

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA DE PETROLEO



**TEMA: COMPLETACION MONOBORE 7" PARA LA
INYECCION DE GAS A ALTA PRESION
EN EL CAMPO EL FURRIAL**

**TITULACION POR EXAMEN PROFESIONAL PARA OPTAR
EL TITULO DE INGENIERO DE PETROLEO**

DIEGO FERNANDEZ BARREDA

Lima, Perú 1998

Completación Monobore 7" para la Inyección de gas a alta Presión en el campo el Furrial

En memoria de Mamá y mi Hermana Milagros.....

INDICE

CONTENIDO

PREFACIO

INTRODUCCION

1.0 INFORMACION GENERAL EL POZO FUL-71IG

2.0 EQUIPO PARA COMPLETACION DE POZOS

2.1 ACCESORIOS TUBULARES

2.1.1 Tubería de Producción (Tubing)

2.1.1.1 Tamaño de la Tubería de Producción

2.1.1.2 Grado de la Tubería de Producción

2.1.1.3 Peso de la Tubería de Producción

2.1.1.4 Tipos de roscas de la Tubería de Producción

2.1.2 Cuellos de Flujo (Flow Couplings)

2.1.3 Junta Contra el Efecto de Chorro (Blast Joint)

2.1.4 Niples de Asiento (Landing Nipples)

2.1.4.1 Niples de Asiento Selectivo

2.1.4.2 Niples de Asiento No-Go

2.1.4.3 Niple para válvula de seguridad de subsuelo

2.1.5 Dispositivos de Comunicación entre Tubería y Anular

2.1.5.1 Camisas de Circulación (Sliding Sleeves)

2.1.6 Mandriles de Bolsillo Lateral (Side Pocket Mandrels)

2.1.7 Juntas Telescópicas (Travel Joint)

2.1.8 Uniones Ajustables (Adjustable Unions)

2.1.9 Colgadores (Tubing Hanger)

2.2 EMPAQUES DE PRODUCCION (Production Packers)

2.2.1 Tipos de Empaques de Producción y sus aplicaciones

2.2.1.1 Empaques Mecánicas Recuperables (Mechanical Retrievable Packers)

2.2.1.2 Empaques Hidráulicas Recuperables (Hydraulic Retrievable Packers)

2.2.1.3 Empaques Recuperables con Extensión Pulida (Seal Bore Retrievable Packers)

2.2.1.4 Empaques Permanentes y sus accesorios (Permanent Packers and accessories)

Completación Monobore 7" para la Inyección de gas a alta Presión en el campo el Furril

2.3 MOVIMIENTO DE TUBERIA Y FUERZA SOBRE LA EMPAQUES

2.4 VALVULAS DE SEGURIDAD DE SUBSUELO (SUBSURFACE SAFETY VALVE)

2.4.1 Válvulas de Control Superficial y de Control Subsuperficial

2.5 SELECCION DEL EQUIPO

2.5.1 Requerimientos de Diseño

2.5.2 Condiciones del Pozo

2.5.2.1 Desviación

2.5.2.2 Condiciones del Hoyo/Fluido de completación

2.5.2.3 Restricciones en el Diámetro Interno del Casing

2.5.2.4 Fluidos del Pozo

2.5.3 Consideraciones del Material

2.5.3.1 Consideraciones de Presión y Temperatura para Servicio Estándar

2.5.3.2 Consideraciones del Material en Ambientes Severos

2.5.4 Compatibilidad en el Equipo

2.5.4.1 Compatibilidad Dimensional

2.5.4.2 Consideraciones de Instalación

3.0 PROCEDIMIENTO DE COMPLETACION DEL POZO FUL-71IG

4.0 DIAGRAMA FINAL DE COMPLETACION DEL POZO FUL-71IG

5.0 ESTADO MECANICO FINAL DEL POZO FUL-71IG

6.0 COSTOS

7.0 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

8.0 ANEXOS

8.1 Glosario

8.2 Geología

8.2.1 Objetivos

8.2.2 Columna Estatigrafica

8.2.3 Mud Logging

8.2.4 Registros

8.3 Perforación

8.3.1 Taladro

8.3.2 Ensamblajes de Fondo

8.3.3 Registro de Mechas

8.3.4 Revestidores

Completación Monobore 7" para la Inyección de gas a alta Presión en el campo el Furrial

8.3.5 Cementación

8.3.5.1 Revestidor de 20" @ 1033 pies

8.3.5.2 Revestidor de 13-3/8" @ 5221 pies

8.3.5.3 Revestidor de 9-5/8" @ 13254 pies

8.3.5.4 Liner de 7" @ 14101 pies

8.4 Fluido de Perforación

8.5 Control Direccional

8.5.1 Single Shot

8.5.2 Multi Shot

8.6 Resumen Final de Perforación

8.6.1 Fase Mudanza

8.6.2 Hoyo de 26"

8.6.3 Hoyo de 17-1/2"

8.6.4 Hoyo de 12-1/4"

8.6.5 Hoyo de 8-3/8"

8.6.6 Completación

8.7 Análisis de Tiempo

9.0 APENDICE

- **Válvula de Seguridad de Tubería Modelo SP-2**
- **Aplicación y Selección de las Empacaduras de Producción**

PREFACIO

Este trabajo ha sido realizado con la finalidad de dar a los futuros Ingenieros de Petróleo una herramienta con la cual puedan tener un conocimiento mas amplio en las Completaciones de Pozos.

El tema trata del procedimiento a seguir para instalar las facilidades, pozo abajo, que permitan Inyectar gas a alta presión en las formaciones Naricual Superior y Naricual Medio para mantener la presión del yacimiento por encima de 6500 psi. y obtener un recobro adicional de hidrocarburos con respecto al agotamiento natural.

El material presentado se divide en dos partes importantes una es la explicación general de la Completación de Pozos y sus equipos y la otra es la descripción de un trabajo realizado en el Campo el Furrial en Maturín Estado de Monagas Venezuela.

Quiero agradecer a aquellas personas que me proporcionaron la información necesaria para la elaboración de este informe.

Finalmente quiero extender mi agradecimiento a mi esposa Thais de Fernández por su paciencia durante la preparación de este trabajo.

Diego Fernández Barreda

Diciembre 1,998

Completación Monobore 7" para la Inyección de gas a alta Presión en el campo el Furrial

INTRODUCCION

En los principios de los 90s, los pozos de petróleo y gas eran comúnmente completados en forma sencilla, una sola sarta en un casing cementado. Cuanto mas profundo eran los pozos, reservorios múltiples y con altas presiones eran encontrados, se comprendió que era imposible aceptar dichas completaciones con limitaciones en servicios y control de pozos y que esos diseños de fondo de pozos deberían de ser cambiados para satisfacer las crecientes necesidades en aislamiento de zonas, selectividad y control. Este objetivo fue alcanzado a través del desarrollo de los equipos de fondo de pozo.

Hoy en día, pozos convencionales de petróleo y gas son completados con una variedad de dispositivos de fondo de pozo. La determinación de estos dispositivos depende de la habilidad de los pozos en producir fluidos y de los requerimientos de la completación.

Referente a la completación del pozo FUL-711G podemos decir que se encuentra ubicado en la parte central de la estructura del campo El Furrial Estado Monagas Venezuela, en el bloque de los pozos FUL-11 y FUL-47, el cual esta delimitado por una serie de fallas inversas de rumbo NE-SW con buzamiento Norte y Sur y fallas normales de rumbo Norte y Noreste con buzamiento hacia el Noroeste.

El objetivo es inyectar gas en el yacimiento Naricual Superior/Medio de la Formación Naricual del campo El Furrial; el pozo FUL-711G es el segundo perteneciente al proyecto de Inyección de Gas Miscible a alta presión en la Formación Naricual, cuya finalidad es mantener los niveles de presión del yacimiento por encima de 6500 psi.

La profundidad final alcanzada fue 14101' (MD), por interpretación de registros eléctricos y correlación con los pozos vecinos FUL-43 y FUL-50, se detectó una falla normal a 13370' (-12872') MD, 13254' (-12756') TVD, la cual presenta un salto de aproximadamente 100' de la parte media del miembro Naricual Superior.

El pozo presenta un desplazamiento desde superficie de 931' en dirección N12.48°E, el mismo fue alcanzado con un perfil direccional tipo "S", profundidad de inicio de desviación a 7714' y un máximo ángulo de 19.70°.

Durante la perforación del hoyo de 8.3/8" se cortaron 782' de núcleo correspondiente a la Formación Naricual, recuperando 759' (porcentaje de recuperación 97.1%). Estos núcleos se tomaron con la finalidad de calibrar los modelos: Petrofísico, sedimentológico y petrográfico de la Formación Naricual para el proyecto de Inyección de Gas.

Completación Monobore 7" para la Inyección de gas a alta Presión en el campo el Furrial

El pozo fue completado sencillo para inyectar gas a alta presión a través de un tubing Monobore de 7"; con el fin de albergar la válvula de subsuelo y seguridad fue necesario combinar el revestidor de 9.5/8" con 10.3/4" a la profundidad de 631', dicha válvula forma parte de la Completación e instalada a 526' de profundidad.

La perforación se realizó bajo la modalidad de Gerencia de Proyecto entre las compañías Lagoven S.A., Servicios Halliburton de Venezuela, S.A. y H&P de Venezuela, el taladro utilizado fue el H&P-116.

El tiempo estimado total (Mudanza, Perforación y Completación) fue 117 días, para perforación se estimaron 97 días, el tiempo total real fue 97.1 días, perforación 75.4 días. Se obtuvo un ahorro de tiempo de 19.9 días.

El costo total real del proyecto estuvo 17.3% por debajo del estimado.

Completación Monobore 7" para la Inyección de gas a alta Presión en el campo el Furrial

1.0 INFORMACION GENERAL

Pozo	FUL-71IG
Alianza	Lagoven-Halliburton-H&P
Taladro	H&P-116
Clasificación	Desarrollo A(O)
Campo	El Furrial
Localización	FUL-S30-W16NF
Coordenadas de Superficie	N 1.069.000,00 m E 447.425,00 m
Coordenadas de Fondo Propuesta	N 1.069.280.00 m E 447.487,00 m
Coordenadas de Fondo Real	N 1.069.275,04 m E 447.497,48 m
Elevación Terreno/Mesa Rotaria	468,00/499 .00 pies
Tiempo Estimado Total (Movilización, perforación, Completación)	117,0 días
Tiempo Real Total	97,1 días
Tiempo Estimado perforación (Incentivo/Penalización)	97,0 días
Tiempo Real Perforación	77,0 días
Profundidad Estimada	14005'(MD) 13873'(TVD)
Profundidad Real	14101' (MD) 13985'(TVD)
Ubicación	A 192 m al Sudoeste del pozo FUL-50
Objetivo	Inyectar gas a alta presión en las formaciones Naricual Superior y Medio.
Condición Final	Completación sencilla Monobore 7".
Fecha Inicio Operaciones	09 Octubre de 1997
Fecha Fin Operaciones	02 enero de 1998.
Costo Estimado	Bs. 1,941'559,106.00 = US\$ 3'962,365.00
Costo Real	Bs. 1,605'669,357.00 = US\$ 3'276,876.00

Completación Monobore 7" para la Inyección de gas a alta Presión en el campo el Furrial

2.0 EQUIPO PARA LA COMPLETACION DE POZOS

2.1 ACCESORIOS TUBULARES

El equipo que llega a formar parte permanente de la terminación de un pozo generalmente incluirá accesorios tubulares tales como cuellos de flujo, dispositivos de circulación, empacaduras y nipples que son espaciados en la sarta de la tubería de producción. Al planear una completación, estos accesorios tienen que ser compatibles con la tubería de producción, es decir, el tamaño de la rosca, tipo, diámetro interno, diámetro externo, peso y grado tienen que ajustarse a las características de la tubería de producción que va a utilizarse en la completación. Juntos tubería y los otros componentes de la completación proveen un control de los fluidos del reservorio hacia el cabezal y facilidad para servicio de pozo.

2.1.1 Tubería de Producción (Tubing)

Al decir tubería de producción nos estamos refiriendo al tubo usado para crear un conducto de flujo dentro del hoyo entre el reservorio y el cabezal. Este conducto de flujo provee un control del fluido producido y facilita las operaciones de servicio tales como las de cable de acero o eléctrico. Típicamente, la tubería de producción es corrida dentro de forros o layna, pero en pozos de diámetro reducido (Slim Holes) pueden ser cementadas como forros. En pozos de diámetro reducido las herramientas de servicio y equipos de completación son limitados.

En una completación una o más sargas de tubería de producción pueden ser bajadas a un pozo. Esta decisión es función del número de reservorios que se producirán, sea que los reservorios se producirán conjuntamente (Commingle) o separadamente si se quisiera producir el reservorio concurrentemente o secuencialmente.

La tubería de producción se clasifica de acuerdo a cuatro criterios que son el tamaño, peso, grado y tipo de rosca. Generalmente una junta de tubería de producción está en el rango de 30-32 pies (9.14-9.76 m) de longitud.

2.1.1.1 Tamaño de la Tubería de Producción

El tamaño se refiere al diámetro exterior (en pulgadas) del cuerpo del tubo. La tubería de producción está disponible en diferentes diámetros desde 3/4" hasta 4 1/2" y mayores.

La selección del tamaño a usar está basada en los regímenes de flujo o de bombeo anticipados del pozo. Los regímenes de flujo o de bombeo son determinados con un sistema de análisis de curva. El sistema de análisis está basado en el comportamiento de afluencia (inflow performance) del reservorio y de la tubería de producción. Diferentes tamaños de tubería de producción son investigadas en un sistema de análisis que ayuda a determinar el tamaño que

Completación Monobore 7" para la Inyección de gas a alta Presión en el campo el Furrial

optimizará el régimen de producción para un periodo de tiempo.

2.1.1.2 Grado de la Tubería de Producción

Grado es el término usado para describir el tipo de metal, composición química y física y propiedades mecánicas del tubo. Los grados mas comunes de tubería de acero son J-55, K-55, N-80, L-80, C-75, P-105, P-110. La designación alfabética es arbitraria pero la parte numérica se refiere al mínimo esfuerzo a la tensión de esa tubería en miles de Lbs/pul.cuadrada. En ambientes hostiles (H₂S,CO₂, etc.), se pueden usar aleaciones especiales. El Cromo y el Incoloy son ejemplos de tales aleaciones y su esfuerzo a la tensión deberá ser proporcionado por el fabricante.

2.1.1.3 Peso de la Tubería de Producción

El peso de la tubería de producción es un promedio dado en lb/pie de longitud y es función del espesor de la pared del tubo. Conforme el espesor de la pared se incrementa, el peso se incrementa y el diámetro interior se reduce. Generalmente hay dos o mas pesos disponibles para cada tamaño y peso de tubería de producción.

2.1.1.4 Tipos de Roscas en la Tubería de Producción

La rosca se refiere al diseño de la conexión roscada en cada extremo de la tubería de producción. En el mercado actual, hay una gran variedad de roscas disponibles para la industria petrolera. El tipo de rosca usada es determinado por la compañía de operación basada en diversos factores – beneficios del diseño y/o limitaciones, economía, durabilidad, disponibilidad y experiencia. En general, las roscas pueden ser clasificadas en dos categorías (1) tubería roscada y unida con cople y (2) junta integral. En la categoría (1) un piñón(rosca en la parte exterior) es maquinada en cada extremo de la tubería y un cople con rosca compatible maquinada en su diámetro interior son usados para unir tuberías.

La categoría (1) puede ser dividida en dos tipos básicos:

- a. Con aumento exterior en sus juntas (external upset: EU)
- b. Sin aumento exterior en sus juntas (non upset: NU)

En la tubería tipo "EU", el extremo de la tubería es aumentado antes de que la rosca sea maquinada sobre el tubo.

En la tubería tipo "NU" la rosca es maquinada directamente sobre el diámetro original del

Completación Monobore 7" para la Inyección de gas a alta Presión en el campo el Furrial

tubo sin usar procesos de aumento. Por lo tanto, el diámetro externo de la rosca NU es mas pequeño que el de la roscada EU.

En la tubería de junta integral, un piñón es maquinado sobre uno de los extremos del tubo y una "caja" (rosca en el interior) es maquinada en el extremo opuesto. La tubería es unida enroscando el piñón de una junta dentro de la caja de la otra junta. No se necesita cople.

2.1.2 Cuellos de Flujo (Flow Couplings)

Es un tramo corto de tubería que tiene el mismo diámetro interno pero un espesor de pared (aproximadamente el doble) mayor que el de la tubería de producción.

Su función principal es el de prolongar la vida de la sarta de tubería de producción mediante el espesor de pared para retardar los efectos penetrantes de la erosión ocasionados por la turbulencia. Es decir, cuando un instrumento de control tal como una válvula de seguridad es instalada en un niple de asiento el flujo del pozo pasa a través de la válvula y como el área de flujo es menor que el diámetro interno de la tubería de producción, ocurre un cambio de velocidad y/o presión del flujo arriba y abajo de la válvula de seguridad. Entonces, se origina una turbulencia arriba y abajo de la válvula, el cual tiende a erosionar lentamente la pared de la tubería de producción en esas áreas.

Se puede instalar en cualquier punto de la sarta de producción donde ocurra turbulencia. Sus longitudes comunes son: 3, 4 y 6 pies.

2.1.3 Junta Contra el Efecto de Chorro (Blast Joint)

Es un accesorio tubular que se une a la sarta producción. Tiene el mismo diámetro interno pero un espesor de pared (aproximadamente el doble) mayor que el de la tubería de producción. Se puede usar en completaciones múltiples. Se coloca enfrente de las perforaciones del casing o tubería de revestimiento de una zona productora.

Su propósito principal es el de prolongar la integridad de la presión de la tubería de producción soportando la acción de chorro causada por la producción de fluidos y/o gas de la formación por un periodo de tiempo mayor al que la tubería de producción pudiera soportar. Esto generalmente ocurre cuando algunas de las perforaciones se llegan a taponar y la mayor parte del flujo tiene que pasar a través de solo una o dos perforaciones. Con estas condiciones y si no se tuviera una junta contra chorro la tubería de producción se erosionaría en forma rápida, especialmente si el flujo contiene arena u otro material sólido abrasivo. Longitudes normales: 10, 20 y 30 pies.

Completación Monobore 7" para la Inyección de gas a alta Presión en el campo el Furrial

2.1.4 Niples de Asiento (Landing Nipples)

Los niples de asiento son piezas tubulares pequeñas que están maquinadas internamente para proporcionar un perfil que aceptará un candado tubular (lock mandrel) el cual es instalado mediante línea o cable de acero y un área pulida de empaque. Su propósito principal es el de proporcionar un lugar dentro de la tubería de producción donde un candado tubular con un mecanismo de control (válvula de igualación, de seguridad, tapón, regulador de presión o un estrangulador de fondo), unido en su extremo inferior pueda ser anclado y sellado. Si el candado tubular se instala en el niple sin ningún mecanismo de control, entonces no tendrá ningún propósito.

Los niples de asiento pueden ser usados en cualquier parte de la sarta de completación. Típicamente, ellos son usados en conjunto con una válvula de seguridad bajada con cable de acero, encima de la empaadura para poder probar la tubería de producción, en la cola de la completación para poder colgar registradores de presión.

2.1.4.1 Niples de Asiento Selectivos (Selective Landing Nipples)

En una completación equipada con niples selectivos, es posible "seleccionar" cualquiera de los niples para instalar un dispositivo de seguridad en él. Varios niples de asiento selectivos pueden ser colocados a diferentes profundidades en la sarta de completación. Mediante el uso de línea o cable de acero desde la superficie, cualquiera de estos niples puede ser seleccionado para instalar el candado adecuado con su instrumento de control.

2.1.4.2 Niples de Asiento No-Go (NO-Go Landing Nipples)

Un niple de Asiento No-Go incluye una restricción No-Go en adición al perfil y al área pulida de empaque. La restricción No-Go es un punto donde el diámetro se reduce (es como un hombro, restricción del diámetro). Este No-Go es usado para prevenir el paso de herramientas de cable de acero y además ofrece la posibilidad de colocar dispositivos de control de subsuelo en el niple. Sirven para los mismos propósitos que los niples selectivos pero solamente un niple No-Go del mismo tamaño puede ser colocado en la sarta de producción. Son normalmente colocados en el fondo o cerca del fondo de la sarta de producción.

El candado tubular (lock mandrel) el cual localiza y se asegura en el niple No-Go tendrá una dimensión apropiada para anclarse en el No-Go y pasara a través de todos los niples selectivos (los cuales deberán de estar arriba del niple No-Go) pero se detendrá en el hombro interior No-Go del niple No-Go.

Completación Monobore 7" para la Inyección de gas a alta Presión en el campo el Furrrial

2.1.4.3 Niples para Válvula de Seguridad de Subsuelo (*Subsurface Safety Valve Landing Nipple*)

Un niple para válvula de seguridad de subsuelo es un tipo especial de niple diseñado para sostener una válvula de seguridad que se bajará con cable de acero. Este niple se diferencia de los niples de asiento estándar ya que el cuerpo del niple está adaptado para aceptar una línea de control hidráulico de ¼"; tiene un perfil de anclaje y dos superficies interiores pulidas para sello. Entre las dos superficies pulidas hay un orificio de entrada para unir la línea de control externa para operar la válvula de seguridad que se asentara en el niple.

Los niples para válvula de seguridad de subsuelo están disponibles con una característica de camisa deslizante incorporada. Un mandril de apertura es colocado entre el candado tubular y la válvula de seguridad.

Durante la instalación de la válvula de seguridad de subsuelo, el mandril de apertura mueve la camisa deslizante hacia abajo descubriendo el orificio de ¼" de la línea de control. Una vez que el mandril de apertura está instalado apropiadamente en el niple, la presión de la línea de control mantiene a la válvula abierta. Cuando la válvula es recuperada, el mandril de apertura mueve la camisa hacia arriba y cierra el orificio de la línea de control. Esta ventaja permite que los fluidos y presión del pozo se mantengan separados de la línea de control.

2.1.5 Dispositivos de Control entre Tubería y Anular

Estos dispositivos se refieren a una abertura o acceso entre la parte interna de la tubería de producción y el espacio anular comprendido entre dicha tubería y los forros. Este acceso es requerido para circular fluidos en el pozo, para tratar el pozo con alguna química, para inyectar fluidos desde el anular a la sarta de producción o para producir una zona que está aislada por dos empaaduras.

Dos dispositivos proveen dicha comunicación ya sea encima de la empaadura o entre dos empaaduras. Estos dispositivos son las camisas de circulación y los mandriles de bolsillo lateral.

La camisa de circulación es el dispositivo principal para la comunicación entre anular y tubería. Las camisas de circulación proporcionan la habilidad de circular y producir selectivamente de varios reservorios.

Completación Monobore 7" para la Inyección de gas a alta Presión en el campo el Furrial

Algunos operadores colocan una válvula ciega en el bolsillo de un mandril con la intención de usar dicho dispositivo para circular el pozo. Es posible hacer esto pero el mandril de bolsillo lateral tiene un área de flujo restringida que limita el régimen de circulación. Por esta razón la mayoría de operadores usan las camisas como el principal dispositivo de circulación e incluyen al mandril como un dispositivo de emergencia o de backup, para matar el pozo. El uso principal de un mandril de bolsillo lateral es para el levantamiento artificial por gas (gas lift).

En adición a estos dos métodos algunos operadores suelen hacer un hoyo en la tubería de producción cuando se requiere entablar la circulación. Pero esto tiene sus desventajas ya que si un hoyo es echo en la tubería, el operador deberá de reemplazar dicho tubo luego de que la circulación ya no sea requerida mas.

2.1.5.1 Camisas de Circulación (Sliding Sleeves)

Son esencialmente dispositivos de paso completo con una camisa interna que puede ser abierta o cerrada usando métodos de cable de acero para proporcionar comunicación entre la tubería de producción y el espacio anular del dicha tubería y el casing. Se caracteriza por tener un perfil de niple "X" o "R" por arriba de la camisa interior y un área pulida de empaque en la parte inferior como parte integral del ensamble. Esto proporciona un niple de asiento adicional en la sarta de producción para instalar un equipo de control de flujo.

Este equipo de circulación esta disponible en dos modos de operación: uno que opera hacia abajo para cerrar y hacia arriba para abrir y otro en forma inversa. Los modelos están disponibles para tuberías de producción estándar y tubería de producción extra-pesada, para alta temperatura y ambientes corrosivos.

2.1.6 Mandriles de Bolsillo Lateral (Side Pocket Mandrels)

Como el nombre lo indica "bolsillo lateral" el receptáculo que contiene los puertos es localizado como una porción de inflexión del mandril. (Los puertos mencionados son aquellos que están abiertos al espacio anular y hacia el perfil de anclaje interior). El receptáculo incrementa el diámetro exterior y esto tiene que ser considerado cuando se diseña la completación del pozo.

El bolsillo lateral esta afuera del centro del diámetro interno de la tubería de producción, lo cual permite que el diámetro interno del mandril este completamente abierto. Esto permite que las herramientas de cable de acero pasen libremente. Así, la sarta de herramienta puede selectivamente asentar o recuperar una válvula de bombeo neumático, de inyección química, etc.

Completación Monobore 7" para la Inyección de gas a alta Presión en el campo el Furrial

Los mandriles de bolsillo lateral fueron desarrollados inicialmente para recuperación secundaria de petróleo mediante el bombeo de gas al pozo. Sin embargo por lo menos otros dos usos son reconocidos. Estos incluyen el de proveer un dispositivo de emergencia para matar el pozo y proveen un forma de circular fluidos.

2.1.7 Juntas Telescópicas (Travel Joints)

Las Juntas telescópicas fueron desarrolladas para resolver problemas asociados con la contracción y elongación de la tubería en los pozos productores, inyectoros o de evacuación. Una junta telescópica es simplemente un tubo dentro de otro tubo con elementos de sello sobre el tubo interior. Los sellos aíslan la presión anular y los fluidos de la sarta de completación. La mayoría de la juntas telescópicas son capaces de asegurarse en su posición. Esto permite a la tubería de producción rotar si es necesario anclar o liberar un empacador.

Dimensiones estándares de juntas telescópicas son de 2, 4, 8, 10, 15, 20 y 25 pies.

2.1.8 Uniones Ajustables

Las uniones ajustables son similares a las juntas telescópicas ya que ellas consisten en dos tubos concéntricos diseñados para abrir y cerrar. Sin embargo van enroscadas y no permiten una longitud de carrera o viaje.

Son instaladas en la sarta de producción y se usan principalmente para facilitar el espaciamiento en la superficie y entre empacadores y otros componentes subsuperficiales donde el espaciamiento es crítico. Ellas ofrecen de 12 a 24 pulgadas de extensión. También pueden ser aseguradas para prevenir rotación futura. Las uniones ajustables con seguro están diseñadas para permitir el torque de la tubería de producción al empacador y otro equipo inferior. Las uniones sin seguros son usadas cuando el torque de la tubería de producción por debajo no es requerido.

2.1.9 Colgadores (Tubing Hanger)

El colgador de superficie es un dispositivo que se corre en la sarta de completación, que se ancla dentro y se convierte en parte integral del cabezal del pozo. Es usado para proporcionar un sello entre la tubería de producción y el tubing head o para sostener la tubería de producción.

El colgador es una pieza sólida de metal que tiene uno o mas orificios. La sarta de producción encaja con uno de los hoyos para continuar el camino de flujo hacia superficie. Si una bomba electrosumergible es usada en la completación, el colgador deberá de poseer un hoyo para acomodar el cable del motor.

Completación Monobore 7" para la Inyección de gas a alta Presión en el campo el Furrial

Existen una diversidad de colgadores en el mercado, los hay para completaciones sencillas, duales, de candado dentado, con unidades de sello y de anclaje hidráulica, etc.

2.2 EMPAQUES DE PRODUCCION (PRODUCTION PACKERS)

Un empaque es una herramienta usada para sellar el espacio anular entre dos sartas de tubería o entre la tubería y la pared del pozo permitiendo el libre paso de los fluidos a través de ella. También, separa zonas productoras y ayuda a la producción de las mismas.

Empaque de producción son aquellas que permanecen en el pozo durante la vida normal de producción. En cambio los empaques de servicio tales como los usados en pruebas de pozos, acidificaciones, fracturas y cementaciones forzadas son usados temporalmente y son sacados o molidos dentro del pozo.

Las principales funciones de un empaque son:

- Mantener a la presión de la formación aislada de la tubería de revestimiento (casing).
- Mantener a los fluidos y/o gas de la formación aislados de los forros (casing).
- Aislar zonas o forros dañados.
- Mantener control de fluidos en el espacio anular.
- Mantener la presión de bombeo neumático (gas lift) aislada de la formación productora.
- Seguridad – la presión de la formación es mas fácil de controlar a través del sistema Empaque Tubería de producción que cuando esta actuando en todo el revestimiento.

Cuando un ingeniero determina que empaque va a ser requerido para la completación, ciertos atributos físicos deben de ser especificados. Estas características incluyen tipo y tamaño del empaque, el número de sartas que se requerirán, como será corrido y anclado en posición y como será removido del pozo.

Los empaque pueden ser anclados de diversas formas tales como:

- Anclaje mecánico: utiliza básicamente la manipulación de la tubería de producción (puede ser una combinación de giro, tensión o compresión).
- Anclaje hidráulico: utiliza un determinado suministro de presión a través de la tubería para activar el mecanismo de anclaje de la empackadura. Algunos empaques utilizan herramientas de anclaje hidráulico (hydraulic setting tool) para poder ser instalados, en este caso no tiene el mecanismo de anclaje hidráulico integrado en su diseño y la

Completación Monobore 7” para la Inyección de gas a alta Presión en el campo el Furrial

herramienta de anclaje hidráulico tiene que ser recuperada después de instalar el empaque. Existen algunas herramientas de anclaje que utilizan la compresión de la tubería para transmitir esa fuerza hacia el empaque y así poder asentarla.

- Anclaje con unidad de cable eléctrico: en este caso el empaque utiliza un conjunto adaptador (setting adapter kit) que va unido a una herramienta especial de anclaje que se baja con cable eléctrico y es activada desde superficie para lograr el anclaje del empaque; tanto el conjunto adaptador como la herramienta especial de anclaje tienen que ser recuperados después de instalar la empaadura.

Todos los empaques tienen cuatro partes esenciales que son:

- Mandril principal.
- Elementos o cauchos.
- Cuñas.
- Cono.

El mandril provee el camino de flujo para la producción. Los elementos o cauchos forman el sello de presión entre la tubería de producción y el espacio anular. Las cuñas son las que se agarran a las paredes de la tubería revestidora y no permiten al empaque moverse hacia abajo o hacia arriba. Los conos son los que ayudan a las cuñas a estar en posición de agarre a las paredes de los forros.

Para asentar un empaque, una fuerza comprensiva es aplicada al mandril que está entre las gomas y las cuñas. La fuerza mueve las cuñas hacia afuera adhiriendo a las paredes de los forros (los conos no dejan que las cuñas se contraigan) y luego transfiere la carga comprensiva y expande los elementos o gomas.

2.2.1 Tipos de Empaques de Producción

Varias son las compañías que fabrican empaques, y cada una incluye alguna que otra ventaja. Pero sin embargo se pueden clasificar en cuatro categorías.

2.2.1.1 Empaques Mecánicos Recuperables (Mechanical Retrievable Packers)

Este término se refiere a una amplia variedad de empaques que son corridos y recuperados con la misma tubería de producción. Estos empaques se anclan mediante la manipulación de la tubería de producción y su anclaje depende del peso o tensión de la tubería de producción. Todos estos empaques pueden ser anclados, liberados y volverse a re/instalar sin

Completación Monobore 7” para la Inyección de gas a alta Presión en el campo el Furrial

necesidad de sacar toda la sarta. En general están diseñados para temperaturas de fondo de 275°F y presiones diferenciales de 6500 a 7500 psi.

Ciertos tipos de estos empaques pueden ser usados para producción, inyección de vapor, pruebas y estimulación de reservorio. Típicamente ellos no suelen ser usados en pozos profundos y desviados ya que es difícil transmitir el movimiento de la tubería para sentar la empaadura.

2.2.1.2 Empaques Hidráulicos Recuperables (Hydraulic Retrievable Packers)

Este termino se refiere a la categoría de empaques que están diseñados para ser anclados mediante un determinado incremento de presión en la tubería de producción que actúa básicamente sobre un dispositivo de taponamiento que se encuentra instalado abajo del empaque, el cual activa el mecanismo de anclaje propio del empaque. Su liberación y recuperación es realizada mediante un jalón hacia arriba sobre la tubería de producción sin necesidad de girarla. Esta es una gran ventaja en pozos profundos y/o desviados.

Actualmente en el mercado se pueden encontrar empaques hidráulicos recuperables que llegan a soportar presiones diferenciales de hasta 10000 psi y temperaturas de hasta 300°F. Se pueden usar varios de estos empaques en una misma completación, así mismo se utilizan en pozos desviados. Empaques duales y triples son instalados de forma similar a uno sencilla.

2.2.1.3 Empaques Recuperables con Receptáculo Pulido (Seal Bore Retrievable Packers)

Este término se refiere a la categoría de empaques similar a los permanentes. Estos empaque se anclan a la pared de los forros mediante las cuñas y no dependen del peso de la tubería; también sus funciones son similares a las de lo empaques permanentes. La “recuperabilidad” de estos los hace particularmente adaptables para usarse bajo presión y temperaturas medias. Pueden ser anclados con bajante hidráulico o cable eléctrico y para su recuperación es necesario el uso de una herramienta especial.

Completación Monobore 7" para la Inyección de gas a alta Presión en el campo el Furrrial

2.2.1.4 Empaques Permanentes y sus Accesorios (Permanents Packers and Accessories)

Este tipo de empaques han sido diseñados para pozos con alta presión y temperatura. Los hay para presiones diferenciales que excedan los 15000 psi y 450°F. Cuando estos empaques son anclados, operaciones de molido son necesarias para recuperar las instalaciones. Pueden ser asentados con bajantes hidráulicos o con cable eléctrico. El empaque permanente se aplica tanto a completaciones de pozos muy profundos como a pozos someros donde el peso de la tubería de producción no está disponible para anclar a empaques recuperables. Las partes de un empaque permanente son manufacturadas de material molible.

Dependiendo del tipo de completación, varios accesorios pueden ser agregados a la sarta final que se bajará al pozo.

Unidades de Sello

Las unidades de sello consisten en un conjunto de sellos alternados con anillos localizados al final de la sarta de completación. Los sellos están localizados desde la parte superior de la empacadura y llegan hasta el final del receptáculo pulido y forman un sello hidráulico entre la sarta de completación y el receptáculo pulido. Estos sellos tienen el propósito de poder moverse por contracciones y elongaciones de la tubería pero esto se logrará si la tubería no usa un candado dentado para agarrarse al empaque.

Existen varios tipos de sellos y dependerán de las condiciones del pozo tales como presiones, temperaturas, ambientes de exposición, tipos de fluidos de completación, etc.

Receptáculo Pulido (Seal Bore Extension)

Los receptáculos pulidos son un miembro tubular aparte, que son colocados debajo de los empaques permanentes o recuperables con receptáculo pulido. Su propósito es extender el canal de flujo del empaque para poder luego acomodar longitudes mas grandes de sellos. Una completación puede llevar 30 pies de extensiones pulidas o más, esto dependerá de las contracciones o elongaciones que sufrirá la tubería de producción en un trabajo de estimulación.

Extensión de Milado (Millout Extension)

Cuando una empacadura va a ser milada una zapata es usada para tal propósito. Luego de milar las cuñas superiores un spear (herramienta de pesca) es bajada al pozo y esta engancha la extensión de milado y luego es recuperado toda lo demás del pozo.

Completación Monobore 7" para la Inyección de gas a alta Presión en el campo el Furrial

2.3 MOVIMIENTO DE TUBERIAS Y FUERZAS EN EL EMPAQUE

Cambios en la presión y temperatura de fondo pueden causar que la tubería de contraiga o elongue. Este fenómeno debe de ser anticipado y tomado en cuenta para la selección del equipo de fondo de pozo.

Si el movimiento de tubería que se espera es pequeño (unos cuantos pies) este movimiento puede ser compensado colocando peso o tensionando la tubería de producción o simplemente no se toma en cuenta. En el último caso esos cambios en la dimensión de la tubería son transmitidos a fuerzas sobre el empaque. El empaque seleccionado debe ser capaz de soportar dichas fuerzas. Si el empaque no puede soportar las fuerzas inducidas, éste se moverá o desanclará.

Es preferible permitir que la tubería se pueda elongar o contraer, para tal efecto debemos de colocar accesorios para que nos den esa capacidad.

Para cualquier equipo de fondo que se coloque para acomodar el movimiento de tubería, los ingenieros deben de diseñar un sistema que provea las máximas contracciones o elongaciones esperadas con un factor de seguridad aplicado.

2.4 VALVULAS DE SEGURIDAD DE SUBSUELO (SUBSURFACE SAFETY VALVES)

Una válvula de seguridad de subsuelo es un dispositivo de control usado para detener la producción de un pozo en una situación de emergencia, por ejemplo, si el equipo de superficie es dañado o roto. El mecanismo de apertura y cierra de estas válvulas es controlado desde superficie aplicando presión hidráulica hacia una línea que va desde la superficie hasta la válvula.

2.4.1 Válvulas de Seguridad de Control Superficial y de Control Subsuperficial

Las válvulas de subsuelo de control superficial incorporan un pistón en el cual la presión hidráulica actúa para abrir el mecanismo de cierre. Cuando la presión hidráulica es perdida un resorte actúa en dirección opuesta en el pistón para cerrar el mecanismo de cierre.

Las válvulas de seguridad de subsuelo de control subsuperficial son operadas directamente por la presión del pozo y no requieren de línea hidráulica para su operación. Ellas están normalmente abiertas y requieren de condiciones anormales para cerrarse.

Completación Monobore 7" para la Inyección de gas a alta Presión en el campo el Furrial

Están disponibles con mecanismo de cierre de esfera (Ball) y de charnela (Flapper), son recuperables con tubería de producción o con cable de acero. Estan diseñadas para cerrar automáticamente un pozo por debajo de la superficie de la tierra en el momento de un cambio errático en las presiones de la línea de flujo, daño a la cabeza del pozo o mal funcionamiento del equipo superficial. Estas válvulas de seguridad cumplen con las especificaciones API – 14A.

2.5 SELECCION DEL EQUIPO

Las siguientes secciones proporcionan información referente a la selección del equipo.

2.5.1 Requerimientos de diseño

Cada componente que se baje en la completación está basado en varias características operacionales. Por ejemplo, generalmente es necesario establecer el flujo en pozos que fueron completados con fluidos pesados de completación. Esta situación crea el requerimiento de desplazar el fluido de completación. Esto es logrado incluyendo una camisa de circulación encima del empaque mas cercano a superficie.

Otro requerimiento puede ser el de proveer la capacidad de levantamiento artificial por gas para un futuro. Este requerimiento es alcanzado colocando uno o mas mandriles de bolsillo lateral con sus respectivas válvulas ciegas.

Estos dos requerimientos nos muestran como uno debe de planear su completación con antelación y bajar los equipos de fondo de pozo necesario para cubrir necesidades presentes y futuras .

Para la elección de los empaques debemos de tomar en cuenta las condiciones del pozo (presión, temperatura, fluidos, etc.). También se deben de tomar en cuenta los requerimientos operacionales. Las Consideraciones operacionales para la selección de la empaadura se pueden dividir en tres categorías generales:

- Corrida, anclado y espaciamiento
- Producción y tratamiento
- Recuperación del empaque

Debemos de considerar que tipo de empaadura vamos a usar, si es una permanente, la podemos asentar con tubería o con cable eléctrico para eso debemos de saber si el pozo es desviado o no, si posee un fluido de completación pesado o una salmuera liviana.

Completación Monobore 7" para la Inyección de gas a alta Presión en el campo el Furrial

2.5.2 Condiciones del Pozo

Las siguientes secciones proveen información acerca de la influencia que tiene las condiciones del pozo para la selección del equipo.

2.5.2.1 Desviación

En el periodo de la perforación del pozo, la broca perfora verticalmente y también toma un camino helicoidal. Esta divergencia de la posición vertical es llamada desviación y se mide en grados. El termino pozo vertical define a un pozo con muy poca desviación y generalmente no presenta problemas para bajar el equipo de completación. En pozos altamente desviados, pueden ocurrir cambios agudos que son llamados patas de perro (doglegs), estas patas de perro crean una situación difícil cuando se bajan equipos rígidos y largos.. Esta misma situación puede ocurrir en pozos direccionales y horizontales desde el punto donde empieza la desviación (kick-off point) continua con radios cortos. Estos radios cortos similares a las patas de perro pueden crear problemas en herramientas largas y rígidas.

2.5.2.2 Condiciones del Hoyo/Fluido de Completación

Para facilitar la colocación en profundidad, las restricciones en diámetro interno de los forros deben de ser minimizadas o eliminadas y los fluidos deben de haber sido circulados y acondicionados antes que el equipo de completación sea bajado al pozo.

2.5.2.3 Restricciones en el Diámetro Interno de los Forros

Restricciones en el diámetro interno de los forros pueden ser resultado de una costra de lodo, cemento ó sobre torque en las conexiones.

Antes de bajar la completación se debe de limpiar el cemento con broca, bajar molino (dresser mill) y raspadores rotativos. Si se va a usar cable eléctrico para bajar el empaque, un anillo calibrador debe de ser bajado para calibrar los forros, con él también se detectará si ha habido un torque excesivo en las conexiones. Si se detecta, una herramienta llamada "String Mill" debe de ser corrida antes de bajar la completación.

Completación Monobore 7" para la Inyección de gas a alta Presión en el campo el Furrial

2.5.2.4 Fluidos del Pozo

Fluidos no acondicionados pueden desarrollar un esfuerzo de gel o inversamente no puedan mantener sólidos en suspensión. En ambos casos un fluido viscoso, coagulado, semi sólido se puede desarrollar en el fondo, haciendo difícil o imposible bajar el equipo de completación. Una broca y un raspador deben de ser corridos necesariamente para desplazar y acondicionar el fluido en el hoyo.

2.5.3 Consideraciones del Material

Las siguientes secciones dan información referente a los factores que influyen en la selección del material.

2.5.3.1 Consideraciones de Presión y Temperatura para Servicio Normal (Standard)

Cuando se selecciona el equipo de completación, es necesario especificar que este es compatible para ser usado los accesorios tubulares en lo que se refiera a presión de colapso, estallido, y tensión. Desviaciones en estos requerimientos pueden ser costosos si el equipo falla en el fondo del pozo.

Los equipos de servicio estándar tienen los requerimientos mecánicos de API L-80, que son también usados para pozos con H₂S y servicios corrosivos indistintamente de la temperatura. Servicios para temperaturas mayores a 275°F causan degradación de los elastómeros con el tiempo. Es por esto que existen una variedad de elastómeros para las diferentes temperaturas tales como el nitrilo, Aflas, Viton, Chemrez y Kalrez y el EPDM todos estos son capaces de operar a altas temperaturas pero para aplicaciones de alta presión es necesario el uso de backups para prevenir la extrusión del elastómero.

2.5.3.2 Consideraciones del Material para Ambientes Severos

A continuación se detallan los factores que influyen la selección del material en ambientes severos

Completación Monobore 7" para la Inyección de gas a alta Presión en el campo el Furrial

Corrosión del Metal

La presencia de agua, tanto en reservorios de agua o condensados, está estrechamente asociado con la corrosión. La corrosión no puede ocurrir a menos que esté presente un fluido electrolítico conductivo. El electrolito que comúnmente están en el fondo es el agua connata.

Estas aguas comienzan a ser corrosivas cuando son acidificadas por el CO₂, H₂S, fluidos de estimulación o combinación de ellos. La corrosión se incrementa con la producción de agua y cuando el PH del agua se reduce. A temperaturas mayores de 140°F la corrosión disminuye con el incremento de la salinidad. Las regímenes de flujo tienen muy poca influencia en la corrosión. Materiales como 13 Cromo e Inconel son usados en ambientes altamente corrosivos.

Resquebrajamiento del Metal (Metal Embrittlement)

Este término es usado para caracterizar al metal que ha interactuado con su medio ambiente y ha comenzado a ser quebradizo o que parece vidrio. Esta situación es mas común cuando metales no quebradizos empiezan a ser quebradizos después de ser afectados por químicas como el H₂S y agua. Este fenómeno es comúnmente llamado esfuerzo de ruptura del sulfuro (sulfide stress cracking). La NACE (National Association of Corrosion Engineer) ha descrito las propiedades y características para prevenir este fenómeno, el documento se llama NACE standard MR0175 (NACE 1994). Aguas que contienen H₂S disuelto pueden catalizar la entrada de átomos de hidrogeno en ciertos metales susceptibles y en presencia de esfuerzos de tensión, causan el resquebrajamiento. A mayor presión de gas en el pozo y mayor concentración de H₂S en la fase de gas, mayor será la tendencia del hidrogeno a entrar al metal. Cuando una cantidad suficiente de hidrogeno a entrado en un periodo de tiempo el agrietamiento ocurrirá.

Elastómeros

El nitrilo ha probado ser un componente muy bueno para la industria del petróleo para ser usado en los empaques, sin embargo tienen sus limitaciones cuando los ambientes empiezan a ser severos. A temperaturas mayores a 275°F, en presencia de H₂S, de solventes aromáticos tales como el xileno o tolueno, fluidos pesados de completación tales como bromuro de zinc y ácidos como el clorhídrico y fluorhídrico pueden también causar degradación del componente.

Elastómeros como el Viton y Fluorel tienen una resistencia mayor en ambientes hostiles que atacan al nitrilo. Sin embargo aminas orgánicas inhibidoras de corrosión, sistemas de inyección de metanol, y vapor tendrán efectos nocivos en los componentes del viton y fluorel.

Completación Monobore 7" para la Inyección de gas a alta Presión en el campo el Furrial

El Aflas posee resistencia a las aminas orgánicas inhibidoras de corrosión, H₂S, zinc, bromuro de calcio, con una pequeña hinchazón en CO₂, metano y vapor. El aflas no es deseable a temperaturas menores de 100°F y para temperaturas mayores a 325°F, aros de backup deben de ser usados.

El Chemraz y Kalrez tienen gran resistencia al calor, solventes, y ambientes severos. Ambos elastómeros pueden ser usados con aminas orgánicas inhibidoras de corrosión, H₂S, CO₂, metano, solventes aromáticos, y ácidos.

No Elastómeros

Los materiales no elastoméricos usados en las configuraciones de los sellos son comúnmente materiales termoplásticos. Algunos materiales termo endurecidos son usados pero tienen ciertas limitaciones a las altas temperatura, la cual reduce sus propiedades físicas. Ambos materiales tienen excelentes resistencia química. Sin embargo los primeros son los que se usan debido al gran rango de temperatura en el cual pueden trabajar, resistencia química, flexibilidad, etc. Ejemplo de estos materiales son el Ryton, Peek, y Teflón.

2.5.4 Compatibilidad del Equipo

Las siguientes secciones proporcionan información referente a la compatibilidad de los equipos.

2.5.4.1 Compatibilidad Dimensional

En la fase del diseño del sistema de completación es un requerimiento esencial el llevar un récord del tamaño, peso, grado y conexiones de la tubería de completación, profundidad a la cual se anclará el empaque, los diámetros externos máximos y los diámetros internos mínimos del equipo. De igual forma el mínimo diámetro interno de los forros debe de ser conocido. Si diferentes sartas de tuberías revestidoras están en el pozo, el equipo de completación debe de ser compatible con la zona donde será colocado. Antes de que el equipo sea bajado al pozo, cada componente debe de ser cuidadosamente chequeado y medido apuntando todos los diámetros internos, externos así como su longitud. Al igual cualquier equipo extra (tal como esferas para el asentamiento, niples, etc.) que se use debe de ser medido y comparado con el mínimo diámetro interno de la sarta de completación. Los números de parte, números de serie y descripciones pertinentes deben de ser archivadas y puestas en el diagrama de completación.

2.5.4.2 Consideraciones de Instalación

Completación Monobore 7" para la Inyección de gas a alta Presión en el campo el Furrial

Cuando se instale el empaque y accesorios es conveniente no tardarse mucho. La velocidad de bajada es determinada por la luz que se tenga entre la empaadura y la tubería de revestimiento o casing, del fluido que haya en el pozo, la desviación del mismo, etc. Si se baja demasiado rápido puede traer como consecuencia el anclaje prematuro del empaque.

Empaques permanentes pueden ser anclados con tubería o con cable eléctrico, pero en pozos desviados se debe de bajar con tubería ya que si se baja con cable no hay tubería para darle paso y colocarlo en profundidad, de igual manera en presencia de fluidos viscosos se debe de bajar con tubería. Otros factores que influyen en la técnica de instalación son el peso que se lleve en la cola de completación, completaciones que requieran que la empaadura sea anclada y desanclada varias veces y completaciones que requieran instalaciones de múltiples empaques en una sola corrida.

3.0 PROCEDIMIENTO DE COMPLETACION DEL POZO FUL-71IG

1.- Limpiar forros de 9 5/8" y el receptáculo pulido del "tie-back" de 7 3/8" I.D con "Dresser Mill" y raspador rotativo pulir receptáculo del colgador. Repasar donde se encuentre resistencia, hasta pasar libres.

2.- Meter tubería de perforación de 5", de 19.5 #/pie, medida, con bajante del "Compresion Set Packer" y el siguiente equipo de completación (a +/- 10 parejas por hora en forros de 9 5/8").

- Pata de mula de 6 13/16-10 UNS Box.
- Ensamble de sellos para el "tie-back" de 7 3/8".
- Empaque de anclaje por Compresión de 9 5/8" de 47 a 53.5 Lb/pie de 6.00", ID y 8.22" OD.
- Receptáculo pulido de 7 3/8" ID

3.- Localizar "tie-back" de 7 3/8" con los sellos inferiores del ensamblaje. Dejar caer 30,000 Lbs de peso. Probar sellos con 1,500 PSI por el anular por 10 minutos. Comenzar anclaje de empaque de 9 5/8" de la siguiente manera:

- Aplicar 50,000 Lbs sobre la empaadura.
- Tensionar con 10,000 Lbs. para verificar anclaje.
- Poner tubería en posición neutral y proceder a liberar el setting tool, tensionando 58,000# sobre el peso de la sarta.

Completación Monobore 7" para la Inyección de gas a alta Presión en el campo el Furrial

4.- Meter tubería de 7"-35# HYD-533, C-90 medida y "conejeada" con el siguiente equipo de completación:

- Pata de mula.
- Una unidad de sello moldeado de 7 3/8".
- 5 unidades de sello VTR de 7 3/8".
- Espaciador de sellos de 7 3/8".
- Localizador.
- Tubería de 7"-35# hasta la profundidad de la válvula de seguridad.
- Flow coupling 7"-35# HYD 533.
- Válvula de seguridad de tubería, modelo SP-2 a +/- 380 ft (abierta).
- Flow coupling 7"-35# HYD 533.
- Tubería de 7"-35# HYD 533 hasta el colgador.

5.- Localizar el tope del receptáculo pulido de 7 3/8" y dejar caer 20,000 Lbs de peso lentamente. Levantar al peso neutral y probar de la siguiente manera:

- Presionar el anular con 1,500 PSI para probar sellos de 7 3/8".

6.- Espaciar a ± 4 pies por encima del tope del receptáculo pulido de 7 3/8". Cerrar Válvula de seguridad. Conectar línea de control al colgador. Abrir válvula. Colgar tubería.

7.- Quitar BOP's e instalar y probar el árbol de producción del pozo.

8.- Continuar programa del pozo.

Completación Monobore 7" para la Inyección de gas a alta Presión en el campo el Furrial

4.0 DIAGRAMA FINAL DE COMPLETACION DE POZO

Completación Monobore 7" para la Inyección de gas a alta Presión en el campo el Furrial

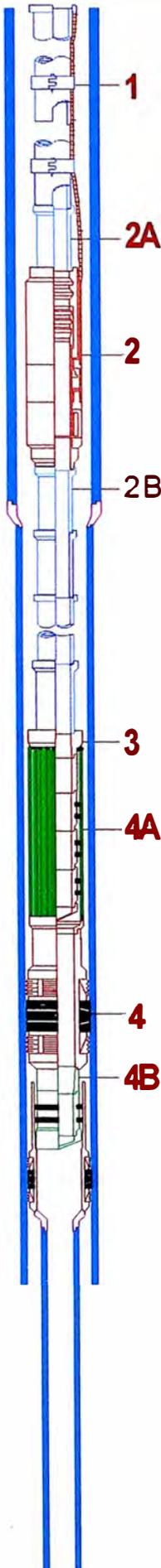


DIAGRAMA FINAL DE COMPLETACION

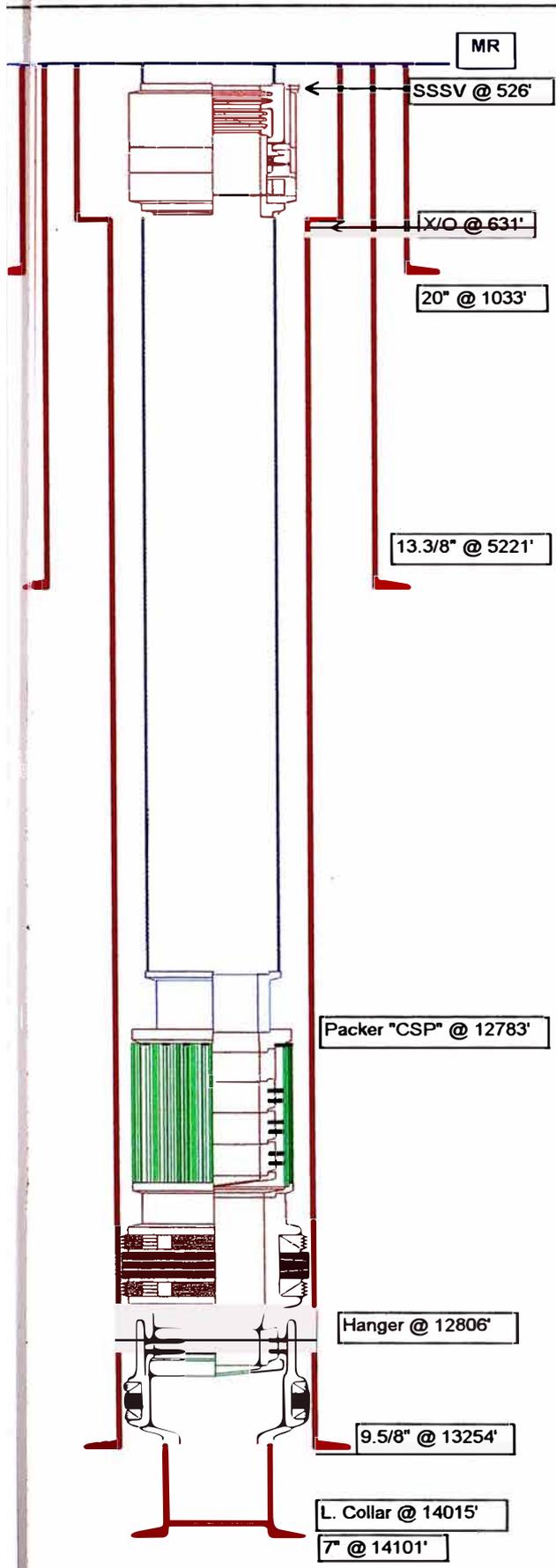
Cliente : PDV
Atención: UNI
POZO : FUL-71 (IG-1)
FORROS: 10 3/4"-55.5# X 9 5/8"-53.5/58.4#
LINER: 7"-35#
TUBING: 7"-35#, HYD 533, C-90

Preparado Por : D. Fernández
Fecha : 21-02-98

ITE M	O.D. (IN.)	I.D. (IN.)	Long. (Ft.)	Desde	Hasta	DESCRIPCION
			31.70	0.00	31.70	Elevacion de la mesa rotaria.
	10.750	6.004	0.70	31.70	32.40	Colgador de tubería.
	7.030	6.004	0.13	32.40	32.53	Doble pin.
1	7.600	6.004	488.17	32.53	520.70	15 tubos de 7"-35#, HYD 533, C-90.
						Sistema de Seguridad
2A	7.620	6.004	5.58	520.70	526.28	Cuello de flujo, 7" HYD 533, C-95 caja-pin. Valvula de seguridad de tubería, 7"-35#, HYD 533, H2S/CO2, modelo "SP"
2	9.420	5.875	10.60	526.28	536.88	
2B	7.584	6.004	5.55	536.88	542.43	Cuello de flujo, 7" HYD 533, C-95 caja-pin.
	7.584	6.004	12234.88	542.43	12,777.31	372 tubos de 7"-35#, HYD 533, C-90.
3						Ensamblaje de sellos de inyeccion
3A	7.600	6.040	1.70	12,777.31	12,779.01	Localizador, 7"-35# HYD 533 caja x 7"-8 UNS pin.
3B	8.280	6.040	1.89	12,779.01	12,780.90	Cuello, 7"-8 UNS caja-Vam-FJL caja
3D	7.335	6.040	18.50	12,780.90	12,799.40	Extension de sellos, 7"-29# Vam-FJL pin-pin. 5 unidades de sellos VTR y un sello moldeado, 7"-29# Vam-FJL box x 6 13/16-10 UNS pin.
3E	7.405	6.040	2.78	12,799.40	12,802.18	
3F	7.350	6.040	0.65	12,802.18	12,802.83	Pata de mula, 6 13/16-10 UNS box.
						Ensamblaje de la empacadura
4A	8.220	7.375	20.06	12,783.01	12,803.07	Receptaculo pulido de 7 3/8" D.I., 7 7/8"-10 uns caja.
4	8.220	6.000	2.93	12,803.07	12,806.00	Empacadura permanente de 9 5/8" 47-53.5# de asentamiento por compresion, modelo "CSP", 7 7/8" 10 uns pin X 7"-8 UNS caja.
4B						Ensamblaje de sellos para el "tie-back"
4BA	7.340	6.040	5.50	12,806.00	12,811.50	Extension de sellos, 7"-8 UNS pin x 6 13/16-10 UNS pin.
4BB	7.405	6.040	1.02	12,811.50	12,812.52	4 unidades de sellos VTR.
4BC	7.335	6.040	0.65	12,812.52	12,813.17	Pata de mula, 6 13/16-10 UNS box.

5.0 ESTADO MECANICO FINAL DEL POZO

ESTADO MECANICO
COMPLETACION SENCILLA INYECCION
Pozo : FUL-71IG



TUBULARES

SUPERFICIE 20"

PESO	GRADO	DESDE	HASTA	ROSCA	OBSERV.
133	X-56	0	1033	Big-omega	

INTERMEDIO 13.3/8"

PESO	GRADO	DESDE	HASTA	ROSCA	OBSERV.
72	N-80	0	5221	Butt/TCII	

PRODUCCION 9.5/8"/10.3/4"

PESO	GRADO	DESDE	HASTA	ROSCA	OBSERV.
55.5	C90	0	631	TCII	10.3/4"
53.5	C90	631	8251	TCII	9.5/8"
53.5	P110	8251	10990	TCII	9.5/8"
58.4	P110	10990	13254	TCII	9.5/8"

LINER 7"

PESO	GRADO	DESDE	HASTA	ROSCA	OBSERV.
35	P110	12806	14101	NK3SB	

COMPLETACION INYECTOR 7"

I.D. (IN.)	Depth (Ft.) from	Depth (Ft.) to	DESCRIPTION
	-	31.70	Elevación mesa rotaria
6.004	31.70	32.40	Colgador de tubería
6.004	32.40	32.53	Pup joint doble pin
6.004	32.53	520.70	15 Tubos de producción de 7"-35#, HYD 533, C-95
Sistema de Seguridad			
6.004	520.70	526.28	Cuello de flujo, 7" HYD 533, C-95 caja-pin.
5.875	526.28	536.88	Valvula de seguridad, 7"-35#, HYD 533, H2S/CO2, modelo "SP"
6.004	536.88	542.43	Cuello de flujo, 7" HYD 533, C-95 caja-pin.
6.004	542.43	12,777.31	372 tubos de producción de 7"-35#, HYD 533, C-95
Ensamblaje de sellos inyeccion			
6.040	12,777.31	12,779.01	Localizador, 7"-35# HYD 533 caja x 7"-8 UNS pin.
6.040	12,779.01	12,779.70	Cuello, 7"-8 UNS caja-caja.
6.020	12,779.70	12,780.90	Adaptador, 7"-8 UNS pin X 7"-29# Vam-FJL caja
6.040	12,780.90	12,799.40	Extension de sellos, 7"-29# Vam-FJL pin-pin.
6.040	12,799.40	12,802.18	5 unidades de sellos VTR y un sello moldeado, 7"-29# Vam-FJL box x 6 13/16-10 UNS pin.
6.040	12,802.18	12,802.83	Pat'e mula, 6 13/16-10 UNS box.
Ensamblaje de la empacadura			
7.375	12,783.01	12,803.07	Receptaculo pulido de 7 3/8" D.I., 7 7/8"-10 uns caja.
6.000	12,803.07	12,806.00	Empacadura permanente de 9 5/8" 47-53.5# de asentamiento por compresion, modelo "CSP", 7 7/8" 10 uns pin X 7"-8 UNS caja.
Ensamblaje sellos del "tie-back"			
6.040	12,806.00	12,811.50	Extension de sellos, 7"-8 UNS pin x 6 13/16-10 UNS pin.
6.040	12,811.50	12,812.52	4 unidades de sellos VTR.
6.040	12,812.52	12,813.17	Pata de mula, 6 13/16-10 UNS box.

6.0 COSTOS

COSTO TANGIBLE: HOYO 26"				COSTO REAL
DESCRIPCION	JTS. CARG.	US\$/JTA	US\$	US\$
REV. 20" - 129,3 LPP/BO	2	4,502.00	9,004.00	97,018.00
REV. 20"- 94 LPP/BO	23	3,531.00	81,213.00	
ZAPATA DE 20"	1	1,326.53	1,326.53	1,326.53
CENTRALIZADORES DE 20"	12	24.49	293.88	244.90
STOP COLLAR 20"	2	9.18	18.36	
CABEZAL SECCION "A"	1	25,000.00	25,000.00	25,000.00
TOTAL ==>			116,855.77	123,589.43

TANGIBLE HOYO DE 26" + 25%	146,069.71
-----------------------------------	-------------------

COSTO TANGIBLE: HOYO 17 1/2"				COSTO REAL
DESCRIPCION	JTS. CARG.	US\$/JTA	US\$	US\$
REV. 13 3/8" - 72 LPP/P-110/BDS	130	1,422.00	184,860.00	28,440.00
REV. 13 3/8" - 72 LPP/N-80/BTTS	15	1,689.00	25,335.00	165,522.00
ZAPATA DE 13 3/8"	1	1,326.53	1,326.53	1,233.93
CENTRALIZADORES DE 13 3/8"	25	30.61	765.25	581.63
STOP COLLAR 13 3/8"	5	12.24	61.20	
CUELLO FLOTADOR 13 3/8"	1	1,326.53	1,326.53	1,349.85
CABEZAL SECCION "B"	1	12,000.00	12,000.00	12,000.00
CABEZAL SECCION "C"	1	80,000.00	80,000.00	80,000.00
TOTAL ==>			305,674.51	289,127.41

TANGIBLE HOYO DE 17 1/2" + 25%	382,093.14
---------------------------------------	-------------------

COSTO TANGIBLE: HOYO 12 1/4"				COSTO REAL
DESCRIPCION	JTS. CARG.	US\$/JTA	US\$	US\$
REV. 9 5/8" - 47 LPP/NK-3SB	135	1,000.00	135,000.00	145,000.00
REV. 9 5/8" - 58,4 LPP/TC-II	180	1,036.00	186,480.00	92,494.00
REV. 9 5/8" - 53,5 LPP/TC-II	50	1,200.00	60,000.00	303,905.00
REV. 10 3/4" - 55,5 LPP/TC-II	14	1,434.91	20,088.74	35,388.74
ZAPATA DE 9 5/8"	1	918.37	918.37	819.16
CENTRALIZADORES DE 9 5/8"	50	15.31	765.50	765.50
CENTRALIZADORES SOLIDOS DE 9 5/8"	25	10.20	255.00	255.00
CUELLO FLOTADOR 9 5/8"	1	918.37	918.37	1,209.80
CABEZAL SECCION "D"	1		94,000.00	104,447.00
BONETT 11 1/16	1		15,000.00	15,000.00
TOTAL ==>			513,425.98	699,284.20

TANGIBLE HOYO DE 12 1/4" + 25%	641,782.48
---------------------------------------	-------------------

COSTO TANGIBLE: HOYO 8 3/8"				COSTO REAL
DESCRIPCION	JTS. CARG.	US\$/JTA	US\$	US\$
REV. 7" - 35 LPP/NK-3SB	35	750.00	26,250.00	22,500.00
REV. 7" - 29LPP			0.00	0.00
COLGADOR 9 5/82 X 7",ZAPATA Y CUELLO	1	20,000.00	20,000.00	6,122.45
ZAPATA DE 7"			0.00	
CENTRALIZADORES SOLIDOS 7X8"	13	199.50	2,593.50	3,880.00
STOP COLLAR 7"	10	9.18	91.80	864.59
CENTRALIZADORES DE 7"	30	7.14		
TOTAL ==>			48,935.30	33,367.04

TANGIBLE HOYO DE 8 3/8" + 25%	61,169.13
--------------------------------------	------------------

COSTO TANGIBLE COMPLETACION				COSTO REAL
DESCRIPCION	JTS. CARG.	US\$/JTA	US\$	US\$
NIPLE PIN-PIN DE 7"	1	244.90	244.90	244.90
NIPLES DE 2',4,6,8 Y 10 DE 7"	10	244.90	2,449.00	2,449.00
NIPLE DE ASIENTO X	1	857.14	857.14	857.14
CUELLO DE FLUJO 4 1/2" L-*80	2	857.14	1,714.28	1,717.00
TUBERIA DE INYECCION 7"	550	345.94	190,267.00	190,817.00
EMPACADURA PERM. 9 5/8"	1	57,248.81	57,248.81	57,248.81
LOCALIZADOR 7" HYDRILL 533 CAJA	1	1,821.62	1,821.62	1,821.62
TUBO ESPACIADOR 22', 7.313" OD, 6.004" ID	1	7,331.10	7,331.10	7,331.10
UNIDADES DE SELLO V-RATY	1	23,102.66	23,102.66	23,102.66
NIPLE BISELADO	1	897.11	897.11	897.11
TUBING RETIEVABLE SUBSURFACE SAFETY VALVE 7"	1	224,690.69	224,690.69	224,690.69
CUELLOS DE FLUJO 7", 35 LPP	2	6,640.26	13,280.52	13,280.52
LINEA DE CONTROL DE 1/4", 500 FT	1	4,793.44	4,793.44	4,793.44
CONTROL LINE GLAND CON COLLAR PARA INT. EN 7".	1	241.98	241.98	241.98
GUARDA LINEA CLAMP	15	172.14	2,582.10	2,582.10
PANEL DE CONTROL DE SUPERFICIE Y SIST. SEGURIDAD	1	41,222.80	41,222.80	41,222.80
PANEL DE CONTROL Y LLAVE DE INST. SUPERFICIE	1	26,748.05	26,748.05	26,748.05
TANQUE RECEPTOR P' PANEL DE CONTROL DE ARRANQUE	1	16,248.32	16,248.32	16,248.32
CABEZAL SECCION "F"	1	145,000.00	145,000.00	145,000.00
TOTAL ==>			760,741.52	761,294.24

TANGIBLE COMPLETACION + 25%	950,926.90
------------------------------------	-------------------

ESTIMADOS DE COSTOS
LOCALIZACIÓN : FUL - S30 - W16NF (IG1) (FUL-71IG)
TALADRO HP - 116 . DIRECCIONAL

	MUDANZA / DIAS : 11.67			HOYO 26" / DIAS : 5.92			HOYO 17 1/2" / DIAS : 13			HOYO 12 1/4" / DIAS : 25		
	COSTO			COSTO			COSTO			COSTO		
	M\$	MM Bs	EQ.M\$.	M\$	MM Bs	EQ.M\$.	M\$	MM Bs	EQ.M\$.	M\$	MM Bs	EQ.M\$.
TASA DIARIO TALADRO	79.20	43.49	167.95	39.60	21.74	83.98	85.80	47.11	181.95	165.00	90.60	349.90
MOVILIZACION	-	58.00	118.37									
OTROS SERVICIOS ALIANZA/INTEGRADOS	3.45	0.71	4.89	1.40	2.91	7.35	29.48	11.50	52.96	43.32	25.51	95.38
FLUIDO PERFORACION	-	-	-	-	3.55	7.25	-	50.97	104.02	-	143.31	292.48
DIRECCIONAL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	170.10	9.06	188.60
MECHAS + AMPLIADOR	-	-	-	-	9.90	20.20	35.60	-	35.60	-	27.50	56.12
NUCLEO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CEMENTACION / PRUEBA DE INTEGRIDAD	-	-	-	12.80	6.37	25.80	40.61	19.79	80.99	98.38	38.23	176.41
REGISTROS	-	-	-	-	-	-	10.74	3.43	17.73	42.67	13.98	71.20
TRATAMIENTOS DE EFLUENTES	-	0.80	1.63	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EQ. CONTROL DE SOLIDOS	-	-	-	-	20.15	41.11	28.95	31.50	93.23	118.46	92.98	308.21
ASESORIA HP	34.80	1.87	38.62	17.40	0.94	19.31	37.70	2.03	41.84	72.56	3.89	80.50
ASESORIA ALIANZA/ INTEGRADOS	24.97	1.68	28.40	12.49	0.84	14.20	27.05	1.82	30.77	52.03	3.50	59.17
TANGIBLES	-	-	-	122.02	0.77	123.59	285.96	1.55	289.13	436.91	128.56	699.28
LAGOVEN	-	7.63	15.57	-	5.25	10.71	-	12.52	25.56	-	28.30	57.76
COSTO	142.42	114.17	375.43	205.71	72.42	353.50	581.89	182.22	953.77	1,199.43	605.43	2,435.01
GASTOS ADMINISTRATIVOS												
COSTO ESTIMADO	79.20	121.44	327.03	250.79	51.50	355.89	731.88	148.36	1,034.66	1,597.23	321.99	2,254.36

DETALLES	HOYO 8 3/8" / DIAS : 31.46			COMPLETACION / DIAS : 10.04			TOTAL POZO / Dias: 97.09		
	COSTO			COSTO			COSTO		
	M\$	MM Bs	EQ.M\$.	M\$	MM Bs	EQ.M\$.	M\$	MM Bs	EQ.M\$.
TASA DIARIO TALADRO	211.20	115.97	447.87	66.00	36.24	139.96	646.80	355.15	1371.60
MOVILIZACION							-	58.00	118.37
OTROS SERVICIOS ALIANZA/INTEGRADOS	46.76	12.23	71.71	33.97	14.43	63.42	158.38	67.29	295.71
FLUIDO PERFORACION	-	105.55	215.41	-	1.45	2.95	-	304.83	622.11
DIRECCIONAL	-	-	-	-	-	-	170.10	9.06	188.60
MECHAS + AMPLIADOR	65.80	-	65.80	-	-	-	101.40	37.40	177.73
NUCLEO	96.60	12.08	121.24				96.60	12.08	121.24
CEMENTACION / PRUEBA DE INTEGRIDAD	44.83	14.3	73.95	11.72	3.69	19.25	208.34	82	376.40
REGISTROS	152.31	48.05	250.37	56.46	14.27	85.58	262.18	79.72	424.88
TRATAMIENTOS DE EFLUENTES							-	0.80	1.63
EQ. CONTROL DE SOLIDOS	63.88	53.81	173.70	31.21	17.45	66.83	242.51	215.88	683.08
ASESORIA HP	92.90	4.97	103.05	29.03	1.55	32.20	284.39	15.25	315.51
ASESORIA ALIANZA/ INTEGRADOS	66.59	4.48	75.73	20.81	1.40	23.67	203.94	13.72	231.94
TANGIBLES	22.50	5.32	33.37	145.00	301.98	761.29	1,012.39	438.19	1906.66
LAGOVEN	-	22.62	46.16	-	6.36	12.98	-	82.68	168.74
COSTO	863.37	399.34	1678.35	394.20	398.83	1208.13	3,387.03	1,772.41	7,004.20
COSTO ESTIMADO	1,116.29	339.34	1,808.82	1,215.04	641.17	2,523.55	4,990.42	1,623.80	8,304.31

7.0 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Para esta clase de proyectos que involucran varias líneas de servicio y más de una compañía, es de suma importancia la constante comunicación y el trabajo en equipo para lograr un trabajo satisfactorio.

Siempre antes de bajar cualquier equipo al pozo es recomendable medir el equipo de completación junto al Ingeniero de la compañía que contrata los servicios y con él verificar todos los diámetros internos, diámetros externos y longitudes de cada parte de la completación así como también hacer una inspección física del estado de los equipos.

En el supuesto caso de que al momento de bajar el equipo de completación, empezara a salir fluido por la tubería, se debe detener las operaciones ya que ésto es un síntoma inequívoco de que el empaque se esta pre - asentando y en conjunto con el Ingeniero de la compañía contratante, tomar una decisión al respecto.

Para el presente caso, el tiempo real fue superior en 36 horas al estimado, la decisión que se tomó fué de bajar con sumo cuidado el equipo ya que era la ultima parte del proceso, teníamos mas de 10 días de tiempo ahorrado y no queríamos tener ningún problema operacional.

El pozo FUL-71IG en un principio quedó como productor, pero actualmente ya está trabajando como pozo inyector, según las últimas pruebas echas al pozo se ha comprobado que se está inyectando 58 millones de pies cúbicos de gas por día y a una presión de 6300 psi.

El bajante del empaque Permanente fue modificado, en un principio la manera de liberarlo era por rotación pero debido a una mala experiencia en un pozo anterior se decidió que en lugar de la rosca se coloquen pines de corte.

Al final del trabajo el cliente quedo sumamente satisfecho con la labor realizada por Halliburton de Venezuela y debido a que el equipo usado para la completación cubría totalmente sus expectativas nos compraron el equipo para el siguiente pozo inyector el FUL-72.

Completación Monobore 7" para la Inyección de gas a alta Presión en el campo el Furrial

El Costo del equipo de completación fue de US\$ 413,667.00, el cual incluyo lo siguiente:

Empaque Permanente de 9 5/8"

Localizador 7" HYDRILL 533 Caja

Tubo Espaciador 22', 7.313" OD, 6.004" ID

Unidades de Sello VTR

Niple Biselado

Válvula de Seguridad de Tubería de 7"

2 Cuellos de Flujo 7", 35 LPP

Línea de Control de 1/4", 500 FT

Protectores de Línea de 7".

Panel de Control y Accesorios.

8.0 ANEXOS

8.1 GLOSARIO

BHA	Ensamble de fondo de pozo
BOP	Preventor de Reventones
Casing	Tubería de Revestimiento
Empaque	Packer
Lagoven	Filial de Petróleos de Venezuela
Mechas	Brocas
Monobore	De un solo diámetro
Multishot	Herramienta direccional de varios disparos
Naricual Superior/ Medio	Arenas productoras
Protectores de Línea	Grapas usadas para mantener rígida la línea de control que va desde superficie hasta la válvula de seguridad.
Singleshot	Herramienta direccional de un solo disparo
Taladro	Equipo de Perforación
Tubing	Tubería de Producción

8.2 GEOLOGIA

8.2.1 Objetivo

Se presenta a continuación, las principales características geológicas de las formaciones atravesadas durante la perforación.

8.2.2 Columna Estratigráfica

FORMACION	PROFUNDIDAD			
	Programa (TVD) (pies)	Programa (MD) (pies)	Real (TVD) (pies)	Real (MD) (pies)
Las Piedras	Superficie	Superficie	Superficie	Superficie
La Pica	4898	4898	4898	4898
Zona de transición	5198	5198	5120	5120
Carapita	7448	7448	7220	7220
Marcador E1	12748	12880	12860	12976
Marcador E2"	12888	13020	13018	13134
Naricual Superior	12998	13130	13142	13258
Naricual Medio	13473	13605	13514	13630
Naricual Inferior	13873	14005	13910	14026
Profundidad Final	13873	14005	13985	14101

8.2.3 Control Geológico (Mud Logging)

El control geológico y los parámetros de perforación fueron controlados con la unidad computarizada Drillbyte 177 de la compañía Baker Hughes Inteq a partir de 2000 pies y hasta profundidad final (14101').

8.2.4 REGISTROS

DIAMETRO HOYO (plg)	TRAMO (pies)	TIPO DE REGISTRO	ESCALA
13.3/8	5225 - 1033	Inducción-Gamma Ray-Caliper	1:500; 1:200
12-1/4	13165 -5222	Inducción- Gamma Ray-Caliper	1:500
Revestidor 9-5/8"	13107 - 4900	CBL-VDL-GR-Temperatura	1:500
8-3/8	14028 -13208	Inducción-Densidad-Neutron-GR	1:200
8-3/8	14028 -13208	Resonancia Magnética (MRIL)	
8-3/8	14028 - 13208	Gamma Ray Spectral	
8-3/8	14064 - 13208	Sónico Dipolar-Dipmeter	1:500
8-3/8	14009 - 13208	Imágenes Ultrasónicas (UBI)	
8-3/8	13934 - 13270	Probador Dinámico Modular (MDT)	
liner 7"	13960 - 12745	Cast V-CBL-VDL-GR-CCL	1:200

8.3 PERFORACION

8.3.1 Descripción del Equipo de Perforación

Equipo	H&P-116 Pyramid (Mástil tipo Cantilever)
Altura	152 pies, base de 30 pies
Capacidad	1.600.000 Lbs.
Subestructura	Pyramid (Upswing)
Altura	30 pies x Ancho 35 pies
Capacidad	1.500.000 Lbs (revestidor), 800.000 Lbs (tubería perforación)
Mesa Rotaria	Oil Well A-37.5, 37.1/2", 650 Toneladas de carga
Bloque Viajero	Ideco TB-750-7-60 (750 Ton. x 14 Líneas 1.1/2")
Gancho	Byron Jackson 5750, 750 Ton.
Corona	Pyramid 1.600.000 Lbs., 8 Poleas
Swivel	National P-650, Válvula TIW - Upper Kelly Cock
Kelly	Drilco, 5.1/4" x 46' Hexagonal 4.1/2" IF c/2 válvulas Kellyguard 10000 psi, Kelly Spinner
Malacate	Oil Well E-3000, 3000 HP, con freno auxiliar Baylor 7838, con 3 motores eléctricos de 1600 HP c/u. Guaya de 1.1/2". Freno eléctrico y consola de perforador
Bombas Lodo	3 unidades National 12P-160 Triplex, 1600 HP c/u, con 6 motores (2 por cada bomba).
Total	2000 HP por Bomba. Camisas: 7.1/2", 6.1/2", 5.1/2" x 12"
Motores	3 unidades Caterpillar EMD Motor Diesel de 1.650 HP cada uno
Generadores	4 unidades EMD 2525, 2.625 KVA, 2.400 HP, con cuatro SCR por cada Generador (Tipo AC)
Compresores	2 Unidades Gardner Denver ADL-1003, 77 pies ³ /min., 125 psi.
Material Tubular:	3 piezas PM 10" x 3" ; 30 piezas PM 8" x 2.13/16" ; 30 piezas PM 6.1/2" x 2 1/4" ; 1200 pies HW-DP 5" x 3", 49.3 Lbs/pie ; 20000 pies tubería de perforación 5" Grado E - S, 19.5 Lbs/pie

Completación Monobore 7" para la Inyección de gas a alta Presión en el campo el Furrial

Preventores	Unidad Hydril Anular de 21.1/4"x2000 psi
	Unidad Hydril "GL" 13.5/8" x 5000 psi
	Unidad CIW "U" Doble 13.5/8" x 10000 psi
	Unidad Doble Ram 21.1/4" x 2000 psi
	Unidad CIW "U" Sencillo 13.5/8" x 10000 psi
	2 Juegos de rams: Ciego, 3 1/2", 5", 7", 9.5/8"
Adapter Flange	1 pieza 13 5/8"-10000 psi x 13 5/8"-5000 psi
	1 pieza 13 5/8"-10000 psi x 11"-5000 psi
	1 pieza 13 5/8"-10000 psi x 7 1/16"-5000 psi
Acumulador	Koomey 225 galones, 3000 psi., con 10 estaciones de control, dos
	Remotos
ECS	2 Desilter Swaco, 1 Desgasser Electro-flow, 2 Mud cleaner Swaco

Completación Monobore 7" para la Inyección de gas a alta Presión en el campo el Furrrial

8.3.2 Ensamblajes de Fondo

Diám. (plg)	Intervalo (pies)	Estabiliza ción (pies)	Descripción	Long. (pies)	Objetivo	Resultado
26	30 - 1040	60	Broca + BS + 2 PM 9 1/2" + STB 26" + 1 DC 9.1/2" + XO + 3PM 8" + XO + 3 PM 6.1/2"+ 6 HWDP 5"	611.64	Verticalidad	¾°
17.1/2	1040 - 5225	60 - 90	Broca 17.1/2" + BS + 2 PM 9.1/2"+ STB 17.1/2" + 1 PM 9.1/2" + STB 17.1/2" + 1 PM 9.1/2" + XO + 3 PM 8" + Martillo 7.3/4"+ 1 PM 8" + XO + 3 PM 6.1/2" + 6 HWDP 5"	621.76	Verticalidad	1.13° N77.85E
12.1/4	5225 - 6505	0 - 30 - 60	Broca PDC+ Near Bit 12.1/8" + Monel 8" + STB 12.1/16" + 1 PM 8" + STB 12.1/16" + 2 PM 8" + Martillo 7.3/4" + 1 PM 8" + X/O + 3 PM 6.1/2" + 15 HWDP 5"	744.00	Verticalidad	0.7° N2.59E
12.1/4	6505 - 11583	0 - 20 - 50	Broca PDC + MF 7.3/4"(estabilizado) + STB 12.1/4" + Float Sub 8" + MWD HDS1 8" + STB 12.1/8"+ Monel 7.3/4" + 2 PM 8" + Martillo 7.3/4" + 1 PM 8" + XO + 3 PM 6.1/2" + 15 HWDP 5"	769.50	Perforación Dirigida	Max.Ang 19.7° Final 4.02°
12.1/4	11583 - 13216	30 - 60	Broca PDC+ MF 7.3/4"+STB 12.1/4" + Float Sub 8" + MWD HDS1 8" + STB 12.1/4" + Monel 7.3/4" + 2 PM8" + Martillo 7.3/4" + 1 PM 8" + XO + 3 PM 6.1/2" + 15 HWDP 5"	769.83	Verticalizar	1.29° N35.2E
12.1/4	13216 -13255	30 - 60	Broca PDC + BS 8" + Monel 8" + STB 12.1/8" + PM 8" + STB 12.1/8" + 3 PM 8" + Martillo 7.3/4" + 1 PM 8" + XO + 3 PM 6.1/2" + 15 HWDP 5"	777.87	Ajustar punto de casing	Ok.
8.3/8"	13255 - 13315	30 - 60	Broca + BS 6.11/16"+ PM 6.1/2"+STB 8.5/16"+ PM 6.1/2"+ STB 8.5/16"+ PM 6.1/2"+ 20 HW 5"+ Martillo 6.1/4"+ 5 HWDP5"	889.93	Verticalidad	0.70° N52.32E
8.3/8	13315 - 13507	0-30-60-90	Corona + STB 8.5/16" + Porta Núcleos 6.3/4"x4"+ STB 8.5/16" + Porta Núcleo 6.3/4"x4"+STB 8.5/16"+Porta Núcleo 6.3/4" x 4"+ STB 8.5/16" + Safety Joint 6.3/4"*4.1/2" + 21 HWDP 5" + Martillo 6.1/4"+ 5 HWDP 5"	908.59	Verticalidad Corte núcleo	0.78° N47.85E Efic. Recup.99%
8.3/8	13507 - 13510 13600 - 13601	30 - 60	Broca + Cesta 6.15/16"+ bit sub 6.3/4" + 1 PM 6.1/2" + STB 8.5/16"+ 1PM 6.1/2"+ STB 8.5/16"+ 1 PM 6.1/2"+ 21 HWDP 5" + Martillo 6.1/4"+ 5 HWDP 5"	921.95	Viaje de limpieza	
8.3/8	13510 - 13600 13601 -14101	0-30-60-90	Corona + STB 8.5/16" + Porta Núcleos 6.3/4"x4"+ STB 8.5/16" + Porta Núcleo 6.3/4"x4"+STB 8.5/16"+Porta Núcleo 6.3/4" x 4"+ STB 8.5/16" + Safety Joint 6.3/4"*4.1/2" + 21 HWDP 5" + Martillo	908.59	Verticalidad Corte núcleo	0.54° S19.81E Efic. Rec

Completación Monobore 7" para la inyección de gas a alta Presión en el campo el Furríal

Díam. (plg)	Intervalo (pies)	Estabiliza ción (pies)	Descripción	Long. (pies)	Objetivo	Resultado
			6.1/4"+ 5 HWDP 5"			97.1%

Completación Monobore 7" para la Inyección de gas a alta Presión en el campo el Furriá

8.3.3 Registro de Brocas

NUM.	DIAM pulg.	TIPO	PROF.	PIES PERF	HORAS ROT.	ROP	CHORROS	WOB	RPM	CAUDAL	PRESION	EVALUACION		
												T	B	G
1	26	DSJC	1040	1010	42	24	3x16, 1x14	15-20	120	980	1780	1	1	IG
2	17.1/2	GTXCG1	4460	3420	119	28.7	14, 16,2x15	15-25	140-160	835	2300	1	1	IG
3	17.1/2	GTXCG1	5225	865	53	14.4	14,15,2x16	20-30	140-150	835	2400	2	2	IG
4	12.1/4	DS103HG	6505	1280	26.5	41.3	7x11	20-30	120-130	545	3600	5%		IG
4R(1)	12.1/4	DS103HG	13216	6711	215.5	33.2	4x14, 3x15	5-15	80+150	477	3650	15%		IG
4R(2)	12.1/4	DS103HG	13255	39	4.5	8.7	4x14, 3x15	5-12	80-120	541	3750	15%		IG
5	8.3/8	ATM22G	13315	60	12.5	4.8	3x12	10-15	80-120	351	2350	1	1	IG
6	8.3/8	CD93	13376	61	2.5	24.4	9 de 10/32	5-15	80	200	990	2%		
6R(1)	8.3/8	CD93	13418	42	3.5	12	9 de 10/32	15	80	200	1100	3%		
6R(2)	8.3/8	CD93	13472	54	3.5	15.4	9 de 10/32	10	80	200	800	4%		
6R(3)	8.3/8	CD93	13507	35	4.0	8.8	9 de 10/32	10	80	200	800	5%		
7R(1)	8.3/8	SDGH	13510	3	0.16	18.8	3x15	1-3	42	302	1300	0	0	IG
6R(4)	8.3/8	CD93	13600	90	3.0	30	9 de 10/32	10	80	200	750	6%		
7R(2)	8.3/8	SDGH	13601	1	0.1	10	3x15	1-4	44	327	1660	0	0	IG
6R(5)	8.3/8	CD93	13691	90	4.5	20	9 de 10/32	10	80	200	800	8%		
6R(6)	8.3/8	CD93	13738	47	5.0	9.4	9 de 10/32	10	80	200	800	10%		
6R(7)	8.3/8	CD93	13828	90	4.0	22.5	9 de 10/32	10-12	80-90	200	800	20%		
6R(8)	8.3/8	CD93	13920	92	4.0	23.0	9 de 10/32	10-12	90	200	800	20%		
6R(9)	8.3/8	CD93	14011	91	7.0	13.0	9 de 10/32	10-20	90-120	200	750	40%		
8R	8.3/8	CD93	14101	90	5.5	16.4	9 de 10/32	10-20	90-120	200	900	100%		

Completación Monobore 7" para la Inyección de gas a alta Presión en el campo el Furrial

8.3.4 Revestidores

Diam. (plg)	Tramo (pies)	Longitud (pies)	Características	Factores de seguridad mínimos			
				Colapso	Estall.	Tensión	Triaxial
20	0 – 1033	1033	X-56 133 Lbs/pie Big-Omega	5.6	5.85	6.52	6.85
13.3/8	0 – 5221	5221	P110, N80 72 Lbs/pie Butt, TCII	1.95	1.64	3.92	2.23
10.3/4	0 - 631	631	C90 55.5 lpp TC II	7.87	1.01	2.02	1.26
9.5/8	631-8251	7620	C90 53.5 lpp TC II	1.53	1.16	2.24	1.44
9.5/8	8251-10990	2739	P110 53.5 lpp TC II	1.45	1.37	3.79	1.70
9.5/8	10990-13254	2264	P110 58.4 lpp TC II	1.50	1.45	4.30	1.79
7	12806-14101	1295	P110 35 lpp NK3SB	1.61	1.18	6.62	2.11
7 *	0-12806	12806	C95 35 lpp Hyd.533	1.53	1.27	1.15	1.30

- Tubería de Completación de 7" (tie-back).

Completación Monobore 7" para la Inyección de gas a alta Presión en el campo el Furrial

8.3.5 Cementación

8.3.5.1 Revestidor de 20"

Compañía	Halliburton
Espaciadores	80 Bbls de agua con 3% CaCl ₂ .
Lechada de llenado	130 Bbls (360 sacos) cemento clase A, Densidad 12.5 lpg con 2% MSSA + 0.25% Dair-1.
Lechada de cola	77 Bbls (370 sacos) cemento clase A; densidad 15.6 lpg con 0.5 % CaCl ₂ .
Herramienta especial	Stinger
Operación	Bombeó 80 Bbls de agua con 3 % CaCl ₂ + Lechada de llenado + Lechada de cola. Desplazo con 5 Bbls de agua + 22 Bbls de lodo por tubería y 5 Bbls de lodo por anular entre Revestidor 20" - DP 5". Efectuó top job con 200 sxs de cemento clase "A".

8.3.5.2 Revestidor de 13.3/8"

Compañía	Halliburton
Espaciadores	60 Bbls de Mud Flush, Densidad 8.3 lpg + 40 Bbls Dual Spacer, Densidad 11.3 lpg.
Lechada de Llenado	561 Bbls (1530 sacos cemento clase "A" + 1.5 % Metasilicato de sodio + 0.25 % Diar 1 + 0.25 % HR-5. Densidad 12.5 lpg).
Lechada de Cola	174 Bbls (780 sacos cemento clase "A" + 0.85 % Halad 322; Densidad 15.6 lpg).
Operación	Bombeo 60 Bbls Mud Flush + 40 Bbls Dual Spacer, densidad 11.3 lpg, soltó tapón rojo, + Lechada de llenado + Lechada de cola, soltó tapón negro, desplazó con 5 Bbls agua + 754 Bbls lodo, densidad 10.2 lpg. Presión asentamiento tapón: 1200 psi. Contraflujo: 5 Bbls.
Nota	Al finalizar el desplazamiento, observó lodo contaminado con cemento ± 20 Bbls.

Completación Monobore 7" para la Inyección de gas a alta Presión en el campo el Furrial

8.3.5.3 Revestidor de 9-5/8"

Compañía	Halliburton
Espaciadores	100 Bbls de lodo densidad 16.4 lpg con 80 Lbs/bbl MPPC + 85 Bbls Dual Spacer Mixing Special, densidad 16.8 lpg.
Lechada de llenado	453 Bbls (1650 sacos) cemento Mara Petrolero clase H + 35 % SSA-1 + 18.3 lbs/saco Hi Dense No 4 + 0.45 % LWL + 0.8% CFR-3 + 0.3 % Halad 413 + agua fresca, densidad 16.9 lpg.
Lechada de cola	70 Bbls (250 sacos) cemento Mara Petrolero + 35 % SSA-1 + 28 lbs/saco Hi Dense No 4 + 0.35 % LWL + 0.9 % CFR-3 + 0.3 % Gas Stop + agua fresca, densidad 17.4 lpg
Operación	Bombeo 100 Bbls de lodo con 80 Lbs/bbl de MPPC + 80 Bbls de Dual Spacer Mixing Special, soltó tapón blando + lechada de llenado + lechada de cola . Soltó tapón negro y desplazó con 5 Bbls de Dual Spacer + 937 Bbls de lodo (densidad 14.5 lpg) a 6 bpm (últimos 60 Bbls a 2 bpm). Presión de llegada del tapón 2100 psi, asentó con 2600 psi. Desfogo presión retornando 10 Bbls. Pozo quedó cerrado en cabeza sin presión.
Nota	Luego de bajar el revestidor, observó pérdida de circulación parcial, paró el bombeo, homogeneizó lodo en los tanques a 14.5 lpg. Inició la cementación con pérdida de circulación total; durante el desplazamiento se observó ligero retorno (10 Bbls). Mantuvo pozo cerrado por 21.5 hrs, observó ligera disminución en el nivel del anular, llenó con 36 Bbls de lodo de 14.0 lpg, hasta alcanzar condiciones estáticas.

Completación Monobore 7" para la Inyección de gas a alta Presión en el campo el Furrrial

8.3.5.4 Liner de 7"

Compañía	Halliburton
Espaciadores	50 Bbls de Dual Spacer Mixing Special , densidad 13.0 lpg
Lechada Unica	54 Bbls (200 sacos) cemento clase "G" Asland importado + 35 % SSA-1 + 0.6 % Gas Stop + 0.25 % Halad-344 + 0.65 % CFR-3 + 0.3 % HR-12 + DAIR-1 + agua fresca, densidad 15.8 lpg.
Operación	Mezcló 50 Bbls de espaciador Dual Spacer Mixing Special, bombeó 45 Bbls a 5 bpm + 54 Bbls lechada única a 6 bpm. Soltó tapón de drill pipe y desplazó con 5 Bbls de espaciador Dual Spacer a 5 bpm + 203 Bbls de lodo de 12.4 lpg a 6 bpm + 17 Bbls de lodo a 2 bpm. Observó ruptura de pines del liner wiper plug con 1750 psi, continuó desplazando con 43 Bbls de lodo de 12.4 lpg a 2 bpm. Tapones llegaron al landing collar con 900 psi, asentó con 1800 psi. Desfogó presión retornando 2 Bbls, comprobó funcionamiento de equipos de flotación.
Notas	<p>Sacó 12 parejas de tubería y cerró pozo con 200 psi por espacio de 8 hrs para fraguado de cemento.</p> <p>Para efectuar la cementación fue necesario incrementar la densidad del lodo de 12.3 lpg a 12.4 lpg con el fin de controlar la intrusión de gas al pozo. Realizó cementación con 150 unidades de gas estabilizadas.</p>

Completación Monobore 7" para la Inyección de gas a alta Presión en el campo el Furrrial

8.4 Fluido de Perforación

Intervalo (pies)	0 – 1040'	1040 - 5225'	5225 –13255	13255 - 14101'
Tipo de Fluido	Agua Gel	K Mag	Versacore	Versacore
Densidad (lpg)	8.7 - 9.3	8.9 - 10.2	15.0 - 16.4	11.5-11.4-12.4
V.Embudo(s/vol)	44 - 47	35 - 53	66 - 75	48 - 64
VP (cps)	9 - 12	5 - 18	34 - 48	17 - 25
PC(lb/100pies ²)	17 - 22	6 - 14	12 - 16	9 - 6
MBT	15 - 25	12.5 - 35		
Geles(lbs/100 pies ²)	13 - 29	7/18 - 4/31	18/26 - 12/32	10/20 - 12/22
Filtrado API/HP/HT	S/C	12-6	4.0 - 5.8	3.0 - 4.0
Revoque (1/32)		1 – 2	1 - 2	2
PH		11-10		
Arena (%vol)	0.25	trz - 0.2		
Sólidos (%vol)		6.0 - 14.0	28 - 36	20 - 30
Aceite (%vol)		-	72 - 64	78 - 67
Agua (%vol)		94 – 86	0 - 2	2 – 3
Aceite/Agua				
Estab. Eléctrica			>2000	>2000

Completación Monobore 7" para la Inyección de gas a alta Presión en el campo el Furril

8.5 Control Direccional

8.5.1 Totcos / Single shots

Totco @ 1040' ¾°
 Totco @ 4460' 1.1/4°
 Multishot a 5225' :

Profundidad (pies)	Inclinación (grados)	Dirección	Profundidad (pies)	Inclinación (grados)	Dirección
1033	0.00	N0°W	1466	0.14	S69.89°W
1940	0.34	N22.59°W	2413	0.24	N11.87°E
2887	0.70	S13.20°W	3360	0.37	S53.76°W
3834	0.23	S52.65°E	4307	0.45	N26.74W
4781	0.51	N67.18°W	5200	1.13	N77.85°E

8.5.2 Registros Multishot (MWD)

Profundidad (pies)	Inclinación (grados)	Dirección	Profundidad (pies)	Inclinación (grados)	Dirección
7808	2.02	N19.32°E	8093	5.80	N15.95°E
8378	9.5	N14.46°E	8662	12.49	N15.60°E
8946	16.53	N18.23°E	9230	19.35	N15.60°E
9514	19.70	N16.04°E	9799	19.26	N14.19°E
10083	19.17	N15.77°E	10367	15.74	N9.53°E
10652	12.57	N9.50°E	10936	10.64	N11.64°E
11220	8.71	N10.41°E	11505	4.48	N9.09°E
11789	2.99	N22.10°E	12072	2.20	N39.86°E
12357	1.67	N47.41°E	12641	1.32	N44.85°E
12927	0.97	N39.86°E	13116	0.97	N37.83°E
13169	1.14	N36.25°E			

Completación Monobore 7" para la Inyección de gas a alta Presión en el campo el Furrial

8.6 Resumen Final de Perforación

8.6.1 Fase: Traslado

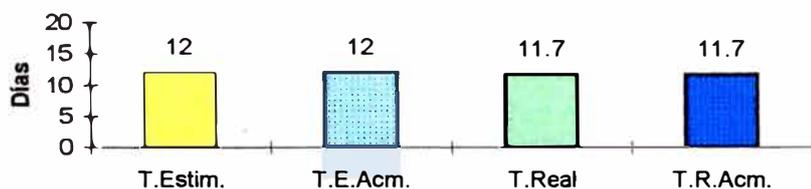
Mudó el taladro H&P-116 desde el pozo CHL-3X a la localización FUL-S30-W16NF (Pozo FUL-71IG) en 11.7 días.

Estadísticas de Tiempo:

Tiempo Estimado : 12.0 días

Tiempo Real : 11.7 días

Fase Traslado



8.6.2 Fase: Perforación Hoyo De 26" Desde 30' Hasta 1040' Revestidor De 20" A 1033'

- Perforó hoyo con mecha N° 1 de 26" DSJC hasta 1040', BHA pendular a 60' y lodo Aguagel con densidad 8.7 – 9.2 lpg. Efectuó viaje de calibración sin problemas. Totco ¾° a 1040'.
- Bajo Zapata Flotadora + Revestidor de 20", X-56; 133 lpp, Big Omega con 10 centralizadores flexibles hasta 1033'.
- Bajó sarta interna (tubería de 5") y cemento con DPLJ, inmediatamente procedió a efectuar Top Job con 200 sxs cemento clase "A".
- Instaló sección "A", BOP's de 21.1/4" x 2000 psi. y campana.

Estadísticas de Tiempo

Tiempo Estimado : 5.0 días

Tiempo Real : 5.9 días

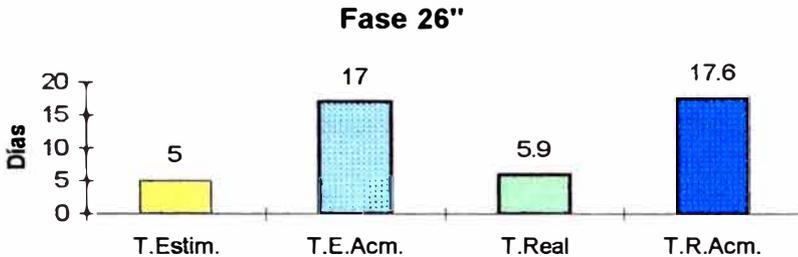
Tiempo productivo : 5.9 días

Tiempo Improductivo : 0.0 días

Completación Monobore 7" para la Inyección de gas a alta Presión en el campo el Furrial

Acumulado

Tiempo estimado	:	17.0 días
Tiempo real	:	17.6 días
Diferencia	:	+0.6 días



8.6.3 Fase: Perforación Hoyo De 17-1/2" Desde 1040' Hasta 5225'. Revestidor De 13.3/8" A 5221'.

- Bajó mecha N°2 de 17.1/2" GTXCG1 (1-1-5), con BHA a 60'-90', rompió zapata a 1033', limpio cemento hasta 1040', perforo con ROP controlado hasta 1086'.
- Realizo PIP con 140 psi, densidad equivalente 11.6 lpg; continuo perforando sin problemas hasta 4460', circuló y acondicionó lodo, sacó tubería hasta superficie. Totco a 4460' 1-1/4°.
- Conectó monel y bajo igual BHA (60'-90') y mecha N° 3 de 17-1/2" (GTXCG3), perforó hasta punto de asentamiento de revestimiento a 5225'.
- La densidad del lodo fue incrementada paulatinamente desde 9.0 lpg hasta 10.2 lpg. Corrió registros eléctricos Dual Induction-GR-Caliper. Temperatura de fondo 148°F.
- Bajó revestidor de 13.3/8" N-80, 72 lbs/pie Btts/TC-II, con zapata y cuello flotadores centralizados a 17.1/8", se presentó retraso durante la operación de corrida del revestimiento debido a que la cabria se encontraba desnivelada.
- Cementó revestidor de 13.3/8" a 5221', asentó tapón con 1200 psi, observó retorno de lodo contaminado con cemento (20 Bbls).
- Apartó BOP's de 21-1/4" x 2000 psi, colgó revestidor de 13.3/8", cortó y biseló, instaló secciones "B" 21.1/4" x 2000 psi – 13.5/8" x 5000 psi y "C" 13.5/8" x 5000 psi – 13.5/8" x 10000 psi con cabezal de 10.3/4". Instaló BOP's 13.5/8" x 10000 psi.
- Cambio camisas de bombas de lodo de 6.1/2" a 5.1/2".

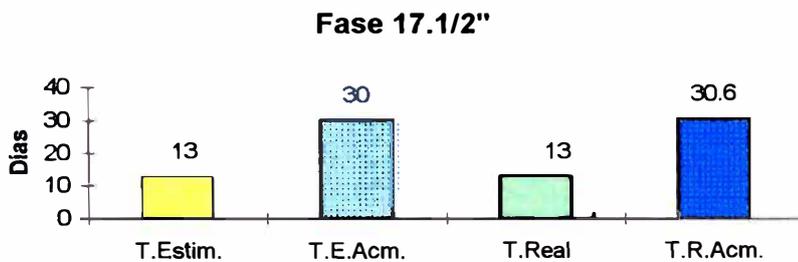
Completación Monobore 7" para la Inyección de gas a alta Presión en el campo el Furrrial

Estadísticas de Tiempo

Tiempo Estimado	:	13.0 días		
Tiempo Real	:	13.0 días	Tiempo productivo	: 12.9 días
			Tiempo Improductivo	: 0.1 días

Acumulado

Tiempo estimado	:	30.0 días
Tiempo real	:	30.6 días
Diferencia	:	+0.6 días



8.6.4 Fase hoyo de 12.1/4" Desde 5225' hasta 13255'. Revestidor de 9.5/8"-10.3/4" a 13254'

- Armo y bajó BHA 0-30-60' con mecha de 12.1/4" N°4 DS103HGSN, hasta 5119'; efectuó cambio de lodo Kmag por lodo 100% aceite, densidad 15.0 lpg, probó revestidor con 1100 psi, (densidad equivalente 19 lpg), rompió Cuello a 5127', repitió prueba volumétrica, luego continuó limpiando cemento hasta 5225', perforó hasta 5242', circuló y acondicionó lodo.
- Efectuó prueba de integridad de presión (PIP) con 700 psi; densidad equivalente 17.5 lpg, la presión cayó a 420 psi en 10 min.; repitió prueba en tres ocasiones sin estabilizar presión; sacó tubería.
- Bajó punta libre hasta 5230', repitió PIP con 620 psi, densidad equivalente 17.2 lpg, la presión cayó hasta 320 psi luego de 10 min.

Completación Monobore 7" para la Inyección de gas a alta Presión en el campo el Furrial

- Efectuó prueba de Inyectividad a ¼ BPM con 820-700-670 psi, sin observar admisión franca, preparó y balanceó pildora con MPPC, forzó 2.6 Bbls con 620 psi, la presión cayo a 480 psi al cabo de 10 min. Basados en las pruebas de integridad de pozos vecinos donde se ha observado un comportamiento similar, se toma como prueba satisfactoria.
- Bajó BHA 0-30-60' y perforó hasta 6505', maniobró tubería por incremento de presión sin éxito, sacó tubería, observó taponamiento de jets.
- Bajó sarta direccional con Motor de Fondo estabilizado y bent housing 1.25°, MWD y BHA 0-20-50', perforó vertical hasta 7732', inicio perfil direccional a 2°/100' hasta 8775' donde se perdió señal del MWD; perforó hasta 8792', sin lograr restablecer señal, sacó tubería.
- Cambio Motor de Fondo y MWD, continuo perforando construyendo perfil direccional tipo "S" (máximo ángulo alcanzado 19.70°. Tramo de incremento angular 7732'-9325', tangencial de 9325'-9704' y tramo de decremento angular 9704' - 11583'). A esta profundidad sacó tubería por falla del motor de fondo.
- A 10132' se efectuó viaje de calibración hasta 7626' sin problemas.
- Cambio motor de fondo, Martillo, y Pulser del MWD, bajó con BHA estabilizado 30-60', repasó desde 10028' hasta 10123', bajó libre hasta 11583'.
- Perforó desde 11583 a 13216'; circuló y acondicionó lodo, efectuó viaje corto hasta 9112' con arrastres de 40-70 klbs, durante bajada repaso tramo 10025-10070'.
- La densidad del lodo inicial fue 15.0 lpg, rápidamente se incremento a 16.0 lpg (6500'), posteriormente a 16.2 lpg (8500'); debido a que se trataba de un pozo perforado al tope del anticlinal, aumentó la densidad a 16.4 lpg previo al ingreso al marcador E1, densidad con la cual se culminó el intervalo.
- Corrió registros eléctricos Induction-GR-Caliper (temperatura de fondo 247°F); bajó sarta semi pendular 30-60 y perforó hasta 13255' punto de asentamiento de revestidor.
- Bajó revestidor combinado 9.5/8" y 10.3/4" (ver detalle) hasta 13254', durante la bajada del revestidor de 9.5/8" observó desplazamiento normal, luego de conectar el x/o de 9.5/8"x10.3/4" e iniciar la bajada de tubería de 10.3/4" (631'), se presentó perdida parcial inducida al retornar solo 25% del desplazamiento teórico, redujo velocidad de bajada hasta llegar a 13254'.
- Conectó cabezal de cementación, observó revestidor pegado, maniobró con circulación sin éxito, trabajó con tensión de 620 klbs, observo revestidor libre con retorno mínimo de lodo; volumen perdido durante maniobra 460 Bbls.

Completación Monobore 7" para la Inyección de gas a alta Presión en el campo el Furrial

- Detuvo circulación por observar pérdida de $\frac{3}{4}$ partes del caudal de bombeo, espero por lodo y acondiciono lodo en tanques a 14.5 lpg. Nivel del pozo estático.
- Bombeó 100 Bbls de píldora con 80 lpb de MPPC Realizo cementación como sigue: 80 Bbls Dual espaciador, soltó tapón blando y bombeó lechadas de llenado 16.9 lpg y cola 17.4 lpg. Largó tapón especial 9.5/8"x10.3/4", desplazó con 5 Bbls de Dual Spacer + 937 Bbls lodo de 14.5 lpg con bombas de taladro; la cementación se realizó con pérdida parcial de circulación (mínimo retorno, total 10 Bbls), monitoreó presión y peso flotado, observando incremento de presión durante el desplazamiento y pérdida de peso en el martin decker. Presión al alcanzar los tapones el collar flotador 2100 psi, asentó tapón con 2600 psi. Desfogó presión, retornando 10 Bbls.
- Cerró tubería por 6 horas sin acumulación de presión, monitoreó anular por espacio de 21 horas, observo caída de nivel leve hasta estabilizar (volumen perdido 36 Bbls).
- Colgó revestidor 10.3/4", instaló sección "D" 13.5/8 x 10000 psi – 11 x 10000 psi, asentó y probó BOP's 13.5/8" x 10000 psi.
- Corrió registros de Temperatura / CBL-VDL-GR desde 4900' hasta 13107', observo cemento hasta nivel de zapata de 13.3/8" (punto de pérdida).

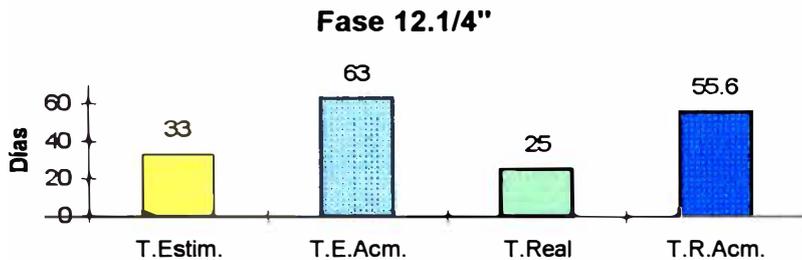
Estadísticas de Tiempo

Tiempo Estimado	33.0 días
Tiempo Real	25.0 días
Tiempo productivo	23.85 días
Tiempo Improductivo	1.15 días

Completación Monobore 7" para la Inyección de gas a alta Presión en el campo el Furrrial

Acumulado

Tiempo estimado	:	63.0 días
Tiempo real	:	55.6 días
Diferencia	:	- 7.4 días



8.6.5 Fase de 8.3/8" desde 13255' hasta 14101'. Liner de 7" a 14101'

- Bajó mecha # 5 8.3/8" ATM 22G y BHA 30'-60' hasta el cuello flotador a 13167'. Desplazó lodo 100% aceite por fluido limpio 100% aceite densificado a 11.0 lpg con carbonato de calcio, limpio cuello y cemento hasta 13220', efectuó prueba volumétrica con densidad equivalente de 13.9 lpg. Continuó limpiando cemento duro hasta 13254', rompió zapata a 13254', homogeneizó lodo a 11.5 lpg.
- Perforó formación desde 13255' hasta 13315' (profundidad para inicio de corte de núcleo), realizó viaje corto para evaluar el aporte de gas, saco tubería.
- Cortó núcleo en los intervalos 13315' – 13507', 13510' – 13600', 13601' – 14101' con corona PDC 8.3/8" (tipo C-93, cortadores de 13 mm), BHA estabilizado 0/30/60 o 0/30/60/90, manga de 60' (1ra corrida), 120' (2 corridas) 90' (8 corridas); utilizó *inner barrel* de aluminio (3 primeras corridas) y fibra de vidrio en las restantes; total numero de corridas once (11).
- 782 pies cortados en 46.5 horas, ROP promedio 16.8 pph, formaciones Naricual Superior y Medio. 759 pies recuperados (eficiencia de recobro 97.1%).
- En tres ocasiones se presentó atascamiento de núcleo sin permitir completar la longitud de la manga; en dos oportunidades se observó pérdida del *core catcher* por lo que fue necesario realizar 2 viajes de limpieza con mecha de dientes y cesta, durante estos viajes se perforaron los intervalos 13507' – 13510' y 13600' – 13601'.
- La densidad de lodo inicial fue 11.5 lpg, bajó a 11.4 lpg a 13691', cortó núcleo hasta TD (14101'), a

Completación Monobore 7" para la Inyección de gas a alta Presión en el campo el Furrial

esta profundidad observó incremento en la detección de gas hasta 1350 unidades, cortando el peso del lodo de 11.4 lpg hasta 11.1 lpg sin lograr normalizar.

- Incrementó peso del lodo con CaCO₃ desde 11.4 lpg hasta 12.0 lpg sin lograr controlar entrada de gas. Continuó incrementado densidad con Barita hasta 12.3 lpg sin lograr homogeneizar en fondo (saliendo 12.0 lpg, 950 – 650 unidades) .
- Sacó y homogeneizó lodo a 12.3 lpg en la zapata (13254'), balanceó 50 Bbls de lodo densidad 15.0 lpg, para compensar la densidad equivalente de circulación (ECD).
- Sacó tubería y portanúcleos hasta superficie, monitoreando el desplazamiento. Recuperó portanúcleos. Desgaste de corona 8.3/8" PDC C-93: 100 %.
- Halliburton tomo registros Induction-Densidad-Neutron-Gamma Ray / Resonancia Magnética (MRIL) / Gamma Ray Spectral / Sonico Dipolar-Dipmeter .
- Bajó mecha 8-3/8" SDGH con tubería 5" hasta el fondo, levantó una pareja, circuló y registro 3100 unidades de gas observando salida de lodo por el tubo campana. Cerró pozo (presión en tubería y anular = cero), circuló por el choke, observó corte de lodo de 12.3 a 10.9 lpg por 3 minutos. Abrió pozo y circulo hasta homogeneizar peso de lodo en 12.3 lpg a la entrada y salida, sacó tubería.
- Schlumberger tomo registro de Imágenes Ultrasónicas (UBI) y registro con Probador Dinámico Modular (MDT) total 23 puntos de presión.
- Bajó tubería con mecha 8-3/8" SDGH hasta el fondo (14101'), levantó una pareja de tubería, circuló registrando 1750 unidades de gas y corte de lodo de 12.3 a 12.0 lpg por 8 minutos. Continuó circulando hasta obtener densidad a la salida de 12.2 lpg, sacó balanceando píldora en la zapata.
- Bajó liner de 7" P110 35 lpp NK3SB con zapata flotadora tipo V y landing collar BC. Conectó colgador hidráulico y continuó bajando con DP. conectó pup joint con cabeza de cementar y bajo hasta el fondo (14101'). Trato de levantar tubería en varias oportunidades sin éxito (Liner pegado).
- Asentó colgador hidráulico con 1800 psi y rompió pines con 2000 psi. Liberó setting tool verificando pérdida de peso del liner. Enchufó y circuló hasta homogeneizar el peso de lodo a 12.4 lpg, 150 unidades de gas estabilizada.
- Realizó cementación del liner como sigue: bombeo 45 Bbls de espaciador Dual Spacer y 54 Bbls de lechada de cemento premezclada. Soltó tapón de drill pipe y desplazó con 5 Bbls de Dual Spacer + 220 Bbls de lodo. Observó ruptura de pines del liner wiper plug con 1750 psi, continuó desplazando con 43 Bbls de lodo. Tapones llegaron al landing collar con 900 psi, asentó tapones

Completación Monobore 7" para la Inyección de gas a alta Presión en el campo el Furrial

con 1800 psi. Desfogó presión retornando 2 Bbls. Cerró pozo con 200 psi por 8 horas para fraguado de cemento.

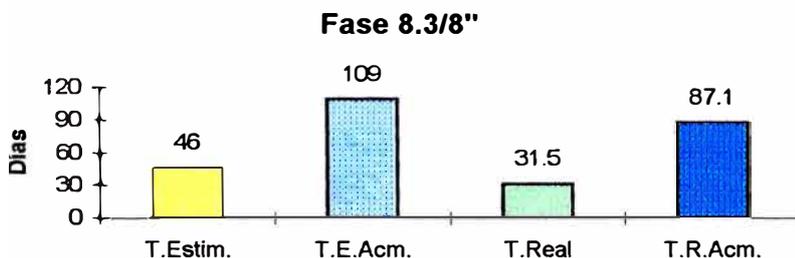
- Bajo tubería con mecha 8-3/8" y escariador, limpio 500' de cemento desde 12306' hasta 12806' (206' de cemento resistente, ROP promedio 40 pph, últimos 60' a 24 pph).
- Bajo tubería con empacadura RTTS y válvula de circulación. Asentó empacadura RTTS a 12206'. Realizó prueba de inyektividad con 1000 psi sin observar admisión. Bombeó 170 Bbls de gasoil para densidad equivalente de 8.33 lpg (diferencial 2650 psi) en el tope del liner. Realizó prueba de afluencia satisfactoria.

Estadísticas de Tiempo

Tiempo Estimado	:	46.0 días
Tiempo Real	:	31.5 días
Tiempo productivo	:	34.0 días
Tiempo Improductivo	:	1.5 días

Acumulado

Tiempo estimado	:	109.0 días
Tiempo real	:	87.1 días
Diferencia	:	-21.9 días



8.6.6 Completación inyector monobore 7"

Completación Monobore 7" para la Inyección de gas a alta Presión en el campo el Furrial

- Bajó sarta de limpieza con mecha 5-7/8" y raspador rotativo, limpio 52' de cemento desde el tope del liner. Continuó bajando tubería por parejas hasta el landing collar (14016').
- Circuló y acondicionó lodo para realizar completación, con centrifuga y limpiadores de lodo redujo densidad del lodo de 12.4 a 10.8 lpg. Tiempo 35 horas.
- Halliburton tomó registros CASTV-CBL-VDL-GR-CCL sin presión desde 13960' hasta 12745' y con (1200 psi) desde 13960' hasta 12832'. Los registros indican buena cementación.
- Bajó tubería con Dresser Mill y raspador rotativo, pulió receptáculo del colgador y limpió costra de cemento desde 12300' hasta el tope del liner (12806').
- Bajó tubería con empacadura permanente *compression set packer* "CSP" 9.5/8" y setting tool hasta el tope del liner. Apoyo con 30 klbs los sellos inferiores del ensamblaje permanente en la camisa del colgador del liner. Probó hermeticidad de los sellos en el colgador con 1500 psi por 10 minutos, con resultado positivo. Aplico 50 klbs de peso sobre la empacadura CSP. Tensionó la tubería liberando el setting tool. Saco tubería de 5" quebrando tubo por tubo.
- Bajó ensamblaje de sellos de completación para inyección + tubería de completación 7", C-95, 35 lpp, hydril 533 hasta 12239', conectó cuello de flujo inferior 7" + válvula de seguridad 7", 35 lpp, C-95, hydril 533, H2S/CO2, modelo SP + cuello de flujo superior 7" + 1 tubo de completación hasta 12260'. Instaló línea hidráulica de 1/4" a válvula de seguridad.
- Comprobó apertura y cierre de válvula con bomba hidráulica, continuó bajando tubería de completación 7", asegurando externamente línea hidráulica con grapas.
- Bajó tubing y enchufó con circulación hasta 12783', tope del receptáculo pulido (387 tubos), espació 4' (Localizador a 12779') y asentó colgador en sección "D"; desvistió BOP's, armó arbolito de inyección 7.1/16" x 10000 psi.
- Probó cabezal, sellos secundarios de sección "D", arbolito y válvulas con 8000 psi, satisfactoriamente.
- Fin de operaciones (Enero 02 de 1998 a 12:00 horas).

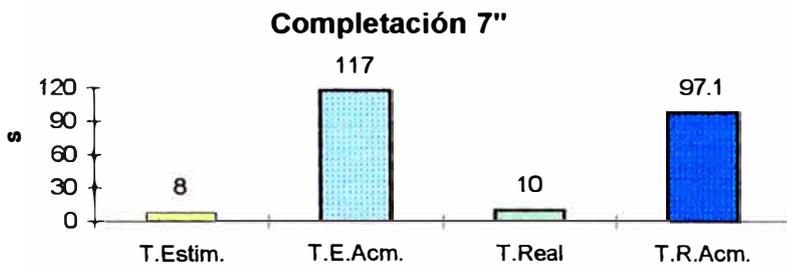
Completación Monobore 7" para la Inyección de gas a alta Presión en el campo el Furrial

Estadísticas de Tiempo

Tiempo Estimado	:	8.0 días
Tiempo Real	:	10.0 días
Tiempo productivo	:	10.0 días
Tiempo Improductivo	:	0.0 días

Acumulado

Tiempo estimado	:	117.0 días
Tiempo real	:	97.1 días
Diferencia	:	-19.9 días

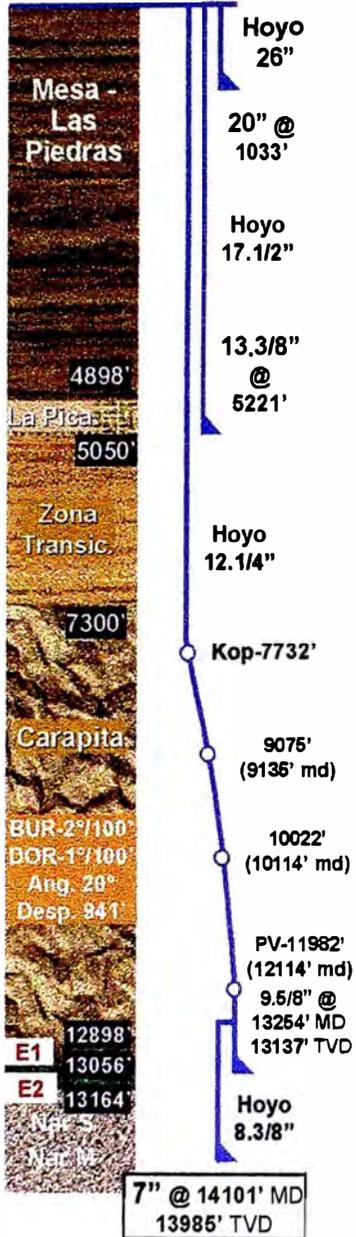


8.7 ANALISIS DE TIEMPO

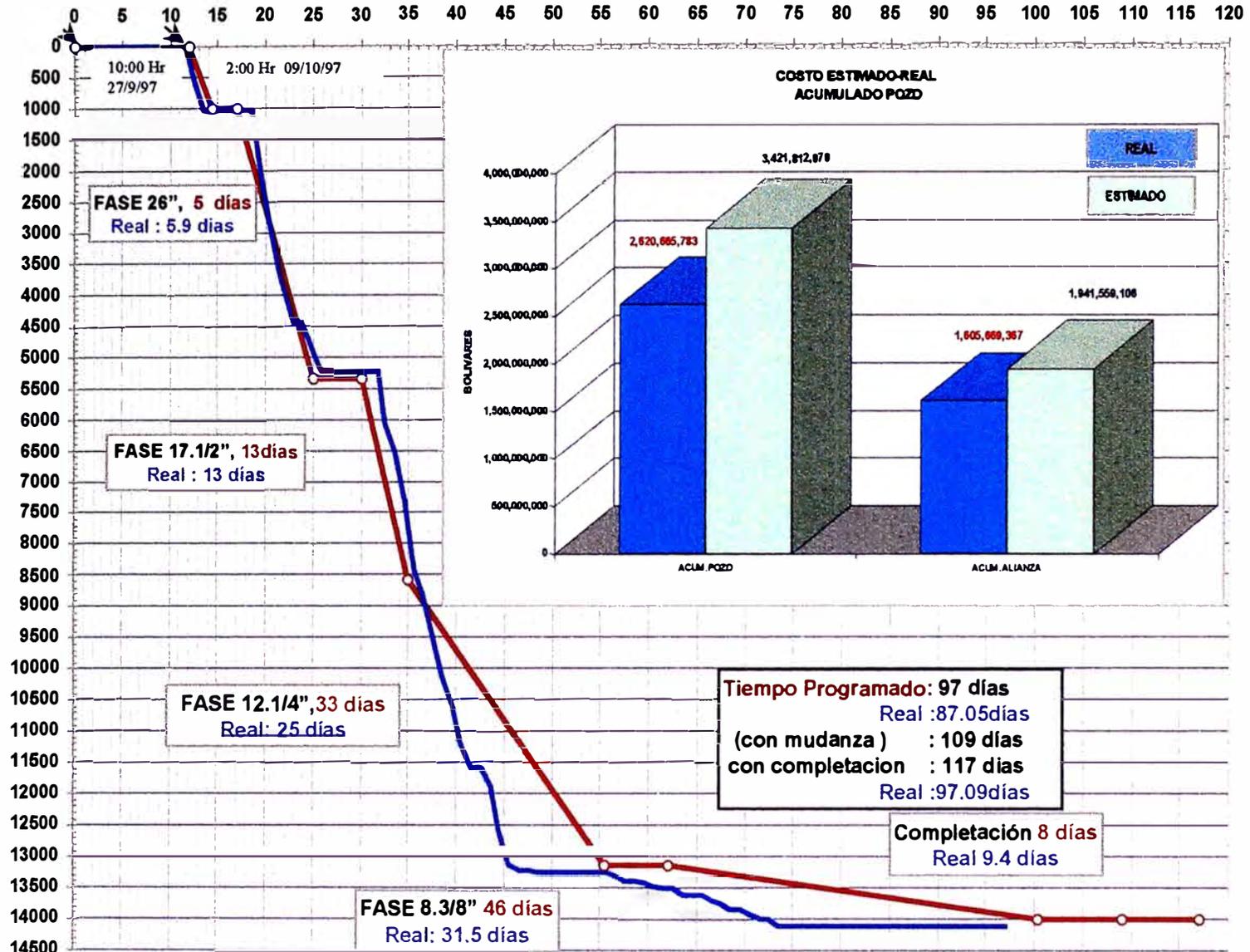
GERENCIA DE PERFORACION

Pozo: FUL 71-IG Taladro: HP-116

FORMACION REVESTIDORES



TIEMPO PERFORACION



FINISHED WITH INCENTIVE : ± US\$ 175,000.00

9 APENDICE

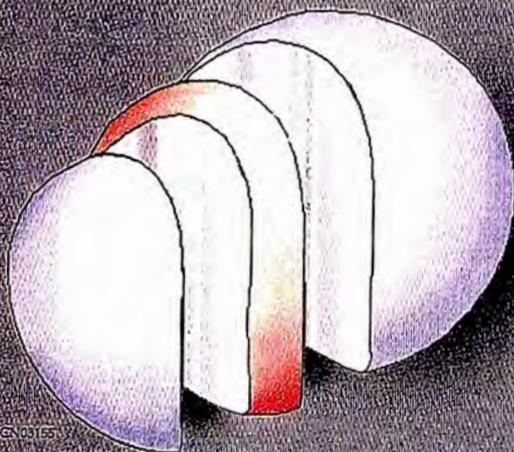
- **VALVULA DE SEGURIDAD DE TUBERIA MODELO SP-2**

HALLIBURTON



Tubing Retrievable Subsurface Safety Valve

- **Ultimate Design Solution For Reliability**
- **Unsurpassed Performance**
- **Full Metal-to-Metal Well Containment**



Spherical sealing flapper providing unsurpassed MTM sealing

Patented Design Recognized by Petroleum Engineering International for Engineering Innovation

*The World's Most Reliable Safety Valve
Setting Tomorrow's Standards In Reliability*

CN03162





SP™ The Ultimate Design Solution for Reliability

The reliability of the Halliburton SP™ Non-Elastomer Rod Piston TRSV starts with design that is confirmed through industry leading verification and is seen through industry leading performance.

Sole emphasis is placed on minimizing life cycle costs as opposed to minimizing equipment build cost. The SP™ Non-Elastomer Rod Piston TRSV represents a comprehensive design solution for reliability.

Design reliability analysis quickly illustrates the SP™ valve's attention to the critical design reliability issues.

- Performance based sealing.
- Enhanced metallurgy for critical items.
- Debris isolation/protection
- Mechanical loading of critical items.

*The Halliburton SP™
Valve provides the
solution to achieving
today's life-of-the-
reservoir completion
designs.*

SP™ Reliability Features

Sealing

- 100% MTM well containment in closed position.
- Verified metal-to-metal flapper seal.
- Metal-to-metal flapper seat connection.
- Flapper passes low pressure nitrogen leakage verification through 120 slam closures (API Class II Sand Test consist of 7 slam closures).
- Each body connection verified to full capability combining external/internal pressure, maximum temperature and compression/tensile loading.
- Non-elastomer dynamic seals with metal-to-metal static seal in the open and closed position.
- The metal-to-metal seal is independently verified during the manufacturing process without the dynamic seals in place, ensuring metal-to-metal integrity with every valve made.
- Hydraulic system isolated from well pressure by metal-to-metal seal when valve is open.

Enhanced Metallurgy

- Upgraded materials for all critical items. Selective metallurgy upgrade can alter the design reliability by 500% to 1000% in many cases.

Debris/Isolation Protection

- Wiper ring on upper flow tube and metal-to-metal flow tube seating at the bottom isolate critical components during well production.
- Upper wiper ring also prevents circulation of well fluids through the inner spring chamber during valve closure.
- Maximized piston area/closing spring force.
- Selective internal exercise profile provides ability to manipulate flow tube.

Mechanical Loading

- Concentric thrust bearing eliminates torsional effects of helical spring and wear of dynamic seals.
- Flow tube shock absorber protects flow tube, dynamic seals, rod piston and upper MTM hydraulic seal from slam closure.
- Rigid flow tube concentrically guided at both ends minimizes piston rod loading.
- Increased rod piston size providing increased durability.

Halliburton's Metal-To-Metal Technology Providing Unsurpassed Reliability

Superior Performance

7 Years Without a Single Hydraulic Failure

The Halliburton SP™ hydraulic actuator system is the ultimate design solution for overall reliability. This is supported by the fact that the SP™ Valve established the performance standard for hydraulic actuation, with over 1,250 valve years of operation and no failures. Actuator design is consistent through all sizes and pressure ranges, providing easy correlation of performance. The solid top sub construction provides for virtually unlimited pressure capability of the hydraulic chamber. The manufacturing process individually confirms the metal-to-metal sealing of the hydraulic actuator of each and every valve further ensuring reliability.

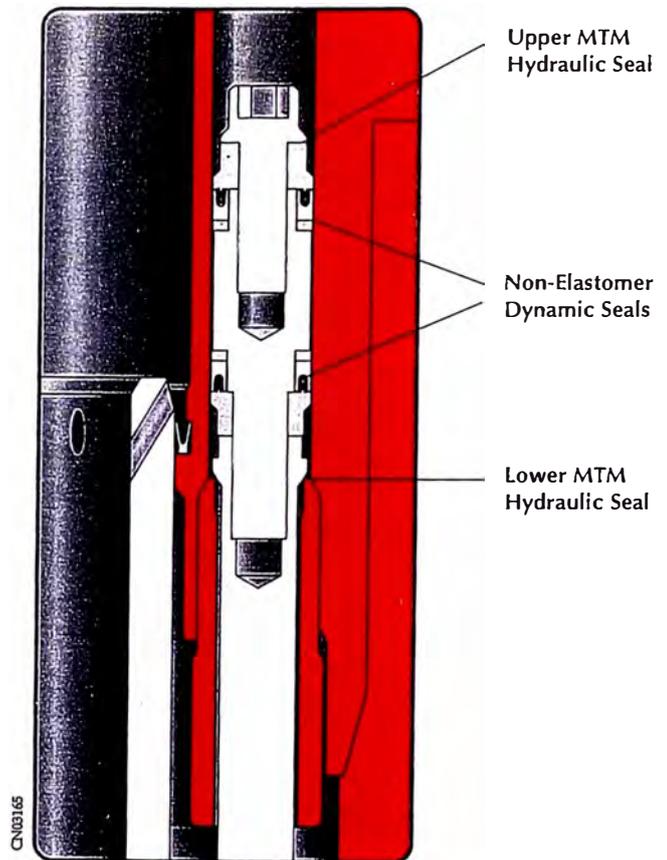
Premium Metal-to-Metal Body Connections

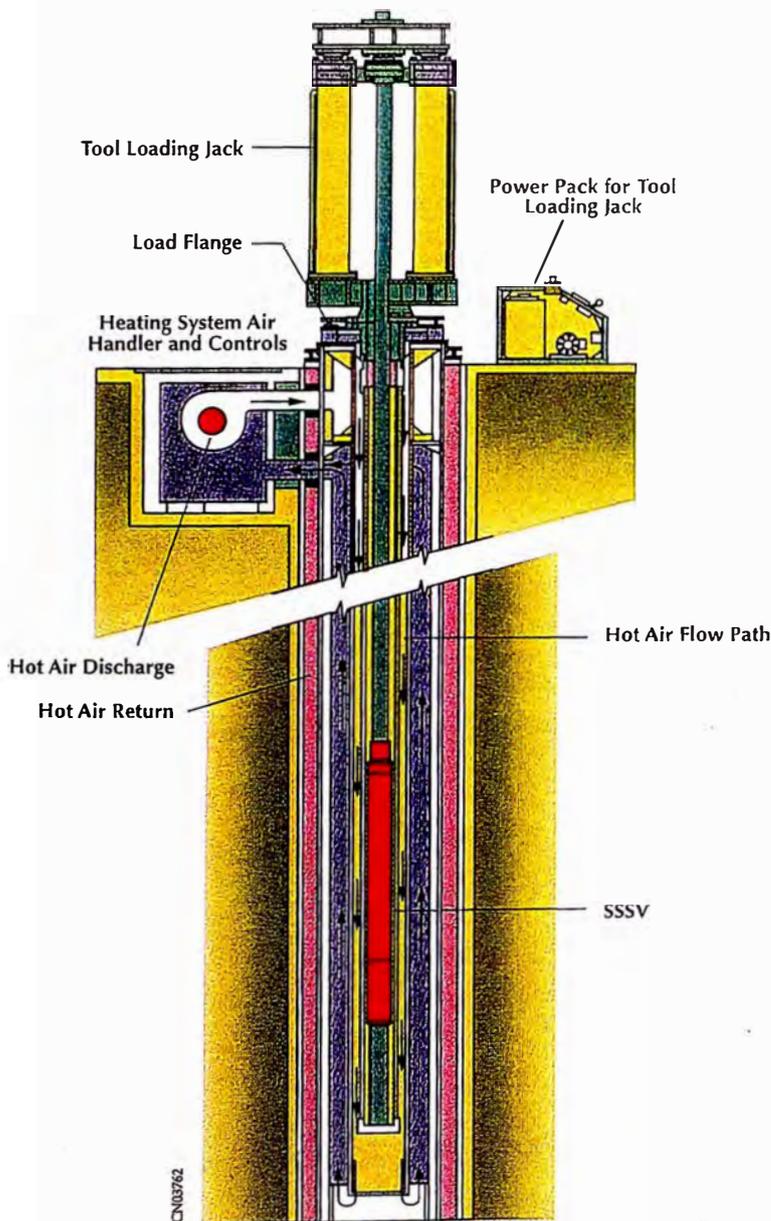
Each Halliburton body joint design is verified to the full working envelope using the Halliburton Deep Well Simulator. This allows verification of not only burst and tension, but also collapse and compression, which others often ignore due to expensive fixturing required to conduct this type testing. Halliburton does not conduct any "same as" qualification of TRSV body connections. Every body joint size and design goes through the full rigorous verification test.

True Metal-to-Metal Flapper Sealing

True metal-to-metal sealing, provides superior reliability and durability at the critical stage of valve closure. Recognized by Petroleum Engineering International for innovative engineering, the patented spherical sealing flapper design provides *unsurpassed metal-to-metal sealing*.

The flapper seat is coupled to the valve body by utilizing a torqued metal-to-metal seal. This eliminates cyclic seal loading experienced by other comparative designs. Each new design is thoroughly tested including a tortuous slam closure test *exceeding API 14A Class 1 and 2 by nearly 20 fold*.





Halliburton Deep Well Simulator

Halliburton Deep Well Simulator

The Halliburton Deep Well Simulator allows equipment to be tested under simulated well conditions. This advanced system is used extensively by Halliburton to test equipment intended for hot, high pressure, high temperature gas or fluid environment while simultaneously applying tension or compression loads or dynamic manipulation. Tests have been successfully conducted in simulated conditions up to 400 degrees Fahrenheit, 20,000 psi hydrostatic pressure and more than 400,000 lbs compression and 600,000 lbs tension.

Use of this simulator allows Halliburton to accelerate development of new equipment designs and sealing technology to provide answers to the increasing demands of today's industry.

Rigorous Testing Program

Each SP™ TRSV design undergoes extensive testing well beyond the industry guidelines established by API 14A, including as a minimum the following:

- API 14A functional test
- API 14A Class 1 and 2 verification testing at Halliburton API facility
- API 14A Class 1 and 2 third party verification testing and certification
- Combined pressure (full external and internal) and temperature (maximum rated and ambient) tests under compression and tension loads.
- Differential opening and slam closure testing
- Extensive sand closure testing using North Sea endurance testing standards, e.g. higher flow rates and increased number of cycles, 120 closures at higher flow rates versus only 7 closures as required in API 14A.



Sales of Halliburton products and services will be in accord solely with the terms and conditions contained in the contract between Halliburton and the customer that is applicable to the sale.

Completación Monobore 7" para la Inyección de gas a alta Presión en el campo el Furrial

- **Aplicación y Selección de las Empacaduras**

	DESIRED OPERATOR CAPABILITY/NEED NECESSARY DESIGN FEATURE	PACKER TYPE	PERMANENT								SEALBORE TYPE RETRIEVABLE						
		TRADE NAME	PERMA-SERIES™			PERMA-DRILL™					PERMA-TRIEVE™			VERSA-TRIEVE™			
		ALPHA SERIES OF PART NO.	AWB BWB MWS	AWD BWD MWD	AWR BWR MWR	HB MHR	WC	HC HCM HCL	WBP WBC	D W B	T B	PW	PH	PR	VST	GP	HGP
RUNNING, SETTING, AND SPACE-OUT CONSIDERATIONS	Shallow Set Capability (2,000', 610 Meters) Mechanical Tension, Electric Line or Hydraulic Set	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	Very Deep Set (12,000', 3,658 Meters) Hydraulic-Set or Electric Line Set	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•
	Set Without Pump or Electric Line Unit Mechanical Set																
	Set On Pipe Without Tubing Manipulation Hydraulic Set	○ _C	○ _C	○ _C	•	○ _C	•	○ _C	○ _C	○ _C	○ _C	•		○ _C			• _C
	Run and Set Packer Quickly and Accurately Electric Line Set	•	•	•		•		•	•		•			•			
	Heavy Tailpipe Carried on Bottom of Packer Solid Connections Through Packer	○ _C	○ _C	○ _C	•	○ _C	•	○ _C		○				•	○	○	
	Hydraulic Set with Low Set Pressure Large Setting Piston Area	○ _C	○ _C	○ _C	3	○ _C	3	○ _C	○ _C	○ _C	○ _C	3		• _C		• _C	
	Multiple Set/Release on Same Trip Mechanical-Set Retrievable																
	Retrieval Bridge Plug Capability Bidirectional Pressure—Tubing and Packer Retrieval													• _D	• _D	• _D	• _D
	Permanent Bridge Plug Capability Bidirectional Pressure—Permanent Packer	• _{ADE}	• _{ADE}	• _{ADE}	• _{ADE}	• _{ADE}	• _{ADE}	• _{ADE}	• _{ADE}	• _{ADE}	• _{ADE}						
	Run and Set in Deviated/Crooked Hole Run on Tubing—Hydraulic Set Capability	○ _C	○ _C	○ _C	•	○ _C	•	○ _C	○ _C	○ _C	○	•		•			•
	Easy String-In of Seals in Deviated Hole Scoop Head		•	•		○	○		•					•	•	•	
	Run and Set in Heavy Mud—Run on Tubing	10 ○ _C	10 ○ _C	10 ○ _C	10	10 ○ _C	10	10 ○ _C	10 ○ _C	10	9	10 ○ _C	10	9	10 ○ _C	9	10 ○ _C
	Leave Tubing in Tension Upper Slips and/or Internal Latch	• _F	• _F	• _J	• _F	• _F	• _F	• _F	• _F	• _F	• _F	• _F	• _F	• _F	• _F	• _F	• _F
	Leave Tubing in Compression Lower Slips or Lower Stop	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•
Leave Tubing in Neutral Lock Compression in Element Package	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	
PRODUCTION AND TREATING CONSIDERATIONS	Able To Accommodate Large Tubing Movements Floating Seals or Compatible with Traveling Joints	• _G	• _G	○ _B	○ _B		• _B	• _G	• _G	• _G	• _G	• _G	• _G	• _G	• _G	• _G	• _G
	Need For Extra-Large Bore Through Packer Designed for Largest ID			•	•	•								15 ○			
	Produce Two Zones Simultaneously Dual Bore or Dual Mandrel Design	○ _H	○ _H	○ _H	○ _H	○ _H	○ _H	○ _H	○ _H	○ _H	○ _H	○ _H	○ _H	○ _H	○ _H	○ _H	○ _H
	Produce Three Zones Simultaneously Triple Mandrel Design																
	Inject Chemicals Below Packer Dual Bore or Twin-Flow Adaptability	○ _H	○ _H	○ _H	○ _H	○ _H	○ _H	○ _H	○ _H	○ _H	○ _H	○ _H	○ _H	○ _H	○ _H	○ _H	○ _H
	High Corrosion Application Limited Packer Component Exposure	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•						
	High Differential Pressure on Elements Three-Piece Multi-Duro Element Package	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11
	High Temperature Capability Special High Temperature Element Stack Available	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
	Easily Pull Tubing Without Releasing Packer Limited Rotation Latch Mechanism	•	•	• _{AK}	• _{AK}	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•
	Automatic Zone Plug on Tubing Retrieval Integral Shut Off Device	○ _D	○ _D						○ _D	○ _D	○ _D	○ _D	○ _D	○ _D	○ _D	○ _D	○ _D
	Use with Electric Submersible Pump																
	Sand Control Applications	15 ○	15 ○	15 ○										•	•	•	
TCP Completions	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•			•				
RETRIEVING CONSIDERATIONS	Release Packer with Minimum Tubing Manipulation Straight Pull or 1/2 Turn Release												○ _G	○ _G	○ _G	○ _G	○ _G
	Back Up Release Capability Safety Shear Release or Rotating Release																
	Tubing or Packer Retrieval With Some Fill Packer Bypass or Flush Seal Unit	• _G	• _G	○ _K	○ _K				• _G	• _G	• _G	• _G	• _G	• _G	• _G	• _G	• _G
	Equalizing Pressure On Packer Release Pressure Unloader or Separate Seal Unit													•	•	•	•
	Release Packer With No Tubing Trip Tubing Connected Directly To Packer																
	Easily Milled Pkr.-Min. Mill Distance & Non-Rotating	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•

● Standard Application/Feature

○ Non-Standard Capability

1) Milling over at shallow depths may be difficult.
 2) At depths in excess of 12,000' it may be difficult to get necessary rotation to the mechanical set models. Ease of retrievability should be considered in light of what may be typical deep hole conditions.

3) Set pressure level dependent on specific packer size.
 4) Retrievability with heavy hang weight below may require accessory equipment.
 5) Weight of pipe on secondary (or third string) side of packer may be limited.
 6) Tension or compression set is dependent on how packer is run.

7) Secondary release mechanism of packer may limit tension capacity at very high levels.
 8) Upper anchor mechanism is hydraulic actuated hold-down with tungsten carbide teeth.
 9) May be difficult to achieve movement between parts necessary to accomplish mechanical set if mud is in poor condition.

10) Dropping of setting ball or possible problem during running of wireline plug for hydraulic sets may result if mud is in poor condition. Element package include one or more metal back-ups to close extrusion gap and increase pressure capabilities.
 11) May be difficult to achieve movement between parts necessary to accomplish mechanical set if mud is in poor condition.

Continued on next page.

MECHANICAL SET RETRIEVABLE										HYDRAULIC-SET RETRIEVABLE			CUP PACKER	PACKER TYPE	DESIRED OPERATOR CAPABILITY/NEED NECESSARY DESIGN FEATURE
PERMA LATCH™	INTER LOCK™													TRADE NAME	
PL PLS	NL NLS	GO	TS	MH	MO	MCH	MAH	MCO	MAO	RH	RDH	RTH	CP	ALPHA SERIES OF PART NO.	
	•		•							•	•	•	•	Shallow Set Capability (2,000' - 510 Meters) Mechanical Tension, Electric Line or Hydraulic Set	RUNNING, SETTING, AND SPACE-OUT CONSIDERATIONS
2	C			2		2		2		0	0			Vary Deep Set (12,000' - 3,658 Meters) Hydraulic-Set or Electric Line Set	
•	•	•	•	•	•	•	•	•	•					Set Without Pump or Electric Line Unit Mechanical Set	
										•	•	•		Set On Pipe Without Tubing Manipulation Hydraulic Set	
														Run and Set Packer Quickly and Accurately Electric Line Set	
•	•	0		•	•	0	0	0	0	•	5	5	•	Heavy Tailpipe Carried on Bottom of Packer Solid Connections Through Packer	
										3	3	3		Hydraulic-Set with Low Set Pressure Large Setting Piston Area	
•	•	•	•	•	•	•	•	•	•				•	Multiple Set/Release on Same Trip Mechanical-Set Retrievable	
•	•									0	AE			Retrievable Bridge Plug Capability Bidirectional Pressure—Tubing and Packer Retrievable	
														Permanent Bridge Plug Capability Bidirectional Pressure—Permanent Packer	
										•	•	•		Run and Set in Deviated/Crooked Hole Run on Tubing—Hydraulic-Set Capability	
														Easy String-in of Seals in Deviated Hole Scoop Head	
9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	10	10	10		Run and Set in Heavy Mud—Run on Tubing	
7	7		•											Leave Tubing in Tension Upper Slips, Internal Latch, and/or Lower Anchor	
•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•		Leave Tubing in Compression Lower Slips or Lower Stop	
•	•									•	•	•	•	Leave Tubing in Neutral Lock Compression in Element Package	
0 _B	0 _B									0 _B	0 _B	0 _B		Able To Accommodate Large Tubing Movements Floating Seal or Compatible with Traveling Joints	PRODUCTION AND TREATING CONSIDERATIONS
• ₁₄	• ₁₄			• ₁₄	• ₁₄					• ₁₄				Need For Extra-Large Bore Through Packer Designed for Largest ID	
											•	0		Produce Two Zones Simultaneously Dual Bore or Dual Mandrel Design	
												•		Produce Three Zones Simultaneously Triple Mandrel Design	
										0	•	•		Inject Chemicals Below Packer Dual Bore or Twin-Flow Adaptability	
	•													High Corrosion Application Limited Packer Component Exposure	
•	•		0	•	0					•	•	•		High Differential Pressure on Elements Three-Piece Multi-Duro Element Package	
0	0			0						0	0	0	0	High Temperature Capability Special High Temperature Element Stack Available	
• _A	• _A									0 _A	13	13	0 _A	Easily Pull Tubing Without Releasing Packer Limited Rotation Latch Mechanism	
0 _D	0 _D										•	•		Automatic Zone Plug on Tubing Retrieval Integral Shut-Off Device	
											•	•		Use with Electric Submersible Pump	
0				0										Sand Control Applications	
•				0						•	0	0		TCP Completions	
•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	Release Packer with Minimum Tubing Manipulation Straight Pull or 1/4 Turn Release	RETRIEVING CONSIDERATIONS
•	•									0				Back Up Release Capability Safety Shear Release or Rotating Release	
				•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	Tubing or Packer Retrievable with Moderate Fill Packer Bypass or Flush Seal Unit	
•				•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	Equalizing Pressure On Packer Release Pressure Unloader or Separate Seal Unit	
•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	Release Packer With No Tubing Trip Tubing Connected Directly To Packer	
													•	Easily Milled Pkr.—Min. Mill Distance & Non-Rotating	

- 12) Packer has pressure balance unloader to assist in equalization and in treating operations
- 13) Collar or sliding sleeve release collar seal unit
- 14) No stab-in seal assembly required
- 15) Special packer head arrangement required

- ACCESSORY EQUIPMENT**
- A) Overshot tubing seal dividers
 - B) Travel joint or extended length overshot tubing seal dividers
 - C) Hydraulic setting tool
 - D) "JP" and "RP" Retrievable plugs, "EP" expendable plugs, Foot valves and Flapper valves

- E) Wireline plug in nipple profile
- F) J-Latch type seal unit
- G) Straight slot type seal unit with sealbore extensions
- H) Twin-flow conversion units and chemical injection heads

- J) RATCH-LATCH® Seal Unit
 - K) Opening Converter upper sealbore and RATCH-LATCH® Seal Assembly
- Standard Application/Feature
0 Non-Standard Capability