

ST. AGUARAGÜE XP- 1

COMPLETACIÓN MULTILATERAL

Alejandro Federico Funes, José Luis Mellado
Tecpetrol S.A.

Víctor H. Bastidas
Baker Hughes Argentina

Abstract

El pozo Salta Aguara güe xp-1 fue completado en el año 1.995, cuando fueron punzadas y puestas en producción las formaciones Santa Rosa e Icla (objetivos exploratorios del pozo). Posteriormente se recompletó del pozo para desarrollar las reservas de gas y condensado de la formación Huamampampa.

En el año 1.998 se instaló en el pozo una completación dual (por la rama larga producían las formaciones Santa Rosa e Icla y por la rama corta la formación Huamampampa); de la rama corta colgaban los cañones TCP direccionales que fueran usados para punzar la formación Huamampampa.

Ante la necesidad de optimizar los costos asociados al desarrollo de las formaciones Icla y Santa Rosa en el Yacimiento Aguara güe (la formación Huamampampa se encuentra acuatizada), se programó la realización de una campaña de re-entrys mediante la aplicación de la tecnología multilateral en los tres pozos que presentaban condiciones favorables.

El primero de los pozos mencionados es el Aguara güe xp-1 (los otros dos son Aguara güe ap-1001 y Aguara güe ap-1002).

El presente trabajo analiza críticamente la operación realizada poniendo énfasis en los siguientes aspectos:

- 1.- El Acondicionamiento previo del pozo para adaptar la instalación existente a las condiciones exigidas por la perforación del pozo lateral. Para lograr este objetivo se debió: a) recuperar un sistema de producción dual, b) limpiar el pozo hasta la profundidad necesaria para la instalación de la Whipstock (apertura de la ventana de la rama lateral), c) cementar los punzados de la Formación Huamampampa, d) instalar el conjunto de fondo o Completación Inferior que serviría de respaldo a la Whipstock.
2. El sistema de entubación lateral y su ensamble con la Completación: para ello se adoptó una tecnología que posibilitara el acceso a ambas ramas productivas a fin de realizar operaciones de Slickline, Wireline y Coiled Tubing.
- 3.- El ensamble de la Completación Multilateral con la preexistente en el pozo vertical.

Introducción

Ubicación:

El pozo Salta Aguara güe xp-1 se encuentra ubicado al noroeste de la República Argentina, en la provincia de Salta, departamento San Martín, a 25 km de la ciudad de Tartagal. Pertenece al yacimiento Aguara güe del área homónima, que está concesionada a la U.T.E. conformada por las empresas YPF S.A., Tecpetrol S.A. (operador), Mobil, Petrobras, C.G.C., Ledesma S.A. Ver *Figura N° 1 (Plano de Ubicación)*.

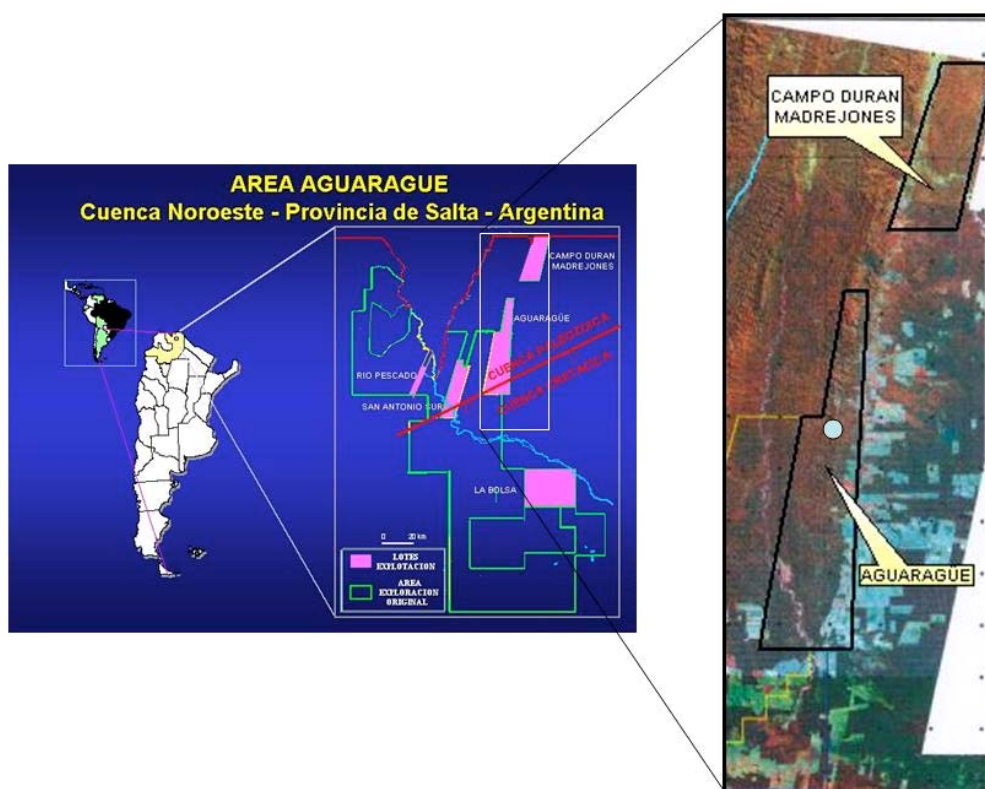


Figura N° 1: Plano de Ubicación

Geología:

Desde el punto de vista geológico, el pozo se encuentra ubicado en el extremo sur de la Subregión Subandina (Subandino Sur), así mismo en el extremo sur de la Sierra de Aguara güe, que coincide con el desarrollo del eje anticlinal del mismo nombre.

Los reservorios en las Formaciones Icla y Santa Rosa son areniscas cuarcíticas con intercalaciones lutíticas y limonitas micáceas. Poseen un alto grado de compactación y diagénesis que reduce la porosidad primaria a valores casi nulos. El volumen poral se genera a partir de fisuras y microfisuras desarrolladas en distintos procesos tales como Soterramiento (compactación y diagénesis), Transporte Tectónico, Levantamiento Tectónico (perdida de calor y presión litostática) y Plegamiento y Fallamiento. La roca reservorio es de edad Devónica y el ambiente de depositación fue Marino Somero.

Objetivos del proyecto:

Desarrollar e investigar, en una posición estructural favorable, las reservas de gas y condensado alojadas en reservorios de las Formaciones Santa Rosa e Icla, en el anticlinal de la Sierra de Aguaragüe, a la vez que maximizar la producción del pozo y su acumulada respecto a los perforados anteriormente.

Con el *sidetrack* se pretende:

- ✓ Perforar la zona de la estructura con mayor densidad de fracturas y con mayor diversidad en la orientación de las mismas, con el objetivo de incrementar la permeabilidad, comunicación entre sistemas de fracturas y disminuir el posible cierre de fracturas por compresibilidad debido a la depletación, tratando de incorporar sistemas de fisuras con diferentes orientaciones respecto al máximo stress actual.
- ✓ Perforar sólo la Sección I de la Formación Santa Rosa, incrementando el espesor productivo, al menos al doble, respecto al pozo original Ag xp-1 en esa sección.
- ✓ Sumar los objetivos de las Capas 5 y 7 en la Formación Icla y la capa 4 en la Formación Huamampampa.
- ✓ Incorporar la producción del pozo original en la completación del *sidetrack*, evitando ahogar el mismo durante la realización del proyecto propuesto.

Acondicionamiento previo a la perforación

Programa:

El acondicionamiento previo del pozo para adaptar la instalación de producción existente a las condiciones exigidas por la perforación del pozo requeriría además de la cementación de los punzados existentes en la formación Huamampampa (depletada y acuatizada) a fin de evitar posibles admisiones durante la perforación del pozo lateral. Se seguiría el siguiente programa:

- 1.- Montaje del equipo de perforación. El acondicionamiento del pozo se realizaría con un equipo de Perforación con el que luego se continuaría (una vez finalizado el Acondicionamiento) con la perforación de la rama lateral.
- 2.- Cierre de la Sarta Larga _ Ver *Figura N° 2 (Instalación Inicial)* _ mediante la colocación de: a) un tapón en un niple selectivo en la cola del packer BWH (aislaba las formaciones Icla y Santa Rosa); b) un tapón inflable por encima del anterior, en la cola del packer BWH. Sobre los tapones se dejaría un colchón de gel para mantener la limpieza del punto de pesca del tapón superior. De esta forma se lograría el objetivo de "evitar ahogar" las mencionadas formaciones.
- 3.- Ahogue de la formación Huamampampa con un fluido base agua aereado.
- 4.- Librado del packer dual (parte superior de la instalación) _ Ver *Figura N° 2* _ aplicando la tensión prevista por el fabricante y si ello no se lograra se efectuarían cortes en ambas Sartas (en la Larga por debajo y por arriba del packer dual y en la Corta por arriba del mismo), luego se reintentaría el librado del packer dual.
- 5.- Cementación de la formación Huamampampa. Se deberían cementar 89 metros punzados, distribuidos en un intervalo de 176,5 metros, optándose por balancear un colchón de cemento para luego forzar la admisión por medio de presión.

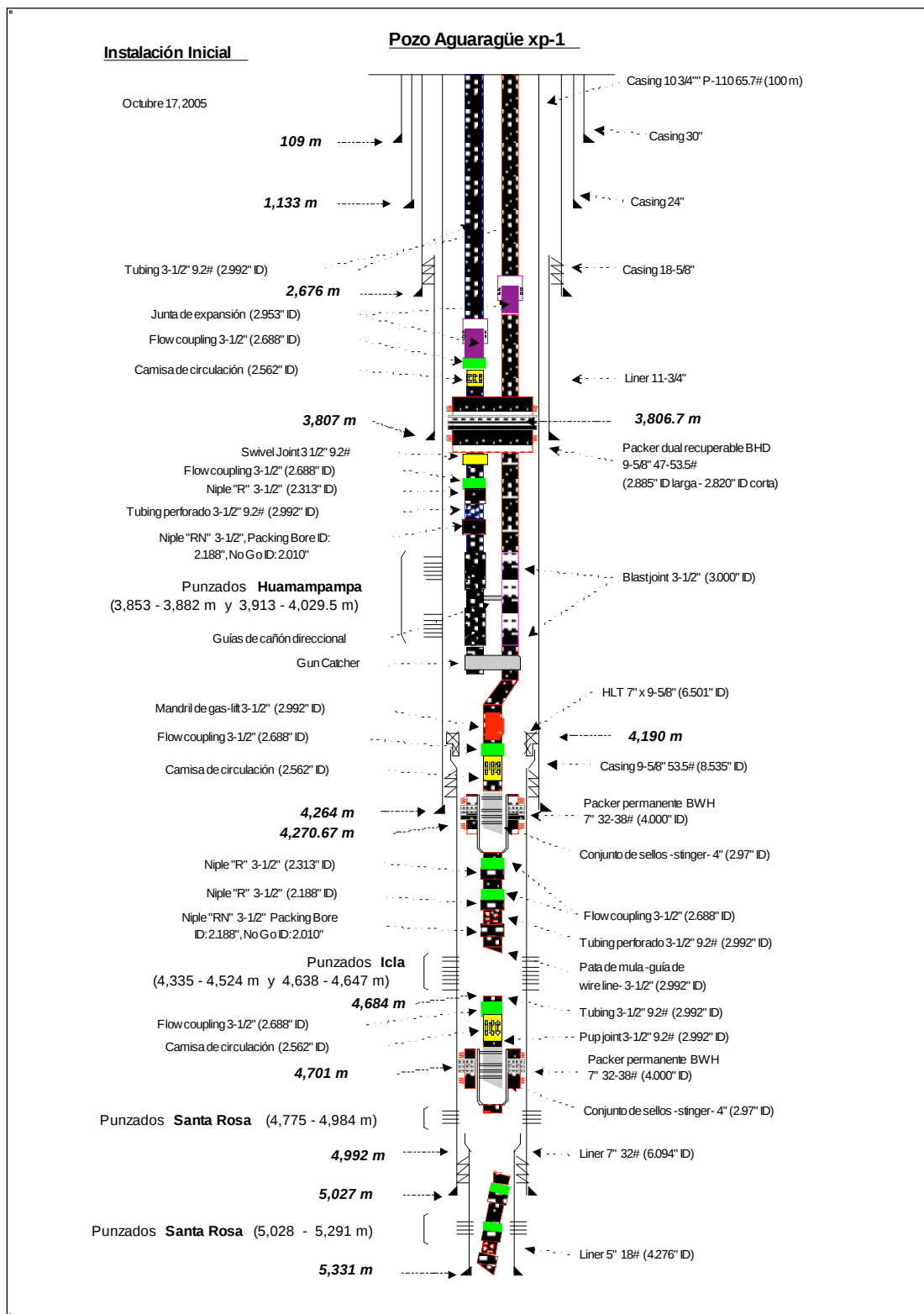


Figura N° 2: Instalación Inicial

- 6.- Limpieza del pozo y calibración para la bajada de la "Completación Inferior". Luego de cementar se rotaría el cemento, se calibraría el pozo y se bajaría la Completación Inferior. Esta constaría de:
 - a) Un vínculo con el packer existente ("BWH"), para posibilitar la recuperación de los tapones que se dejaron en la cola de este packer con el objeto de aislar las formaciones Icla y Santa Rosa en la rama vertical. Este vínculo sería un stinger que se insertaría en el packer BWH y tubing en cantidad necesaria para conectarse con el packer permanente "D" y sus accesorios.
 - b) Un packer permanente "D" con su Seal Bore, el que serviría de asiento para la Whipstock o cuña que se usaría para perforar la rama lateral.

Operación:

- 1.- El cierre de la Sarta Larga se cumplió de acuerdo a lo programado, mediante la colocación con Slickline de un tapón en el niple "R" 2.313" y posteriormente de un tapón inflable en el tubing ubicado inmediatamente por encima. La hermeticidad del tapón "R" 2.313" fue probada por vaciado (el tapón inflable quedó como backup del tapón "R").
- 2.- El ahogue de la formación Huamampampa se realizó de acuerdo a lo programado con un fluido base agua aereado, densidad 800 g/l
- 3.- Se maniobró para librar el packer dual BHD sin resultado, lo que determinó que se realizaran cortes en la Sarta Larga por encima y por debajo del packer dual y en la Sarta Corta por encima del packer dual. _ Ver *Figura N° 3* _ Se recuperó la instalación por encima del packer dual.
- 4.- Se bajó pescador con drill pipe, se pescó la Sarta Larga y se maniobró para librar el packer dual sin resultado.
- 5.- Se realizaron varias carreras con zapato calzado para rotar el packer dual. Se recuperó el packer dual rotado. _ Ver *Figura N° 4* _
- 6.- Se realizaron varias carreras de recuperación parcial de ambas Sartas hasta el corte realizado en la Sarta Larga en 4252 mbbp (4262.5 mbkb).
_ Ver *Figura N° 5* _
- 7.- Se cementaron los punzados de la formación Huamampampa. En programa se contemplaron una operación de cementación principal y tres operaciones correctivas hasta alcanzar la hermeticidad de los punzados (se probarían con 2000 psi). Alcanzar los valores programados de resistencia a la presión requirió de ocho operaciones de cementación correctivas además de la operación principal, ello ocasionó que esta etapa del acondicionamiento del pozo se realizara en aproximadamente tres semanas en lugar de la semana originalmente programada.
- 8.- Se realizó la limpieza y calibrado del casing de 9 5/8" y posteriormente se corrieron los siguientes perfiles: a) Gamma Ray, b) de cemento, c) de corrosión y d) Gyro.
La finalidad de los perfiles realizados fue determinar: a) la calidad del cemento y la integridad mecánica del casing teniendo en cuenta que en aproximadamente en 4180/4190 mbbp se debería abrir una ventana para iniciar la perforación del pozo lateral, b) determinar puntos de referencia para la posterior correlación de medidas que requeriría la bajada de la Completación Inferior y de la Whipstock que, cabe recordar, debería estar orientada con precisión para guiar la perforación de la ventana de salida para la perforación lateral.

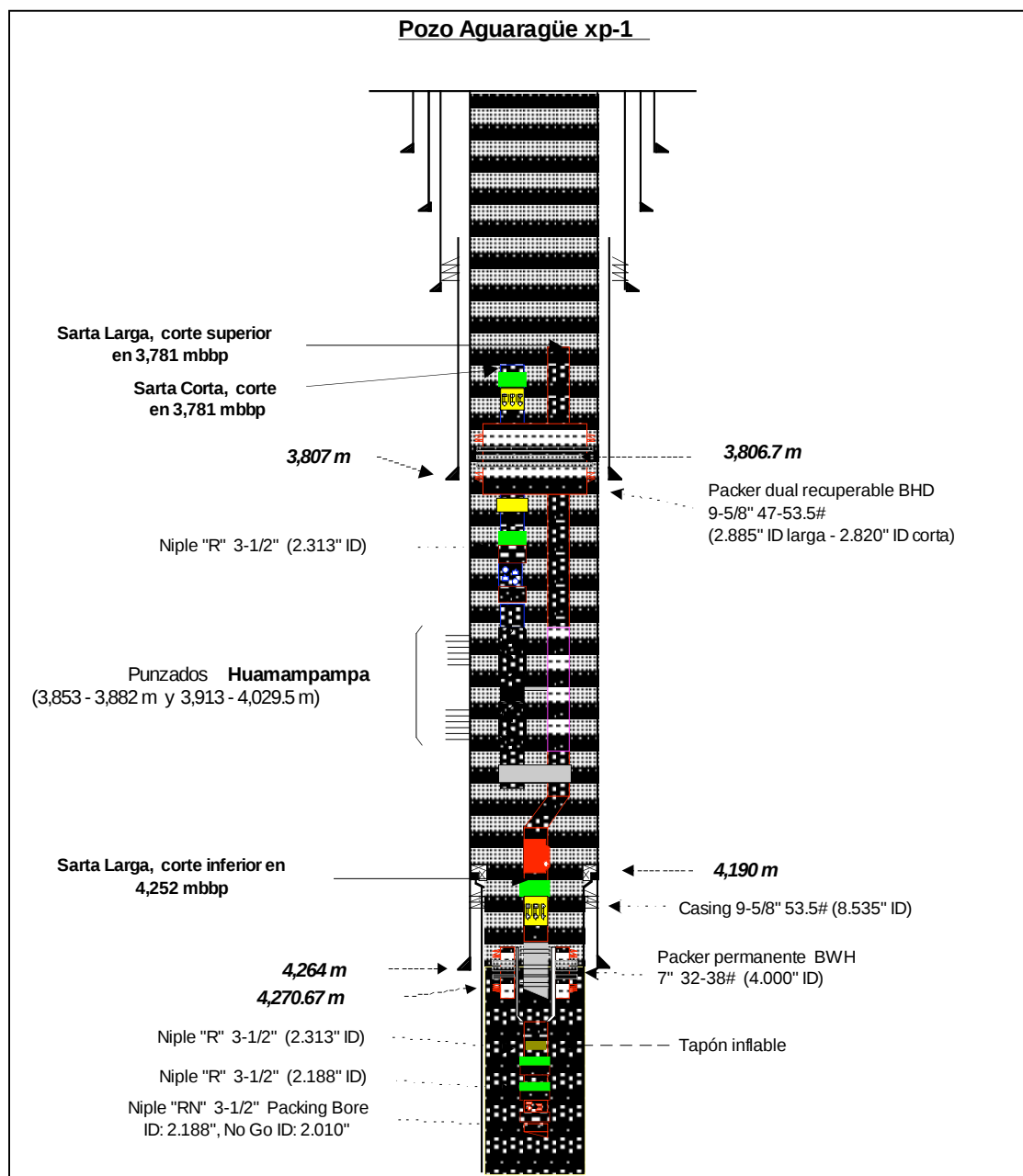


Figura N° 3 (Recuperación de las sargas por encima del packer dual)

- 9.- Se acondicionó el punto de pesca (tubing de 3 1/2") dejado en 4252 mbbp y se lo pescó. Se bajó por dentro de la sarta de drill pipe con Coiled Tubing (con fresa de 2 9/32" y motor de fondo) para acondicionar internamente el punto de pesca (tubing de 3 1/2") y para limpiar internamente el stinger insertado en el packer BWH. Durante esta maniobra se produce una surgencia del pozo a través de la sarta de drill pipe, estando la punta del Coiled Tubing en 3694 mbbp. Se cambió el lodo base agua (fluido de ahogue densidad: 1005 g/l) por salmuera de Formiato de Sodio (densidad 1220 g/l); se circuló a través de Coiled Tubing hasta normalizar el pozo. Se desmontó Coiled Tubing.

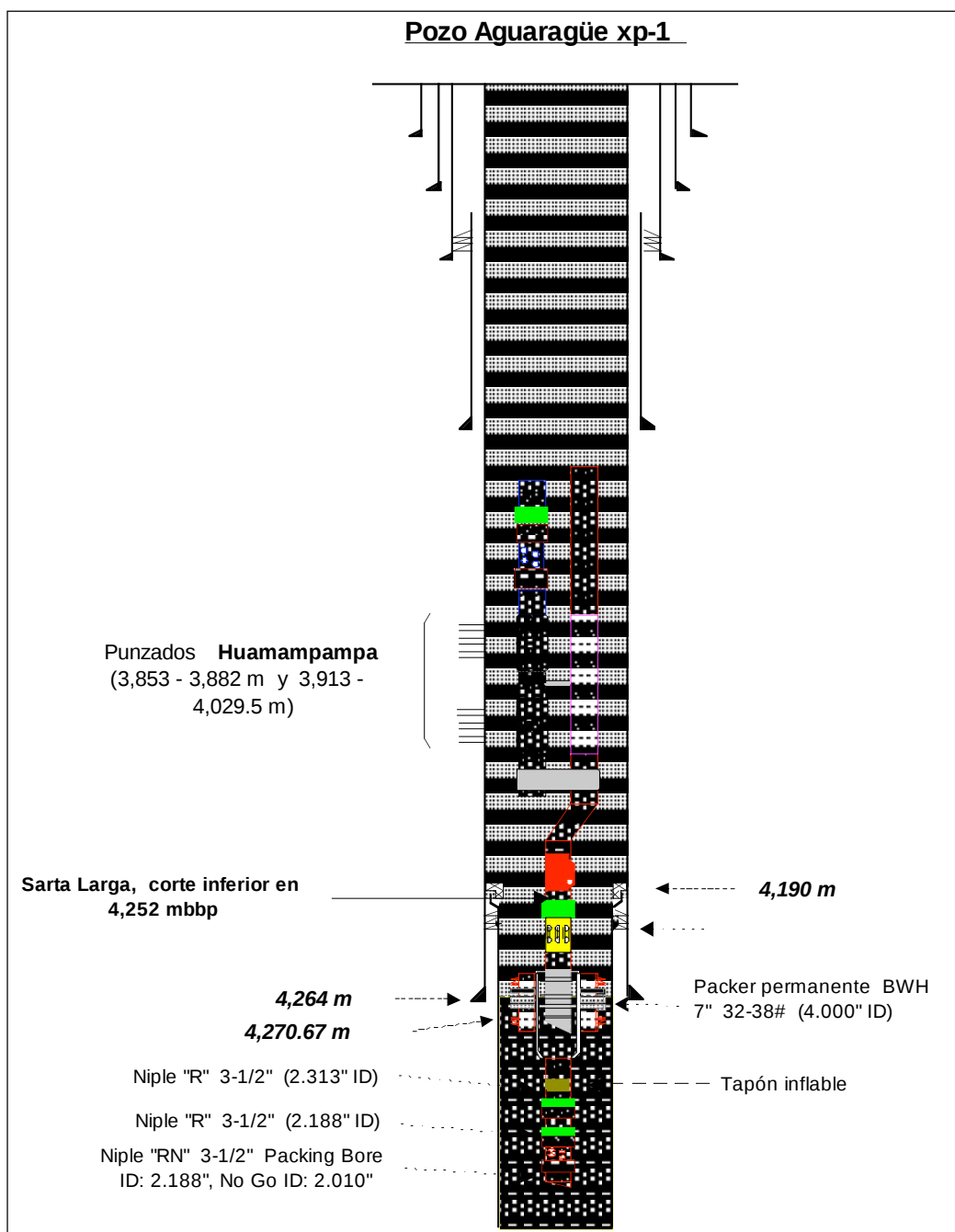


Figura N° 4 (Recuperación del packer dual)

- 10.- Con Wireline se corrió un perfil CCL-GR a fin verificar el estado de la instalación por debajo del packer BWH, de los tapones colocados en la cola del mismo y determinar el origen de la surgencia.
Se encontró que se había caído parte de la cola del packer y con ella los tapones que aislaban las formaciones Santa Rosa e Icla, las que fueron ahogadas por la circulación con salmuera de Formiato de Sodio.
- 11.- Se sacó el stinger del packer BWH y se circuló el pozo con salmuera densidad: 1137 g/l.

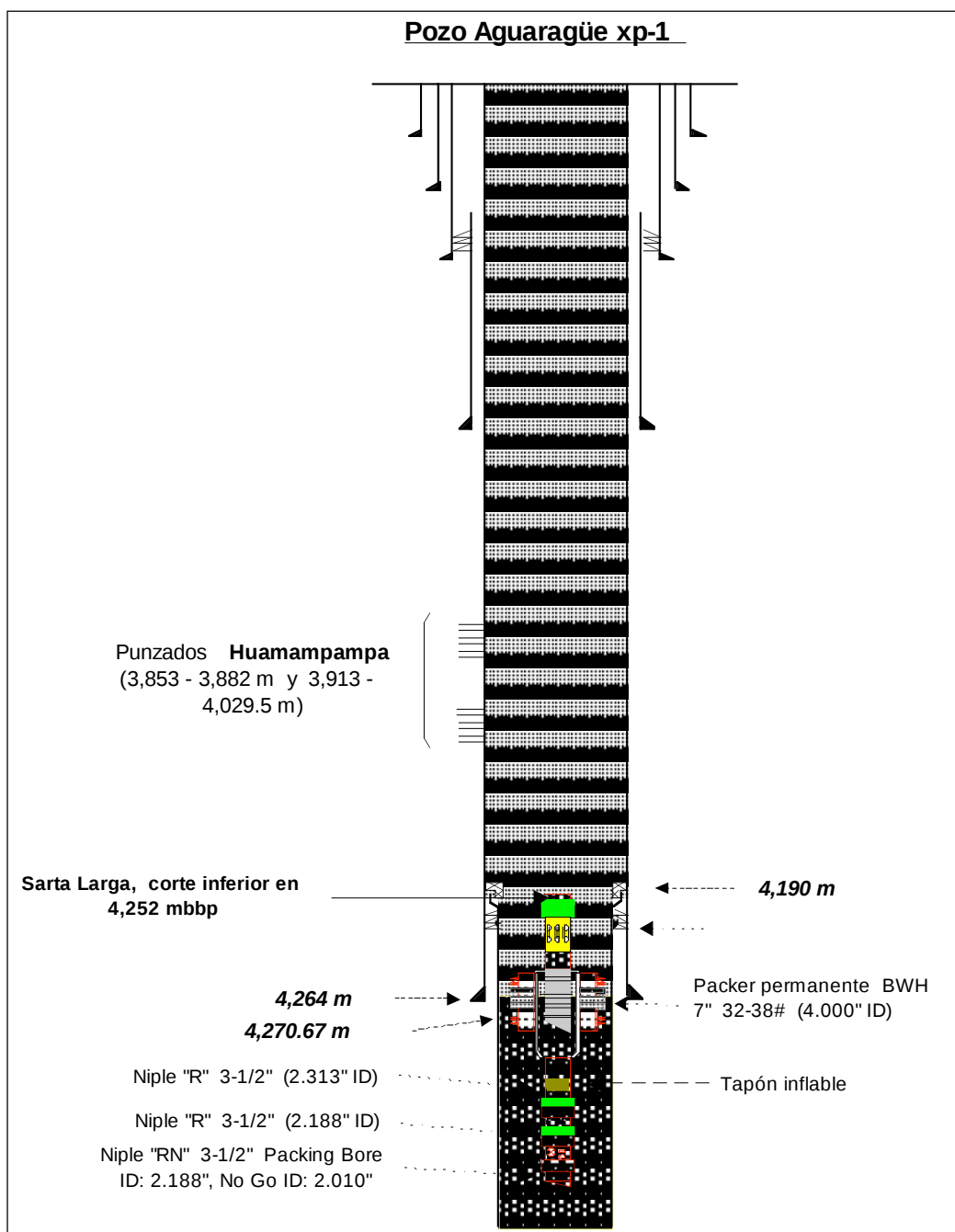


Figura N° 5

12.- Se bajó la Completación Inferior de acuerdo al siguiente diseño:

Guia de reentrada con ½ pata de mula de 3½\" SEC Cr-13 (sup)
Extensión
Locator No-Go (parte inferior)
Packer Permanente Halliburton \"BWH\" de 7\" 32/38# Incoloy 925 105 MY
Parte del Stinger afuera del Packer
Locator No-Go (parte superior)
Tubing 3 1/2\" SEC L-80 9.2# Cr-13, cantidad: 1 jt

Tubing 3 1/2" SEC L-80 9.2# Cr-13, cantidad: 1 jt
 Tubing 3 1/2" SEC L-80 9.2# Cr-13, cantidad: 1 jt
 Tubing 3 1/2" SEC L-80 9.2# Cr-13, cantidad: 1 jt
 Tubing "perforado" 3 1/2" SEC L-80 9.2# Cr-13, cantidad: 1 jt
 Crossover 3 1/2" SEC N-80 pin - 3 1/2" EUE pin más cupla EUE N-80
 Landing Nipple mod. "F" 2.75"
 Crossover 3 1/2" EUE N-80 pin - 3 1/2" SEC pin
 Cupla SEC L-80
 Tubing 3 1/2" SEC L-80 9.2# Cr-13, cantidad: 1 jt
 Tubing 3 1/2" SEC L-80 9.2# Cr-13, cantidad: 1 jt
 Tubing 3 1/2" SEC L-80 9.2# Cr-13, cantidad: 1 jt
 Pup Joint 3 1/2" SEC L-80 9.2# Cr-13
 Bottom Sub 4.75" Stub Acme box (Packer) x 3 1/2" 9.2# SEC pin, 13-Cr, 80 Ksi Mys
 Seal Bore Extension (10 ft). Uniones Stub Acme pin x pin. 13-CR, 80 Ksi Mys
 Packer permanente mod. "D" 190-42, unión Stub Acme box down. 13-Cr, 80 Ksi Mys _ **Parte superior**_

- 13.- Con Slickline se bajó un tapón "FSG" que se alojó en el nicle "F" 2.75" (ítem 13- del diseño) con el fin de garantizar hermeticidad de la rama vertical durante la perforación del pozo lateral; luego se cubrió la instalación de fondo con un gel para impedir el acceso a la misma del debris que se pudiera originar durante la apertura de la ventana y la posterior perforación de la rama lateral.
- 14.- Se perforó una rama lateral hasta aproximadamente 5353 mbbp MD (5037 mbbp TVD).

Sistema de entubación lateral

La tecnología adoptada para la entubación lateral garantiza el acceso con herramientas, tanto a la rama lateral como a la vertical, a la vez que establece un vínculo permanente entre el pozo original y el pozo lateral. El elemento central de este sistema se denomina "Hook Hanger", que es un tubular con una ventana y un gancho ("hook") que está ensamblado en el liner que entuba el pozo lateral. El Hook Hanger a través de la ventana establece una vinculación con el pozo principal y con el gancho mantiene un nexo permanente con el casing del pozo principal. _ Ver *Figura N° 6* _

Una vez instalado el liner con el "Hook Hanger", se deberá bajar la OTS (Orientation Transfer Sleeve). Esta es una camisa que se instala en el Hook Hanger, se baja con drill pipe y, una vez que entra en Hook Hanger, se auto orienta por medio de unos perfiles helicoidales existentes en el mismo, de forma tal que la ventana de la OTS sea coincidente con la ventana del Hook Hanger. La OTS orienta el LEN o Niple de Entrada Lateral, este es un elemento de la Completación que permite el ingreso selectivo a cada rama independientemente.

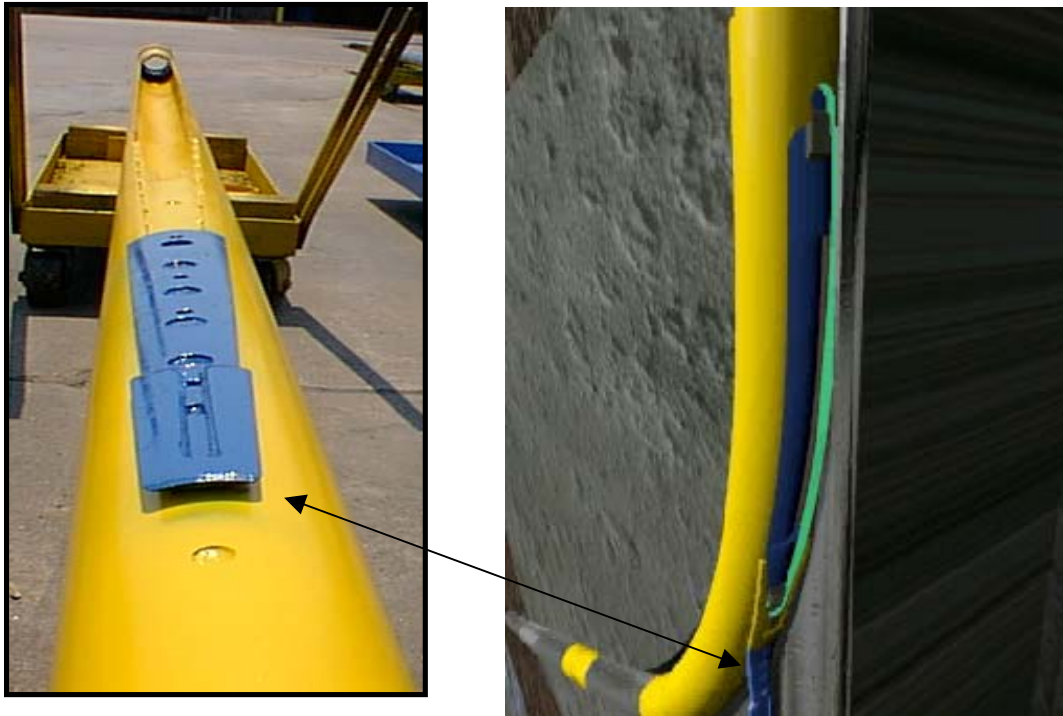


Figura N° 6

En el diseño original de la entubación se había previsto que el liner para entubar la rama lateral fuese de 5 ½", debiendo llevar en la punta un "bent joint" o tubular "doblado" que permitiera el ingreso en la ventana del casing de 9 5/8" una vez recuperada la cuña o Whipstock. Cuando se finalizó la perforación de la rama lateral se realizó una carrera de prueba con la sarta de perforación y un bent joint de 5 ½" a fin de probar el grado de dificultad que tendría la entubación. Este intento resultó fallido, determinándose que la causa de esta dificultad sería la falta de rigidez del bent joint de 5 ½", lo que motivó que se realizaran dos carreras de prueba adicionales. La primera con un bent joint de 7" que alcanzó una profundidad de 4940 mbkb MD y una segunda con un bent joint de 4 ½" que alcanzó el fondo del pozo. Esto motivó una modificación del diseño original, esta modificación consideraba:

- 1.- Que luego de la recuperación de la Whipstock se entubaría un liner de 7" hasta 4800 mbkb MD, en este liner iría ensamblado el Hook Hanger. El liner de 7" se fijaría en el casing de 9 5/8" con su correspondiente colgador y packer.
- 2.- A continuación se entubaría por dentro del liner de 7" un liner 4 ½" para cubrir el resto de la rama lateral hasta el fondo de la misma.

Este diseño de entubación se encuentra esquematizado en la Figura N° 7

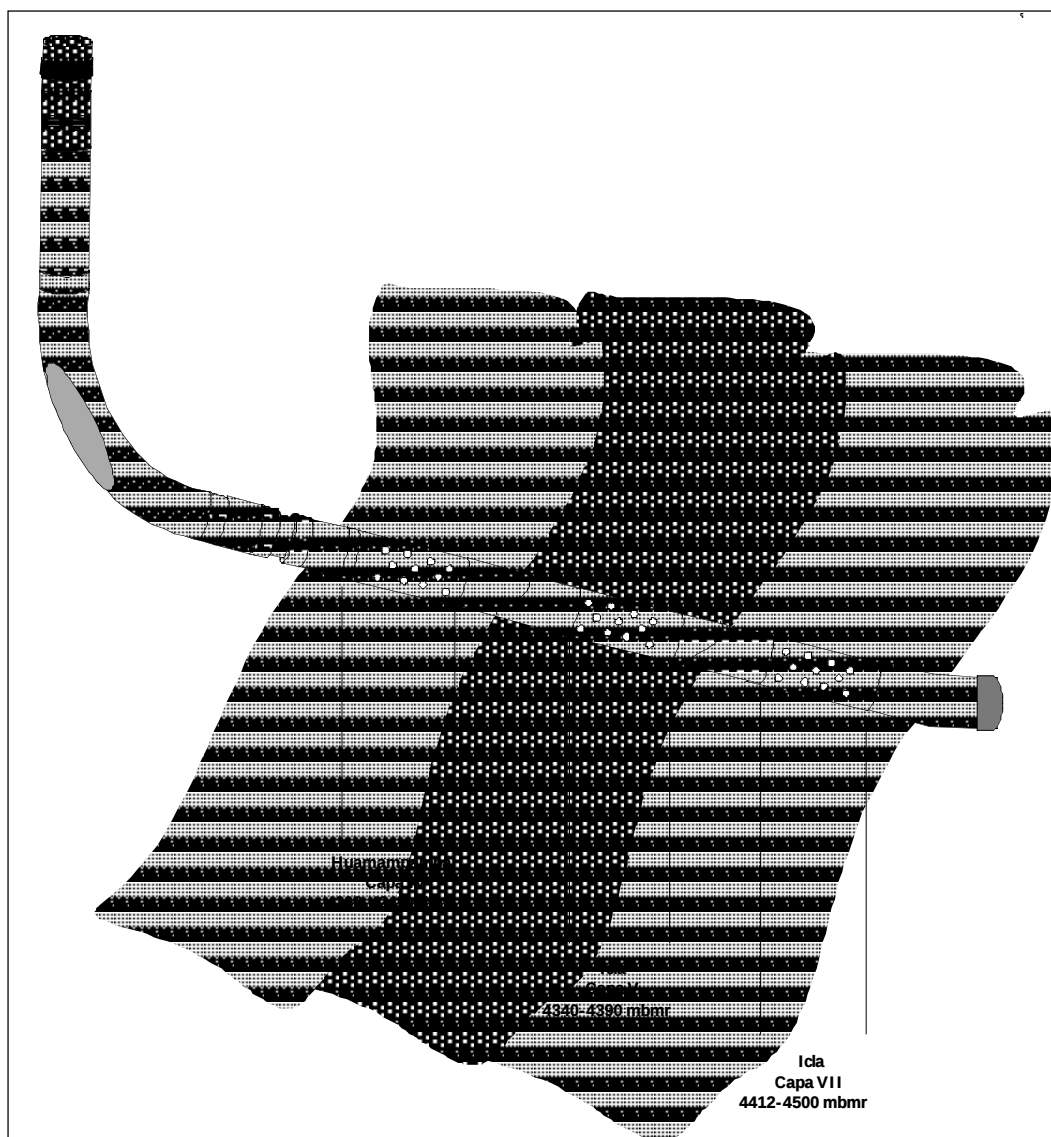


Figura N° 7 (entubación en 7")

Los elementos del liner de 7" son los siguientes:

Liner Top Packer ZXP 7 5/8" x 9 5/8"
New Vam box down
Liner hanger Flex Lock III
New Vam pin - pin
1 Casing joint 7 5/8" 29.7# drift: 6.75"
New Vam box up - pin down
X Over 7 5/8" 29.7# New Vam box up x Butt box down
Hook Hanger modelo "S" 7 5/8" x 9 5/8" (pin - pin)
X Over 7" 29# Butt box up x SEC pin down
Pup Joint 7" long: 10 ft - 29# SEC
T- Swivel New Vam box - pin
Pup Joint 7" long: 10 ft - 29# SEC
X Over 7" 29# SEC box up x 7" 29# TBL pin down

Casing Joint 7" 29# TBL
Bent Joint 7" 29# TBL
Zapato Guía 7" / PROFUNDIDAD FINAL: 4750 mbkb MD

La entubación del liner de 4 1/2" se encuentra esquematizada en la Figura N° 8

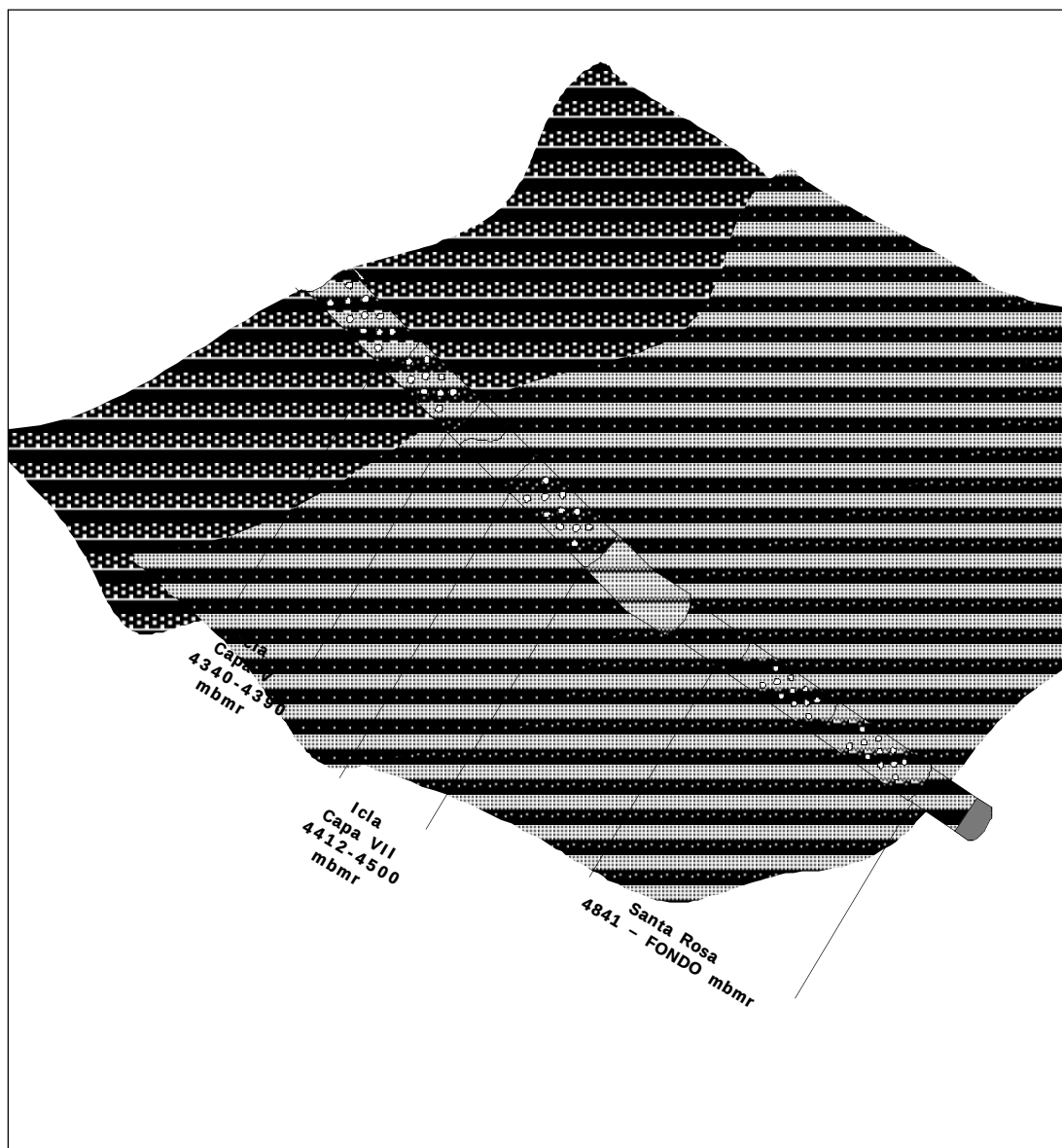


Figura N° 8 (entubación en 4 1/2")

Completación Multilateral

La Completación de este pozo se divide en dos secciones bien definidas, ellas son:

- 1.- "Completación inferior", la que ya se ha descrito y que tiene las siguientes funciones:

- a) Respaldo o asiento de la cuña desviadora o Whipstock. En el packer permanente "D" se asentó la cuña desviadora para posibilitar la perforación de la rama lateral.
 - b) Vinculación con la rama vertical (existente) y los elementos remanentes de la Completación original (packer 4269,7 mbbp) para permitir el ingreso en la "Completación superior" de la producción de la rama vertical.
- 2.- La "Completación superior" es el sistema que recibe y evacua la producción de ambas ramas (vertical u original y lateral o nueva). Este sistema consta de los siguientes elementos:

Locator Seal Assembly Baker modelo G-22 S, con Espaciador de 8 ft y dos unidades de sellos V-Ryte; 3 1/2" 9.2# New Vam box
 Pup jt de 3 1/2" 9.2# SEC L-80 13-Cr x 20.66 ft, cantidad: 1, necesario para cubrir la distancia entre el packer "D" y el Hook Hanger.
 LEN (Lateral Entry Nipple) 3 1/2" (long.: 275.75", ID: 2.75"), New Vam box x pin, con separation sleeve insertada.
 Tubing 3 1/2" 9.2# SEC L-80 13-Cr
 Crossover 4 1/2" 12.6# SEC box x 3 1/2" 9.2# SEC pin.
 Tubing 4 1/2" 12.6# SEC L-80 13-Cr
 Nipple "F" 4 1/2" x 3.688", 12.6# New Vam box x pin
 Tubing 4 1/2" 12.6# SEC L-80 13-Cr
 Packer "Premier" Cut Release Removable, 831-387 (9 5/8" 47-53.5#)
 Tubing 4 1/2" 12.6# SEC L-80 13-Cr
 Retrievable Packer Bore Receptacle 80-48 x 20ft, 4 1/2" 12.6# New Vam
 Pup jt 4 1/2" 12.6# SEC L-80 13-Cr x 10 ft
 Camisa deslizable "CMD", 4 1/2" x 3.750", 4 1/2" 12.6# New Vam, con Check Valve FB-2" 3.750" colocada.
 Tubing 4 1/2" 12.6# SEC (ó 11.6# TBL, de acuerdo a la disponibilidad) L-80 13-Cr, cantidad necesaria para llegar a aprox. 30 m de la superficie.
 Válvula de Seguridad de Subsuperficie 10,000 psi y Tubing 4 1/2" 12.6# SEC L-80 13-Cr, cantidad necesaria para llegar a la superficie.

Función de algunos elementos de la Completación superior:

- _ Locator Seal Assembly: se conecta con el packer "D" (que a su vez está vinculado con el packer BWH de la Completación original)
- _ LEN o Niple de Entrada Lateral (Ver *Figura N° 9*): este elemento posibilita el ingreso selectivo a cada una de las ramas mediante el uso de dos herramientas denominadas "diverters", que se bajan y recuperan con Slickline. Mediante la colocación de los diverters se puede ingresar a cada rama con Coiled Tubing, Wireline o Slickline.



Figura N° 9 a (LEN)

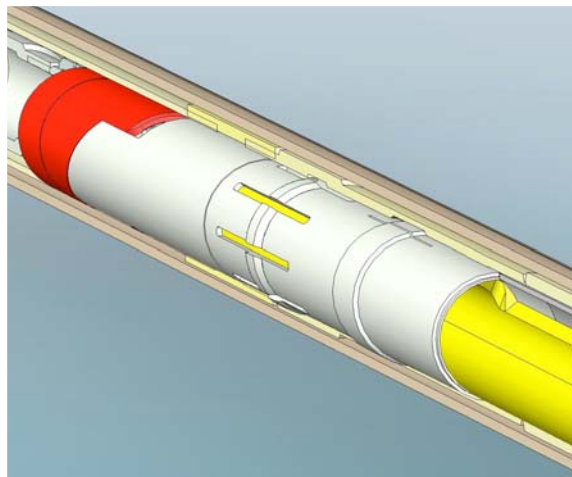
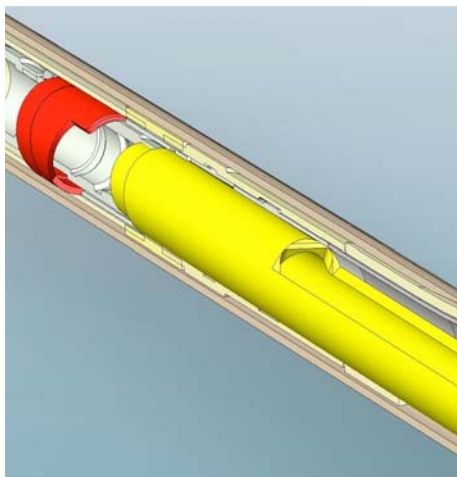
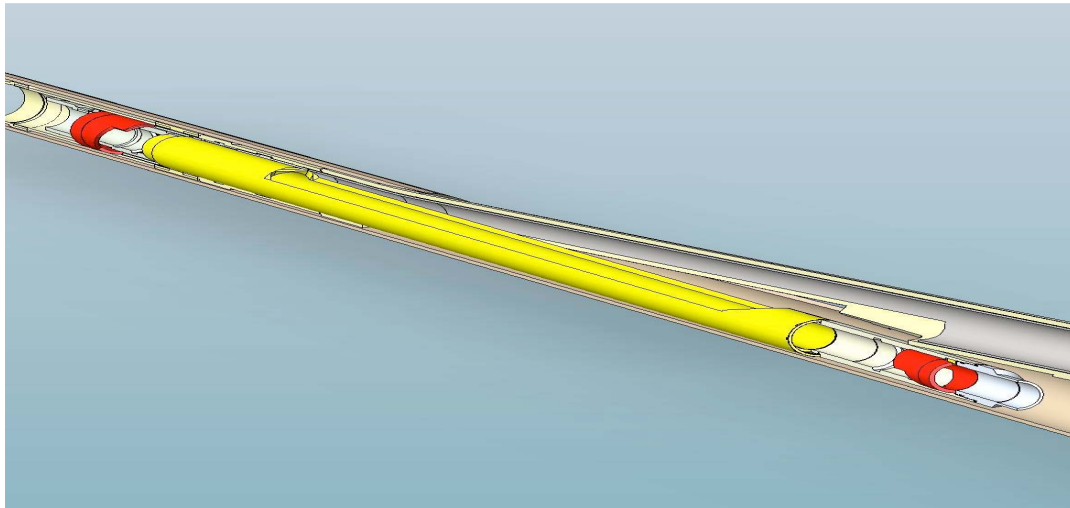


Figura N° 9 b (LEN instalado en el Hook Hanger)

- _ Nipple "F" 4 ½" x 3.688": Por medio de un tapón o de una standing valve asentado en este nipple de producción se puede presurizar la tubería de producción para fijar el packer "Premier" (de fijación hidráulica).
- _ Packer "Premier": es un packer de producción removible.
- _ Retrievable Packer Bore Receptacle (PBR): es un receptáculo de paredes pulidas que, en conjunto con un stinger, permite el movimiento de la sarta de producción debido a cambios de temperatura y presión.

Bajada de la Completación superior:

- _ Armar y bajar con drill pipe el conjunto de OTS (Orientation Transfer Sleeve).
- _ Continuar con la bajada hasta que el perfil de la OTS contacte con el perfil del Hook Hanger y luego asentar.
- _ Sobretensionar para liberar el running tool de la OTS.
- _ Bajar el Conjunto de Fondo con Tubing 4 ½" 12.6# SEC.

Probar en la bajada cada una de las uniones.
Colocar a 100 ft de la superficie la SSSV (Válvula de Seguridad de Subsuperficie).
Continuar bajando la herramienta para localizar el LEN dentro del perfil del OTS.
Presurizar para fijar el packer Premier.
Instalar el tubing hanger.
Armar Árbol de Surgencia.
Con equipo de Coiled Tubing bajar desplazando del interior del tubing el Fluido de Perforación con Nitrógeno hasta que el pozo fluya.

Conclusiones

La finalidad del presente trabajo fue presentar la experiencia de la construcción de un pozo multilateral a partir de un pozo existente. Tal como se ha tratado de mostrar, el acondicionamiento de un pozo existente no siempre es una tarea sencilla y es conveniente realizar una exhaustiva y correcta evaluación de los riesgos involucrados en esta tarea, ya que puede constituirse en una limitación importante (técnica y económica) para alcanzar un resultado exitoso. El caso que hemos presentado tiene una etapa de "Acondicionamiento" con un grado de complejidad que pudo determinar el abandono del proyecto.

A continuación haremos algunas observaciones preliminares acerca del Sistema de Entubación Lateral denominado "Hook Hanger" (por el elemento que lo distingue y caracteriza):

- 1.- El sistema ofrece una opción simple para la realización de un multilateral Nivel 3 (rama lateral entubada sin cementar).
- 2.- Se requiere de un preciso sistema de orientación de la herramienta en la bajada del liner con el Hook Hanger, a fin de lograr el correcto posicionamiento de la ventana y el gancho del Hook Hanger; si ello no se lograra podría fracasar el ensamble del Hook Hanger con la ventana del casing (pozo principal).
- 3.- Aunque se cumpliera con la condición enunciada en el ítem anterior, si la ventana del casing (pozo principal) estuviese deformada o debilitada (por alguna contingencia ocurrida durante la perforación) también podría fracasar el intento de vinculación entre el Hook Hanger y el casing del pozo principal.
- 4.- Si ocurrieran los eventos descriptos en los ítems 2.- y 3.- aun se podría obtener un resultado aceptable, garantizando el acceso a ambas ramas (aunque no la vinculación mecánica de las mismas a través del gancho del Hook Hanger), si se lograra un correcto posicionamiento del Hook Hanger en profundidad y orientación. A tal fin se recomienda posicionar mediante una marca radioactiva (registrando posteriormente con Gamma Ray): a) la cuña desviadora o Whipstock, ya que la misma determinará la posición de la ventana que se debe realizar en el casing del pozo principal; b) en la sarta de bajada del liner que lleve ensamblado el Hook Hanger (en una unión lo más próxima posible al Hook Hanger). Disponiendo de ambas marcas se puede lograr una correcta correlación entre el Hook Hanger y la ventana del casing del pozo principal. La orientación se determina por alguno de los sistemas usuales (Gyro, MWD).

En un análisis previo a la adopción de un sistema multilateral se deberá tener en cuenta:

- a) El costo de perforar y completar un pozo lateral versus perforar y completar un pozo nuevo.
- b) Los riesgos señalados y las dificultades potenciales que podrían presentarse.

- Un sistema multilateral puede ser una solución para reducir los costos aunque se deberá analizar en cada caso propuesto la factibilidad técnico económica del mismo.

