

ACIPET

Uso de Barracuda™ HEX-Hanger™ o “Colgador de Alta Expansión” para instalación de sensores de presión y temperatura en pozos monobore y con restricciones

H. Trujillo, Rodatech. D. Calle, Rodatech. J.D. Marin, Ecopetrol. M. Norgate, Acoustic Data. J. Tolley, Acoustic Data.

Categoría: Marque con una “X”

- Artículo Técnico
- Tesis Pregrado
- Tesis Posgrado

Derechos de Autor 2022, ACIPET

Este artículo técnico fue preparado para presentación en el XIX Congreso Regional Colombiano de Petróleo, Gas y Energía organizado por ACIPET en Cartagena, Colombia.

Este artículo fue seleccionado para presentación por el comité técnico de ACIPET, basado en información contenida en un resumen enviado por el autor(es).

Resumen

El anclaje de sensores memorizados en fondo de pozo es una práctica comúnmente utilizada para adquirir información de presión y temperatura necesaria para caracterizar el yacimiento, evaluar el desempeño del sistema de levantamiento y ajustar los modelos analíticos y dinámicos, entre otros. Es por esto que cuando no se tiene un perfil disponible para anclar los sensores (o el perfil se encuentra deteriorado), se presenta una limitante para la adquisición de información, que podría derivar en una mayor incertidumbre en la toma de decisiones.

Para superar esta condición, se desarrolló el sistema Barracuda™ HEX-Hanger™ o “Colgador de Alta Expansión”, diseñado y patentado por la empresa Acoustic Data. Esta tecnología utiliza brazos retractiles para fijarse a la pared de la tubería o casing, los cuales son activados a través de una herramienta de anclaje electromecánica, 100% libre de explosivos, denominada Barracuda™ Electro-SET™ que opera memorizada y se alimenta de un juego de baterías de litio (el sistema es corrido con slickline). Debido a la capacidad que tienen los brazos de bajar retraídos, el sistema puede ir por debajo de restricciones de diámetro que no se podrían superar con sistemas de anclaje convencionales tipo lock mandrel. Esto es debido a que mientras el sistema es corrido en pozo tiene un OD máximo de 1.69”. El diámetro reducido lo hace una herramienta versátil que reduce las restricciones de flujo que se podrían generar con tecnologías similares.

A principios del presente año el sistema Barracuda se implementó en un pozo del Piedemonte Llanero Colombiano que no tenía ningún perfil disponible para colgar sensores memorizados y debido a la complejidad de la actividad que se iba a desarrollar, no era viable mantener los sensores colgados con cable. El objetivo principal de la operación era monitorear el comportamiento de presión y temperatura en frente de los perforados, durante una operación de levantamiento de líquidos realizada con inyección de nitrógeno a través de Coiled Tubing. Con esta información se quería identificar posibles diferencias entre los valores de presión estimados con modelos analíticos y los reales medidos.

Para esta actividad se instaló el sistema Barracuda™ Hex Hanger en Liner de 7” (15,900 ft aprox.), por debajo de un colgador con nipple que reducía el diámetro de acceso hasta 2.69 in. El sistema monitoreó por cerca de 44 días datos de presión/temperatura estabilizada de yacimiento y 6 días el comportamiento de presión de fondo durante la operación de levantamiento con nitrógeno. La información recuperada de los sensores permitió identificar que había diferencias significativas entre la presión estimada con los modelos analíticos y la real medida, la cual estaban derivando en una mala toma de decisiones operativas referentes al caudal/profundidad óptima de bombeo. Una evaluación multidisciplinaria permitió identificar que los modelos utilizados para replicar

los procesos de inyección de nitrógeno, no involucraban fenómenos de resbalamiento de fluidos, por tal motivo, cuando se tenían caudales de inyección que están por debajo de la tasa crítica, no se tenía una buena predicción del comportamiento de presión de fondo. A través de la información registrada se pudo ajustar un nuevo modelo, el cual mejoró los inputs para la toma de decisiones y el desempeño de las actividades de levantamiento de pozo.

Introducción

El conocimiento de los yacimientos se debe en gran medida a los diferentes tipos de registros de fondo de pozo que se realizan en cada una de las etapas de la vida de un pozo entre los cuales tenemos: registros de integridad, registros sonicos, registros de densidad, registros de presión y temperatura, registros ILT, registros PLT, etc. Los registros de presión y temperatura son normalmente desarrollados durante la etapa de producción del pozo con objetivo de, monitorear el agotamiento de las formaciones, evaluar el desempeño de la estrategia de reinyección de un patrón, determinar si el método de drenaje del yacimiento se está realizando de forma eficiente, y determinar otras propiedades de yacimiento como: daño de formación, permeabilidad, fronteras del área de drenaje, el efecto de almacenamiento, etc. Con el fin de tomar acciones que permitan optimizar la producción del pozo.

Debido a las características de los pozos del Piedemonte Llanero Colombiano, donde se tiene completamientos monobore (ver Figura 1: Estado Mecánico), que no cuentan con nipples perfilados o los perfiles no tienen la integridad para permitir la instalación de sensores de presión y temperatura memorizados, la adquisición de datos se limita a tener los sensores colgados con cable por periodos de tiempos relativamente cortos debido al riesgo y el alto costo que esto involucra para la operación. Esta condición ha impedido que se tenga información suficiente para evaluar el comportamiento de presión de fondo durante algunas intervenciones críticas, ya que al tener la unidad de Slick Line con cable dentro del pozo no es posible ejecutar otras operaciones con coiled tubing, como la actividad de levantamientos con nitrógeno. Debido a esta limitación de información, no ha tenido información suficiente para validar si los modelos analíticos que se utilizan para la toma de decisiones representan el comportamiento real de presión en fondo de pozo.

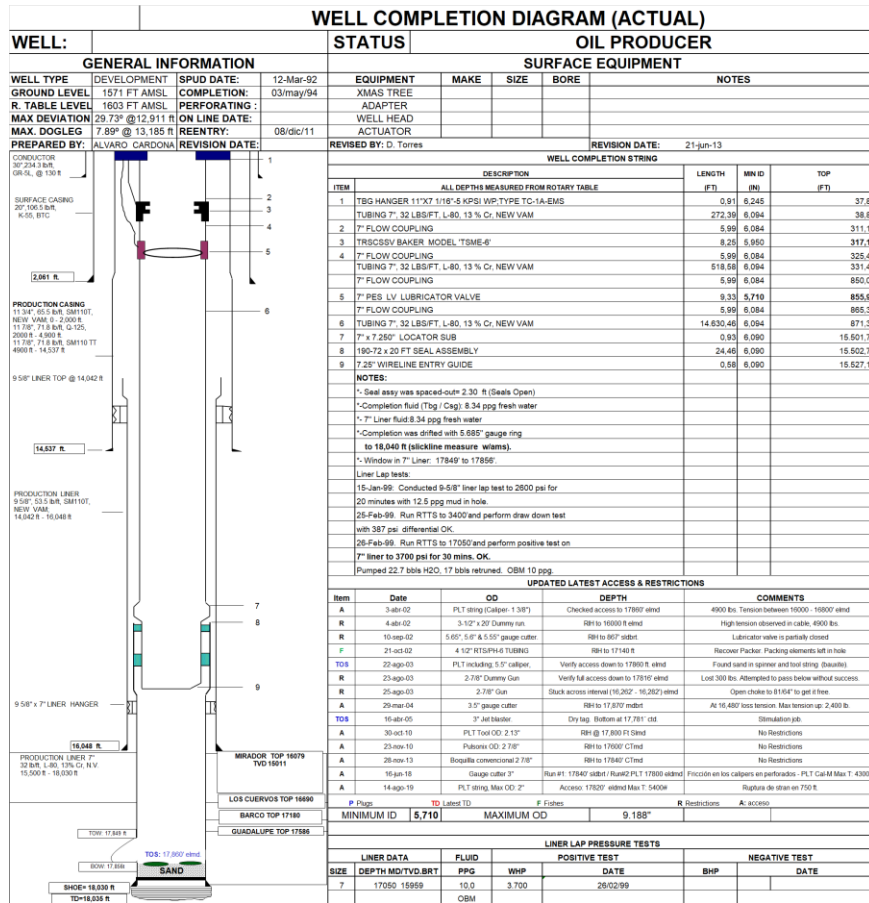


Figura 1: Estado Mecánico Pozo Monobore

Con el objetivo de superar estas limitaciones se planteó el uso del sistema Barracuda como sistema de anclaje y monitoreo de variables de presión y temperatura cerca de los perforados de la formación productora en casing de 7", que además permitiera pasar en su recuperación por una restricción de 2.69" para que a través del levantamiento con nitrógeno, se buscara evaluar el potencial de producción que podría tener el pozo, ante una posible instalación del sistema CTGL. Adicionalmente se esperaba tener información que permitiera definir los parámetros de profundidad y caudal de inyección, que podrían optimizar el levantamiento de líquidos y tener información base que permita ajustar el modelo analítico del pozo y proyectar con mayor certeza los incrementales de producción que se podrían generar.

Descripción Solución Tecnología Barracuda™ HEX-Hanger™

El Barracuda™ HEX-Hanger™, patentado y diseñado por Acoustic Data, es un colgador de sensores de presión y temperatura de gran expansión que se puede instalar en cualquier parte de la tubería o el revestimiento, lo que permite a los operadores anclar de forma segura sensores de telemetría acústica, sensores memorizados, muestreadores de fluidos y otros dispositivos de fondo de pozo. El sistema Barracuda se desarrolló como una opción de instalación rigless en fondo de pozo por línea de acero del sistema de monitoreo en tiempo real inalámbrico SonicGauge™ Wireless Monitoring System, también desarrollado y patentado por Acoustic Data, en pozos sin medidores o con un medidor cableado permanente de fondo de pozo en falla (PDHG – Permanent Downhole Gauge, por sus siglas en inglés).

Los modelos Barracuda™ HEX-Hanger™, se adaptan a tamaños de tubería/revestimiento de 2-3/8" a 13-3/8", siendo instalados mediante la Barracuda™ Electro-SET™, una herramienta de instalación electromecánica accionada por baterías recargable. Las herramientas se instalan a través de métodos convencionales de línea de acero. El cuerpo OD delgado de 1.3" de la tecnología ofrece una restricción de flujo significativamente menor que tecnologías tipo lock mandrel o tubing hanger. El mecanismo de instalación único hace que los brazos con los insertos se expandan hasta el tamaño de la tubería o casing y se anclen de forma efectiva contra la pared. Un sistema de retención de fuerza asegura que la fuerza de agarre de la herramienta se mantenga incluso con cambios significativos en las condiciones del pozo. El sistema ha sido probado y certificado por SGS para soportar 2 Toneladas de fuerzas axiales.

El nombre 'Barracuda' se presta perfectamente a las características de velocidad, fuerza y agarre de esta tecnología de tamaño compacto.

ELECTRO-SET (SETTING TOOL)		HEX-HANGER (GAUGE HANGER)	
Type (Power)	Electro-Mechanical (Battery Powered)	Type	Rotationally Set via Electro-SET
Non-Explosive	Yes	Holding Capacity	>2,000kg (>4,400lbs) Certified by SGS
Service	Multi-Run Capability	Service	Field Serviceable
Material	Super Duplex	Material	Super Duplex UNS S32760 Inconel 718 (optional)
External Diameter	48mm (1.89")	External Diameter	33.4mm (1.31")
Length	590mm (23.2") – 820mm (32.3")	Length	650 – 950mm (25.59" – 37.4")
Weight	5kg (11lbs) – 6.5kg (14.3lbs)	Weight	4kg (8.8lbs)
Pressure	10,000psi max. rating	Fishing Head	1" (Jar up to retrieve)
Temperature	150°C (302°F) max. rating	Tubing/Casing	2-3/8" to 13-3/8" sizes

Tabla 1: Especificaciones Barracuda™



Figura 2:
Barracuda™ HEX-Hanger™

Memorias con el Barracuda™ HEX-Hanger™

Para la adquisición de datos se emplearon sensores memorizados tipo piezo resistivo con el fin de que adquiriera toda la información de presión y temperatura durante la intervención al pozo, capaces de registrar mas de 6 meses con una tasa de muestreo de 3 segundo por cada punto de presión y temperatura (P/T). Para el caso puntual se programaron los sensores (principal y backup) para tomar un dato de presión y temperatura cada segundo lo que daría una capacidad de registrar por 127 días por capacidad de Memorias y 150 días por capacidad de Baterías.

SPECIFICATIONS	Pressure	Temperature
Accuracy Up To	0.03% F.S.	0.5degC
Resolution	0.0003% F.S.	0.005degC
Drift	< 3psi / year	<0.1degC / year
Capacity	10 Million Samples	
Communication Method	USB	

Tabla 2: Especificaciones Sensores Piezo

Planeación

Para dar aseguramiento a la implementación del sistema Barracuda, se llevaron a cabo reuniones sistemáticas donde se realizaron actividades de análisis de riesgos de uso de la tecnología con el equipo interdisciplinario de la operadora, incluyendo personal de la operación para revisar detalles de la ejecución de Barracuda™ HEX-Hanger™ revisando uno a uno los riesgos que se podrían tener y revisar un plan de acción para mitigar que se materializara. Por otra parte se realizo visita a la base de operaciones de la empresa de servicios de slickline (Figura 3 y 4) con el fin de asegurar que las herramientas que se fuesen a utilizar en la intervencion tuvieran toda la compatibilidad y que no se presentaran inconvenientes a la hora de ejecutar el servicio. La adecuada planeación del servicio integrando todas las partes involucradas fueron esenciales para el desarrollo de la prueba tecnológica.



Figura 3:
Armado de BHA Barracuda™
HEX-Hanger™ y Sensores

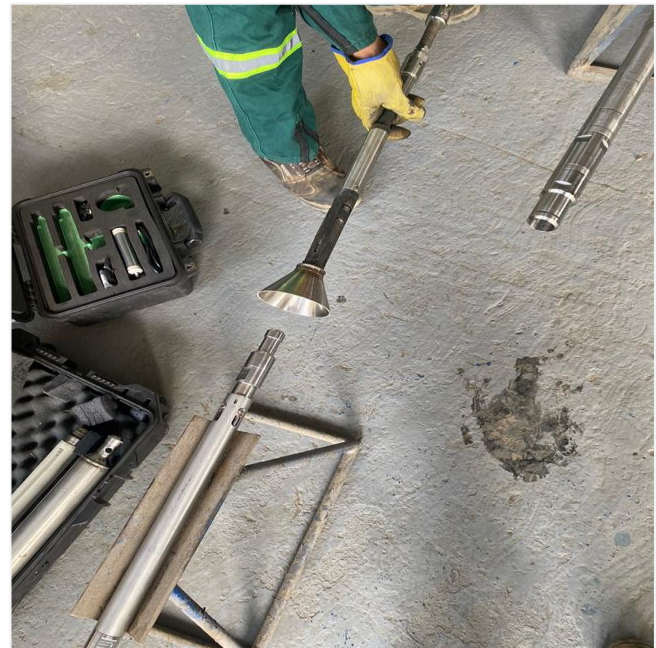


Figura4:
Comprobacion sistema de pesca
Barracuda™ HEX-Hanger™

Corrida del sistema a fondo de pozo

El 18 de Febrero de 2022, se llevo a cabo la corrida del sistema Barracuda siguiendo el protocolo de pruebas de superficie indicado por Acoustic Data (el Fabricante) en conjunto con el mismo desarrollado con la Operadora para dar aseguramiento de una funcionalidad de las herramientas que iban a ser ancladas en el pozo a una profundidad aproximada de 15,900ft. Dentro del los aseguramientos que se realizaron en el pozo fueron:

- Inspección visual y dimensional de todos los componentes
- Medición de carga de las baterías a usar en el anclaje del Barracuda™ HEX-Hanger™
- Prueba de funcionalidad de giro de la Barracuda™ Electro-SET™ con el HEX-Hanger de prueba o “dummy”
- Configuración de los pines de corrida y recuperacion del Barracuda™ HEX-Hanger™ según el programa operacional definido (ver Tabla 3: Configuración Pines).

APPLICATION	Tamaño	Pin OD	Cantidad	Fuerza de Corte Lbs (Cada Pin)	Total Fuerza de Corte Lbs
SHEAR PINS - CORRIDA					
316 Stainless Steel Pin in Barracuda Electro-SET	1/8”	0.125”	2	605	1,210
SHEAR PINS - RECUPERACION					
316 Stainless Steel Pin in Barracuda HEX-Hanger	1/8”	0.125”	2	605	1,210
Brass Pin in HEX-Hanger	5/32”	0.156”	2	1,307	2,614
Total Fuerza para Liberación (lbs)					3,825

Tabla 3: Configuración Pines

Una vez fue verificado todo el funcionamiento, se calcularon los tiempos de corridas de las herramientas a fondo de pozo con línea de acero (slickline) considerando lo siguiente: a) armado de BHA en superficie, b) corrida de herramientas desde superficie hasta profundidad de 15,900ft y c) imprevistos y margen de seguridad. Se procede a la programación de la setting tool electro mecánica Barracuda™ Electro-SET™ mediante la interface del Software Barracuda instalado en el computador y cable USB, quedando el mismo programado con un tiempo de activación de 4 horas (ver Figura 5. Programación de Barracuda™ HEX-Hanger™).

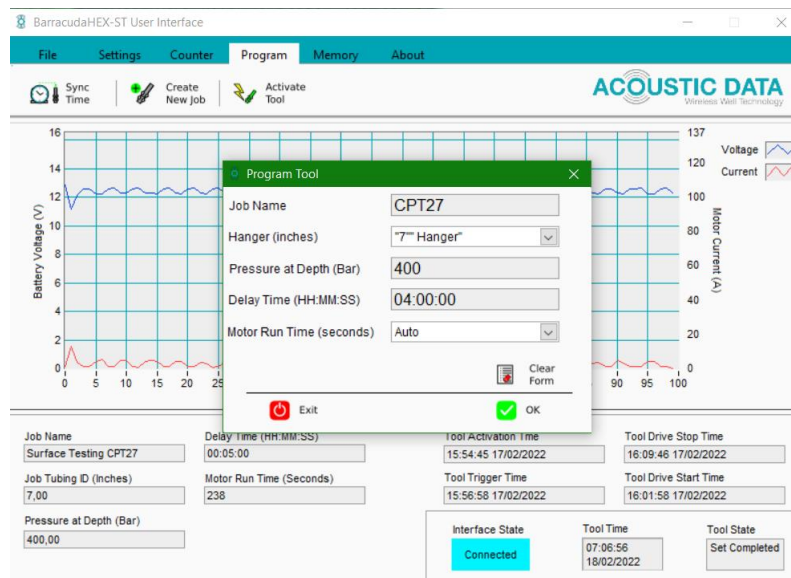


Figura 2: Programación de Barracuda™ HEX-Hanger™

Una vez programado y armando el BHA (ver Figura 6: Sarta Corrida Barracuda™ HEX-Hanger™ con sensores) se procedió a la corrida a fondo de pozo llegando a la profundidad en un tiempo aproximado de 15 minutos antes de la activación de la Barracuda™ Electro-SET™. Culinado el tiempo se esperó al anclaje el cual se evidencio mediante oscilaciones de tension en el Martin Decker de la unidad de slick line. Una vez se culminado el proceso de anclaje se procedió a la liberación de la Barracuda™ Electro-SET™ rompiendo los pines con una fuerza hacia arriba de 1,210 lbs. Una vez en superficie se comprobó que el Barracuda™ HEX-Hanger™ fue anclado correctamente en fondo de pozo (ver Figura 7: Evidencia Comprobación asentamiento correcto Barracuda™ HEX-Hanger™), mostrando la gráfica que la herramienta realizó todos los ciclos de funcionamiento para el anclaje correcto del Barracuda™ HEX-Hanger™ contra las paredes internas del casing. Adicionalmente, la herramienta se activó según lo esperado, a las 4 horas de tel tiempo programado para activación, iniciándose a las 11:10:40 del 18/02/2022 y terminando su ciclo de anclaje a las 11:18:28 del 18/02/2022. Los sensores quedan en fondo de pozo monitoreando por 44 dias el comportamiento estabilizado de presión y temperatura de yacimiento.

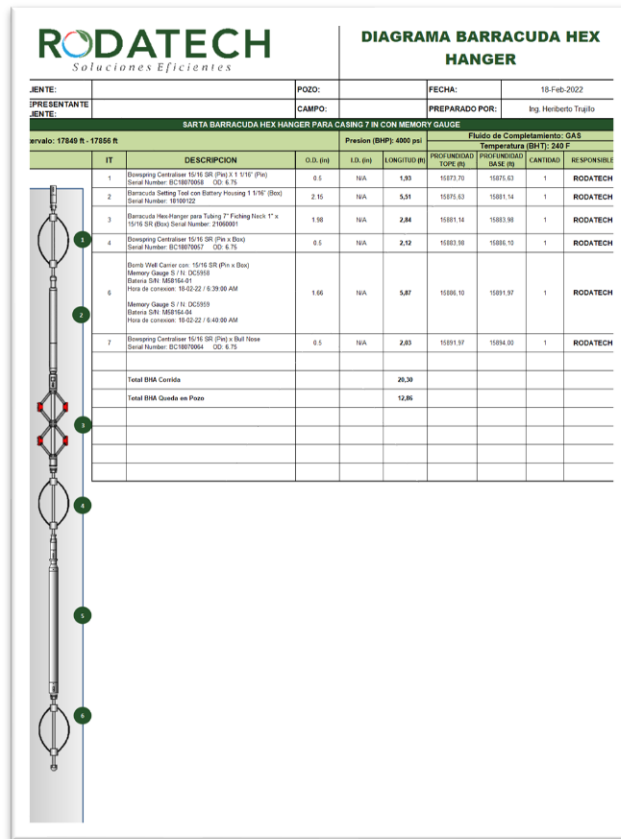


Figura 3: Sarta Corrida Barracuda™ HEX-Hanger™



Figura 4: Evidencia Comprobación asentamiento correcto Barracuda™ HEX-Hanger™

Desarrollo de la operación de levantamiento con N2

Posterior a los 44 días de monitoreo de presión de yacimiento, se instaló sección de colgador con niple y standing valve a 15470 ft MD, el objetivo de la corrida de este BHA era asegurar que la columna de líquido no retornara al yacimiento durante el levantamiento con nitrógeno. Luego se abrió pozo a producción llevando WHP a 300 psi, sin embargo, se observó una rápida pérdida de capacidad de levantamiento (el pozo fluye por muy corto tiempo). Posteriormente se realizó prueba de presión para validar que la standing valve estuviera realizando un buen sello. Para esto se presurizó tubing con N2 hasta alcanzar 1400 psi; durante la operación se observó una caída de 7 psi en 3 hrs (estos resultados confirmaban que la standing valve estaba dando buen sello). Luego se realizó levantamiento con N2 inyectando una tasa entre 1200 – 1500 scfm y manteniendo una WHP de 300 psi; durante esta inyección se logró recuperar a superficie 50 bbl de líquido. Posteriormente se cerró inyección de N2 y se realizó prueba a 0 psi sin observar aporte de líquidos en superficie, se cerró nuevamente pozo y se monitoreó comportamiento de restauración por 30 minutos. Seguidamente se realizó nueva etapa de levantamiento con N2 inyectando una tasa entre 1200 – 1500 scfm y manteniendo una WHP de 300 psi; durante esta inyección solo se logró recuperar a superficie 105 bbl de líquido. Posteriormente se realizó prueba a 0 psi sin observar aporte de líquidos a superficie., se cerró nuevamente pozo y se monitoreó comportamiento de restauración por 6 hrs. Finalmente se recuperó standing valve a superficie y se bajó a recuperar el Barracuda™ HEX-Hanger™

Recuperación

Después de aproximadamente 50 días en fondo con el Barracuda™ HEX-Hanger™ registrando a través de los sensores de presión y temperatura ubicados en la parte inferior del sistema, se llega a la locación del pozo y se procede a realizar la pesca del sistema con el BHA (ver Figura 8: Sarta de Pesca de Barracuda™ HEX-Hanger™), conformado por la Pulling Tool y por la desviación del pozo a la profundidad de anclaje del Barracuda™ HEX-Hanger™ fue necesario la instalación de 3 centralizadores para centralizar correctamente la herramienta de pesca y que su campana fuera directo al cuello de pesca de 1 in. Cuando se llegó a fondo para pescar el BHA, la herramienta fue enganchada correctamente con la Pulling Tool y se trabajó la sarta con un Martillo hacia arriba. De esta manera los pines de liberación fueron rotos con una fuerza de 3,835lb de tensión, logrando sacar la sarta completa a superficie, recuperando todos los componentes que se habían instalado (ver Figura 9: Componentes BHA Barracuda™ HEX-Hanger™ Recuperado)

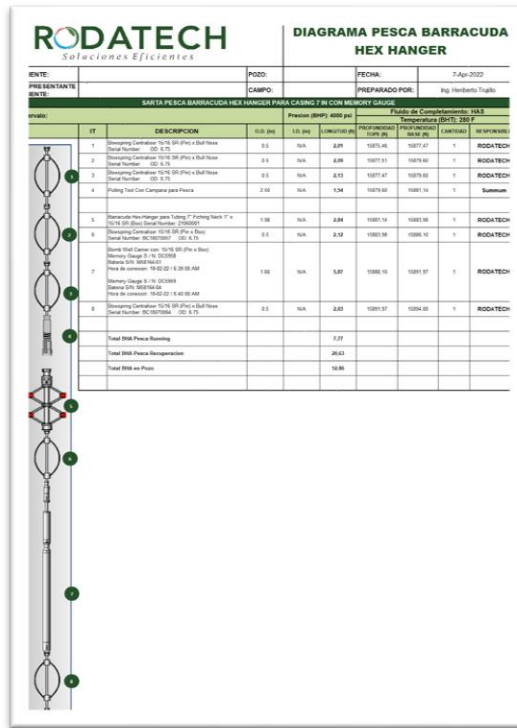


Figura 5: Sarta de Pesca de Barracuda™ HEX-Hanger™



Figura 6: Componentes BHA Barracuda™ HEX-Hanger™ Recuperado

(De Izquierda a Derecha: Centralizador con Carrier Memorias, Centralizador y Barracuda HEX-Hanger, Centralizadores y Pulling Tool)

Resultados

En la Figura 7 se observa el comportamiento de la señal de presión y temperatura registrada durante los 50 días de monitoreo en fondo. Se destaca que no se tuvieron inconvenientes de lectura del sensor y la data fue recuperada en un 100 %.

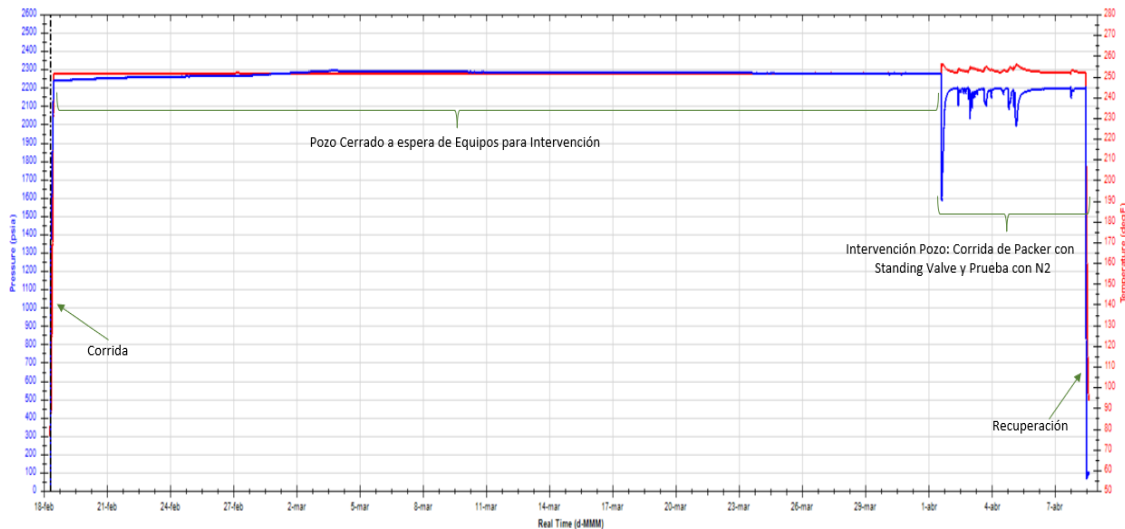


Figura 7. Información registrada durante todo el periodo de monitoreo

En la **Figura 8** se presenta el comportamiento detallado de presión registrado durante la operación de levantamiento con N₂.

A continuación se describen los resultados e interpretaciones de la data de presión adquirida en cada una de las fases del levantamiento con N₂ (**Figura 8**):

1. Después de 44 días de monitoreo de presión de yacimiento, se realizó apertura de pozo, observando una súbita reducción de presión de fondo que llegó hasta 1584 psia (BHSIP de psia). Posteriormente el draw down fue decrecimiento rápidamente hasta quedar por debajo del umbral de flujo, donde desaparecen las turbulencias y se empieza a verse un comportamiento de restauración de presión. El comportamiento de presión sugiere que durante esta etapa se presentó una rápida acumulación de líquido en fondo que terminó en favorecer la pérdida de capacidad de levantamiento.
2. En esta etapa se realizó presurización de cabeza hasta 1400 psi (WHSIP de 1350 psi), esperando confirmar el buen sello de la standing valve. Durante esta prueba el sensor de fondo no observó ningún disturbio de presión (el yacimiento continuó con la tendencia normal de restauración), por lo que se confirmó que la standing valve estaba dando un buen sello.
3. En esta etapa se realizó el levantamiento de la columna de líquido, inyectando N₂ a través de CT a una tasa entre 1200 – 1500 scfm y manteniendo una WHP de 300 psi. Los resultados del monitoreo fueron comparados con las corridas de los modelos analíticos (Figura 9), mostrando que las expectativas de reducción de presión estaban sobre estimadas (a estas tasas de inyección se esperaba poder alcanzar una Pwf de hasta 1900 psi)
4. En esta etapa se realizó prueba de flujo a 0 psi, observando una despresurización súbita en fondo. Este comportamiento de presión ayudó a confirmar que el peso de la columna de líquido que se tenía sobre la *standing valve* era menor a la presión de yacimiento, por tal motivo, se podría estar teniendo poca sumergencia del CT
5. En esta etapa se realizó el levantamiento de la columna de líquido, inyectando N₂ a través de CT a una tasa entre 800 – 1200 scfm y manteniendo una WHP de 0 psi. Los resultados del monitoreo fueron comparados con las corridas de los modelos analíticos, mostrando que las expectativas de reducción de presión estaban sobre estimadas (a estas tasas de inyección se esperaba poder alcanzar una Pwf de hasta 1300 psi).
6. En esta etapa se realizó prueba de flujo a 0 psi, sin observar un cambio en la tendencia de restauración de fondo. Este comportamiento de presión ayudó a confirmar que el peso de la columna de líquido que se tenía sobre la *standing valve* era mayor a la presión de yacimiento, por tal motivo se tenía una sumergencia máxima en el CT.
7. En esta etapa se retiró la standing valve, observando en los sensores de fondo un leve incremento de presión que ayudó a confirmar que si se tenía una columna de líquido superior a la presión de yacimiento por arriba de la standing valve. Adicionalmente se llevó nuevamente WHP a 0 psi, observando una despresurización súbita en fondo.

A través del análisis multidisciplinario se pudo identificar que las diferencias entre el comportamiento de presión estimado con los modelos analíticos y la información registrada, era debido a que los modelos utilizados por las compañías de servicio no involucran fenómenos de resbalamiento de fluidos, por tal motivo, cuando se tienen caudales de inyección que están por debajo de la tasa crítica, no se tiene una buena predicción del comportamiento de presión de fondo.

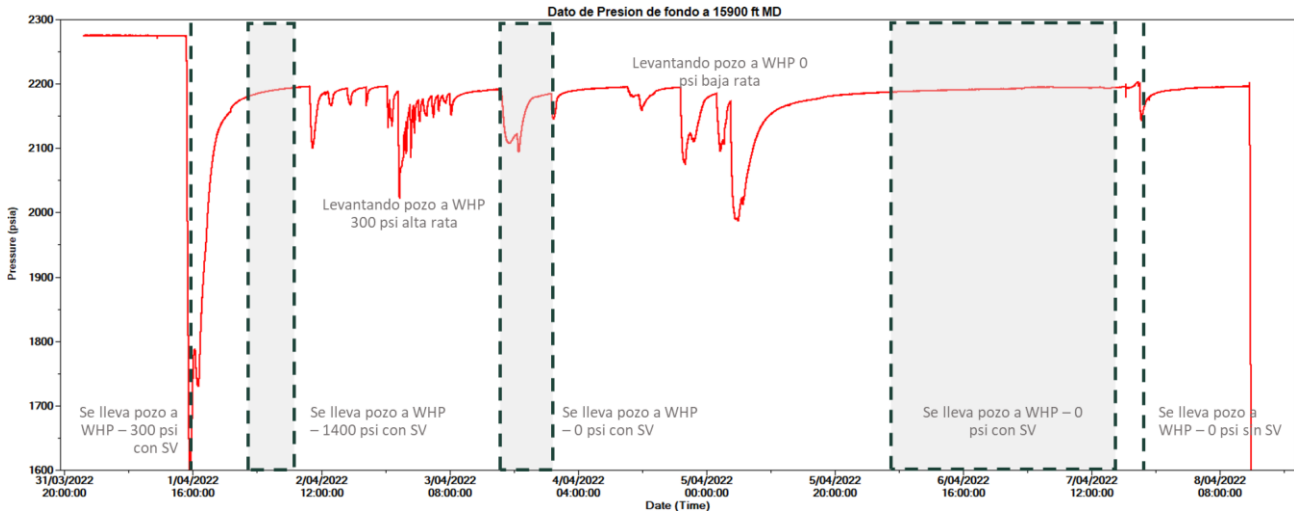


Figura 8. comportamiento detallado de presión de fondo registrado durante la operación de levantamiento con N2.

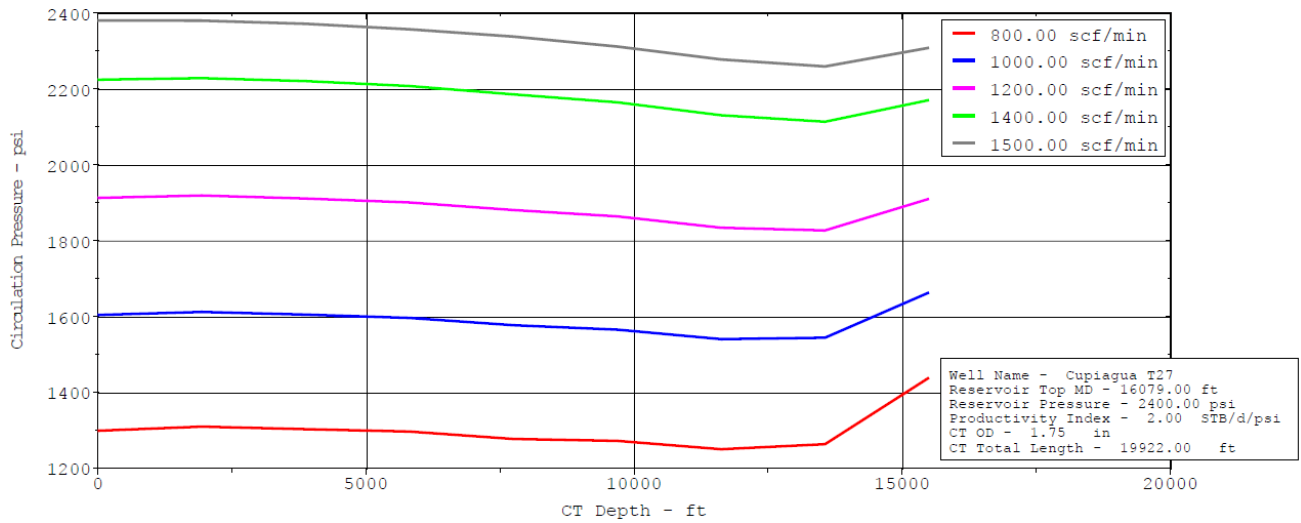


Figura 9. Comportamiento de presión de fondo esperada. Corridas realizadas con modelos analíticos

Conclusiones

1. Durante la operación se validó que el colgador electromecánico tiene un sistema confiable de anclaje y desanclaje, versátil y compatible con los equipos de Slickline convencionales.
2. Con el colgador de Alta expansión fue posible dejar en fondo las memorias por más de 50 días continuos, logrando hacer diferentes pruebas e inyecciones al pozo mientras las mismas estaban en fondo sin ningún tipo de restricción.
3. No fue necesario dejar la Unidad de Slickline en Sitio con las memorias colgadas, teniendo una operación de alto riesgo y costos asociados.
4. Los sensores registraron la data según el programa de operación, sin verse afectada la integridad de la data recolectada.
5. El monitoreo de las variables de fondo es fundamental para ajustar los analíticos modelos que permitan predecir el comportamiento de producción y presión del pozo.
6. El uso de modelos analíticos ajustados permiten optimizar el desempeño de las actividades de levantamiento con N2