo con unidades de coiled tubing drilling (CTD) no sería necesario el equipo de pulling ya que el CTD puede realizar todas las maniobras incluyendo la bajada de instalación ya que posee la dualidad de poder trabajar con tubing o con coiled tubing.

En el caso de ser necesario cementar alguna zona por la calidad y/o cantidad de fluidos producidos, la operación se realiza con el coiled tubing mediante la realización de un tapón balanceado y posterior presurización del mismo (Método de Bradenhead). Una vez fraguada la lechada se rota el cemento con motor de fondo y fresa.

El ahogo de capas por presencia de surgencias se realiza con la unidad de Coiled Tubing, circulando el pozo, o bombeando directamente por el casing desde boca de pozo ya que la única zona punzada por arriba del último tapón WRP, es la zona a ahogar.

Descripción de componentes en un Rigless

1. Subestructura : con piso regulable en altura, de fácil montaje (ver Foto 6).
2. B.O.P. : doble, diámetro 5.1/8 pulg (130 mm), cierre manual, presión máxima de trabajo 5000 psi (350 kg/cm²) (ver Foto 4).
3. Spool : diámetro 5.1/8 pulg (130 mm), presión máxima de trabajo 5000 psi (350 kg/cm²), salidas laterales de 2 pulg (51 mm) y 3 pulg (76 mm) (ver Foto 5).
4. Piletas de ensayo: piletas con desgacificador y tanque de maniobra para medición de fluidos, manifold para 6000 psi (420 kg/cm²), estrangulador fijo y estrangulador ajustable (ver Foto 3).
5. Líneas de bombeo: para 6000 psi (420 kg/cm²).
6. Bomba: de 500 HHP, usada para bombear agua tratada a través del CTU.
7. Unidad de Coiled Tubing Convencional, con tubing de 1.5 pulg (38 mm) ó 2 pulg (51 mm), ó Unidad de Coiled Tubing Drilling, con tubing de 2.7/8 pulg (73 mm) (ver Foto 2).
8. Equipo de pistoneo (Swabbing) : Se utiliza un lubricador para una presión máxima de 3000 psi (200 kg/cm²) (ver Foto 8) y cable de pistoneo de 5/8 pulg (16 mm) . La

colocación del lubridador ser realiza con la grúa existente en locación. Para mantener la verticalidad se coloca una cadena en contraposición al cable de pistoneo. (ver Foto 7)

9. Barra de pistoneo : consta de una punta donde se asegura el cable, un sistema giratorio para absorber la torsión del cable, un punto débil para casos de aprisionamientos o elevada tensión, una barra de peso, un filtro, camisa portacopa con la copa de pistoneo y asiento donde apoya la copa. En caso de agarre se cortan los pines del asiento permitiendo que el fluido pase de la zona superior a la inferior a través del filtro, para provocar una disminución del peso sobre la copa de pistoneo (ver Foto 9).
10. Laboratorio de análisis : el set de swabbing cuenta con un laboratorio para determinar determinar porcentaje de agua y salinidad de muestras.
11. Trailers de personal.

Ventajas del Método

- ↑ Menos equipamiento en locación.
- ↑ Áreas mas despejadas, menos riesgo de accidentes.
- ↑ Transportes mas ágiles y económicos.
- ↑ Dotación de personal reducida.
- ↑ Ensayo mediante pistoneo por casing con mayores caudales de extracción y menores tiempos de estabilización :1000 lt / carrera – 80 m de sumergencia en el nivel para casing de 5.1/2 pulg (140 mm) – 5 carreras/hora.
- ↑ Verificación del empaquetamiento de la fractura.
- ↑ Menores fricciones en el fracturamiento por ende menos presión y HHP
- ↑ Mayor eficiencia en la limpieza de la zona ensayada.
- ↑ Menor tiempo de contacto de la zona con el fluido del pozo
- ↑ Los tiempos de operación se acortan, lo que influye en el costo final del pozo.

Desventajas del Método

- ↓ Profundidad final del pozo
- ↓ Limitaciones para la fractura hidráulica (dependencia del gradiente de fractura y tipo de cañería)
- ↓ Limitaciones del coiled tubing para efectuar pescas.
- ↓ Posibles aprisionamientos de barra de pistoneo en ensayos post-fractura, por la arena en suspensión.
- ↓ Bajada de instalación final con equipo de pulling o workover cuando se utiliza el coiled tubing convencional.

Pozos Tipo en área Las Heras y Cerro Wenceslao – Cuenca del Golfo San Jorge

Para nuestro estudio se ha elaborado un pozo tipo por zona (Ver Cuadro 1), en base a la información de los rigless realizados en éstas zonas. En el caso del yacimiento Las Heras, se han tomado 11 pozos con 42 etapas de fractura. En el yacimiento Cerro Wenceslao se partió de 10 pozos con 38 etapas de fractura.

Los datos de permeabilidad iniciales que se han usado, son en realidad los índices de Coates-Timur determinados a partir de perfiles de inducción combinados, que a su vez fueron corroborados a partir de los maching realizados en los minifrac iniciales y adoptados como

permeabilidades de reservorios. Además se muestran los gradientes de cierre de fractura obtenidos en las distintas etapas realizadas (Ver Gráficos 3 y 4). Los datos de la geometría de fractura y propiedades de la misma que se detallan, están dados por el simulador en función de la evolución de la presión en las operaciones reales.

Conclusiones

En función de todo lo expuesto, debemos ahora analizar las producciones obtenidas en los pozos estudiados. Para ello debemos considerar que en la zonas de estudio han operado equipos de torre y rigless. Se llevaron los pozos terminados con ambos métodos a un plano de igualdad, es decir que se efectuó una normalización de la información con el objetivo de obtener un pozo tipo con propiedades de reservorios iguales para ambos casos ,y así independizarnos de la formación productiva para poder comparar solamente los métodos de terminación y su influencia en el resultado final de producción.

Según se observa en el Gráfico 7, las producciones están referidas a la conductividad ($Kc \cdot H$) del reservorio para poder comparar los métodos.

Se evidencia una mayor producción inicial en el caso de la terminación convencional pero con un corte de agua mayor que en el caso de la terminación con rigless.

Además el corte de agua permanece casi constante en el tiempo para el rigless, e inclusive con una tendencia a la disminución, mientras que aumenta para los pozos terminados en forma convencional. La declinación de producción es mayor para estos últimos.

Por otra parte se llegó a la conclusión que en reservorios con movilidades de fluídos menores, los tratamientos de fractura agresivos, es decir con mayor cantidad de arena y mayores concentraciones, daban resultados de producción comparables a tratamientos menos agresivos en zonas de mejores condiciones de movilidad. Razón por la cual se han hecho tratamientos de fractura llegando a 17 ppa de concentración de arena, obteniendo excelentes resultados a nivel productivo (ver Graficos 5-6). Cabe aclarar que en todos los casos se efectuó el cierre forzado de la formación una vez finalizado el bombeo del tratamiento de fractura.

Actualmente no se superan las 14 lb/gal (1.68 kg/lt) porque pasando este límite se incrementa el aporte de arena durante la producción del pozo.

Además se han efectuado fracturas en zonas de buena producción inicial, logrando incrementarla de 1400 lph a 4000 lph, por ejemplo, con lo cual se demuestra que las mejores zonas a nivel propiedades de reservorio y producción inicial son las mejores candidatas para fracturar y lograr incrementos de producción mayores.

Debido al número de zonas que quedan en producción en cada pozo, y considerando las que tienen bajo caudal de aporte y no han sido fracturadas ni cementadas, concluimos en que estos yacimientos producen sólo de los niveles fracturados.

Al ensayar las zonas por casing se ha demostrado que el tiempo de estabilización y el necesario para extraer los fluídos de fractura son menores (debido a la mayor extracción de fluídos por carrera), por ende menos tiempo de operación total y menor costo.

El aporte de arena no ha sido un impedimento para poder ensayar las zonas ya que se inicia el swabbing a bajo caudal y se va incrementando gradualmente en función de la arena presente hasta que no tenga influencia durante el ensayo. Por otra parte esto ayudó a verificar el empaquetamiento logrado en las fracturas hidráulicas ya que el aporte de arena durante los ensayos no fue elevado.

Podemos decir que los buenos resultados a nivel productivo se deben a una suma de factores como ser el ensayo de las zonas por casing, con lo cual se logra una óptima limpieza de las capas ensayadas ya que el pistoneo es muy agresivo respecto al realizado con tubing en equipos

convencionales. Además tiene influencia el tratamiento de fractura agresivo y el buen empaquetamiento de las mismas lo cual asegura una vida útil mayor.

Los menores tiempos de terminación y la metodología del rigless logran que los niveles productivos estén poco tiempo en contacto con los fluidos incorporados al pozo, lo cual disminuye la posibilidad de generar o sumar daño en las distintas capas estudiadas.

Obviamente la calidad del reservorio y la selección de los niveles productivos a ensayar tiene una preponderancia elevada, por ello se normalizó la información para que la comparación se efectuara en términos de igualdad y poder evaluar los dos métodos.

En cuanto al tiempo de operación, podemos decir, que en promedio, un pozo tipo de 8 ensayos de zona con 4 etapas de fractura se termina en 10 días de operación total (ver Gráfico 8), respecto a los 12 o 14 días que demanda con equipos convencionales. Por ello el costo es un 20% a un 30% menor del que se pagaría usando equipos de torre convencionales. Esto se ha logrado además, porque la compañía que ofrece el rigless lo hace integralmente y de esa manera la compañía operadora no debe tratar con varias compañías individuales para cada servicio como ocurre con las terminaciones convencionales, con lo cual el costo es mayor y también los tiempos.

Cabe aclarar que durante las operaciones en estas zonas se han registrado pescas de cable o barra de pistoneo que en la gran mayoría de los casos se sacaron con normalidad usando el CTU. Hubo dos casos en que no se pudo realizarla exitosamente y se debió montar un equipo de pulling o de terminación para lograr pescar la barra de pistoneo. En estos casos la operación total tuvo un 10% menos de costo respecto a los equipos convencionales.

Si bien en estas zonas el rigless ha resultado efectivo, tiene sus limitaciones como se han expuesto anteriormente, principalmente la profundidad del pozo, la cañería de entubación elegida, posibilidad de pescas en los pistoneos y los gradientes de fractura esperados.

Sin embargo es posible aplicarlo si se tienen en cuenta estos parámetros y se toman las medidas técnicas del caso para disminuir los riesgos.

Bibliografía

Toda la información usada para preparar este trabajo y la expuesta en el mismo, corresponde a archivos de las compañías en donde desarrollan sus actividades los autores.

Figuras



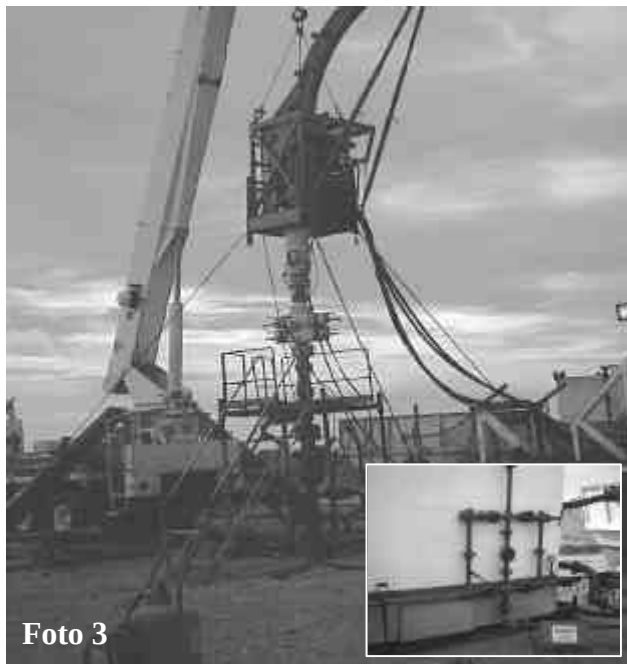


Foto 3



Foto 6



Foto 4



Foto 7



Foto 5



Foto 8



Foto 9

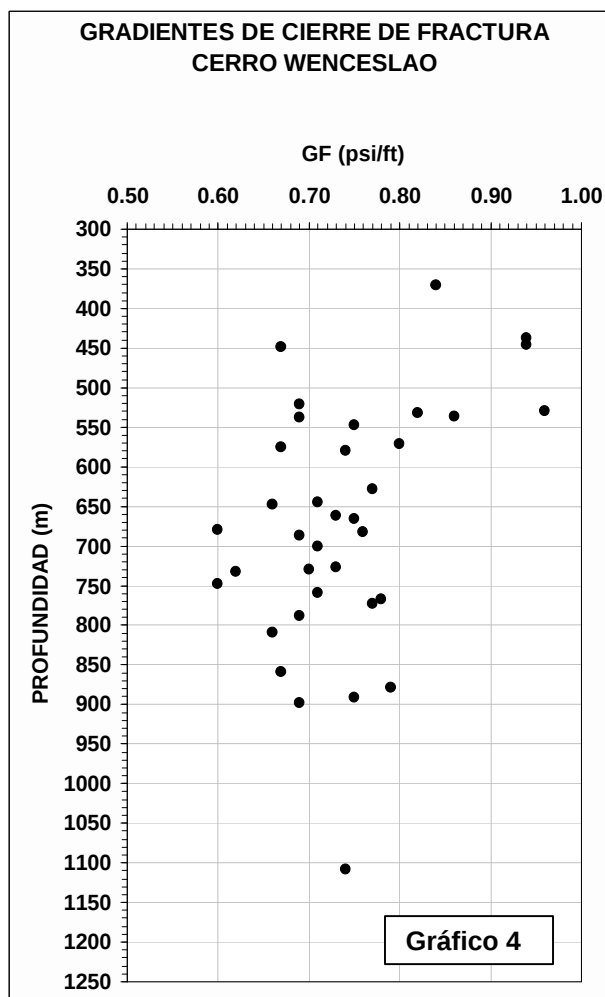
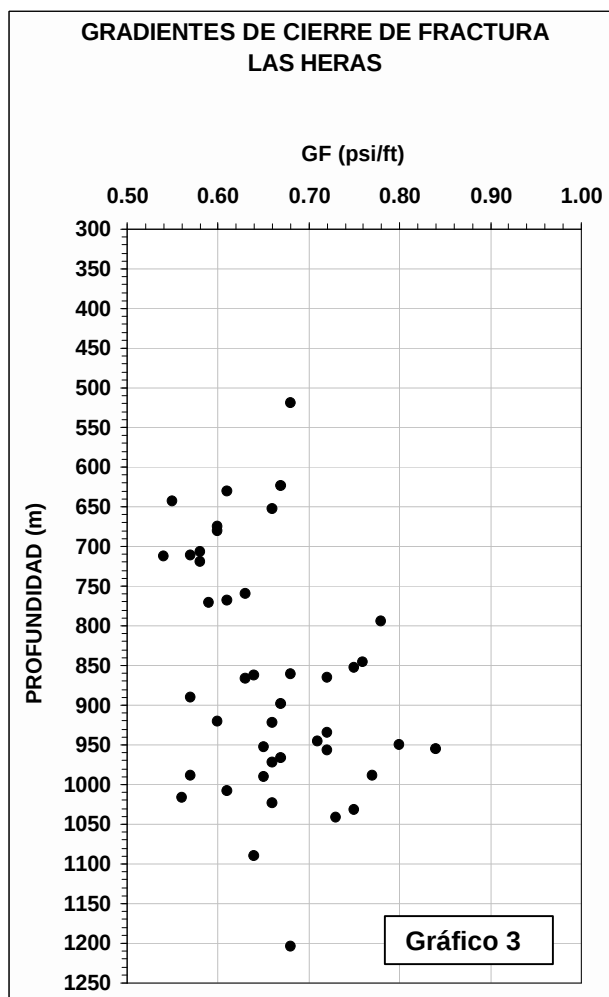
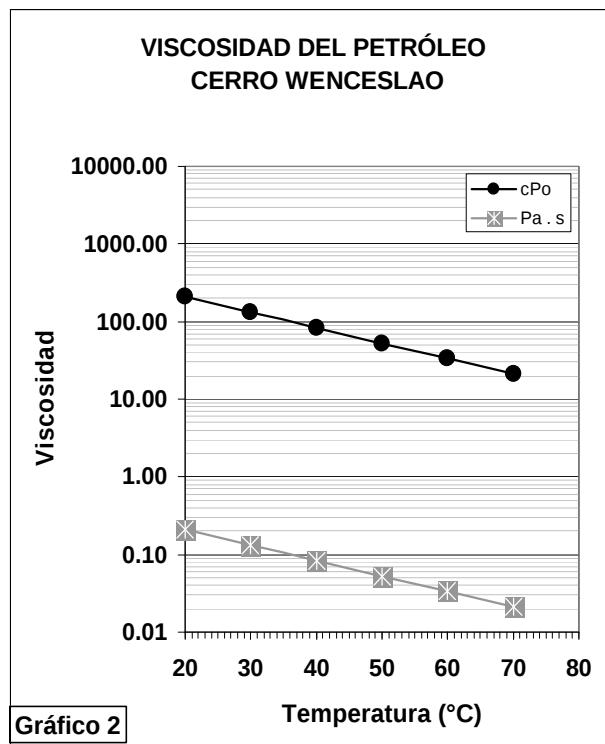
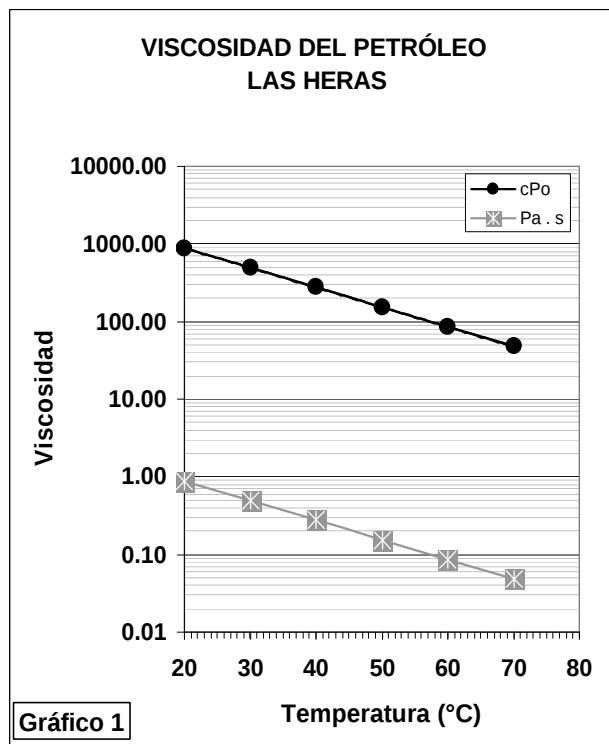


Foto 10



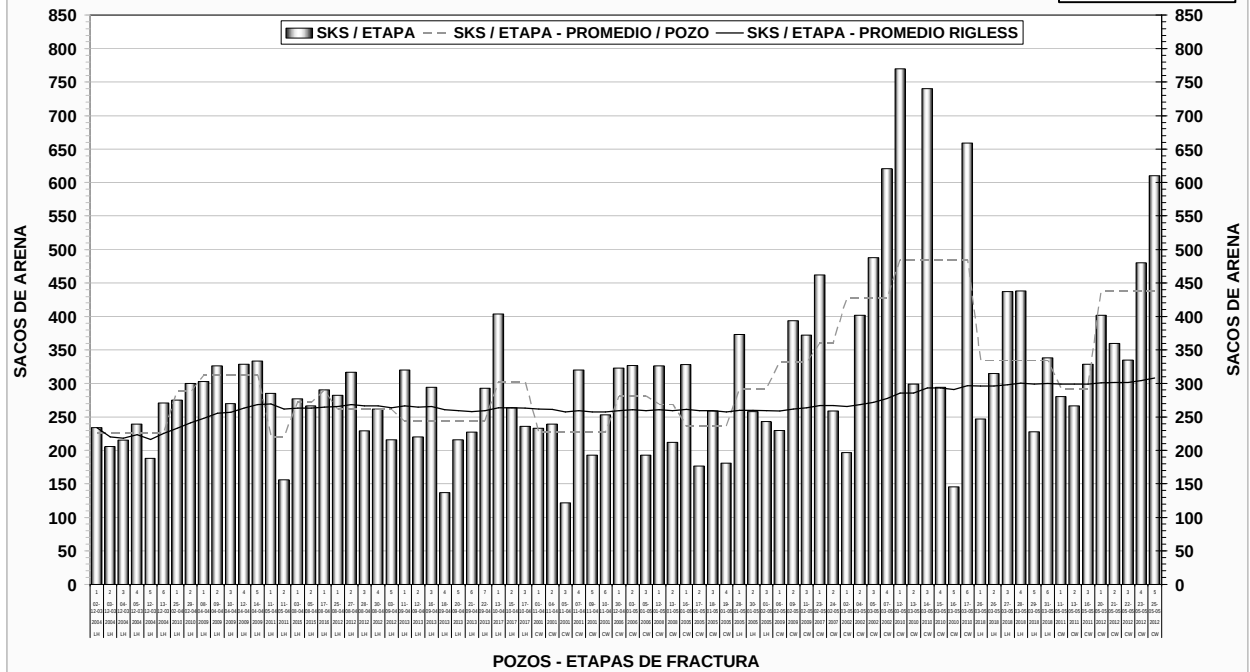
Foto 11

CUADRO 1				
POZO TIPO	LAS HERAS		C° WENCESLAO	
MUESTRA	11 pozos		10 pozos	
ZONAS PUNZADAS POR POZO	10		12	
CAPA MENOS PROFUNDA	1654 ft	504 m	1086 ft	331 m
CAPA MÁS PROFUNDA	4147 ft	1264 m	3639 ft	1109 m
ESPESOR DE CAPA	9 ft	3 m	11 ft	3.5 m
GRADIENTE DE TEMPERATURA	1.73 °F/100 ft	3.10 °C/100 m	1.90 °F/100 ft	3.50 °C/100 m
ÍNDICE DE COATES-TIMUR	5.5		5.0	
PRESIÓN DE RESERVORIOS	65% A 100% de PRESIÓN HIDROSTÁTICA		65% A 100% de PRESIÓN HIDROSTÁTICA	
DENSIDAD DE PETRÓLEO	7.67 ppg	0.92 kg/lt	7.51 ppg	0.90 kg/lt
VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO	VER GRÁFICO 1		VER GRÁFICO 2	
DENSIDAD DE AGUA	8.42 ppg	1.01 kg/lt	8.38 ppg	1.01 kg/lt
DENSIDAD DE GAS	5.59 ppg	0.67 kg/lt	5.59 ppg	0.67 kg/lt
CAÑERÍA DE ENTUBACIÓN	5.1/2" - 14, 15.5 lb/ft - K55		5.1/2" - 14 lb/ft - K55	
FRACTURA HIDRÁULICA	LAS HERAS		C° WENCESLAO	
MUESTRA	42 etapas		38 etapas	
PROMEDIO DE ETAPAS	3.8 etapas/pozo		3.8 etapas/pozo	
CAPA MENOS PROFUNDA	1700 ft	518 m	1191 ft	363 m
CAPA MÁS PROFUNDA	3442 ft	1049 m	3639 ft	1109 m
ESPESOR PUNZADO FRACTURADO	12 ft	4 m	17 ft	5 m
CARGA DE GEL	25 lb/1000 gal	3 kg/1000 lt	25 lb/1000 gal	3 kg/1000 lt
AGENTE DE SOSTÉN	Arena Malla 12/20		Arena Malla 12/20	
COLCHÓN	26%		23%	
CAUDAL	15.5 bpm	2464.2 lt/min	15.1 bpm	2400.6 lt/min
CONCENTRACIÓN MÁXIMA	12 ppa	1.44 kg/lt	13 ppa	1.56 kg/lt
ARENA POR ETAPA	275 sk	12474 kg	344 sk	15604 kg
ARENA POR METRO PUNZADO	23 sk/ft	75 sk/m	21 sk/ft	68 sk/m
ARENAMIENTO PREMATURO	3 etapas	7%	2 etapas	5%
ANCHO DE FRACTURA	0.38 pulg	9.65 mm	0.46 pulg	11.68 mm
LARGO EMPAQUETADO	105 ft	32 m	103 ft	31 m
CONCENTRACIÓN	1.43 lb/100 ft2	6.98 lt/100 m2	1.37 lb/100 ft2	6.69 lt/100 m2
CONDUCTIVIDAD	10238 mD.ft	3121 mD.m	11845 mD.ft	3610 mD.m



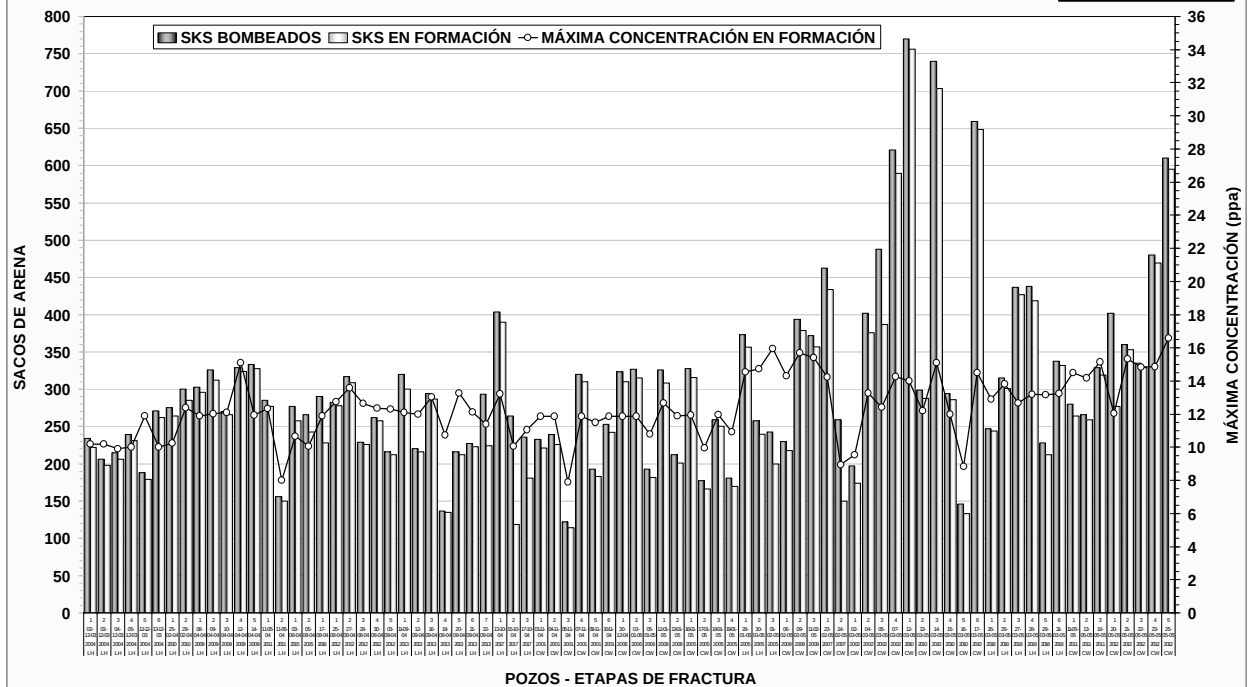
EVOLUCIÓN DEL CONSUMO DE ARENA EN FRACTURAS CON RIGLESS

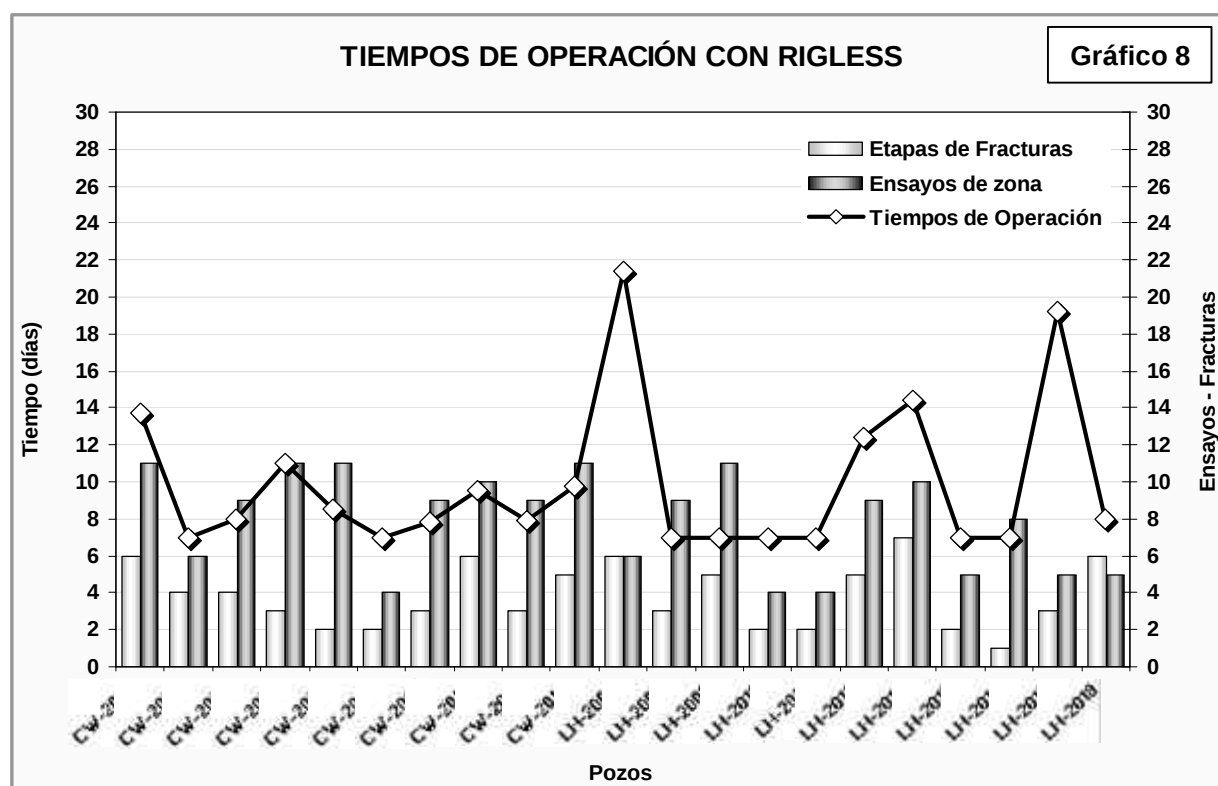
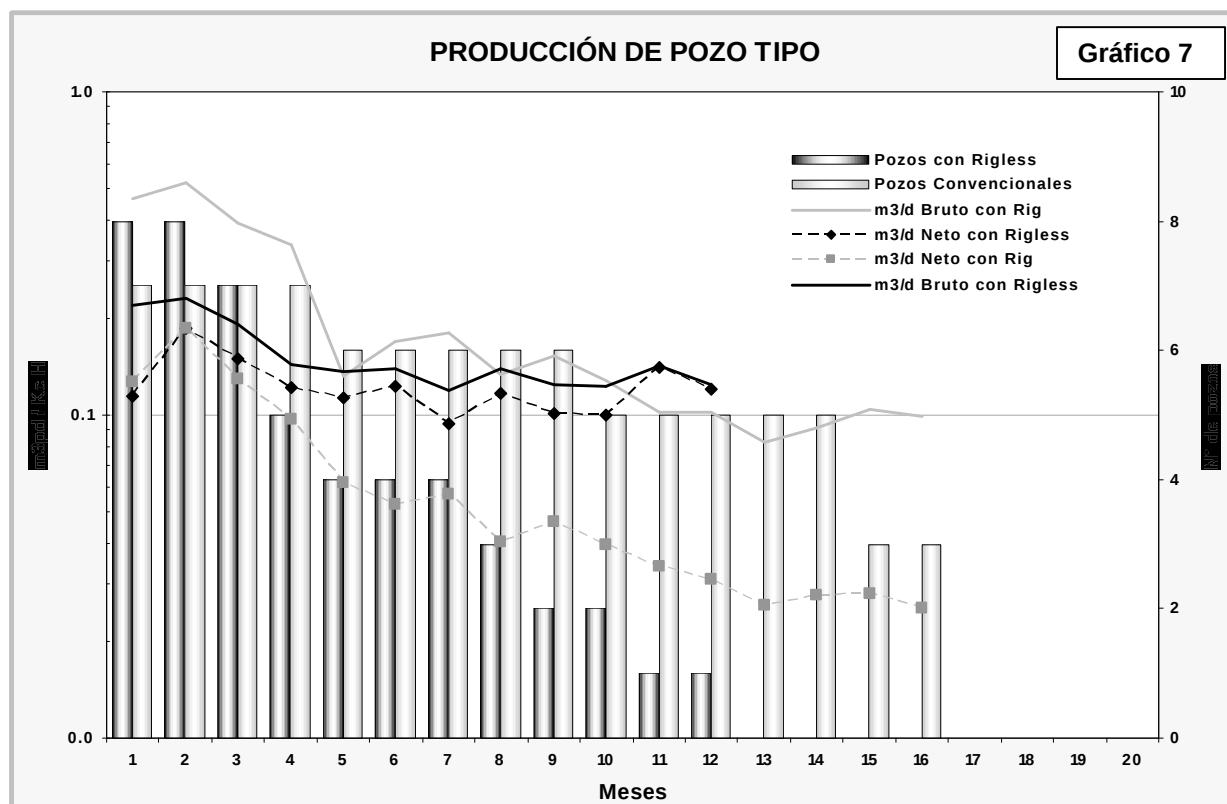
Gráfico 5



EVOLUCIÓN DEL CONSUMO DE ARENA BOMBEADO Y EN FORMACIÓN

Gráfico 6





DATOS PERSONALES



- INTERPRETACIÓN DE PERFILES – Año 2001 - Ing. CARLOS OLLIER – Comodoro Rivadavia- Chubut
- CEMENTACIÓN 1 – Año 2001 – Ing. ROLANDO LEYTON - SAN ANTONIO-PRIDE – Ciudad de Neuquén – Neuquén
- ESTIMULACIÓN DE POZOS – Año 2001 – Ing. ROLANDO LEYTON - SAN ANTONIO-PRIDE – Ciudad de Neuquén – Neuquén
- INTERPRETACIÓN DE ENSAYOS DE FORMACIÓN – Año 2001 - Ing. GIOVANNI DA PRAT - Ciudad de Neuquén – Neuquén
- PERFILES A POZO ENTUBADO – Año 2002 – Ing. MARTÍN LERTORA - COPGO – Las Heras – Santa Cruz
- EXPLOSIVOS EN PUNZAMIENTO – Año 2002 – Ing. MARTÍN LERTORA - COPGO – Las Heras – Santa Cruz
- APLICACIONES DEL NITRÓGENO EN LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO – Año 2002 – Ing. LUIS CISTERNA - SAN ANTONIO-PRIDE – Las Heras – Santa Cruz
- INTRODUCCIÓN AL PERFILAJE– Año 2003 – Ing. BENITO SAAVEDRA – BAKER ATLAS – Las Heras – Santa Cruz
- EVALUACIÓN DE PERFILES DE CEMENTO– Año 2003 – Ing. HORACIO BAULIES – BAKER ATLAS – Las Heras – Santa Cruz
- WELL TESTING SEMINAR – Año 2003 – Ing. JUAN D. MOREYRA – SAN ANTONIO-PRIDE – Ciudad de Neuquén – Neuquén
- FRACTURAMIENTO HIDRAÚLICO – Año 2004 – Ing. MIKE CLEARY – RES – Ciudad de Neuquén - Neuquén

DATOS PERSONALES

APELLIDO Y NOMBRES : ARANCIO, MIGUEL MARCELO
 FECHA DE NACIMIENTO : 18 -11-1962
 TELÉFONO : (054) (011) 4324 5000
 CELULAR : (054) (011) 15 5004 0021
 EMAIL : miguel.arancio@vintageba.com.ar
 TÍTULO : Ingeniero Químico - Abogado



EXPERIENCIA LABORAL EN LA INDUSTRIA PETROLERA

- **CADIPSA:** Ing. Junior; desde 03-01-1991 hasta 01-01-1993, Yacimientos Cerro Wenceslao – Las Heras – Piedra Clavada. Trabajando en los sectores de Producción; Mantenimiento y Operaciones.
- **CADIPSA:** Ing. Junior; desde 01-01-1993 hasta 01-01-1995, Yacimientos Cerro Wenceslao – Las Heras – Piedra Clavada. Trabajando en Producción y Obras.
- **CADIPSA:** Ing. de Producción; desde 01-01-1995 hasta 01-06-1995, Yacimientos Cerro Wenceslao – Las Heras – Piedra Clavada – Cañadón Minerales.
- **VINTAGE OIL ARGENTINA:** Ing. de Producción; desde 01-06-1995 hasta 01-08-1996, Yacimientos Meseta Espinosa – Cañadón Seco.
- **VINTAGE OIL ARGENTINA:** Ing. de Operaciones; desde 01-08-1996 hasta 01-10-2002, Oficina central en Buenos Aires. Con responsabilidad sobre las operaciones de terminación y reparación.-
- **VINTAGE OIL ARGENTINA:** Ing. de Operaciones; desde 01-10-2002 hasta la fecha, Oficina central en Buenos Aires. Con responsabilidad sobre las operaciones de perforación, terminación y reparación.-