



**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN / MONAGAS / VENEZUELA**

**ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO DEL PROCEDIMIENTO NO
CONVENCIONAL PARA LA PRUEBA DE AFLUENCIA AL COLGADOR Y
LIMPIEZA DEL REVESTIDOR COLGANTE EN EL NORTE DE MONAGAS**

**REALIZADO POR:
IRMARYS PATRICIA MARTÍNEZ GUZMÁN**

**Trabajo Especial de Grado Presentado Como Requisito Parcial Para Optar al
Título de:**

INGENIERO DE PETRÓLEO

MATURÍN, JULIO DE 2012



**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN / MONAGAS / VENEZUELA**

**ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO DEL PROCEDIMIENTO NO
CONVENCIONAL PARA LA PRUEBA DE AFLUENCIA AL COLGADOR Y
LA LIMPIEZA DEL REVESTIDOR COLGANTE EN EL NORTE DE
MONAGAS**

**REALIZADO POR:
IRMARYS PATRICIA MARTÍNEZ GUZMÁN
C.I.: 18.462.503**

APROBADO POR

**ING. DEASY OSUNA
Jurado Principal**

**ING. FERNANDO CAÑIZALES
Asesor Académico**

**ING. JESÚS OTAÑOLA
Jurado Principal**

MATURÍN, JULIO DE 2012



ACTA PRELIMINAR DE TRABAJOS DE GRADO*

Nº 1663

A los 23 días del mes de julio/2012, siendo las 4:00 p.m. En la Sala "Dr. Luis Manuel Peñalver", Campus Los Guaritos, Núcleo Monagas de la Universidad de Oriente. A fin de cumplir con el requisito parcial exigido por el reglamento vigente para obtener el título de Ingeniero de Petróleo, se procedió a la presentación y discusión del Trabajo de Grado de la Bachiller: Irmарys Patricia Martínez Guzmán C.I. 18 462 503. Titulado: ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO DEL PROCEDIMIENTO NO CONVENCIONAL PARA LA PRUEBA DE AFLUENCIA AL COLGADOR Y LIMPIEZA DEL REVESTIDOR COLGANTE EN EL NORTE DE MONAGAS. Estando presentes los Miembros del Jurado: Ing. Fernando Cañizales, Ing. Luz Ocanto, Ing. Jesús Otahola, Ing. Deasy Osuna, Ing. Enrique Jiménez. Se dio curso a la presentación, discusión y defensa del mencionado Trabajo, el cual se decidió Aprobar por unanimidad

Prof. Ing. Fernando Cañizales
C.I. 5 978 843
Asesor Académico

No Asistió

Prof. Ing. Luz Ocanto
C.I. 14 939 328
Co- Asesor Académico

Prof. Ing. Jesús Otahola
C.I. 14 940 176
Jurado

Prof. Ing. Deasy Osuna
C.I. 10 148 701
Jurado



Comisión Trabajo de Grado

Ing. Enrique Jiménez
C.I. 11 439 006
Asesor Industrial

* NOTA. Para que esta acta tenga validez debe ser asentada en la hoja N° 086 del 10° libro de Actas de Trabajos de Grado de la Escuela de Petróleo de la Universidad de Oriente y estar debidamente firmada por el asesor y miembros del jurado.

DEL PUEBLO VENIMOS / HACIA EL PUEBLO VAMOS

Av. Universidad, Campus Los Guaritos, Maturín Estado Monagas. Apartado Postal N° 6201.
Teléfono 0291-3004010, e-mail: petroleo.monagas@udo.edu.ve

RESOLUCIÓN

De acuerdo al artículo 41 del reglamento de trabajos de grado: **“LOS TRABAJOS DE GRADO SON DE EXCLUSIVA PROPIEDAD DE LA UNIVERSIDAD, Y SOLO PODRÁN SER UTILIZADOS A OTROS FINES, CON EL CONSENTIMIENTO DEL CONSEJO DE NÚCLEO RESPECTIVO, QUIEN DEBERÁ PARTICIPARLO AL CONSEJO UNIVERSITARIO, PARA SU AUTORIZACIÓN”**.



DEDICATORIA

Este trabajo está dedicado principalmente a Dios Todopoderoso, que siempre ha estado conmigo en todo momento: iluminándome en los momentos más difíciles, bendiciéndome y guiándome por el camino correcto, gracias Dios por hacer de mí lo que soy.

En segundo lugar a mi querida y hermosa familia, mis padres: Marisol Guzmán y José Manuel Martínez, por tener tanta paciencia, apoyarme en todo momento y hacer de mí la mujer profesional que soy hoy en día, los amo.

A mis bellos hermanos: Manuel Antonio y Héctor Manuel, quienes de una u otra forma me han motivado en mirar siempre hacia adelante. Les dedico este triunfo con mucho amor!

A mis sobrinitas preciosas: mi baby Diana Patricia y mi chiquita Valeria de los Ángeles, quienes han sido mi mayor inspiración desde que llegaron a mi vida, Dios las bendiga. Las amo hijas!

A mis abuelitas Cándida e Irma, a todos mis tíos, tías, primos y primas; especialmente a mi tío hermoso Rafael Guzmán (Polo), a mi querida tía Josefina Guzmán y mi lali preciosa Luris Guzmán.

Irmayrs Patricia Martínez Guzmán

AGRADECIMIENTOS

Quiero agradecer primeramente a Dios, por haberme llenado de sabiduría y entendimiento para la realización de este proyecto de grado, por sé que en los momentos más difíciles y amargos, en los que me veía perdida, ÉL me levantaba y me daba las fuerzas necesarias para seguir adelante y lograr esta meta. Gracias Diosito!

A mis queridos padres Marisol y José Manuel, por brindarme su ayuda incondicional en todo momento, por orientarme por el buen camino, por quererme tanto y ser tan pacientes conmigo, ustedes han sido el pilar fundamental en vida, por ustedes he podido lograr hoy en día tan anhelada meta. Gracias padres bellos, los adoro!

A mis hermanos Manuel Antonio y Héctor Manuel, por estar siempre tan pendiente de mí y brindarme su apoyo en todo momento, los quiero manos!

A todos mis tíos y tías: Eneima, Antonio, Margot, Eduardo, Nellys, Yanila, Josefina, mi lali Luris y a mi tío Rafael. Gracias por todo su apoyo, cariño, colaboración y consejos, orientándome siempre hacia el buen camino. Los quiero mucho!

A la Casa más Alta, la Universidad de Oriente núcleo de Monagas; por abrirme las puertas hacia la formación profesional, a todos los profesores que me dictaron cada una de las materias de mi pensum de estudio, en especial, a los que integran la escuela de Ingeniería de petróleo; gracias por compartir sus grandes conocimientos y ayudarme durante el transcurso de mis años en la universidad.

A mis asesores académicos: Ing. Fernando Cañizales e Ing. Luz Celeste Ocanto, por aceptar el gran compromiso que implica ser asesor de una tesis de grado, por ayudarme con sus ideas y consejos para la realización de este proyecto! Muchas Gracias!

A mis asesores industriales: Ing. Enrique Jiménez e Ing. Sergio Bravo; por toda su ayuda y colaboración, especialmente al Sr. Sergio: por su amabilidad en prestarme su apoyo desde el primer momento, por brindarme siempre un minuto de su valioso tiempo para explicarme todo lo relacionado al tema del proyecto, y, por sus maravillosos consejos y tanto cariño y afecto, sin su ayuda no hubiese sido posible! Muchísimas Gracias!

A mi primo y amigo Ing. Reynaldo Adrián, por su incondicional ayuda y apoyo para el desarrollo de esta tesis, por haberme orientado y prestado toda su colaboración! Mil gracias mi Rey! Te quiero y te aprecio mucho!

Al Sr. Ing Jesús Vívenes, por ofrecerme su ayuda y brindarme tanto conocimiento valioso para el buen desarrollo de este proyecto. Gracias por sus buenos consejos, por tanto afecto y cálida amistad. Usted es un ejemplo de persona luchadora, de gran ética y profesionalismo. Muchas gracias! Se le aprecia mucho!

A la gran familia en general de PDVSA Servicios Petroleros, en especial a los ingenieros: Jesús Cabrera, Mirza Rodríguez, Víctor Maldonado, Rodrigo Rodríguez, Angel Medrano, José V. Rojas, Fabián Torres, Luis Corrales, Carlos A. Martínez, Javier Brito, Laura Zapata, Vanessa Rivas, Ricardo Rondón, Romel Torres y César Martínez, los cuales me brindaron sus conocimientos y colaboración en todo momento. Gracias!

Al Sr. Hernán Figuera, quien fue mi compañero de oficina durante los seis meses de pasantía y siempre me ofreció su ayuda incondicional, gracias por tanta gentileza y afecto Sr. Hernán. Se le aprecia mucho!

A todo el personal presente en los taladros a los que asistí, en especial a los supervisores: Robert Marval, Richard Sabino, Antonio, Franklin y al Sr. Romel, por haberme brindado toda su ayuda y compartir sus conocimientos conmigo.

Al personal de M-I SWACO, en especial a los ingenieros Luis Torres, Will Guédez y Víctor Gamargo, por su gran ayuda y dedicación para el buen desarrollo de este proyecto. Muchas gracias!

Agradezco especialmente a Miguel Chacón (miki) por todo su apoyo, amistad, y todo el tiempo compartido juntos en la lucha final, te quiero mucho y por supuesto jamás podré olvidar las cosas que hemos luchado juntos, gracias por tu gran cariño!

Quiero agradecer a mis bellas amigas: Eliana y Andreat, por todo su apoyo y amistad incondicional, por escucharme, entenderme y tener siempre una palabra de aliento para mí! También a mis amigas Beatriz y Marianita, y a mis amigos y compañeros: Yarelis, Neymar, Aracelys, Daniel, Jesús Longar, Isidro, Lenys, Ricardo, Jean Carlos, Heirys, César, por los buenos momentos y conocimientos compartidos.

Irmарys Patricia Martínez Guzmán

ÍNDICE

RESOLUCIÓN	iv
DEDICATORIA	v
AGRADECIMIENTOS	vi
ÍNDICE	ix
LISTA DE FIGURAS	xii
LISTA DE GRÁFICAS	xiii
LISTA DE TABLAS	xiv
RESUMEN	xv
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I	3
EL PROBLEMA	3
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	3
1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN.....	4
1.2.1 Objetivo general.....	4
1.2.2 Objetivos específicos.....	4
1.3 JUSTIFICACION DE LA INVESTIGACIÓN.....	5
CAPÍTULO II	6
MARCO TEÓRICO	6
2.1 ANTECEDENTES.....	6
2.2 DESCRIPCIÓN DEL ÁREA EN ESTUDIO.....	7
2.2.1 Ubicación del área en estudio.....	7
2.2.2 Estructura.....	8
2.2.3 Estratigrafía.....	8
2.2.4 Patrón o diseño de revestidores del área norte de Monagas.....	11
2.3 BASES TEÓRICAS.....	14
2.3.1 Camisa o revestidor colgante.....	14
2.3.1.1 Cementación de un revestidor colgante.....	15
2.3.1.2 Evaluación de la cementación de un revestidor colgante.....	22
2.3.1.3 Limpieza de un revestidor colgante de Producción (Acondicionamiento del pozo).....	27
CAPÍTULO III	32
MARCO METODOLÓGICO	32
3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN.....	32
3.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN.....	32
3.3 POBLACIÓN Y MUESTRA.....	33
3.4 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO.....	34
3.4.1 Explicación del procedimiento convencional empleado para pruebas de afluencia en colgadores y limpieza de revestidores colgantes de producción en el área norte de Monagas.....	34

3.4.2 Especificación de los resultados operacionales de las pruebas de afluencia y limpieza del revestidor colgante en los pozos sujetos a estudio	34
3.4.2.1 Prueba de Afluencia al Colgador	35
3.4.2.2 Limpieza del Revestidor Colgante de Producción	35
3.4.3 Análisis de la aplicabilidad técnica del procedimiento no convencional para pruebas de afluencia y limpieza del revestidor colgante en el área de estudio.....	36
3.4.3.1 Descripción de las herramientas a emplear para la ejecución del procedimiento no convencional.....	36
3.4.3.2 Análisis técnico.....	36
3.4.4 Estimación de los costos asociados al procedimiento propuesto con respecto a los convencionales para la prueba de afluencia y limpieza del revestidor colgante.....	37
3.5 INSTRUMENTOS Y TÉCNICAS.....	38
3.6 RECURSOS	38
3.6.1 Recursos humanos	38
3.6.2 Recursos financieros.....	39
3.6.3 Recursos materiales y bibliográficos	39
CAPÍTULO IV	40
ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS	40
4.1 EXPLICACIÓN DEL PROCEDIMIENTO CONVENCIONAL EMPLEADO PARA PRUEBAS DE AFLUENCIA EN COLGADORES Y LIMPIEZA DE REVESTIDORES COLGANTES EN EL NORTE DE MONAGAS.....	40
4.1.1 Prueba de Afluencia al Colgador.....	40
4.1.1.1 Criterios considerados para la realización de la prueba de afluencia al colgador en el norte de Monagas	41
4.1.1.2 Condiciones previas a considerar para la ejecución de la prueba de afluencia al colgador.....	42
4.1.1.3 Procedimiento convencional operacional empleado para la realización de la prueba de afluencia al colgador	43
4.1.2 Limpieza del revestidor colgante de producción.....	48
4.1.2.1 Condiciones previas a considerar para la limpieza del revestidor colgante de producción	49
4.1.2.2 Procedimiento convencional operacional empleado para la limpieza del revestidor colgante de producción (acondicionamiento del pozo)	49
4.2 ESPECIFICACIÓN DE LOS RESULTADOS OPERACIONALES DE LAS PRUEBAS DE AFLUENCIA Y LIMPIEZA DE REVESTIDORES COLGANTES EN LOS POZOS SUJETOS A ESTUDIO	53
4.2.1 Prueba de afluencia al colgador.....	54
4.2.1.1 Eventos operacionales previos a la realización de la prueba de afluencia al colgador.....	54
4.2.1.2 Tiempos operacionales durante la prueba de afluencia al colgador	59

4.2.1.3 Resultados de las pruebas de afluencia al colgador en los pozos sujetos a estudio.....	61
4.2.2 Limpieza del revestidor colgante de producción.....	63
4.2.2.1 Tiempos operacionales durante la limpieza del revestidor colgante de producción	64
4.3 ANÁLISIS DE LA APLICABILIDAD TÉCNICA DEL PROCEDIMIENTO NO CONVENCIONAL PARA LA PRUEBA DE AFLUENCIA AL COLGADOR Y LIMPIEZA DEL REVESTIDOR COLGANTE EN EL ÁREA DE ESTUDIO.....	67
4.3.1 Descripción de las herramientas a implementar para la ejecución del procedimiento no convencional.....	67
4.3.1.1 Herramienta de prueba de afluencia (Well Commissioner)	67
4.3.1.2 Herramientas de limpieza de tubería de revestimiento (Pup y Shorty tool).....	69
4.3.2 Análisis técnico	70
4.3.2.1 Configuración del ensamblaje	71
4.3.2.2 Desplazamiento del fluido de perforación.....	79
4.3.2.3Tiempos operacionales	83
4.3.2.4 Beneficios del procedimiento no convencional.....	85
4.4 ESTIMACIÓN DE LOS COSTOS ASOCIADOS AL PROCEDIMIENTO PROPUESTO CON RESPECTO A LOS CONVENCIONALES PARA LA PRUEBA DE AFLUENCIA Y LIMPIEZA DEL REVESTIDOR COLGANTE .	86
4.4.1 Análisis de costos asociados al procedimiento propuesto con respeto a los convencionales.....	87
4.4.2 Análisis económico asociado a la producción.....	93
CAPÍTULO V.....	96
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	96
5.1 CONCLUSIONES	96
5.2 RECOMENDACIONES	97
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	99
APÉNDICES.....	100
HOJAS METADATOS.....	198

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 Ubicación geográfica del área en estudio.	7
Figura 2.2 Columna estratigráfica del área norte de Monagas.	9
Figura 2.3 Diseño mecánico 9 5/8 pulg x 5 1/2 pulg del norte de Monagas.....	11
Figura 2.4 Diseño mecánico con revestidor colgante de 7 5/8 pulg para el cubrimiento de arenas de alta presión o pérdidas de circulación en el norte de Monagas.....	13
Figura 2.5 Colgador mecánico	19
Figura 2.6 Colgador hidráulico.	20
Figura 2.7 Herramienta de asentamiento de colgadores.	21
Figura 2.8 Unidad de sellos.....	22
Figura 2.9 Esquema de una prueba de afluencia.....	24
Figura 2.10 Raspador rotatorio.	25
Figura 2.11 Válvula de circulación.	25
Figura 2.12 Empacadura de prueba.....	26
Figura 2.13 Estrangulador de presión (manifold de prueba).....	27
Figura 2.14 Herramienta rectificadora del tope del colgador (dresser mil)	28
Figura 2.15 Herramienta limpiadora de la extensión pulida (receptáculo PBR)	29
Figura 4.1 Herramienta de prueba de afluencia (Well Commissioner).	68
Figura 4.2 Modelo de una herramienta PUP.....	70
Figura 4.3 Modelo de una herramienta SHORTY.	70
Figura 4.4 Ensamblaje de fondo empleado para la limpieza de cemento hasta el tope del colgador, Pozo MUC-130.	74
Figura 4.5 Ensamblaje de fondo empleado para la ejecución de la prueba de afluencia al colgador y la limpieza del revestidor colgante de producción, Pozo MUC-130.....	75

LISTA DE GRÁFICAS

Gráfica 4.1 Eventos operacionales previos a la realización de la prueba de afluencia al colgador, registrados en los pozos seleccionados.	55
Gráfica 4.2 Desplazamiento del fluido de perforación por salmuera, pozo MUC- 130.	81
Gráfica 4.3 Desplazamiento del fluido de perforación finalizado, pozo MUC-130. ..	82



LISTA DE TABLAS

Tabla 4.1 Resumen de datos y eventos operacionales en los pozos muestra.....	57
Tabla 4.2 Tiempos operacionales de las pruebas de afluencia en los pozos estudiados.	60
Tabla 4.3 Densidades de los fluidos y diferenciales aplicados en los pozos estudiados.	62
Tabla 4.4 Tiempos operacionales durante la limpieza del revestidor colgante de producción en los pozos estudiados.....	65
Tabla 4.5 Pozo seleccionado para el análisis técnico.....	71
Tabla 4.6 Parámetros de operación de la herramienta Well Commissioner.	72
Tabla 4.7 Parámetros de operación de las herramientas Pup y Shorty.	72
Tabla 4.8 Capacidades seccionales y volúmenes resultantes.....	79
Tabla 4.9 Datos y propiedades de los fluidos desplazantes y de completación.....	80
Tabla 4.10 Tiempos operacionales relacionados al procedimiento convencional y no convencional en el pozo MUC-130.	83
Tabla 4.11 Costos asociados empleando los procedimientos convencionales para la prueba de afluencia y la limpieza del revestidor colgante de producción en el pozo MUC-130.	88
Tabla 4.12 Costos asociados empleando el procedimiento no convencional para la prueba de afluencia y la limpieza del revestidor colgante de producción en el pozo MUC-130.	89
Tabla 4.13 Ahorro obtenido en el análisis económico en el pozo MUC-130.	90
Tabla 4.14 Costos asociados al desplazamiento del fluido de perforación por gasoil con unidad de tubería continua (Coiled Tubing), en el pozo MUC-130.	91
Tabla 4.15 Costos asociados al desplazamiento del fluido de perforación por CaCl ₂ mediante el procedimiento no convencional, en el pozo MUC-130.	92
Tabla 4.16 Impacto económico asociado a la producción de barriles diarios en el pozo MUC-130.	93



**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN/MONAGAS/VENEZUELA**

**ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO DEL PROCEDIMIENTO NO
CONVENCIONAL PARA LA PRUEBA DE AFLUENCIA AL COLGADOR Y
LIMPIEZA DEL REVESTIDOR COLGANTE EN EL NORTE DE MONAGAS**

Realizado por:

**Irmarys Patricia Martínez Guzmán
C.I.: 18.462.503**

Julio, 2012.

Asesores Académicos:

**Ing. Fernando Cañizales
Ing. Luz Ocanto**

Asesores Industriales:

**Ing. Enrique Jiménez
Ing. Sergio Bravo**

RESUMEN

El Área Norte de Monagas comprende una de las zonas de perforación más complejas en toda Venezuela, por tal motivo, la implementación de nuevas tecnologías, métodos y procedimientos operacionales que atiendan las exigencias de sus campos es cada vez más común. El presente estudio, consistió en demostrar la aplicabilidad técnica y económica en el norte de Monagas del procedimiento operacional no convencional para la ejecución de la prueba de afluencia al colgador y la limpieza del revestidor colgante de producción, mediante el uso en la sarta a emplear de herramientas distintas a las convencionales. Entre los puntos resaltantes de este estudio se tienen: la disminución de los tiempos operacionales en las pruebas de afluencia y limpieza del pozo, empleando el procedimiento propuesto; así como también se logró analizar el desplazamiento del fluido de perforación por un fluido limpio de completación, como parte de la limpieza del revestidor colgante de producción, determinando además los torques experimentados en la sarta propuesta al ser sometida la apertura de la válvula de circulación para el inicio y finalización del desplazamiento del fluido. Los beneficios mostrados por el procedimiento propuesto, están reflejados por la disminución de los viajes, tiempo operacional de 3 días menos en comparación con los convencionales, eficiencia de limpieza de las herramientas empleadas (PUP, SHORTY, WELL COMMISSIONER), originando una completación rápida del pozo y una producción temprana, obteniendo ahorros de 8% y 15% en relación a los procedimientos convencionales.

INTRODUCCIÓN

Las operaciones relacionadas con las corridas de revestidores colgantes en pozos del área norte de Monagas, están sujetas a múltiples riesgos; en la mayoría de los casos estos trabajos son realizados a nivel de zonas productoras o en zonas de presiones anormales o subnormales, por lo que deben ejecutarse con mucha precisión para obtener una cementación totalmente sellante que permita el aislamiento zonal requerido según las características de la formación. Para garantizar que los pozos puedan quedar en óptimas condiciones para ser completados y puestos en producción, es necesario un correcto acondicionamiento de los mismos, mediante la limpieza mecánica de los revestidores colgantes, un cambio del fluido de perforación empleado por un fluido menos corrosivo y, además, la verificación de un sello eficiente en el colgador, que garantice la hermeticidad o integridad del sistema impidiendo el flujo de fluidos hacia el pozo, una vez que éste sea puesto en producción.

Para comprobar la integridad del sistema a nivel del colgador, se realiza la evaluación de la calidad de la cementación en los revestidores colgantes, conocida como prueba de afluencia. Esta operación se realiza con el asentamiento de una empacadura de prueba por encima del tope del colgador y con el bombeo de un fluido de baja densidad se crea un diferencial de presión a favor de la formación, permitiendo verificar el influjo de fluidos provenientes de la misma.

Para la realización de la prueba, se requiere de una limpieza previa al revestidor intermedio, la cual consiste en bajar una sarta de limpieza conformada por la mecha y una herramienta raspadora conectada encima de ésta; la operación se basa en remover el cemento con rotación, peso, circulación con fluido (remoción de cemento del fondo a superficie), mientras el raspador se encarga por fricción de limpiar y remover los

residuos de cemento adheridos en sus paredes internas. Una vez evaluada la calidad de la cementación al colgador y verificada la integridad en el espacio solapado, se procede a efectuar un acondicionamiento al revestidor colgante, corriendo una sarta con mecha que efectúe una limpieza dentro de éste y otra con herramientas especiales de limpieza (Polish Mill y Dresser Mill), con el objetivo de eliminar los residuos de cemento alojados en el tope del colgador y en el receptáculo pulido del mismo.

No obstante, existen otras herramientas especializadas, pertenecientes a la empresa M-I SWACO, las cuales pueden ser corridas conjuntamente y aplicando un procedimiento operacional distinto a los convencionales, es posible obtener un eficiente acondicionamiento del pozo y a la vez realizar la prueba de afluencia en menos viajes de tubería. Este procedimiento operacional consiste en realizar primero un viaje con sarta de limpieza (mecha y raspadores especiales) para la remoción del cemento hasta el tope del colgador, y luego, otra corrida con una sarta conformada por herramientas de limpieza PUP y SHORTY, para la limpieza de cemento dentro del revestidor colgante, y la herramienta que efectúa la prueba de afluencia (WELL COMMISSIONER), la cual posee elementos integrales como un raspador para la limpieza de la zona de asentamiento de su elemento de empaque y un pulidor integral para el tope del colgador.

Toda nueva propuesta, debe ser analizada técnica y económicamente para ser implementada. Éste fue el enfoque de la presente investigación, a fin de comprobar si el procedimiento propuesto con estas herramientas, permitirá optimizar o mejorar los procesos de pruebas de afluencia y limpieza de revestidores colgantes de producción.

CAPÍTULO I

EL PROBLEMA

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Las operaciones realizadas previamente a la completación constituyen uno de los factores importantes para la vida productiva de un pozo. En el área norte de Monagas, caracterizada por presentar revestidores colgantes intermedios o de producción en sus diseños mecánicos, estas operaciones abarcan el acondicionamiento del pozo, mediante la limpieza del revestidor colgante de producción e igualmente, se requiere evaluar la calidad de la cementación al tope del colgador mediante las pruebas de afluencia.

Para llevar a cabo la prueba de afluencia es necesario que se realicen dos viajes: el primero, consiste en realizar la limpieza del revestidor intermedio, en el cual se asentará la empaadura de prueba, y el segundo, para la corrida de la misma, asentamiento de ésta y ejecución de dicha prueba. Para esta operación, se requiere de un estricto control del pozo, debido a que se manejan equipos especiales de presiones durante el proceso. Posterior a la prueba de afluencia, es necesario realizar dos viajes de limpieza para el revestidor colgante de producción, y, concluir con un eficaz acondicionamiento del pozo mediante el cambio del fluido empleado por un fluido limpio, bajo en contenidos de sólidos.

Estas actividades suman largas horas de trabajo, realizándose generalmente cinco viajes entre ambas operaciones, sin incluir los posibles problemas operacionales que puedan presentarse como: fallas en el asentamiento de las empaaduras, control

inadecuado del pozo durante la prueba y limpieza ineficiente del pozo, ocasionando costos adicionales asociados a horas de taladro.

Es por tal motivo, que la empresa PDVSA Servicios, Distrito Punta de Mata, se interesó en llevar a cabo un proyecto para pozos del área de Monagas que permitió analizar técnica y económicamente el procedimiento no convencional, para realizar la limpieza de revestidores colgantes de producción y la prueba de afluencia en dos viajes, empleando una configuración de sarta con herramientas distintas a las usadas convencionalmente, ajustadas al diseño y condiciones del pozo y, además, se resaltó la importancia de realizar el cambio del fluido de perforación empleado por un fluido limpio o de completación, a fin de incorporar a sus servicios herramientas especializadas tecnológicamente, permitiendo mediante un nuevo procedimiento operacional, realizar una eficiente limpieza del hoyo y la prueba de afluencia en el menor tiempo posible, y con el menor costo asociado.

1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

1.2.1 Objetivo general

Analizar técnica y económicamente el procedimiento no convencional para la prueba de afluencia al colgador y limpieza del revestidor colgante de producción, en el área norte de Monagas.

1.2.2 Objetivos específicos

- Explicar el procedimiento convencional empleado para pruebas de afluencia en colgadores y limpieza de revestidores colgantes de producción en el área norte de Monagas.

- Especificar los resultados operacionales de las pruebas de afluencia y limpieza del revestidor colgante en los pozos sujetos a estudio.
- Analizar la aplicabilidad técnica del procedimiento no convencional para la prueba de afluencia y la limpieza del revestidor colgante en el área de estudio.
- Estimar los costos asociados al procedimiento propuesto con respecto a los convencionales para la prueba de afluencia y la limpieza del revestidor colgante.

1.3 JUSTIFICACION DE LA INVESTIGACIÓN

Debido a los prolongados tiempos de duración en las operaciones de pruebas de afluencia y limpieza de revestidores colgantes en los pozos del área norte de Monagas, se buscó incluir dentro de los servicios de la empresa estatal PDVSA, un nuevo procedimiento operacional, empleando herramientas efectivas, capaces de realizar en menor tiempo el acondicionamiento del pozo y la prueba de afluencia, destacando además la importancia de cambiar el fluido de perforación original por uno limpio de completación, a fin de lograr un mayor índice de limpieza, minimizando el daño a la formación y obteniendo una producción temprana. El presente estudio permitió comprobar si el procedimiento operacional a implementar es técnica y económicamente rentable para el área norte de Monagas, basándose en las características técnicas y beneficios de las nuevas herramientas a usar, determinando si su aplicación es capaz de mejorar las operaciones relacionadas a la remoción de residuos metálicos y no metálicos para el correcto acondicionamiento del pozo y para la evaluación de la integridad de la cementación en el colgador, en cuanto a tiempo, costo y seguridad de las operaciones. El propósito principal de esta investigación fue garantizar la reducción del tiempo en las operaciones mencionadas, lo cual se traduce en la disminución de gastos asociados a equipos y horas de taladro.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 ANTECEDENTES

Guedez, W. MI SWACO (2010). Elaboró un informe técnico titulado: **“Propuesta técnica de limpieza mecánica-química del revestidor y pruebas negativas en el tope del colgador”**, en el cual se describieron las operaciones realizadas en los pozos PERLA 1 y PERLA 2 pertenecientes al proyecto Cardón IV, llevado a cabo en el Golfo de Venezuela. En este informe se llegó a la conclusión que empleando el ensamblaje de herramientas mecánicas descritas se realizaron durante un solo viaje de tubería las operaciones de: limpieza de cemento dentro del revestidor colgante, prueba de afluencia sobre el tope del mismo y el desplazamiento del fluido de perforación base aceite por fluido de completación base agua. Dichas operaciones fueron posibles debido al procedimiento operacional empleado, con herramientas integrales y especializadas, resultando en un ahorro de 48 horas de tiempo de taladro, obteniendo un impacto económico positivo de aproximadamente seiscientos mil dólares, en comparación con el tiempo requerido para realizar todas estas actividades con el procedimiento convencional, empleado normalmente en la industria.

Salazar, O. (2001). Desarrolló un estudio titulado **“Estandarización de la cementación de revestidores colgantes profundos en anulares estrechos, en el Distrito Punta de Mata”**, en el cual se evaluaron los aspectos técnicos referidos al diseño y ejecución operacional de la cementación de revestidores colgantes en anulares estrechos en el norte de Monagas. En este estudio se establecieron comparaciones respecto a los pozos cementados en anulares convencionales, en características que incluyeron: desplazamiento del fluido, presión de fricción anular, espesor de la capa

de cemento, migración del gas, accesorios y volúmenes de reflujos y lechadas. Tesis de grado. Universidad de Oriente. Núcleo de Monagas.

2.2 DESCRIPCIÓN DEL ÁREA EN ESTUDIO

2.2.1 Ubicación del área en estudio

El Área Norte de Monagas (figura 2.1) está situada al este de Venezuela y en el flanco norte de la Cuenca Oriental de Venezuela, a 50 km al oeste de la ciudad de Maturín y cercana a las poblaciones de El Furrial, Punta de Mata, Santa Bárbara y El Tejero del estado Monagas, siendo una de las áreas petrolíferas más importantes en el oriente del País. Comprende una superficie aproximada de 390 km² y está limitada de la manera siguiente: al norte por la Serranía del Interior, al sur por el río Tonoro, al este parcialmente por el límite de asignación de PDVSA y, finalmente, al oeste, por la zona de fallas de Urica.

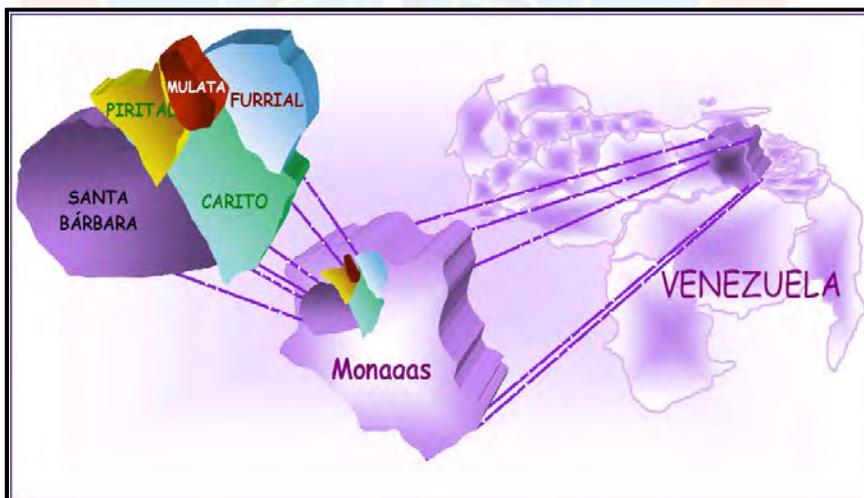


Figura 2.1 Ubicación geográfica del área en estudio.

Fuente: Informe geológico y estratigráfico del norte de Monagas, PDVSA Punta de Mata, (2003).

Las condiciones actuales de producción del área son: altas presiones de yacimiento (4500-12500 lpc), altas temperaturas (270 °F-320 °F), profundidades comprendidas entre 14000 y 22000 pies, concentraciones de asfaltenos de hasta 10,5 %v/v, H₂S de 200 ppm, y CO₂ de 10%, las cuales representan condiciones de alto riesgo y ameritan la aplicación de tecnologías especiales para solventar situaciones operacionales y de seguridad.

2.2.2 Estructura

La estructura del área norte de Monagas la constituye un anticlinal elongado de dirección noreste – sureste, cortado intensamente por fallas inversas y normales. Las primeras presentan alto ángulo de buzamiento hacia el norte y desplazamiento variable, con orientación preferencial este – oeste y noreste – sureste debido a esfuerzos compresivos, durante la orogénesis del Mioceno – Plioceno, donde ocurrió la máxima intensidad de las deformaciones tectónicas, conformando un bloque alóctono correspondiente al Corrimiento de Pirital.

2.2.3 Estratigrafía

La columna estratigráfica del área norte de Monagas se destaca por una secuencia de rocas sedimentarias de gran prospectividad petrolífera, depositadas en el intervalo geológico comprendido entre el Cretáceo y el Reciente, habiéndose penetrado hasta el momento una secuencia sedimentológica mayor a 17000 pies de espesor. Dicha columna está representada en su base por la secuencia Pre-Cretácica, que se apoya discordantemente sobre el basamento Pre-Cámbrico del Escudo Guayanés; suprayacente a esta secuencia se encuentran, también en contacto discordante, las unidades estratigráficas cuyas edades están comprendidas entre el Cretácico y el Pleistoceno, representados en orden ascendente por las formaciones San Antonio y San Juan, cuyo contacto superior se muestra discordante con los

estratos del Oligoceno de la formación Naricual, principal productora de hidrocarburos del área. Concordando con la formación Carapita y en contacto discordante está la formación La Pica del Mio-Plioceno, que junto con las formaciones Las Piedras y Mesa conforman el relleno gradual de la cuenca (figura 2.2). A continuación se presenta una descripción detallada de las formaciones presentes en el área.

EDAD		FORMACIÓN	LITOLOGÍA
RECIENTE		MESA LAS PIEDRAS	Areniscas micáceas, friables de grano fino y colores gris claro a gris verdoso, inter laminada con lutitas gris a verdoso, arcillas sideríticas, grises, lutitas ligníticas y lignitos.
PLEISTOCENO			
PLIOCENO			
MIOCENO	SUPERIOR	LA PICA	Lutitas grises, limolitas, areniscas arcillosas de grano fino a medio.
	MEDIO	CARPITA	Lutitas de color gris oscuro a negro, macizas, a menudo lustrosas, en general calcáreas y con un alto contenido de foraminíferos.
	INFERIOR		
OLIGOCENO		NARICUAL	Areniscas intercaladas con lutitas grises no-fosilíferas y algunos carbonos.
EOCENO	SUPERIOR	AREO	Lutitas y limolitas calcáreas grises y marrones, la distinción más típica son las glauconitas oxidadas
	MEDIO	LOS JABILLOS	Areniscas blanquecinas de granos finos a medios con cemento calcáreo, intercalaciones de lutitas grises y limolitas grises a marrones
	INFERIOR	CARPETAS	Caliza beige a gris oscura, areniscas cuarzosas de granos finos a gruesos
PALEOCENO		TIBIRICÓ	Lutitas grises a negras calcáreas con inclusiones de glauconita y piritita
CRETACICO	MAESTRIENSE	SAN JUAN	Areniscas masivas, de grano fino a grueso, arcillosas y con intercalaciones de lutitas oscuras.
	CAMPANIENSE	SAN ANTONIO	Areniscas cuarzo cristalino, gris claro, grano fino a muy fino, con cemento silíceo y matriz arcillosa, por lutitas marrón oscuro a negro, dura, no calcárea.
	SANTONIENSE		

Figura 2.2 Columna estratigráfica del área norte de Monagas.

Fuente: Informe geológico y estratigráfico del norte de Monagas, PDVSA Punta de Mata, (2003).

- **Formaciones del Cretáceo:** están constituidas por areniscas masivas cuarzosas, limpias, siendo su parte inferior más arcillosa y ligeramente

calcárea. Es una secuencia de areniscas y lutitas, y el espesor promedio de esta formación es de 600 pies.

- **Formación Naricual:** constituye el yacimiento más importante descubierto hasta la fecha en el norte de Monagas. Presenta un espesor variable entre 1500 y 1700 pies. Se depositó en un ambiente variable de deltaico a marino somero. Se compone básicamente de areniscas con intercalación de lutitas, carbón y limolitas.
- **Formación Carapita:** se depositó en un ambiente marino somero a profundo, transicionalmente sobre la formación Naricual. Su espesor es variable, entre 8000 y 10000 pies. En esta unidad, la lutita es el elemento litológico predominante, con paquetes de areniscas y limolitas hacia la base. Hacia la parte basal existe un desarrollo de arena denominado Carapita “E”, considerado como “marcador”. Este intervalo arenoso es indicativo de aguas llanas.
- **Formación La Pica:** se compone de una serie de lutitas y areniscas consolidadas de grano fino a muy fino. Esta formación representa la unidad marina más joven del norte de Monagas.
- **Formación Las Piedras:** se presenta transgresiva sobre las lutitas marinas de la formación La Pica. Es una formación conformada predominantemente por arcillas, alternando hacia la base con areniscas y lignitos, poco consolidadas, acuíferas en toda el área y de espesor variable entre 3400 y 3900 pies.
- **Formación Mesa:** la culminación del proceso sedimentario de la Cuenca Oriental está representado por la formación Mesa, de ambiente continental.

Está formada por arcillas solubles, alternando hacia la base con areniscas de grano grueso y capas de lignito. Su espesor varía de 500 a 900 pies. El llamado Bloque Alóctono o Corrimiento de Pirital, de edad Cretácica, es un cuerpo homogéneo de arenas y lutitas cuyo espesor se hace mayor en el sentido sureste a noreste, encontrando su base hacia el norte, aproximadamente a 18000 pies.

2.2.4 Patrón o diseño de revestidores del área norte de Monagas

El diseño mecánico de los pozos del norte de Monagas, inicialmente contemplaba la colocación del siguiente patrón de revestidores (figura 2.3):

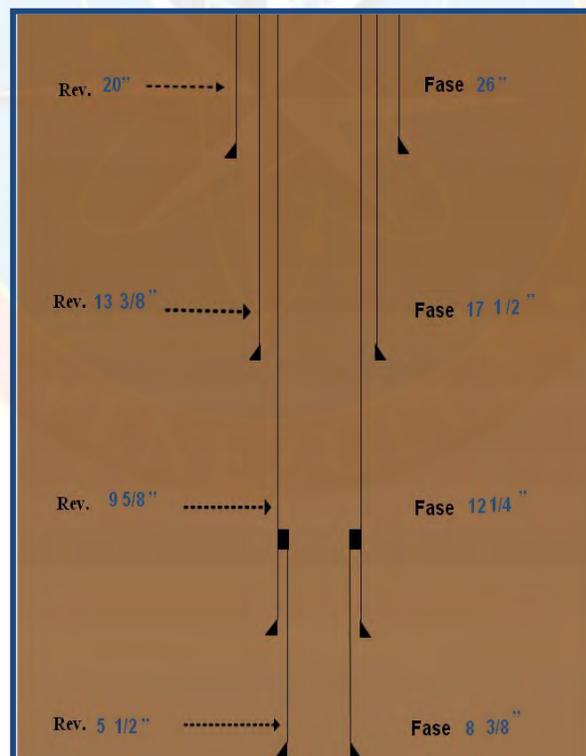


Figura 2.3 Diseño mecánico 9 5/8 pulg x 5 1/2 pulg del norte de Monagas.

Fuente: Propio autor. Informe geológico y estratigráfico del norte de Monagas, PDVSA Punta de Mata, (2003).

- **Revestidor de 30 pulgadas:** como tubo guía a 60 pies.
- **Revestidor de 20 pulgadas:** como revestidor conductor, para cubrir las arenas de agua dulce de la formación Mesa/Las Piedras, aproximadamente a 1500 pies. El mismo se corre en un hoyo ampliado hasta 26 pulgadas.
- **Revestidor de 13 3/8 pulgadas:** como superficial, para cubrir las arenas agotadas de la Formación La Pica (4500-6000 pies). En el área cubierta por el Bloque Alóctono (Campo Pirital - noroeste de Santa Bárbara), la profundidad de asentamiento del revestidor se ubica entre 8000 y 12000 pies, ya que debe quedar por debajo de la base del Bloque Alóctono, penetrando someramente en la Formación Carapita. Este revestidor se corre en un hoyo de 17 1/2 pulgadas.
- **Revestidor de 9 5/8 pulgadas:** intermedio, para cubrir las lutitas presurizadas de la formación Carapita. Asentado a profundidades que varían de acuerdo al espesor de esta formación, oscilando entre 13000 y 17500 pies. Dicha sección se perfora con una mecha de 12 1/4 pulgadas. Este revestidor es asentado en el tope de la arena Carapita "E", hacia la base de la sección lutítica, en el caso de que la misma se encuentre agotada. Esto es con el objeto de evitar problemas de pérdidas de circulación cuando se perfora con fluido de alta densidad, lo cual origina un desbalance de presión marcado entre la columna hidrostática y la sección depletada. En el caso que la arena Carapita "E" se encuentre presurizada, se continúa perforando, siendo el revestidor asentado hacia el tope de la formación Naricual.
- **Revestidor colgante de 5 1/2 pulgadas:** como camisa de producción, para cubrir las arenas productoras de la formación Naricual y Cretácicas, asentado a profundidades variables de acuerdo a los objetivos a desarrollar. El hoyo se perfora con una mecha de 8 3/8 pulgadas de diámetro, por lo que la cementación del revestidor colgante se realizaba con un diámetro anular, aproximadamente, de 2,875 pulgadas.

Debido al agotamiento de las arenas inferiores de la formación Naricual y Cretácicas, se hizo necesario realizar cambios en el diseño mecánico de los pozos, donde se incorporó el uso de un revestidor colgante intermedio de 7 5/8 pulgadas (figura 2.4), donde se tiene:

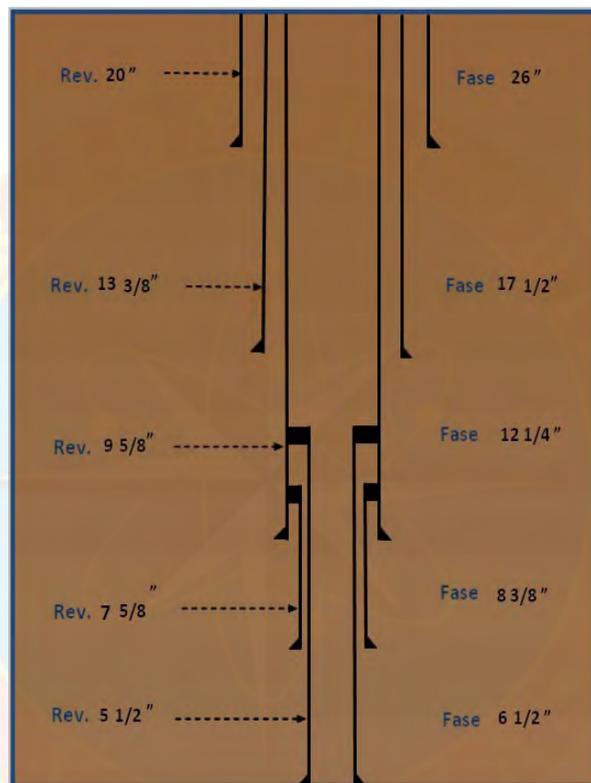


Figura 2.4 Diseño mecánico con revestidor colgante de 7 5/8 pulg para el cubrimiento de arenas de alta presión o pérdidas de circulación en el norte de Monagas.

Fuente: Propio autor. Informe geológico y estratigráfico del norte de Monagas, PDVSA Punta de Mata, (2003).

- **Revestidor colgante de 7 5/8 pulgadas:** como revestidor intermedio, para aislar arenas sobrepresurizadas hacia el tope de la formación Naricual (Nar-1 y Nar-2), que no han sido drenadas por presentar propiedades petrofísicas poco

favorables. El hoyo se perfora con una mecha de 8 3/8 pulgadas de diámetro, usando fluido base aceite mineral o 100% aceite, con densidades que varían entre 12,3 lpg a 14,9 lpg.

- **Revestidor colgante de 5 1/2 pulgadas:** como camisa de producción, para cubrir las arenas productoras de la formación Naricual y Cretácicas; asentado a profundidades variables de acuerdo a los objetivos a desarrollar. El hoyo se perfora con una mecha de 6 1/2 pulg de diámetro, usando fluido base aceite mineral o 100% aceite, de 11,3 a 13,4 lpg.

2.3 BASES TEÓRICAS

2.3.1 Camisa o revestidor colgante

Un revestidor colgante es cualquier sarta de revestidor cuyo tope está localizado debajo de la superficie, colgado dentro del revestidor anterior. El solapamiento depende del propósito de la camisa, se usa normalmente entre 50 y 500 pies por encima de la zapata del revestidor anterior.

Los revestidores colgantes pueden ser:

- **Revestidor colgante de producción:** colgados en el último revestidor hasta la profundidad total, reemplazan al revestidor de producción.

La cementación es usualmente crítica, debido a que el aislamiento zonal es esencial durante la producción y cualquier tratamiento de estimulación que sea necesario.

- **Revestidor colgante de perforación o intermedios:** colocados esencialmente para cubrir y aislar zonas de pérdida de circulación, zonas altamente presurizadas, lutitas desmoronables, de manera de poder continuar perforando.
- **Revestidor colgante de extensión:** se extienden desde el tope de una camisa existente hasta un punto dentro de otro revestidor. Los mismos se usan para reparar un revestidor dañado, desgastado, corroído o perforado; para dar protección contra la corrosión o la presión.

2.3.1.1 Cementación de un revestidor colgante

La cementación de un pozo, es el procedimiento que permite cubrir una sección determinada del espacio anular formado entre el revestidor y la formación, con una mezcla de cemento, agua y aditivos que es bombeada por equipos especiales, a través del revestidor.

La planificación y desarrollo del proceso de cementación debe contemplar aspectos relacionados al diseño de la lechada de cemento (tipo de cemento, aditivos, propiedades), aspectos operacionales (mezcladores, equipos de bombeo, sistemas de transporte), así como los accesorios y herramientas a utilizar. Fuente: Mannyron Consultores. (2007). Manual de cementación de pozos. Venezuela.

Objetivos de la cementación:

1. Proporcionar soporte y adherencia al revestidor.
2. Evitar la comunicación entre las formaciones.
3. Proteger al revestidor de los esfuerzos que se originan cuando se inicia la perforación del hoyo siguiente.

4. Evitar la contaminación con zonas de agua o gas.
5. Prevenir la corrosión del revestidor.

Para ejecutar la cementación de un revestidor colgante, la longitud de este se escoge en función del solapamiento (overlap) que no es más que el espacio entre la zapata del revestidor más profundo y el colgador del revestidor (esta distancia puede estar comprendida en un rango de 150 a 500 pies). En especial, los solapes largos son empleados para aislar zonas de alta presión detrás del revestidor colgante y/o para obtener una mayor altura anular de cemento entre ambas tuberías.

La ejecución efectiva de una cementación primaria de revestidores colgantes profundos depende en gran medida del funcionamiento del colgador del revestidor colgante y del mecanismo de desplazamiento de los fluidos, donde existen varias etapas claves en el proceso, el cual se detalla a continuación:

- Asentamiento del colgador mediante la activación del mecanismo de cuñas de forma mecánica o hidráulica, dependiendo del tipo del colgador.
- Bombeo de los fluidos espaciadores y lechada de cemento.
- Seguidamente, detrás del cemento, se suelta el tapón limpiador de la tubería de perforación y se inicia el desplazamiento con el fluido de perforación, asegurando un estricto control de la sarta de perforación, a fin de detectar el acople del tapón limpiador con el tapón del revestidor colgante y asegurar el rompimiento de los pines.
- Posteriormente, se continúa con el desplazamiento de la capacidad teórica del revestidor colgante a objeto de colocar el tapón en el cuello de asentamiento (landig collar) y de esta manera, culminar la operación.

A. Equipos y accesorios utilizados en el proceso de cementación de un revestidor colgante

Estos equipos contribuyen a facilitar el proceso de cementación, permitiendo la formación de un anillo de cemento uniforme. Se destacan los equipos guías y de flotación. Los primeros contribuyen a dirigir el revestidor a través de patas de perro (doglegs) y otras irregularidades del pozo. Los segundos permiten liberar la presión en el interior del revestidor, evitando el flujo hacia el interior del pozo. Frecuentemente, los equipos guía y de flotación utilizados incluyen zapatas, cuellos flotadores y válvulas de contrapresión. Adicionalmente, se utilizan accesorios como grampas o anillos de retención, centralizadores, entre otros.

- 1) **Zapatas:** este equipo contribuye a facilitar el proceso de cementación, permitiendo la colocación de cemento con un llenado uniforme detrás del revestidor. Las zapatas se bajan en el primer tramo de la tubería con la finalidad de quedar ubicadas en el fondo de la sarta; entre sus funciones principales están: guiar la tubería a través de las irregularidades del hoyo, reforzar el tramo de fondo de la tubería y guiar a la mecha para que reingrese más fácilmente a la misma, cuando se reinicia la perforación. Existen básicamente tres tipos de zapata: guía, diferencial y guía flotadora diferencial.
- 2) **Cuello flotador (landing collar):** los cuellos flotadores forman otro grupo dentro del equipo guía y de flotación. Se colocan en el extremo superior del primer o segundo tubo. Sus funciones principales son proporcionar un asiento para la fijación de los tapones de desplazamiento y servir de elementos de flotación.
- 3) **Tapones para la cementación:** tapones de limpieza y de desplazamiento; el primero es un dispositivo que se desplaza dentro de la sarta de perforación, detrás de la lechada de cemento. El tapón de limpieza, posee unos álambes de

goma que remueven los fluidos y sólidos que se encuentran a su paso. Este tapón acopla en el de desplazamiento, cerrando circulación y generando un incremento de presión que sirve para cizallar los pines que sujetan el tapón de desplazamiento y desprenderlo junto al tapón de limpieza hacia el interior del revestidor.

- 4) **Cabezal de cementación:** esta herramienta se conecta en el extremo superior de la sarta de revestimiento, en superficie, permitiendo la colocación de los tapones de limpieza y de desplazamiento para separar el fluido del pozo y lechada de cemento.
- 5) **Colgador del revestidor:** es un equipo empleado para sujetar una camisa o revestidor colgante del revestidor de soporte que le antecede, justificando su existencia con el costo que reduce al contrarrestar la necesidad de bajar un revestidor completo desde la superficie hasta la profundidad final (zona de producción).

Los colgadores se clasifican según el método utilizado para activar el mecanismo de las cuñas en: mecánico e hidráulico.

- **Colgadores de asentamiento mecánico:** requieren movimiento de rotación y reciprocación para fijar las cuñas. El cuerpo del colgador y las cuñas transfieren el peso de la camisa en el revestidor anterior.

Los colgadores con este tipo de asentamiento se fijan al levantar la sarta y rotar a la derecha para soltar el mecanismo tipo “J” de la armazón, seguidamente se aplica peso a la sarta para permitir que el cono active el mecanismo de cuñas y éstas se adhieren al revestidor.

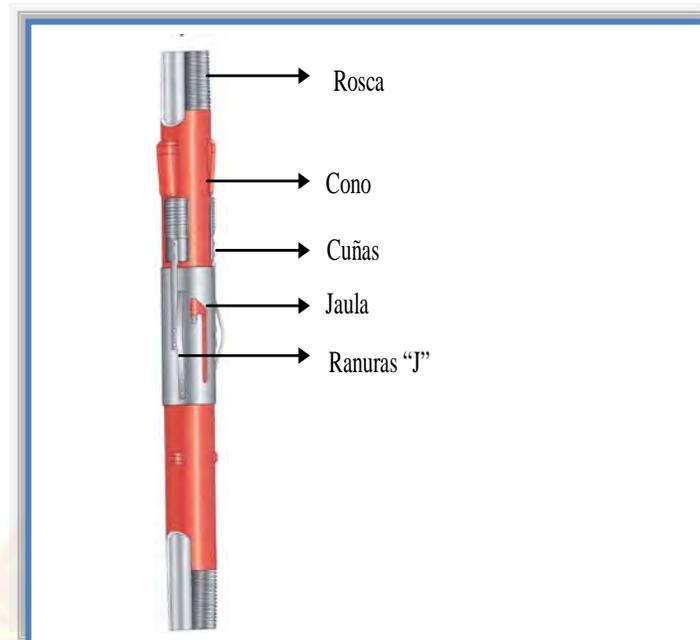


Figura 2.5 Colgador mecánico

Fuente: SMITH SERVICES, Maturín. (2003).

- **Colgadores de asentamiento hidráulico:** requieren una presión diferencial para romper los pines, activar el mecanismo de cuñas y un leve movimiento descendente para fijarse. No se necesita rotar la sarta ni la camisa para fijar el colgador.

Este colgador es práctico cuando se corren camisas largas y pesadas o en hoyos desviados de hasta 30°, donde la rotación con un colgador mecánico sería difícil. Se asienta por medio del lanzamiento y bombeo de una esfera de bronce que al llegar al asiento de bola, se asienta y desplaza, abriendo ciertas válvulas que permiten la circulación, lo cual se alcanza incrementando la presión de bombeo hasta que sobrepase la presión de calibración para activar el mecanismo de las cuñas que se adhieren al revestidor.

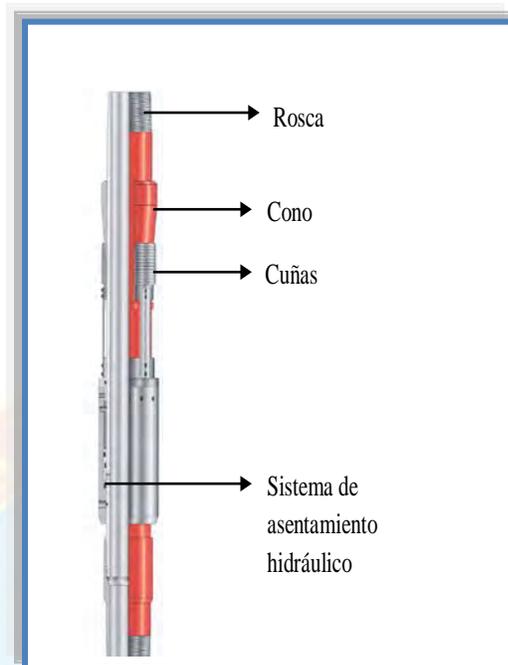


Figura 2.6 Colgador hidráulico.

Fuente: SMITH SERVICES, Maturín. (2003).

❖ Principales componentes de los colgadores

- **Mandril:** es el cuerpo del colgador, se constituye en la pieza más grande y robusta del equipo, siendo así el soporte de todas las demás. Puede ser de 3 tipos: 1) el que posee los conos soldados, 2) el tipo “cuerpo sólido” que posee el cono y el cuerpo unidos en un solo bloque integral y 3) el tipo revestidor, que no tiene conos.
- **Cuñas de agarre:** elementos que permiten anclar el ensamblaje de revestimiento del revestidor de soporte. Están ubicadas a los lados del cuerpo del colgador.
- **Conos:** están unidos al cuerpo del colgador, y tienen la función de permitir una fijación física con el revestidor de soporte, objetivo que es logrado

gracias a la geometría y materiales utilizados en la zona de contacto. Están encargados de soportar la carga de todo lo que cuelga por debajo de ellos.

- 6) **Herramienta de asentamiento del colgador (Setting Tool):** esta herramienta proporciona una fijación física entre la tubería de perforación y el revestidor colgante, por otra parte, cumple con una gran cantidad de funciones claves durante la operación de cementación, entre ellas: soportar el peso del ensamblaje mientras éste se baja dentro del hoyo.

Ésta herramienta es capaz de empujar, halar y permitir la libre circulación del fluido hasta que la liberación sea deseada, además, posee unos acoples que permiten la rotación del ensamblaje de revestimiento.

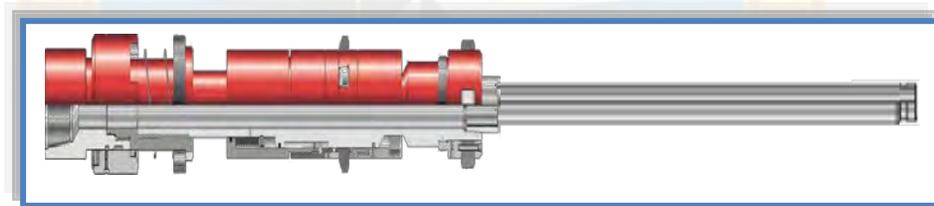


Figura 2.7 Herramienta de asentamiento de colgadores.

Fuente: SMITH SERVICES, Maturín. (2003).

- 7) **Unidad de sellos:** forma parte del ensamblaje de los diferentes tipos de colgadores; se encuentra conectada al tubo pulido de la herramienta de asentamiento (setting tool) y es el dispositivo de mayor importancia al no permitir el desplazamiento del cemento por encima del colgador. Su importancia radica en lograr un sello hidráulico entre el tope del colgador y el cuello flotador, lo que permite presurizar para lograr activar el mecanismo de cuñas del colgador.



Figura 2.8 Unidad de sellos.

Fuente: SMITH SERVICES, Maturín. (2003).

- 8) Camisa de acople de la unidad de sellos (Tie Back Sleeve):** es un receptáculo de superficie interna pulida, en donde encajan los sellos de niple (tie back Sealing nipple) proporcionando extensión al tie back revestidor colgante.

2.3.1.2 Evaluación de la cementación de un revestidor colgante

1. Prueba de afluencia al colgador

En pozos caracterizados por presentar altas presiones, donde en la zona productora se hace indispensable la colocación de un revestidor colgante, es necesario asegurar que los fluidos de la formación no migren hacia el pozo a través del colgador. Para ello se realiza la prueba de afluencia al colgador del revestidor, la cual consiste en desplazar el fluido de control por otro más liviano y observar si existe flujo de fluido de la formación hacia el pozo.

La prueba de afluencia permite evaluar la calidad del sello del cemento colocado en el espacio anular comprendido entre el revestidor colgante (liner) y la

porción del revestidor del cual cuelga, conocido como solapamiento (overlap), descartando filtraciones a través del colgador.

Para la evaluación, se asienta una empaadura de prueba por encima del tope del colgador, aproximadamente 300 pies, con el objetivo de crear un diferencial de presión a favor de la formación mediante el bombeo de un volumen pre-calculado de fluido de baja densidad, de tal forma de obtener a nivel del tope del colgador una densidad equivalente entre 8 y 11 lpg).

Esto permite crear un diferencial de presión a favor de la formación y con el espacio anular sellado y presurizado (500-1500 lpc) se verifica el influjo de fluidos provenientes de la misma. Si existe fluidez del pozo, es indicativo que la formación está aportando fluidos a través del colgador, lo cual es indicio de que no existe un sello de cemento efectivo alrededor del tope del colgador. En este caso, el control del pozo se realiza bombeando fluido original (a presión reducida en caso de existir un volumen considerable de fluidos en contraflujo) para desplazar el fluido de prueba, de anular a tubería, una vez accionada la válvula de circulación de la empaadura. De lo contrario, si no se observa reacción del pozo, implica la existencia de un sello efectivo de cemento detrás del revestidor colgante, siendo desplazado de anular a tubería el fluido de prueba por fluido de perforación original, para así dar por terminada la prueba.

Las pruebas de afluencia son aplicables en pozos exploratorios, de avanzada, de desarrollo e inyectores, en los cuales se instalen revestidores colgantes que requieran ser cementados. Sin embargo, pueden aplicarse con el mismo propósito para evaluar filtraciones en zapatas de revestidores y revestidores colgantes.

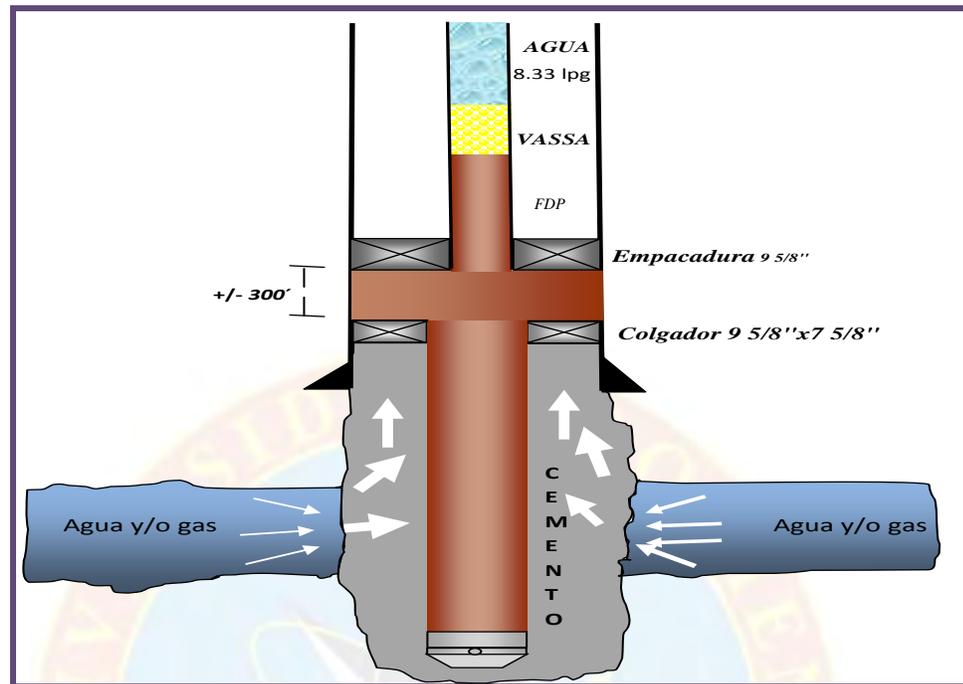


Figura 2.9 Esquema de una prueba de afluencia

Fuente: Propio autor. Informe de resultados, análisis, diagnóstico y solución pruebas de afluencia Distrito Norte. PDVSA Punta de Mata (2011).

A) Equipos y herramientas empleados para una prueba de afluencia

- **Raspador rotatorio:** es una herramienta que posee en un conjunto de asas metálicas las cuales se posicionan cerca de la mecha de perforación con la finalidad de limpiar el interior de las paredes de la tubería de revestimiento de los restos de cemento adheridos en sus paredes internas, realizándose este procedimiento previamente a la bajada de las empacaduras de prueba, para que estas puedan posicionarse y asentarse correctamente.



Figura 2.10 Raspador rotatorio.

Fuente: Halliburton, Manual de tecnologías (1988).

- **Válvula de circulación de la empacadura:** es una válvula que se coloca en la parte superior del cuerpo de la empacadura, permitiendo que haya circulación sobre la misma una vez que ésta ha sido asentada. La válvula de circulación también permite que exista presión entre la tubería y el espacio anular para compensarlos, haciendo más fácil la liberación de la empacadura sin dañar sus elementos.



Figura 2.11 Válvula de circulación.

Fuente: Halliburton, Manual de tecnologías (1988).

- **Empacadura de prueba:** es una herramienta recuperable usada para la prueba, compuesta por un bloque de arrastre (cuñas mecánicas y bloques de arrastre o resortes de arrastre), elementos para el sellado de la empacadura y un mecanismo de ancla hidráulica.

Es corrida y asentada posteriormente de la limpieza con mecha y raspador rotatorio, para crear un sello hidráulico en el anular durante la prueba de afluencia y así verificar si existe influjo de la formación hacia el pozo.

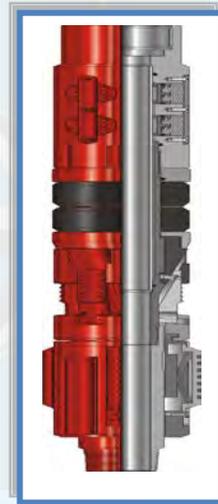


Figura 2.12 Empacadura de prueba.

Fuente: Halliburton, Manual de tecnologías (1988).

- **Estrangulador de presión (manifold de prueba):** es un equipo a presión empleado para controlar el flujo de fluidos y monitorizar la presión a medida que se realiza la prueba, con la finalidad de detectar irregularidades durante el proceso, es decir, controlar la presión durante todo el desarrollo de la operación para determinar si ocurre algún problema durante la misma. Un cambio en la presión puede indicar la comunicación entre la tubería y el espacio anular.



Figura 2.13 Estrangulador de presión (manifold de prueba).

Fuente: Tomada directamente en el campo.

2.3.1.3 Limpieza de un revestidor colgante de Producción (Acondicionamiento del pozo)

Después de la cementación de un revestidor colgante, es indispensable realizar una limpieza con la finalidad de remover todos los residuos de cemento que pudieron quedar adheridos en el interior de dicho revestidor. La limpieza se realiza corriendo una sarta con mecha de diamantes policristalinos y, con movimiento rotatorio, se van removiendo los restos de cemento dentro del revestidor colgante, limpiando hasta el tope del cuello flotador, hasta obtener un retorno limpio en superficie. Para revestidores colgantes de producción, posteriormente de realizar el viaje de limpieza con mecha, se procede a correr nuevamente una sarta de limpieza y espaciada con mecha de diamantes policristalinos y herramientas especiales pulidoras de limpieza (polish mill y dresser mill) a fin de acondicionar y rectificar el tope del colgador y la extensión pulida (PBR) del mismo. Como parte del acondicionamiento del pozo, se considera indispensable desplazar el fluido de perforación empleado por un fluido limpio para una limpieza más efectiva, antes de comenzar la completación del pozo.

En una limpieza efectiva se remueven todos los residuos metálicos y no metálicos que se encuentren en el pozo, se limpia correctamente el diámetro interno del revestidor, se evitan los tiempos no productivos durante las operaciones de completación, se previene el daño a la formación evitando que los residuos removidos mecánicamente del pozo y los productos químicos de desplazamiento, puedan en las siguientes maniobras operacionales del pozo entrar en contacto con la formación y se desplaza el fluido de perforación original por un fluido de completación.

A. Herramientas empleadas para limpiar y rectificar revestidores colgantes de producción

- **Herramienta limpiadora del tope del revestidor colgante (dresser mill):** es una herramienta de limpieza especializada para acondicionar los diámetros internos de los topes de revestidores colgantes, usada regularmente junto con la herramienta limpiadora de la extensión pulida (polish mill) en la misma sarta de limpieza para trabajar conjuntamente el revestidor colgante de producción.



Figura 2.14 Herramienta rectificadora del tope del colgador (dresser mil)

Fuente: Tomada directamente en el campo.

- **Herramienta limpiadora de la extensión pulida (receptáculo pulido de sellos PBR), polish mill:** es una herramienta de limpieza especializada, la cual se corre conjuntamente con la herramienta limpiadora del tope del revestidor colgante para pulir o acondicionar el receptáculo pulido del colgador, eliminando cualquier residuo de cemento que pueda ocasionar alguna obstrucción en el momento de empezar a correr los equipos para iniciar las etapas de completación del pozo.



Figura 2.15 Herramienta limpiadora de la extensión pulida (receptáculo PBR)

Fuente: Tomada directamente en el campo.

2.4 DEFINICIÓN DE TÉRMINOS BÁSICOS

- ❖ **Acondicionamiento del hoyo:** operación en la cual se emplean equipos especiales o raspadores para limpiar las paredes internas de la tubería de revestimiento, haciendo circular el fluido de perforación para su posterior desplazamiento por uno de completación. Mannyron Consultores, (2007). Manual de cementación de pozos.
- ❖ **Análisis técnico:** consiste en realizar una evaluación de la tecnología existente, recolectando información de los componentes técnicos que se poseen y la posibilidad de hacer uso de los mismos en el desarrollo e implementación de las herramientas propuestas. Propio autor.
- ❖ **Anular:** espacio comprendido entre dos conductos concéntricos. Quijada, D. (2002). “Evaluación de la metodología para la bajada del revestidor colgado en pozos al norte de Monagas”. Trabajo de Grado. Universidad de Oriente, Núcleo de Monagas.
- ❖ **Cemento:** mezcla de aluminio y silicato de calcio que se produce combinando cal y arcilla, con la acción del calor. Mannyron Consultores, (2007). Manual de cementación de pozos.
- ❖ **Empacadura del colgador:** equipo que proporciona la ventaja de evitar la migración de fluido a través del tope del colgador; posee unas gomas de alta resistencia capaces de ajustarse al revestidor de soporte, proporcionando un sello de respaldo en caso de una cementación que no sea totalmente sellante. Smith Services. (2002). PRODUCTS AND SERVICES CATALOG. Houston.
- ❖ **Formaciones presurizadas:** áreas que poseen una presión de poros o yacimiento por encima de aquellas zonas subadyacentes a ella. Mannyron Consultores, (2007). Manual de cementación de pozos.

- ❖ **Influjo:** ocurre luego de una pérdida de circulación no controlada o cuando la presión hidrostática ejercida por el fluido de perforación es menor que la presión ejercida por la formación, ocasionando un descontrol de los fluidos producidos (reventón). Mannyron Consultores, (2007). Manual de cementación de pozos.
- ❖ **Presión de poro:** es la presión que tienen los fluidos que ocupan los espacios porosos de la roca, originada por las formas de entrapamiento que los mantiene retenidos en dichos poros. Quijada, D. (2002). “Evaluación de la metodología para la bajada del revestidor colgado en pozos al norte de Monagas”. Trabajo de Grado. Universidad de Oriente, Núcleo de Monagas.
- ❖ **Presión hidrostática:** es la presión ejercida en un punto cualquiera del pozo, por una columna de líquido (fluido de perforación). Quijada, D. (2002). “Evaluación de la metodología para la bajada del revestidor colgado en pozos al norte de Monagas”. Trabajo de Grado. Universidad de Oriente, Núcleo de Monagas.
- ❖ **Revestidor:** tubería de acero que se va introduciendo y cementando en los pozos de petróleo o gas a medida que la perforación va progresando, para prevenir el hoyo de derrumbes y para proveer de un medio de extracción de los fluidos del yacimiento. Mannyron Consultores, (2007). Manual de cementación de pozos.
- ❖ **Revestidor rolgante:** revestidor complementario, de poca longitud, que es colgado de otro revestidor de diámetro mayor. Mannyron Consultores, (2007). Manual de cementación de pozos.
- ❖ **Solapamiento:** sello existente entre el revestidor colgante y el revestidor de soporte en la parte superpuesta del pozo. Mannyron Consultores, (2007). Manual de cementación de pozos.

CAPÍTULO III

MARCO METODOLÓGICO

3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN

Esta investigación se basó en el estudio y análisis de los procedimientos aplicados actualmente en la industria para realizar la prueba de afluencia y la limpieza de revestidores colgantes de producción en pozos petrolíferos del área norte de Monagas, especificando el tiempo de duración en dichas operaciones. En relación a lo anterior, la investigación es de tipo descriptiva; según Arias (2006), expresa: “La investigación descriptiva consiste en la caracterización de un hecho, fenómeno, individuo o grupo, con el fin de establecer su estructura o comportamiento. Los resultados de este tipo de investigación se encuentran en un nivel intermedio en cuanto a la profundidad de los conocimientos se refiere”. (Pág. 24).

3.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN

Para cumplir con los objetivos de esta investigación se realizó un análisis detallado de información técnica y de campo relacionada con las operaciones de pruebas de afluencia y limpieza de revestidores colgantes de producción empleando las herramientas y equipos convencionales en el norte de Monagas. Dicha información fue extraída de informes operacionales de perforación y cementación, DIMS y carpetas de pozos.

Además, se analizó un informe técnico elaborado por la empresa M-I SWACO en el cual se describen cada una de las herramientas para llevar a cabo el procedimiento operacional implementado, además los beneficios y ventajas que poseen para optimizar dichas operaciones.

Toda la información analizada fue verídica y palpable, en ningún momento las variables fueron manipuladas, por lo tanto, el presente estudio se ajustó a una investigación con un diseño documental. Según Arias (2006), “La investigación documental es un proceso basado en la búsqueda, recuperación, análisis, crítica e interpretación de datos secundarios, es decir, los obtenidos y registrados por otros investigadores en fuentes documentales: impresas, audiovisuales o electrónicas. Como en toda investigación, el propósito de este diseño es el aporte de nuevos conocimientos” (Pág. 31).

3.3 POBLACIÓN Y MUESTRA

El universo poblacional sujeto a estudio comprendió un total de cincuenta y un pozos pertenecientes al área norte de Monagas, a los cuales se les realizó la prueba de afluencia en el colgador y una limpieza al revestidor colgante de producción, presentando estos algún inconveniente o problema operacional durante los procesos mencionados, generando prolongamientos en las horas de taladro; e incluyó pozos donde se realizaron las operaciones mencionadas sin problemas operacionales y en un menor tiempo. Esta población comprendió el período desde enero del 2008 a noviembre del 2010.

La muestra seleccionada fue no probabilística y comprendió un total de doce pozos distribuidos de la siguiente manera: cuatro pozos pertenecientes al campo El Furrial (FUL-57, FUC-60, FUL-125 y FUL-126), cuatro pozos del campo Mulata (MUC-126, MUC-129, MUC-130 y MUC-134) y cuatro pozos del campo Santa Bárbara (SBC-150, SBC-153, SBC-155 y SBC-167), de los cuales presentaron problemas operacionales durante los procesos estudiados los pozos FUL-125, MU-129 y SBC-167, específicamente para la ejecución de la prueba de afluencia al colgador.

3.4 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO

Para cumplir con los objetivos específicos planteados se aplicó el siguiente procedimiento en orden cronológico:

3.4.1 Explicación del procedimiento convencional empleado para pruebas de afluencia en colgadores y limpieza de revestidores colgantes de producción en el área norte de Monagas

Para explicar el procedimiento convencional empleado para pruebas de afluencia y limpieza de revestidores colgantes, se realizó una revisión bibliográfica en el manual de procedimientos operacionales de construcción de pozos de PDVSA, además se revisaron los programas operacionales aplicados en los pozos seleccionados. Adicionalmente, se realizaron preguntas concernientes a ambos procedimientos a los ingenieros de operaciones de la empresa, con la finalidad de ampliar y explicar de forma completa todos los pasos operacionales referentes a la ejecución de una prueba de afluencia al colgador y el acondicionamiento del revestidor colgante de producción. La información recolectada fue organizada y analizada para la posterior explicación de los procedimientos.

3.4.2 Especificación de los resultados operacionales de las pruebas de afluencia y limpieza del revestidor colgante en los pozos sujetos a estudio

Para cumplir con esta etapa, se mostraron a través de tablas los resultados en las operaciones de pruebas de afluencia y limpieza de revestidores colgantes de los pozos seleccionados como muestra, principalmente con respecto a la cantidad de horas y viajes presentados en dichas operaciones.

Esta etapa se dividió en dos partes:

3.4.2.1 Prueba de Afluencia al Colgador

Se elaboraron tablas de datos y se generaron gráficas mostrando los resultados operacionales de las prueba de afluencia: tiempo de operación en días, si presentó problemas operacionales durante la prueba, volúmenes de fluidos bombeados y diferenciales de presión indicando si resultó satisfactoria o fallida. Se resaltaron las características previas del comportamiento de los pozos antes de la realización de la prueba o eventos operacionales, como son los parámetros relacionados al proceso de cementación primaria del revestidor colgante (desplazamiento, pérdida de circulación, rompimiento de pines y asentamiento de tapones, concentraciones altas de gas, corte de fluido), y otros como: problemas durante el asentamiento del revestidor intermedio de 9 5/8 pulg y consistencia o calidad del cemento durante el viaje de limpieza posterior a la cementación.

Para esto, se realizó una revisión en la data del DIMS de PDVSA, en las carpetas de los pozos e informes finales de perforación, siendo extraída la información respectiva y, además, se entrevistaron a los ingenieros de operaciones y asesores de cementación de los respectivos pozos.

3.4.2.2 Limpieza del Revestidor Colgante de Producción

De igual forma, para indicar los resultados operacionales de la limpieza del revestidor colgante, se generaron tablas por diseño de pozo resaltando el tiempo de duración en días durante el acondicionamiento del mismo, especificando la cantidad de viajes realizados, observaciones operacionales durante el proceso (referidas a la cementación primaria) y si fue realizado el desplazamiento o cambio de fluido de

perforación por un fluido limpio o de completación, para un eficiente acondicionamiento.

La información fue extraída de la data del DIMS de PDVSA y de los informes finales de perforación.

3.4.3 Análisis de la aplicabilidad técnica del procedimiento no convencional para pruebas de afluencia y limpieza del revestidor colgante en el área de estudio

Para cumplir con esta etapa, se siguió el siguiente procedimiento mostrado a continuación:

3.4.3.1 Descripción de las herramientas a emplear para la ejecución del procedimiento no convencional

Se realizó una descripción de cada una de las nuevas herramientas, en cuanto a sus características, funcionamiento y beneficios. La información se recopiló de un informe técnico proporcionado por la empresa M-I SWACO.

3.4.3.2 Análisis técnico

Una vez explicado el procedimiento convencional empleado para la prueba de afluencia y limpieza del revestidor colgante e indicados los resultados operacionales de los pozos seleccionados, se procedió a analizar la aplicabilidad técnica del procedimiento propuesto con el uso de las nuevas herramientas, determinando si éste se ajustaba a las condiciones particulares de los pozos pertenecientes al norte de Monagas.

Para la realización del análisis técnico, se seleccionó un pozo de la muestra estudiada (MUC-130). El criterio de selección estuvo basado en las condiciones particulares de los pozos estudiados como: profundidad, problemas operacionales, tiempos operacionales representativos de acuerdo al desarrollo de cada operación y mayor información contenida para el empleo de los simuladores.

Se estimó y se propuso una configuración de sarta con las nuevas herramientas, mediante el uso del programa Wellbore Assurance Solutions Provider, explicando la ejecución y beneficios del nuevo procedimiento. Fue realizado el desplazamiento del fluido de perforación con el empleo del simulador Virtual Completion Fluids, el cual permitió visualizar el comportamiento del desplazamiento y el índice de limpieza del pozo, para el posterior análisis económico. También, se indicaron los tiempos operacionales y cantidad de viajes entre los procedimientos convencionales y el propuesto, con la respectiva data extraída del DIMS y la estimación de los tiempos por omisión en viajes de armado de sartas.

Adicionalmente, se realizó un análisis de torque y tensiones mediante el empleo de la herramienta Torque & Drag, lo que permitió determinar los esfuerzos máximos en la sarta durante el desplazamiento del fluido.

3.4.4 Estimación de los costos asociados al procedimiento propuesto con respecto a los convencionales para la prueba de afluencia y limpieza del revestidor colgante

Para cumplir con esta etapa, se ubicaron los costos de los activos fijos (tasa de taladro, ambiente, cabina mud logging, entre otros) en la data del DIMS de PDVSA, así como los costos de las herramientas y equipos convencionales en las proformas o contratos de la empresa. El costo del servicio con las herramientas propuestas fue suministrado por la empresa M-I SWACO.

En esta fase se determinó si el procedimiento no convencional es económicamente rentable para el área en estudio, partiendo de los costos asociados con los beneficios de las herramientas. Se realizó una comparación sobre las características y costos del procedimiento operacional propuesto con el empleado convencionalmente, lo que permitió determinar sus ventajas y beneficios.

Además, se hizo un análisis económico asociado al impacto de obtener una producción temprana, empleando la aplicación Excel de Microsoft Office, lo cual permitió analizar la rentabilidad del proyecto.

3.5 INSTRUMENTOS Y TÉCNICAS

Las técnicas de recopilación de información estuvieron basadas en la observación y búsqueda de material bibliográfico referente a las operaciones de prueba de afluencia y limpieza de revestidores colgantes en el área norte de Monagas. Se obtuvieron informes operacionales de los pozos en estudio, a partir de archivos electrónicos bajo ambiente Microsoft Office, carpetas de pozos, registros de operaciones, entre otros. Además se contó con información técnica de la empresa M-I SWACO sobre las nuevas herramientas a implementar para optimizar las operaciones mencionadas. De igual forma, se hicieron entrevistas con los operadores e ingenieros de la Gerencia de Operaciones y Mantenimiento de Taladros de PDVSA Servicios Distrito Punta de Mata, a fin de obtener información relevante referida al estudio.

3.6 RECURSOS

3.6.1 Recursos humanos

En cuanto a los recursos humanos necesarios para desarrollar esta investigación, se contó con la asesoría industrial, experiencia y recomendaciones de

los ingenieros de campo, supervisores y técnicos que integran la Gerencia de Operaciones y Mantenimiento de Taladros que laboran en la base de Punta de Mata de la empresa PDVSA Servicios; adicionalmente, se necesitó del asesoramiento de los ingenieros de la empresa M-I SWACO, empresa que desea implementar el procedimiento no convencional mediante el uso de sus herramientas especializadas para limpieza de pozos y pruebas de afluencia.

La asesoría metodológica estuvo a cargo de los profesores que integran la Escuela de Ingeniería de petróleo de la Universidad de Oriente, Núcleo de Monagas.

3.6.2 Recursos financieros

Para el desarrollo de este estudio todo lo referente a la parte económica estuvo financiado en su totalidad por la empresa PDVSA Servicios, Distrito Punta de Mata.

3.6.3 Recursos materiales y bibliográficos

Se emplearon recursos bibliográficos del Departamento de Archivo de la empresa PDVSA Servicios, Distrito Punta de Mata, tales como: carpetas de reportes operacionales de pozos a estudiar, archivos computarizados y estadísticas de operaciones, entre otros. De igual forma, se utilizó información proporcionada por la empresa M-I SWACO sobre el procedimiento propuesto y las herramientas a usar para llevarlo a cabo, en cuanto a características, operación, ventajas, beneficios. La empresa PDVSA Servicios ofreció el espacio físico requerido y lo relacionado al material de oficina: uso de computadoras, impresoras, fotocopadoras y papelería en general para la realización de esta investigación.

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

4.1 EXPLICACIÓN DEL PROCEDIMIENTO CONVENCIONAL EMPLEADO PARA PRUEBAS DE AFLUENCIA EN COLGADORES Y LIMPIEZA DE REVESTIDORES COLGANTES EN EL NORTE DE MONAGAS

En esta etapa se estudiaron los aspectos relacionados a las operaciones de prueba de afluencia a colgadores y limpieza del revestidor colgante de producción aplicados actualmente en el área norte de Monagas: herramientas y equipos empleados, condiciones operacionales, criterios considerados, rango de operaciones de los procesos, entre otros.

4.1.1 Prueba de Afluencia al Colgador

Es necesario verificar la integridad de la cementación a todo colgador, garantizando así que no se generen problemas de filtraciones futuras debidas a una ineficiente cementación primaria del mismo, de tal manera que durante la vida productiva del pozo no se comunique gas y/o crudo de la formación hacia el anular, entre el revestimiento de producción y la tubería de completación.

Sin embargo, para llevar a cabo esta operación en el área norte de Monagas, actualmente, son tomadas en cuenta un conjunto de consideraciones técnicas que sirven como patrón para la planificación y ejecución de ésta, basadas en algunos criterios adquiridos durante las prácticas operacionales y conjuntamente con el comportamiento de presiones de la formación.

4.1.1.1 Criterios considerados para la realización de la prueba de afluencia al colgador en el norte de Monagas

- **Prácticas operacionales**

Las pruebas de afluencia son teóricamente requeridas para todo colgador que sea cementado, no siendo excepción el área norte de Monagas, caracterizada por una geología muy variada con fallas, altos buzamientos y zonas productoras con altas presiones en partes de ellas y otras de bajas presiones. Durante los años recientes, la mayoría de las pruebas de afluencia que fueron realizadas a los pozos del área norte de Monagas han reflejado resultados satisfactorios, indicando o garantizando la integridad de la cementación a nivel del colgador.

Debido a esto, se han establecido ciertas consideraciones adquiridas de prácticas operacionales para llevar a cabo la prueba de afluencia al colgador: colgadores con empacadura superior (top packer), consistencia del cemento por encima del tope del colgador, eventos operacionales durante o después de las corridas de los revestidores intermedios o colgantes como: pérdida de circulación, incremento en las unidades de gas con corte de fluido, problemas relacionados a la cementación primaria (falta de observación de la rotura de pines o asentamiento de tapones, desplazamiento irregular o pérdida de fluido durante el desplazamiento), entre otras.

Los colgadores con empacadura superior (top packer) proporcionan un sello adicional al sistema, por lo que muchas veces no es necesario realizar la prueba de afluencia. No obstante, es recomendable tomar en cuenta el viaje de limpieza posterior a la cementación del revestidor colgante. Por ejemplo, si se corre la sarta de limpieza encontrando cemento con deficiente consistencia y, además, la presión de la formación sea considerablemente alta, sería necesario verificar la calidad de la

cementación a nivel del colgador a fin de obtener un mayor grado de seguridad en cuanto a la integridad de la cementación. También se debe considerar un buen asentamiento del revestidor intermedio de 9 5/8 pulg, una buena cementación que garantice el sello de los marcadores o de la arena “Carapita E”, debido a la incertidumbre que genera un lente de arena de alta presión sin ser cubierto por dicho revestidor, pudiendo generar influjos durante la siguiente fase de perforación.

- **Presiones de la formación**

En cuanto a las presiones de la formación, se deben de tomar en cuenta las formaciones con presiones considerablemente altas y formaciones depletadas, conjuntamente con los eventos operacionales ocurridos en el pozo, que ameriten la evaluación de la cementación a nivel del colgador. Pozos con presiones de formación altas (>10 lpg), donde la cementación a nivel del colgador no haya sido efectiva, son más factibles de presentar influjo de afluidos hacia el anular durante su vida productiva, y, en pozos con presiones de formación bajas (<7,5 lpg), que presenten una deficiente cementación a nivel del colgador, la posibilidad de influjo hacia el anular es menor, pues, generalmente es colocado un fluido de empaque con mayor densidad (entre 8 y 10 lpg, según las condiciones del pozo). Sin embargo, a fin de obtener un total grado de seguridad de la calidad de la cementación a nivel del colgador, muchas veces es realizada la prueba de afluencia a pozos con presiones de formación bajas.

4.1.1.2 Condiciones previas a considerar para la ejecución de la prueba de afluencia al colgador

1. Es necesario contar con el programa detallado para la prueba de afluencia al colgador, ajustado a las condiciones específicas del pozo.

2. Se debe disponer de un volumen de fluido (agua, aceite o nitrógeno) para realizar la prueba, equivalente al volumen de fluido a desplazar según el programa de la prueba de afluencia.
3. Se debe asegurar el funcionamiento de los instrumentos y registradores de peso, retorno de fluido, contador de emboladas, eficiencia de la bomba, caudal y nivel de los tanques, entre otros, para garantizar un tiempo óptimo de bombeo, evitando eventualidades durante la ejecución de la prueba.
4. Es indispensable contar con los equipos, herramientas y materiales necesarios para la prueba: cabezal, estrangulador de presión (choke manifold), herramienta para conexiones de distintos diámetros o sustituto (crossover) compatibles con la rosca de la tubería de perforación, líneas de alta presión, empackadura de prueba, entre otros.
5. Conocer las características y rango de trabajo de la empackadura de prueba y verificar condiciones de la misma.
6. Se debe disponer del procedimiento de anclaje de la empackadura (según la empresa de servicio).
7. Verificar que el raspador rotativo presente las dimensiones apropiadas para realizar la limpieza del revestidor.

4.1.1.3 Procedimiento convencional operacional empleado para la realización de la prueba de afluencia al colgador

1. Limpiar la zona de asentamiento de la empackadura de prueba

El primer paso operacional para la evaluación de la integridad de la cementación a nivel del colgador, es la correcta limpieza en la zona donde se asentará

la empacadura de prueba, realizada con sarta de limpieza con mecha y raspador rotativo (rotary scrapper casing). Se conecta en superficie la sarta con mecha y raspador rotatorio, y se corre hasta aproximadamente 300 pies sobre el tope teórico del cemento, reciprocando la sarta de limpieza con rotación y circulación hasta el tope del colgador, debido a que la zona donde se asentará la empacadura debe estar completamente limpia. Una vez removido el cemento en el interior del revestidor en el cual se asentará la empacadura de prueba, se circula con fluido de perforación en el tope del colgador hasta obtener retorno limpio en superficie.

2. Correr la empacadura y verificar el mecanismo de anclaje

Luego de obtener un retorno totalmente limpio, se procede a realizar la conexión de la empacadura de prueba a la primera pareja de la tubería de perforación (punta libre) seguida de la válvula de circulación de la empacadura. Posteriormente a la conexión realizada, se empieza la corrida de la sarta con la empacadura y se prueba el mecanismo de anclaje de las cuñas de asentamiento de la misma aproximadamente a 100 pies, de manera tal de determinar si existe alguna irregularidad o falla en el mecanismo de anclaje de las cuñas. Una vez que se alcance la profundidad de asentamiento según el programa, se conecta el motor superior (top drive) o cuadrante para poder circular de tubería a espacio anular, y se procede a circular con las bombas del taladro hasta homogeneizar el sistema, es decir, hasta que la densidad del fluido de perforación sea la apropiada para la fase.

3. Asentar la empacadura de prueba y verificar el asentamiento de la misma

Después de homogeneizar el sistema, se procede a asentar la empacadura de prueba según el procedimiento operacional de la herramienta, asentándose entre 100

y 150 pies sobre el tope teórico del cemento (en el apéndice C se muestra el procedimiento estándar de asentamiento de una empaadura de prueba).

Al estar asentada, es necesario comprobar el sello de la misma. Se abre la válvula de dirección del fluido (stand pipe) hacia el espacio anular, procediendo a bombear fluido de perforación y verificando la salida de éste por la línea de flujo (flow line). Luego, se cierra el preventor anular o arietes de tubería y se comprueba el sello de la empaadura presurizando el espacio anular con las bombas del taladro, según el programa de prueba de afluencia del pozo. En caso de fallar el asentamiento de la empaadura durante el primer intento, se debe probar a otra profundidad, y de fallar nuevamente se debe retirar hasta superficie, evaluar la condición y reemplazar la empaadura. Luego, se libera la presión en el espacio anular por el súper estrangulador (super choke).

4. Abrir la válvula de circulación de la empaadura y bombear los fluidos de prueba

Se procede a abrir la válvula de circulación colocada sobre la empaadura de prueba, levantando la tubería de perforación, según procedimiento operacional de la herramienta y se circula con fluido de perforación por la tubería, a través de la válvula de circulación, verificando la apertura de la misma. Posteriormente de comprobar la apertura de la válvula, se procede a comenzar la prueba con el bombeo del fluido seleccionado (agua, aceite o nitrógeno) para desplazar el fluido de perforación en la tubería, manteniendo el peso de la sarta y la presión de bombeo para evitar el cierre de la válvula de circulación. Después de bombear la cantidad teórica requerida según el programa de prueba de afluencia y observar en la unidad de bombeo el diferencial de presión estimado, se detiene el bombeo, observando la

presión en la tubería de perforación, en el estrangulador de presión (manifold) o en la unidad de bombeo.

5. Presurizar el espacio anular y cerrar el mismo

Para la aplicación de presión en el espacio anular, se cierra la válvula de circulación colocando peso sobre la empacadura de prueba con la tubería (según el procedimiento operacional de la herramienta) y se cierra el pozo con la válvula esférica o arietes de tubería. Seguidamente, se cierra la válvula del estrangulador de presión hacia el cabezal, y se abre la que hace comunicación con el anular. Comienza la presurización del espacio anular (hasta alcanzar el diferencial programado); si se observa aumento de presión en el manómetro de la tubería durante la presurización del anular, es indicativo de existir comunicación y en consecuencia el sello de la empacadura estaría fallando.

6. Descargar la presión y medir los volúmenes de fluidos retornados

Para descargar la presión, se abre la válvula del estrangulador de presión (manifold de prueba), desde la tubería de perforación hasta la unidad de bombeo. Se comienza a descargar la presión de la tubería de perforación a través del estrangulador de presión, midiendo el retorno en la unidad de bombeo (contraflujo), de 500 en 500 lpc hasta que la presión llegue a cero. Durante este proceso, la presión del anular debe permanecer constante y en caso de disminuir, es indicativo de pérdida en el sello de la empacadura de prueba.

Una vez descargada la presión en la tubería de perforación y verificando contraflujo (back flow) en la unidad de bombeo, se cierra en el estrangulador de

presión la válvula que va hacia la unidad de bombeo, y se abre la del recipiente de medición. Se comienza a medir el volumen retornado en el mismo, y se grafica en función del tiempo, durante un período de prueba de aproximadamente dos horas.

Durante este proceso, la presión del anular debe permanecer constante; en caso de una disminución de ésta es señal de pérdida en el sello de la empacadura de prueba. Se observa el volumen de retorno, si decrece y se detiene, es indicativo de existir buen sello de cemento a nivel del colgador. Si es continuo y/o creciente, es indicativo de haber comunicación entre el espacio solapado y el anular, y en este caso, se procede a controlar el pozo, desplazando el fluido de prueba por fluido de perforación, retirando posteriormente la sarta de prueba e instalando una empacadura superior (top packer) sobre el colgador. En caso de existir una curva modelo en el área, se debe comparar con la curva de prueba. Si la última está por debajo de la primera, se considera la prueba como satisfactoria (en el apéndice A se indica la curva modelo empleada en el área norte de Monagas).

Se debe monitorizar hasta 42 galones durante un período de tiempo de aproximadamente dos horas, tomando en consideración la tendencia de disminuir, obteniendo como resultado un buen sello en el colgador y confirmando el hermetismo del pozo.

7. Desplazar los fluidos de la tubería (reversar)

Una vez comprobado el resultado de la prueba, se procede a liberar la presión en el anular, abriendo la válvula del estrangulador de presión (manifold de prueba) que comunica el espacio anular hacia la unidad de bombeo. Luego se procede a abrir la válvula de circulación colocada sobre la empacadura (para el control del pozo)

levantando la tubería, a manera de desplazar los fluidos de prueba con fluido de perforación original de anular a tubería (reversando).

8. Desasentar la empaadura de prueba

El operador de la empaadura indicará el procedimiento requerido (según las características y condiciones de diseño) para desasentar la empaadura de prueba, con giros a la derecha o a la izquierda (en el apéndice B se describe el procedimiento estándar para el asentamiento y desasentamiento de una empaadura de prueba). Se procede a desinstalar las líneas de prueba, el cabezal y el estrangulador de presión y se conecta el motor superior (top drive) para circular un fondo arriba antes de retirar la empaadura de prueba hasta superficie, homogeneizando el sistema, garantizando una óptima reología del fluido de perforación.

4.1.2 Limpieza del revestidor colgante de producción

El acondicionamiento del revestidor de producción, constituye una operación clave para el buen desarrollo de las etapas de completación del pozo.

Como consecuencia del proceso de cementación, en la zona o paredes internas del revestidor colgante (liner) se alojan restos de cemento hasta el tope del cuello flotador (landing collar), por lo que es necesario realizar una correcta limpieza al revestidor; siendo removidos los restos de cemento a una tasa óptima de circulación hasta obtener un retorno limpio o con el menor contenido de sólidos.

4.1.2.1 Condiciones previas a considerar para la limpieza del revestidor colgante de producción

- Se debe disponer de una sarta combinada para limpiar internamente el revestidor colgante.
- Se debe tener un programa detallado para la limpieza del revestidor colgante, ajustado a las condiciones específicas del pozo.
- Es indispensable contar con las herramientas, fluidos de perforación, materiales y equipos requeridos para limpiar internamente el revestidor colgante.
- Disponer de las herramientas limpiadoras y rectificadoras de revestidores colgantes (Polish mill y Dresser mill).

4.1.2.2 Procedimiento convencional operacional empleado para la limpieza del revestidor colgante de producción (acondicionamiento del pozo)

Posteriormente al proceso de cementación de un revestidor colgante de producción, se realiza un acondicionamiento de éste, con la finalidad de dejar el pozo con un óptimo índice de limpieza, minimizando así los daños a los equipos de las etapas de completación y posibles daños a la formación productora. A continuación se describe el procedimiento operacional general para la limpieza de los revestidores colgantes de producción en el área de estudio.

1. Conectar y correr sarta de limpieza con mecha

El primer paso operacional para acondicionar el revestidor colgante de producción, consiste en realizar una limpieza dentro de éste, corriendo una sarta de

limpieza con mecha, la cual remueve los restos o trazas de cemento dentro del revestidor colgante, hasta el tope del cuello flotador. Se realizan las conexiones en superficie con los equipos y herramientas ajustados a los diámetros del revestidor colgante y luego se procede a la corrida de la sarta, limpiando cemento con circulación a diversos intervalos (cada 200 o 300 pies, variando en cada pozo) dentro del revestidor colgante hasta la profundidad estimada (tope del cuello flotador), hasta obtener un retorno totalmente limpio en superficie. Una vez realizada la limpieza en el interior del revestidor colgante, se procede a retirar la sarta hasta superficie (se bombea un volumen considerado de fluido con material viscoso o pesado).

2. Conectar y correr sarta de limpieza para acondicionar tope y receptáculo del colgador

Después de realizar el viaje de limpieza con mecha, se procede a preparar nuevamente una sarta con herramientas de limpieza o rectificadoras de limpieza (polish mill y dresser mill), las cuales son corridas conjuntamente.

Las conexiones son realizadas en superficie, aplicando torque óptimo a las herramientas según sea la conexión. Se procede con la corrida del ensamblaje con las herramientas de limpieza o rectificadoras de tope y receptáculo del revestidor colgante en el hoyo con tubería de perforación de 5 pulg, bajando primeramente una pareja y circulando hasta observar retorno, garantizando que las herramientas estén libres de obstrucción. Se continúa con la corrida del ensamblaje a un régimen estimado de quince parejas por hora (variando de acuerdo a las características particulares del pozo), disminuyendo la velocidad de bajada al estar aproximadamente a 90 pies del tope del colgador; se chequean los parámetros de peso con y sin circulación. Seguidamente, se procede a localizar el tope del colgador con

aproximadamente peso, sin rotación y con circulación; se marca la tubería y se levantan 30 pies.

Se aplica rotación, bajando lentamente y circulando hasta localizar nuevamente el tope del colgador con peso (se rectifica el tope y el receptáculo pulido de sellos del colgador durante aproximadamente 5 minutos y se evalúa el torque registrado). A medida que la sarta gira con rotación y circulación, la herramienta limpiadora del tope del colgador “dresser mill” limpia y a la vez rectifica o pule el tope del mismo, mientras la herramienta rectificadora de la extensión pulida del colgador “polish mill” se encarga de acondicionar el receptáculo pulido o extensión pulida del mismo, a fin de garantizar una óptima limpieza previamente a la realización de la colocación de los equipos de completación.

Para la culminación de la operación, es levantada la sarta aproximadamente 45 pies (varía de acuerdo a cada pozo) y se procede a acondicionar el hoyo con un fondo arriba, realizándose con el bombeo de 20 a 30 bls de fluido con material viscoso, el cual posee la propiedad de acarrear partículas metálicas y trazas de cemento producto de la limpieza del receptáculo hasta superficie. El ensamblaje es retirado hasta superficie, donde se verifican las marcas en las herramientas de limpieza (polish y dresser mill); éstas deben verse claras y sin ningún tipo de daños en sus cuchillas, para asegurar un buen sello de niple.

3. Realizar el cambio o desplazamiento del fluido de perforación por uno limpio o de completación

Una vez realizada la limpieza mecánica del revestidor colgante, se procede a llevar a cabo el desplazamiento del pozo, mediante la limpieza química del revestidor

de producción, dejando en el pozo un fluido de completación, limpio con el menor porcentaje de sólidos contenido.

Para la ejecución de esta operación en el área norte de Monagas, son tomados en consideración los parámetros referentes a las presiones de la formación en los pozos que se desean desplazar, y la característica de ser futuros pozos candidatos a trabajos de fracturamiento hidráulico.

Para formaciones que se encuentran depletadas (densidades equivalentes de yacimiento menores a 7,5 lpg), no siendo candidatas a fractura hidráulica futura, como es el caso de la mayor parte de los pozos pertenecientes al campo El Furrial, se realiza el cambio del fluido de perforación original base aceite (Drill in) por agua tratada de aproximadamente 8,4 lpg de la siguiente manera: se prepara en el tanque de píldora del taladro el volumen de espaciador (80 bls como máximo), y en los tanques de contingencia o adicional un volumen de 1200 bls de agua tratada. El espaciador se desplaza desde el tanque de píldora (empleado para bombear pequeños volúmenes de fluido) con las bombas del taladro, seguido del agua tratada con secuestrador de oxígeno, antioxidante y bactericida, entre otros lavadores según las exigencias del pozo, los cuales a medida que van desplazando el fluido de perforación, simultáneamente, limpian las paredes del revestidor.

El fluido de perforación desplazado, es recibido en el tanque de viaje para su cuantificación, luego pasa a los tanques activos y posteriormente es retirado de la localización a través de camiones “vacum”. Seguidamente, se procede a circular el pozo con agua tratada, haciéndola pasar por la unidad de filtrado, realizándose los ciclos de circulación necesarios para obtener un grado de turbidez igual o menor a 60 NTU.

Para pozos pertenecientes a los otros campos del norte de Monagas, que presentan, generalmente, densidades de yacimiento mayores a 7,5 lpg, se realiza el desplazamiento del fluido de perforación de manera similar a la explicada anteriormente, pero por un fluido de agua salada o salmuera NaCl (9-10 lpg) o CaCl₂ (10-12 lpg), seleccionada de acuerdo a las características de los pozos. La operación es realizada igualmente con el bombeo de fluidos espaciadores (surfactantes, solventes especiales, etc.) a una tasa estimada, desde una unidad de bombeo, y el volumen de fluido de completación con las bombas del taladro.

Actualmente, en lugar de realizar el cambio de fluido por agua salada, se tiene la práctica de colocar como fluido de empaque el mismo fluido de perforación empleado durante la fase, circulado hasta obtener el menor contenido de sólidos en superficie y con una menor densidad (9-12,5 lpg). Luego, se realiza el desplazamiento del fluido de perforación presente dentro del revestidor colgante de producción por gasoil, a baja tasa, con el empleo de una unidad de tubería continua o enrollada (coiled tubing).

4.2 ESPECIFICACIÓN DE LOS RESULTADOS OPERACIONALES DE LAS PRUEBAS DE AFLUENCIA Y LIMPIEZA DE REVESTIDORES COLGANTES EN LOS POZOS SUJETOS A ESTUDIO

El desarrollo de esta etapa permitió describir los aspectos relacionados con las operaciones de pruebas de afluencia y limpieza de revestidores colgantes de producción en los pozos seleccionados como muestra, pertenecientes al área norte de Monagas. La data analizada estuvo distribuida de la siguiente manera: campo El Furrial (4 pozos), campo Carito-Mulata (4 pozos) y campo Santa Bárbara (4 pozos).

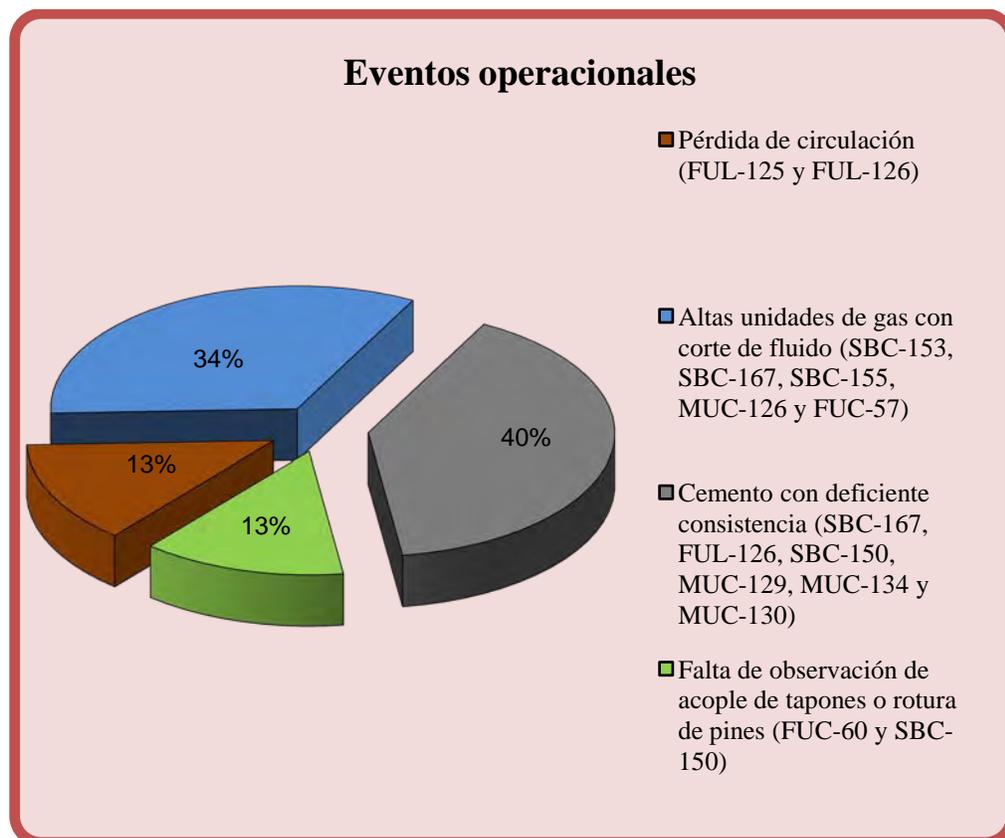
4.2.1 Prueba de afluencia al colgador

Las pruebas de afluencia a los pozos seleccionados, fueron realizadas tomando en cuenta los aspectos relacionados al proceso de cementación primaria del revestidor colgante o del revestidor intermedio de 9 5/8 pulg, la presión de la formación productora y los problemas o eventos operacionales presentados.

4.2.1.1 Eventos operacionales previos a la realización de la prueba de afluencia al colgador

Para la realización de las pruebas de afluencia en los pozos estudiados, fueron considerados algunos criterios operacionales como: problemas relacionados a la cementación primaria del revestidor colgante (pérdida de circulación, rotura de pines o asentamiento de tapones, altas unidades de gas y corte de fluido), el resultado del viaje de limpieza posterior a la cementación del revestidor colgante (cantidad de cemento encontrado por encima del tope del colgador y la consistencia del mismo).

El evento operacional de mayor incidencia como se observa en la gráfica 4.1, es el referido a la limpieza de cemento con deficiente consistencia posterior a la cementación primaria del revestidor colgante, presentándose en seis de los doce pozos estudiados (SBC-167, FUL-126, SBC-150, MUC-129, MUC-134 y MUC-130). Esta característica es una de las principales consideraciones adquiridas por prácticas operacionales para llevar a cabo la prueba de afluencia en el norte de Monagas, debido a la incertidumbre generada por la calidad de la reología del cemento, lo cual no otorga una total garantía de un buen sello de éste a nivel del colgador.



Gráfica 4.1 Eventos operacionales previos a la realización de la prueba de afluencia al colgador, registrados en los pozos seleccionados.

Fuente: Propio autor. Información extraída del DIMS, PDVSA Punta de Mata.

Asimismo, el registro de máximas unidades de gas con corte de fluido fueron otros eventos operacionales considerados para la realización de la prueba de afluencia, observándose en los pozos: SBC-153, SBC-167, SBC-155, MUC-126 y FUC-57, con porcentaje de ocurrencia de 34%. Seguidamente, con un porcentaje de 13% se encuentra el evento operacional referido a pérdidas de circulación, presentándose éste en los pozos FUL-125 y FUL-126.

El pozo FUL-125 presentó una pérdida de 610 bls de fluido durante la cementación y circulación del revestidor de 9 5/8 pulg, mientras que en el pozo FUL-126 se perdió un total de 1699,4 bls durante la fase de 8 1/2 pulg.

De los doce pozos estudiados, once llevaron empacadura superior (top packer) en el revestidor colgante de producción, excepto el pozo FUC-60 que presentó el uso de un colgador expansible, garantizando una seguridad de sello adicional incorporado en la estructura del colgador.

Para el caso particular de los pozos FUC-60 y SBC-150, registraron problemas durante la cementación primaria del revestidor colgante, específicamente con el evento operacional referido al asentamiento o acople de los tapones (el resto de los pozos no registraron este evento operacional), representando este evento un 13%.

A continuación se muestran en las siguientes tablas un resumen de los eventos operacionales registrados en cada uno de los pozos estudiados.

Tabla 4.1 Resumen de datos y eventos operacionales en los pozos muestra.

Pozo	Diseño mecánico	Descripción
FUL-125	9 5/8 pulg* 5 1/2 pulg	- Hubo pérdida de circulación durante la cementación y desplazamiento del rev de 9 5/8 pulg (610 Bls de fluido). - Colgador para el revestidor de 5 1/2 pulg con empacadura superior (top packer).
FUC-60	9 5/8 pulg* 5 1/2 pulg	- Colgador del revestidor de 5 1/2 pulg expansible. -No se observó acople de tapones ni presión final.
SBC-167	9 5/8 pulg* 5 1/2 pulg	- Durante la corrida del revestidor de 9 5/8 pulg se observaron apoyos, sin embargo, no hubo problemas relacionados al asentamiento. - Durante la corrida del revestidor colgante de 5 1/2 pulg se registraron 1865 unidades de gas con corte de fluido (11,2 a 11 lpg) - Durante el viaje de limpieza al revestidor colgante se observó cemento con poca consistencia. -Colgador para el rev de 5 1/2 pulg con empacadura superior.
SBC-153	9 5/8 pulg* 5 1/2 pulg	-Ambos colgadores con empacadura superior (top packer). -Durante el viaje de limpieza al revestidor de 5 1/2 pulg no se observó cemento, a pesar de no haber registrado problemas durante la cementación. -Problema durante la corrida del revestidor colgante de 5 1/2 pulg.
FUL-126	7 5/8 pulg* 5 1/2 pulg solapado	- Colgador para el revestidor de 5 1/2 pulg con empacadura superior (top packer). - Pérdida de circulación en la fase de 8 1/2 pulg, barriles perdidos: 1699,4. -Durante el viaje de limpieza al colgador del revetidor de 5 1/2 pulg se observó cemento con deficiente consistencia.
FUC-57	7 5/8 pulg* 5 1/2 pulg solapado	- Durante la corrida del revestidor colgante de 5 1/2 pulg se registró incremento en las unidades de gas (550) y corte de fluido (12,1 a 11,8 lpg). - Colgador para revestidor colgante de 5 1/2 pulg con empacadura superior (top packer).

Tabla 4.1 Resumen de datos y eventos operacionales en los pozos muestra.
(Continuación)

Pozo	Diseño mecánico	Descripción
SBC-155	7 5/8 pulg* 5 1/2 pulg solapado	-Colgador del revestidor de 5 ½ pulg con empacadura superior (top packer). -Durante la corrida del revestidor colgante de 5 ½ pulg se observaron máximas unidades de gas (1090) con corte de fluido (11,8 a 11,7 lpg).
SBC-150	7 5/8 pulg* 5 1/2 pulg solapado	-Colgador del revestidor de 7 5/8 pulg con empacadura superior (top packer). -No se observó el asentamiento de taponos durante la cementación del rev 5 ½ pulg. -Durante el viaje de limpieza posterior a la cementación del revestidor colgante de 5 ½ pulg no se observó cemento.
MUC-129	7 5/8 pulg * 5 1/2 pulg solapado	-Ambos colgadores con empacadura superior (top packer). -Durante el viaje de limpieza al revestidor de 7 5/8 pulg se observaron limaduras de hierro en superficie. -Durante el viaje de limpieza al revestidor colgante de 5 ½ pulg se observó cemento con poca consistencia, a pesar de no haber registrado problemas durante la cementación.
MUC-134	7 5/8 pulg* 5 1/2 pulg solapado	-Ambos colgadores con empacadura superior (top packer). -Durante el viaje de limpieza al revestidor de 5 ½ pulg no se observó cemento, a pesar de no haber registrado problemas durante la cementación. -Problema durante la corrida del revestidor colgante de 5 ½ pulg.
MUC-130	7 5/8 pulg* 5 1/2 pulg solapado	-Colgador del revestidor de 5 ½ pulg con empacadura superior (top packer). -Durante el viaje de limpieza al revestidor de 5 ½ pulg se observó cemento con deficiente consistencia.
MUC-126	7 5/8 pulg* 5 1/2 pulg solapado	-Ambos colgadores con empacadura superior (top packer). -Durante la corrida del revestidor colgante de 5 ½ pulg se observó incremento en las unidades de gas de hasta 215, con corte de fluido.

Fuente: Propio autor. Información extraída del sistema DIMS, PDVSA.

4.2.1.2 Tiempos operacionales durante la prueba de afluencia al colgador

Los tiempos de duración operacional de las pruebas de afluencia resultaron variables en cada pozo estudiado de la muestra seleccionada (tabla 4.2), debido a que los días transcurridos desde que se inicia la corrida de la sarta de limpieza con mecha y raspador para acondicionar el interior del revestidor en el cual se asentará la empaadura de prueba, hasta que se realiza el procedimiento de corrida, asentamiento de la empaadura recuperable y la prueba, están influenciados por factores como la cantidad de fluidos a ser bombeados para crear el diferencial de presión, o las condiciones particulares y específicas del pozo (la profundidad del mismo), sin descartar factores alternos como los posibles problemas operacionales que puedan presentarse durante la operación como: fallas durante la corrida o asentamiento de la empaadura de prueba y fuga de las líneas de bombeo, tomando en consideración a la vez las posibles fallas en los equipos usados como el estrangulador de presión (manifold de prueba).

En la tabla 4.2, se muestran las horas de duración operacional en los pozos estudiados, contadas a partir del viaje de limpieza con mecha y raspador rotatorio para acondicionar la zona donde se asentó la empaadura de prueba, las horas de duración en la corrida y asentamiento de la empaadura, bombeo de fluidos, monitorización de la prueba (incluyendo la operación de reversa de los fluidos de prueba) y el tiempo en retirar la sarta hasta superficie, resultando variadas en cada pozo por los factores antes mencionados.

Los pozos estudiados presentaron un tiempo promedio en la ejecución de la prueba de afluencia de 3 días, contados a partir del viaje de limpieza en la zona donde se asentó la empaadura.

Tabla 4.2 Tiempos operacionales de las pruebas de afluencia en los pozos estudiados.

Pozos	Viaje de limpieza con mecha y raspador (h)	Viaje de asentamiento de la empacadura (h)	Bombeo de fluidos y monitorización de la prueba (h)	Retirada de la empacadura (h)	Total (h)	Cantidad de viajes	Total (días)
FUC-57	18,5	22,5	8,5	17,5	67	2	2,79
FUC-60	29,5	21	11	15,5	77	2	3,21
FUL-125	27	22	15,5	15,5	77	3	3,22
FUL-126	25	22	10,5	18	75,5	2	3,15
MUC-126	35	24	9,5	10	78,5	2	3,27
MUC-129	22,5	53,5	9	37,5	122,5	3	5,10
MUC-130	37	29	8,5	22,5	97	2	4,04
MUC-134	30,5	29,5	12	27	99	2	4,13
SBC-150	30	19,5	7	11,5	68	2	2,83
SBC-153	38	24,5	10	11	83,5	2	3,48
SBC-155	37,5	24	6,5	13	81	2	3,38
SBC-167	35	62,5	26	44,5	168	3	7

Fuente: Propio autor. Información extraída del sistema DIMS, PDVSA Punta de Mata.

No obstante, se observa que en los pozos SBC-167, MUC-129 y FUL-125 fue realizado un viaje adicional (tres viajes totales), debido a que registraron problemas operacionales durante el proceso. Dichos problemas estuvieron específicamente relacionados con el asentamiento de la empacadura de prueba, originando esto prolongación de las horas operacionales y generando un viaje adicional para reemplazar la empacadura y realizar nuevamente la corrida y asentamiento de la

misma; representando estos un 25% de los pozos de la muestra con problemas operacionales durante la prueba de afluencia al colgador.

En los pozos FUL-125 y SBC-167 se observó pérdida de presión con el espacio anular cerrado, indicativo de pérdida de sello en la empacadura de prueba, y en el pozo MUC-129 se realizaron tres intentos a distintas profundidades para asentar la empacadura, sin resultado satisfactorio.

En el apéndice D se describe la ejecución de la operación en dichos pozos y las causas comunes asociadas a fallas en empacaduras de prueba.

4.2.1.3 Resultados de las pruebas de afluencia al colgador en los pozos sujetos a estudio

Las pruebas de afluencia realizadas mostraron un resultado satisfactorio en los doce pozos estudiados (tabla 4.3), indicando buen sello de cemento a nivel del colgador.

En la tabla 4.3, se muestran los valores de densidades (yacimientos y fluidos de prueba), volúmenes bombeados para la ejecución de las pruebas de afluencia y el retorno de volumen recuperado en función del tiempo en los pozos estudiados. También se observa que en los pozos FUC-60, FUC-57, SBC-167 y SBC-150 la densidad equivalente creada con los volúmenes de fluidos de prueba empleados, fue mayor a la densidad de los fluidos de la formación, por lo que en dichos pozos no se hizo una verdadera evaluación para comprobar la aportación de fluidos hacia el pozo o la hermeticidad del sistema, sino que se realizó la operación para cumplir con el programa teórico de evaluación de la cementación al tope del colgador.

Tabla 4.3 Densidades de los fluidos y diferenciales aplicados en los pozos estudiados.

Pozos	Tope del colgador (pies)	Densidad de yacimiento equiv. (lpg)	Densidad de fluidos de prueba equiv. (lpg)	Diferencial de presión (lpc)	Volumen / tiempo (gal/h)	Resultado de la prueba
FUC-57	14436	8,4	8,6	150	30/2	Satisfactoria
FUC-60	13501	7,3	8	491	30/2	Satisfactoria
FUL-125	13644	8,4	8	-284	30/2	Satisfactoria
FUL-126	13875	8,4	7,8	-433	35/2	Satisfactoria
MUC-126	13984	10,4	8,9	-1091	45/2	Satisfactoria
MUC-129	14428	9,4	7,9	-1125	30/2	Satisfactoria
MUC-130	15502	9,2	8,4	-645	30/2	Satisfactoria
MUC-134	12883	10,5	7,6	-1943	25/2	Satisfactoria
SBC-150	15036	8,6	9	313	30/2	Satisfactoria
SBC-153	16154	11,5	8	-2940	27,5/2	Satisfactoria
SBC-155	14971	9,4	8,4	-778	30/2	Satisfactoria
SBC-167	15607	7,3	8	568	17.5/2	Satisfactoria

Fuente: Propio autor. Información extraída del sistema DIMS, PDVSA Punta de Mata.

De igual forma, en los pozos FUL-125 y FUL-126 no hubo una correcta evaluación, debido a que los diferenciales de presión aplicados a favor de la formación estuvieron por debajo de los rangos de presión establecidos para verificar el aporte de fluidos hacia el pozo (>500 lpc).

A continuación se describe la ejecución de la operación en uno de los pozos estudiados, indicando el resultado de la prueba de afluencia.

POZO: MUC-130

Resultado de la prueba: satisfactoria.

Ejecución de la operación: se corrió sarta de limpieza con mecha y raspador hasta 15550 (tope del colgador), circulando hasta retorno limpio con: 346 gpm y 2100 lpc, y bombeado luego un fluido con aditivos pesados hasta retirar la sarta de limpieza hasta superficie. Se conectó la empaadura de prueba con tubería de perforación y se asentó la misma hasta 15460 pies con 20 klb, verificando su asentamiento con 1000 lpc durante diez minutos. Se bombearon 20 bls de vassa y 235 bls de agua, obteniendo un equivalente de 8,4 lpg (tope del colgador). Se presurizó el anular con 700 lpc y se descargó la presión de la tubería. Se abrió la válvula de circulación de la empaadura y se circuló en reversa los volúmenes de agua y vassa.

Posteriormente, se circuló hasta homogeneizar el fluido de perforación a 12,2 lpg, procediendo a retirar luego la sarta con empaadura hasta superficie.

En el apéndice D, se describe la ejecución de la operación en los pozos restantes, especificando las observaciones en aquellos pozos en los que la evaluación no se realizó de acuerdo a los parámetros de presión requeridos.

4.2.2 Limpieza del revestidor colgante de producción

Después de comprobar la integridad de la cementación a nivel del colgador, se realizó la limpieza del revestidor colgante de producción, primeramente con la corrida de una sarta de limpieza con mecha (remover cemento dentro del revestidor colgante hasta el cuello flotador) y posteriormente se pulió el receptáculo de sellos (PBR) y el tope del colgador con sarta combinada (dresser mill y polish mill).

4.2.2.1 Tiempos operacionales durante la limpieza del revestidor colgante de producción

Durante el proceso de cementación de un revestidor colgante, es importante llevar un estricto control de los volúmenes bombeados (preflujos, barriles de cemento y fluido de perforación), a la tasa estimada según lo indique el programa de cementación del pozo, verificando la rotura de pines y el asentamiento o acople de tapones, de tal manera de lograr una cementación lo más efectiva posible.

Los tiempos de duración operacionales en la limpieza del revestidor colgante de producción resultaron variados en los pozos estudiados, tal como se indica en la tabla 4.4, en la cual se observa la cantidad de horas en los viajes de limpieza con mecha para limpiar cemento dentro del revestidor colgante, las horas de duración en los viajes con sarta combinada (dresser mill y polish mill) para acondicionar el tope del colgador y el receptáculo pulido, la profundidad final del pozo y la longitud del revestidor colgante de producción. También se especifica, si fue realizado el desplazamiento o cambio del fluido de perforación original por un fluido de completación.

Los pozos estudiados presentaron un tiempo operacional promedio de 3,5 días, variando de acuerdo a la longitud del revestidor colgante y la profundidad del pozo. El pozo FUC-60, a pesar de ser uno de los pozos menos profundos (14823 pies), presentó el mayor tiempo operacional en la limpieza del revestidor colgante de producción (4,10 días), debido a que en este pozo no se observó el asentamiento o acople de tapones, generando incertidumbre sobre la cantidad de cemento alojado dentro de éste y prologando el tiempo de limpieza. Cabe destacar que en el pozo FUL-126 se realizó el acondicionamiento del pozo en un menor tiempo (2,96 días), en comparación con los demás pozos, por su menor longitud y profundidad.

Tabla 4.4 Tiempos operacionales durante la limpieza del revestidor colgante de producción en los pozos estudiados.

Pozos	Prof. (pies)	Long. (pies)	Limpieza con mecha (h)	limpieza con Polish y Dresser mill (h)	Desplazamiento del fluido de perforación por fluido limpio (h)	Viajes totales	Duración (Días)
FUC-57	15700	1152	58,5	18	No se realizó	2	3,18
FUC-60	14823	1270	51	47,5	No se realizó	2	4,10
FUL-125	14924	1280	37	53	6	3	4,00
FUL-126	14385	453	48	23	No se realizó	2	2,96
MUC-126	16007	2023	63,5	29	No se realizó	2	3,85
MUC-129	16618	2101	53	27	No se realizó	2	3,33
MUC-130	17048	1498	46,5	36	No se realizó	2	3,44
MUC-134	16978	4005	64,5	29	No se realizó	2	3,89
SBC-150	17370	2.334	55	28,5	No se realizó	2	3,48
SBC-153	17936	1693	46	29,5	No se realizó	2	3,14
SBC-155	17010	1958	66	29,5	No se realizó	2	3,98
SBC-167	17428	1821	53	29	No se realizó	2	3,41

Fuente: Propio autor. Información extraída del sistema DIMS, PDVSA Punta de Mata.

En todos los pozos se obtuvo un buen trabajo de acondicionamiento en el viaje para la limpieza y rectificación del colgador (con las herramientas polish y dresser mill), puesto que se observaron las marcas de trabajo en las herramientas al ser retiradas hasta superficie, indicando o garantizando el pulido del tope y extensión pulida del colgador. Es importante acotar que en los pozos FUL-125, FUC-57 y FUC-60 se realizó este viaje con una herramienta fresadora adicional (taper mill), con la finalidad de limpiar restos de cemento por debajo de la extensión pulida del colgador.

En cuanto al desplazamiento o cambio del fluido de perforación por un fluido limpio de completación, se observa que sólo fue realizado en el pozo FUL-125; con el empleo de una sarta compuesta principalmente por una herramienta fresadora (taper mil) de 4 1/2 pulg y tubería de perforación combinada de 2 3/8 pulg y 3 1/2 pulg. El fluido de perforación fue desplazado por agua tratada de 8,4 lpg.

En los otros pozos, fue dejado el fluido de perforación empleado durante la fase productora (drill in) como fluido de empaque, circulado hasta ser disminuida su densidad (10-12 lpg) y observándose el menor contenido de sólidos retornados. Luego, después de ser completados los pozos, se realizó el desplazamiento del fluido de perforación dentro del revestidor colgante por gasoil, con el empleo de la unidad de tubería enrollada o continua (coiled tubing).

A continuación se describe la ejecución de la operación de la limpieza del revestidor colgante de producción en uno de los pozos estudiados. En el apéndice E, se indica la descripción operacional de los otros pozos con sus respectivas especificaciones.

POZO: MUC-130

Ejecución de la operación: se corrió sarta de limpieza con herramienta miladora (junk mill) desde el tope del colgador (15556 pies) hasta el cuello flotador (16970), realizando la limpieza de cemento con parámetros de: 200-230 gpm y 2250 lpc. Luego, se procedió a disminuir la densidad del fluido de 12,2 lpg hasta 11,5 lpg. Se bombearon 30 bls de fluido con aditivos pesados y se retiró la sarta hasta superficie. Posteriormente, fue armada y corrida sarta convencional con polish y dresser mill, hasta ser localizado el tope del colgador (15556 pies) con parámetros de: 40 rpm, 134 gpm y 950 lpc. Se circuló un ciclo completo con parámetros de: 40 rpm, 40 epm, 134 gpm y 950 lpc, acondicionando tope y extensión pulida del colgador.

Posteriormente de ser realizada la completación del pozo, fue desplazado el fluido de perforación de 11,5 lpg dentro del revestidor colgante, por gasoil en dos etapas: a 8000 pies y 16970 pies a una tasa de 1,4 bpm.

4.3 ANÁLISIS DE LA APLICABILIDAD TÉCNICA DEL PROCEDIMIENTO NO CONVENCIONAL PARA LA PRUEBA DE AFLUENCIA AL COLGADOR Y LIMPIEZA DEL REVESTIDOR COLGANTE EN EL ÁREA DE ESTUDIO

El procedimiento no convencional es llevado a cabo con el uso de una sarta con herramientas distintas a las usadas convencionalmente, las cuales se describirán previamente a la realización del análisis técnico de dicho procedimiento.

4.3.1 Descripción de las herramientas a implementar para la ejecución del procedimiento no convencional

4.3.1.1 Herramienta de prueba de afluencia (Well Commissioner)

Es una herramienta que permite la realización de pruebas negativas (o de afluencia) y de entrada de flujo (aportación) en una superposición del revestidor colgante y el carril de zapata de éste, como parte de la limpieza del pozo. Adicionalmente, puede emplearse para efectuar una prueba de afluencia o de entrada de flujo en el extremo superior del revetidor colgante durante cualquier momento durante la vida útil del pozo. Se corre en la sarta de perforación, espaciada para ser posicionada en el receptáculo pulido (PBR) en la parte superior del revestidor colgante, una vez que la sarta de limpieza está situada en la profundidad final. Esta herramienta posee un raspador integral (RAZOR BACK), el cual limpia la zona delante del elemento de empaque y prepara el área donde se colocará la herramienta. El tubo o válvula de paso (bypass) se encuentra ubicado debajo del elemento de

empaque (figura 4.1), y se abre mientras se introduce en el pozo, permitiendo una circulación de alta velocidad sin necesidad de que los fluidos rodeen el exterior del elemento.

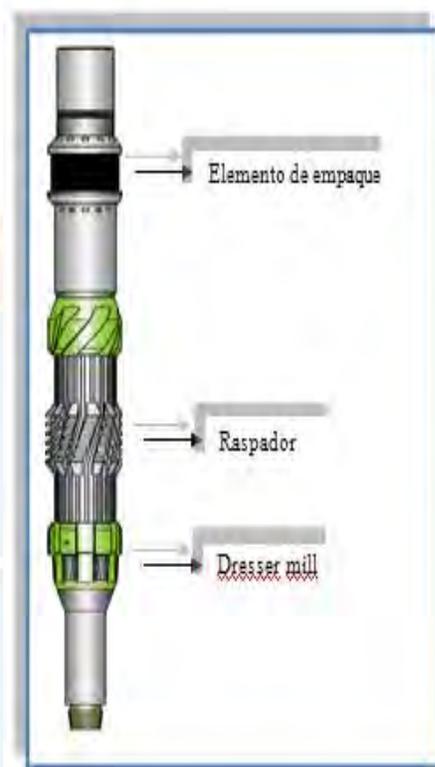


Figura 4.1 Herramienta de prueba de afluencia (Well Commissioner).

Fuente: Informe técnico, M-I SWACO (2011).

Características de la herramienta Well Commissioner

- Mandril de una sola pieza.
- Posee un raspador integral (RAZOR BAK).
- Posee una herramienta integral de rectificación (dresser mill) para la parte superior del revestidor colgante.

- Presenta un tubo de paso (bypass) interno debajo del elemento de empaque.
- Herramienta estándar para una presión diferencial de 5000 lpcm y hasta 302 °F.
- Herramienta de alta presión para una presión diferencial de 7000 lpcm.
- Permite realizar la prueba de afluencia en el mismo viaje de limpieza.

4.3.1.2 Herramientas de limpieza de tubería de revestimiento (Pup y Shorty tool)

Son herramientas de diseños modulares que permiten una configuración de diversos elementos de limpieza para aplicaciones específicas, pudiendo presentar y correrse en la sarta con una gran variedad de combinaciones: raspadores para desalojar residuos de difícil remoción (incrustaciones, óxidos, revoque, grasa de tubería), imanes para capturar residuos ferrosos, canastas para desechos, con la finalidad de capturar residuos sueltos, y cepillos de acero inoxidable para remover los escombros provenientes de la tubería de revestimiento o revestidor colgante.

Características de las herramientas Pup y Shorty

- Sus diseños modulares permiten contar con una combinación de raspadores, cepillos, imanes, canastas para escombros, centralizadores y/o anillos de calibre en una sola herramienta.
- Característica de seguridad: el diseño de la herramienta incorpora una junta o tubo para facilitar el levante de la herramienta con elevadores de tubería de perforación y cuñas estándares.
- Diseño de rotación: el mandril rota, pero ninguno de los componentes lo hace.

- Poseen poderosos imanes diseñados y creados para actuar sobre las superficies con un 100% de alcance y efectividad.
- Sus navajas bidireccionales con superficies agresivas raspan uniformemente hacia arriba y hacia abajo, haciendo que los viajes cortos resulten más efectivos.



Figura 4.2 Modelo de una herramienta PUP.

Fuente: Informe técnico, M-I SWACO (2011).

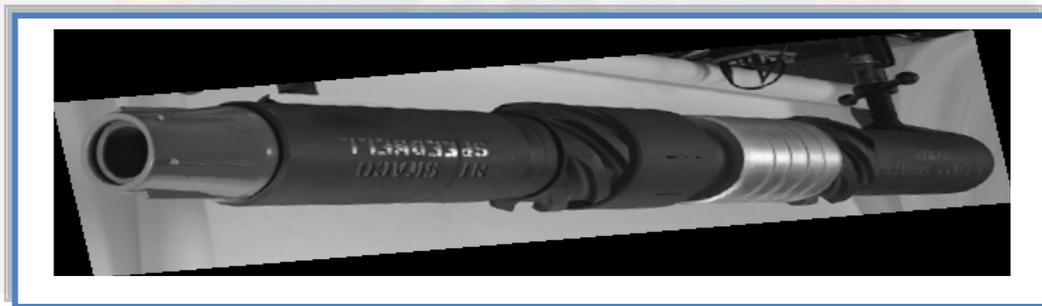


Figura 4.3 Modelo de una herramienta SHORTY.

Fuente: Informe técnico, M-I SWACO (2011).

4.3.2 Análisis técnico

Para la realización de esta etapa fue elegido un pozo de la muestra analizada (MUC-130), siendo éste seleccionado por contar con la completa información requerida para el empleo de los simuladores, y además, por presentar tiempos de

duración operacional representativos en comparación con los otros pozos, sin haber registrado problemas operacionales durante los procesos. El pozo seleccionado se muestra en la tabla 4.5.

Tabla 4.5 Pozo seleccionado para el análisis técnico.

Pozo	Diseño	Prueba de afluencia (días)	Limpieza del revestidor colgante (días)	Cantidad de viajes	Tiempo total (días)
MUC-130	7 5/8 x 5 ½ solapado	4,04	3,44	4	7,47

Fuente: Propio autor. Información extraída del sistema DIMS, PDVSA Punta de Mata.

4.3.2.1 Configuración del ensamblaje

Se realizó una configuración de sarta ajustada a las condiciones específicas del pozo MUC-130: profundidades de asentamiento de los revestidores, diámetros y características de los mismos, longitudes, datos del fluido de perforación, inclinación del pozo, entre otros.

A) Especificaciones técnicas de las herramientas

Las tablas 4.6 y 4.7 muestran los parámetros generales de operación de la herramienta de prueba de afluencia (Well Commissioner) y de las herramientas de limpieza (Pup y Shorty), respectivamente. Para el caso particular del pozo MUC-130, se empleó una Well Commissioner para el revestidor intermedio de 9 5/8 pulg, una herramienta Shorty para el revestidor colgante de 5 ½ pulg y una Pup para el revestidor de 9 5/8 pulg.

Tabla 4.6 Parámetros de operación de la herramienta Well Commissioner.

Tamaño de la tubería de revestimiento (pulg)	Máxima velocidad de rotación en tensión, (rpm)	Máxima velocidad de rotación en compresión (rpm)	Máxima compresión en la herramienta al rotar lb (kg)
7 - 8 5/8	100	60	5000 (2268)
9 5/8 - 10 3/4	120	90	10000 (4536)

Fuente: Informe técnico, M-I SWACO (2011).

Tabla 4.7 Parámetros de operación de las herramientas Pup y Shorty.

Tamaño de la tubería de revestimiento (pulg)	Velocidad de alternación (pies/min)	Compresión máxima de la herramienta al girar (lb)	Velocidades máximas de rotación (rpm)	
			En compresión	En tensión
4 1/2 - 5 1/2	150	5000	60	90
6 5/8 - 8 5/8	150	10000	60	90
9 5/8 - 13 3/8	150	15000	90	120

Fuente: Informe técnico, M-I SWACO (2011).

Se configuraron dos ensamblajes de fondo para la ejecución de la prueba de afluencia y la limpieza del revestidor colgante de producción, el primero de los cuales se muestra en la figura 4.4, compuesto principalmente por una mecha de 8 ½ pulg y una herramienta Pup (dos raspadores y dos magnetos), con la que se realizó el viaje de limpieza de cemento hasta el tope del colgador.

Posteriormente, se realizaría un segundo viaje con el empleo del ensamblaje mostrado en la figura 4.5, para la ejecución de la prueba de afluencia y la limpieza del revestidor colgante de producción. Éste estuvo conformado principalmente por: una mecha PDC 4 ½ pulg, una herramienta de limpieza de revestidor Shorty (integrada por dos raspadores y dos magnetos) para la remoción de los residuos de cemento alojados dentro del revestidor colgante hasta el tope del cuello flotador (desde 15556 pies hasta 16970 pies) y la herramienta Well Commissioner, para efectuar la prueba de afluencia al colgador de 5 ½ pulg y con su pulidor integral, ejecutaría el acondicionamiento del tope del mismo, una herramienta rectificadora de la extensión pulida del colgador (polish mill) adicional integrado al ensamblaje para el acondicionamiento del mismo, y una herramienta Pup con magnetos para retener los residuos removidos por el raspador integral de la Well Commissioner y la herramienta Shorty.

El ensamblaje constaba además de una válvula de circulación multifuncional (ubicada por encima de la herramienta Well Commissioner), para optimizar la tasa de bombeo (mejorando las velocidades anulares) durante el desplazamiento del fluido de perforación por agua salada (CaCl_2). Por tal motivo, el ensamblaje mostrado en la figura 4.5, se configuró con la finalidad de realizar durante ese mismo viaje el desplazamiento del fluido de perforación. Se hizo una evaluación de torque generado con la válvula de circulación abierta y cerrada durante el desplazamiento; los resultados se encuentran en el apéndice L.

Adicionalmente, que para el caso de realizar sólo la prueba de afluencia y la limpieza mecánica del revestidor colgante de producción, se configuró un ensamblaje de fondo sin la válvula de circulación multifuncional, es decir, sin tomar en cuenta el desplazamiento del fluido de perforación por agua salada. En dicho ensamblaje (ver figura M.1 del apéndice M) sólo varía la ausencia de la válvula mencionada.

Casing	Description	OD (in)	ID (in)	Tool Length (ft)	Depth from Top of Tool (ft)	Depth from Bottom of Tool (ft)
9.625" Production Casing 53.50 ppf I.D. 8.535" Drift 8.379" 0.00 - 15502.00 ft	5.000", 19.50# Workstring w/ NC-50 (Box up)	6.625	2.750	15395.00	0.00	15395.00
	9.625" 9.625" 6.500" DRILL COLLAR (DCOLLAR CUSTOM) NC-50 (Box) X NC-50 (Pin)	6.500	3.000	90.00	15395.00	15485.00
	9.625" 9.625" PUP TOOL SCRAPER- SCRAPER-MAGNET-MAGNET (PUPSSMM CUSTOM) NC-50 (Box) X NC-50 (Pin) Stabilizer OD: 8.300in Body OD (Box End): 6.500in Body OD (Pin End): 6.500in	6.500	3.000	13.00	15485.00	15498.00
	(XO CUSTOM) NC-50 (Box) X 4 1/2" REG (Box)	6.500	0.000	3.00	15498.00	15501.00
	(DB 122) 4 1/2" REG (Pin) Drill Bit, 8.1/2" OD w/ 4.1/2" REG Pin up] [F/N OD: 8.500"]	8.000	0.000	1.00	15501.00	15502.00

Figura 4.4 Ensamblaje de fondo empleado para la limpieza de cemento hasta el tope del colgador, Pozo MUC-130.

Fuente: Programa Wellbore Asurrance Solutions Provider, M-I SWACO.

Casing	Description	OD (in)	ID (in)	Tool Length (ft)	Depth from Top of Tool (ft)	Depth from Bottom of Tool (ft)
9.625" Production Casing 53.50 ppf I.D. 8.535" Drift 8.379" 0.00 - 15502.00 ft	5.000", 19.50# Workstring w/ NC-50 (Box up)	6.625	2.750	15469.25	0.00	15469.25
	PUP CCT, Magnet Type (PUP 0958MMM 02) NC-50 (Box) X NC-50 (Pin) Supplier: M-I SWACO Stabilizer OD: 8.300in	8.300	3.000	15.50	15469.25	15484.75
	9.625" Multi Function Circulating Tool, Clutch Type (High Strength) (MCTC 102) NC-50 (Box) X NC-50 (Pin) (Multi Function Circulating Tool, Clutch Type (High Strength) w/6.500" OD w/60K Shear w/NC 50 Box x Pin)	6.500	2.000	7.87	15484.75	15492.62
	9.625" Well Commissioner Inflow Test Packer Tool, 8.2" ID PBR (WC 192) NC-50 (Box) X NC-38 (Pin) Stabilizer OD: 8.374in 8.2" ID PBR	8.374	2.250	9.38	15492.62	15502.00
5.500" Production Liner 23.00 ppf I.D. 4.670" Drift 4.545" 15502.00 - 16970.00 ft	XO (XO CUSTOM) NC-38 (Box) X 2 7/8" IF (Pin)	4.400	2.000	3.00	15502.00	15505.00
	3.125" 2 7/8" IF (Box) X 2 7/8" IF (Pin) BUMPER SUB	3.125	1.000	5.00	15505.00	15510.00
	2.875", 10.40# Workstring w/ 2 7/8" IF (Box up)	4.125	2.000	30.00	15510.00	15540.00
	4.400" PBR PM (PBR PM CUSTOM) 2 7/8" IF (Box) X 2 7/8" IF (Pin)	4.400	0.000	5.00	15540.00	15545.00
	2.875", 10.40# Workstring w/ 2 7/8" IF (Box up)	4.125	2.000	1032.00	15545.00	16577.00
	DCOLLAR (DCOLLAR CUSTOM) 2 7/8" IF (Box) X 2 7/8" IF (Pin)	3.125	1.500	360.00	16577.00	16937.00
	PJ (PJ CUSTOM) 2 7/8" IF (Box) X 2 7/8" IF (Pin)	3.125	1.500	10.00	16937.00	16947.00
	DB (DB CUSTOM) 2 7/8" IF (Box) X 2 7/8" IF (Pin) (Supplier: M-I SWACO)	3.125	1.000	3.00	16947.00	16950.00
	4.400" SHORTYSSMM (SHORTYSSMM CUSTOM) 2 7/8" PAC (Box) X 2 7/8" PAC (Pin) Stabilizer OD: 0.000in	4.400	1.500	8.00	16950.00	16958.00
	DB (DB CUSTOM) 2 7/8" IF (Box) X 2 7/8" IF (Pin) (Supplier: M-I SWACO)	3.125	1.000	3.00	16958.00	16961.00
	3.125" MOTOR (MOTOR CUSTOM) 2 3/8" REG (Box) X 2 3/8" REG (Box)	0.000	0.000	8.00	16961.00	16969.00
	DB (DB CUSTOM) 2 3/8" REG (Pin)	4.500	0.000	1.00	16969.00	16970.00

Figura 4.5 Ensamblaje de fondo empleado para la ejecución de la prueba de afluencia al colgador y la limpieza del revestidor colgante de producción, Pozo MUC-130.

Fuente: Programa Wellbore Asurance Solutions Provider, M-I SWACO.

El procedimiento operacional para la ejecución de la prueba de afluencia al colgador y la limpieza del revestidor colgante de producción se describe a continuación:

- Realizar previamente un viaje de limpieza hasta el tope del colgador con un primer ensamble compuesto principalmente por la mecha y una herramienta pup con raspadores y magnetos (figura 4.4) y remover todo el cemento hasta obtener un retorno totalmente limpio en superficie.
- Correr dentro del hoyo el ensamble de fondo (figura 4.5), compuesto principalmente por las herramientas Well Commissioner, Pup (con magnetos) y Shorty (raspadores y magnetos) con tubería de perforación de 5 pulg y a una velocidad máxima de aproximadamente 150 pies/min.
- Levantar y registrar el peso cada 1500 pies, aproximadamente, mientras la sarta es corrida en el hoyo y antes de la mecha llegar al tope del revestidor colgante.
- Romper circulación y lentamente incrementar la tasa a 10 bpm. Circular durante 10 minutos.
- Continuar con la corrida de la sarta en el hoyo; rotar la mecha dentro del revestidor colgante a intervalos especificados (según las instrucciones del operador) para la limpieza del cemento. Se debe monitorizar el indicador de peso y evaluar el torque.
- Continuar con la operación hasta que la mecha se encuentre a 2-3 pies de la profundidad estimada (16970, tope del cuello flotador). Romper circulación y circular luego por 10 minutos; continuar hasta tocar fondo.
- Posicionar el raspador integral de la herramienta Well Commissioner aproximadamente a 15475 pies (15 pies por debajo de la profundidad del elemento de empaque).

- Iniciar circulación y aumentar la tasa a 10 bpm; limpiar el intervalo comprendido entre 15445 y 15475 pies (15 pies por encima y por debajo de la profundidad de asentamiento estimada del elemento de empaque).
- Registrar los pesos subiendo y bajando previamente al inicio de la prueba de afluencia (verificar el peso de la sarta por debajo de la herramienta Well Commissioner).
- Cuando la herramienta Well Commissioner se encuentre aproximadamente a 10 pies sobre el tope del colgador, reducir la velocidad, levantar y registrar el peso.
- Posicionar la herramienta integral (dress mill) sobre el tope del colgador con un máximo de 5000 lbs (debe haber total grado de seguridad de no exceder este criterio para evitar que el elemento de empaque de la herramienta se asiente prematuramente) y confirmar que el espaciamiento sea el correcto.
- Levantar y continuar circulando para acondicionar el fluido (mínimo un fondo arriba, según las indicaciones del operador).
- Comenzar rotando 35-40 rpm para realizar el acondicionamiento del tope del colgador y extensión pulida, hasta acoplar en el PBR del colgador (tope) y colocar peso (2000-4000 lb por 2 ó 3 minutos). Repetir, si es necesario. Una vez que la operación de pulido ha sido completada, se levanta y se detiene la rotación.
- Se circula con rotación (máximo 60 rpm), reciprocando la sarta lentamente encima del tope del colgador. Se debe chequear la densidad del fluido entrando y saliendo del pozo, para garantizar que se haya alcanzado una remoción correcta antes de ser bombeados los fluidos de prueba.
- Posicionar la herramienta Well Commissioner para su asentamiento sobre el tope del colgador con 20000-25000 lbs de compresión, para cizallar los pines de la herramienta y asentar el elemento de empaque (se establece mediante el

peso de la sarta por debajo de la herramienta). Esto fijará el elemento de empaque y el tubo de paso (bypass) se cerrará.

- Con el elemento de empaque fijado, se procede a probar el sello del mismo presurizando el espacio anular con 1000 lpc durante 10 ó 15 minutos, aproximadamente, y se observa el comportamiento de presión.
- Se libera la presión en el anular lentamente. Levantar y tomar el peso de la sarta, permitiendo que el elemento de empaque se retraiga durante 2-3 minutos.
- Comenzar el bombeo de los fluidos de prueba. Bombear la cantidad estimada de fluidos (192 bls de aceite mineral) a baja tasa (2-3 bpm, aproximadamente) con las bombas del taladro, y anotar la presión final de desplazamiento (estimada a 3063 lpc).
- Una vez bombeados los fluidos de prueba, se debe colocar nuevamente la Well Commissioner en el tope del revestidor colgante con 20000-25000 lbs de compresión para asentar el elemento de empaque y cerrar el tubo de paso. Lentamente y en etapas, descargar la presión en la sarta hasta llegar a 0 lpc; monitorizar el flujo. Se debe continuar la prueba en un tiempo estimado según los requerimientos del pozo (2 horas aproximadamente).
- Al finalizar la prueba, lentamente presurizar la sarta con la presión de bombeo al final del desplazamiento, para igualar la presión diferencial.
- Levantar la sarta (tensión suave) para liberar la Well Commissioner y dejar que el elemento de empaque se retraiga (2-3 minutos).
- Circular en reversa los fluidos en la sarta hasta que el retorno sea homogéneo.
- Proceder con la operación de desplazamiento del fluido de perforación, según el programa de la compañía química. Antes de comenzar con el desplazamiento, se debe circular por lo menos un fondo arriba.

4.3.2.2 Desplazamiento del fluido de perforación

Se propuso el desplazamiento directo del fluido de perforación (drill in de 12,2 lpg) por CaCl_2 (agua salada) de 11,5 lpg; la selección del fluido de completación estuvo basada en las condiciones del pozo MUC-130, como la densidad del yacimiento (9 lpg) y la característica de ser futuro candidato a fractura hidráulica. Se estimaron los volúmenes de fluidos espaciadores (aceite mineral, solventes, surfactantes), los cuales se utilizaron como interfase entre el fluido de perforación base aceite que se encontraba en el hoyo y el fluido de completación (CaCl_2) con el que quedaría lleno el pozo al finalizar el desplazamiento, de acuerdo a las características del mismo (profundidad, longitudes y diámetros de los revestidores intermedio y de producción), así como las características de la sarta de desplazamiento (longitudes, diámetros), donde se obtuvo un volumen anular de 739,8 bls y un volumen en la sarta de trabajo de 281,9 bls, para un total de 1022 bls, aproximadamente, por lo que, se emplearon 1022 bls de CaCl_2 para desplazar el fluido de perforación en el pozo. Los datos de los volúmenes obtenidos en los anulares y en la sarta se muestran en la tabla 4.8, y los fluidos desplazantes se muestran en la 4.9.

Tabla 4.8 Capacidades seccionales y volúmenes resultantes.

Sección, longitud (pies)	Revestidor		Sarta de trabajo		Capacidad		Volumen (bls)	
	Diam.ext (pulg)	Diam.int (pulg)	Diam.ext (pulg)	Diam.int (pulg)	Anular (bls/pies)	Sarta de trabajo (bls/pie)	An ular	sarta de trabajo
15502	9,625	8,535	5,000	4,276	0,046479	0,017762	720 ,5	275,3
1468	5,500	4,670	2,875	2,151	0,013156	0,004495	19, 3	6,6

Fuente: Propio autor. Información extraída con el simulador Virtual Completion Fluids, M-I

SWACO.

Tabla 4.9 Datos y propiedades de los fluidos desplazantes y de completación.

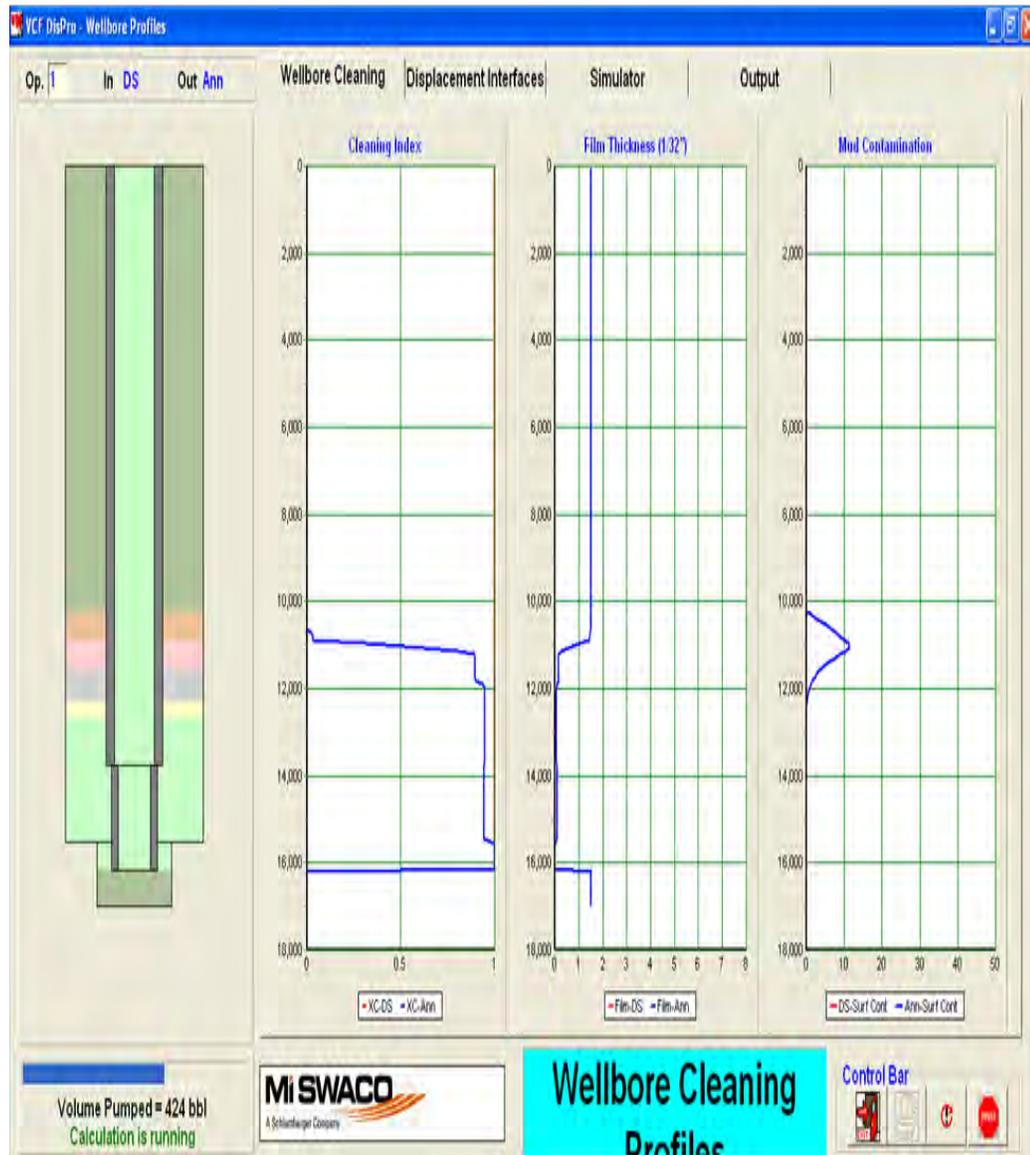
Fluido	Densidad (lpg)	Viscosidad plástica (cp)	Punto cedente (lb/pulg ²)	Volumen bombeado (bls)
Espaciador 1 (Vassa)	6,8	1	0	30
Espaciador 2 (Solvente)	8,5	1	2	30
Espaciador 3 (Surfactante)	8,5	2	1	30
Espaciador 4 (espaciador viscoso)	10,5	26	52	25
Salmuera (Ca Cl ₂)	11,5	1	0	1022

Fuente: Propio autor. Información extraída con el simulador Virtual Completion Fluids, M-I SWACO.

El desplazamiento del pozo se ejecutó a una tasa de 3 bpm, con el bombeo continuo de los fluidos hacia el mismo, empezando con el bombeo del volumen estimado de vassa (30 bls), seguido de los fluidos espaciadores.

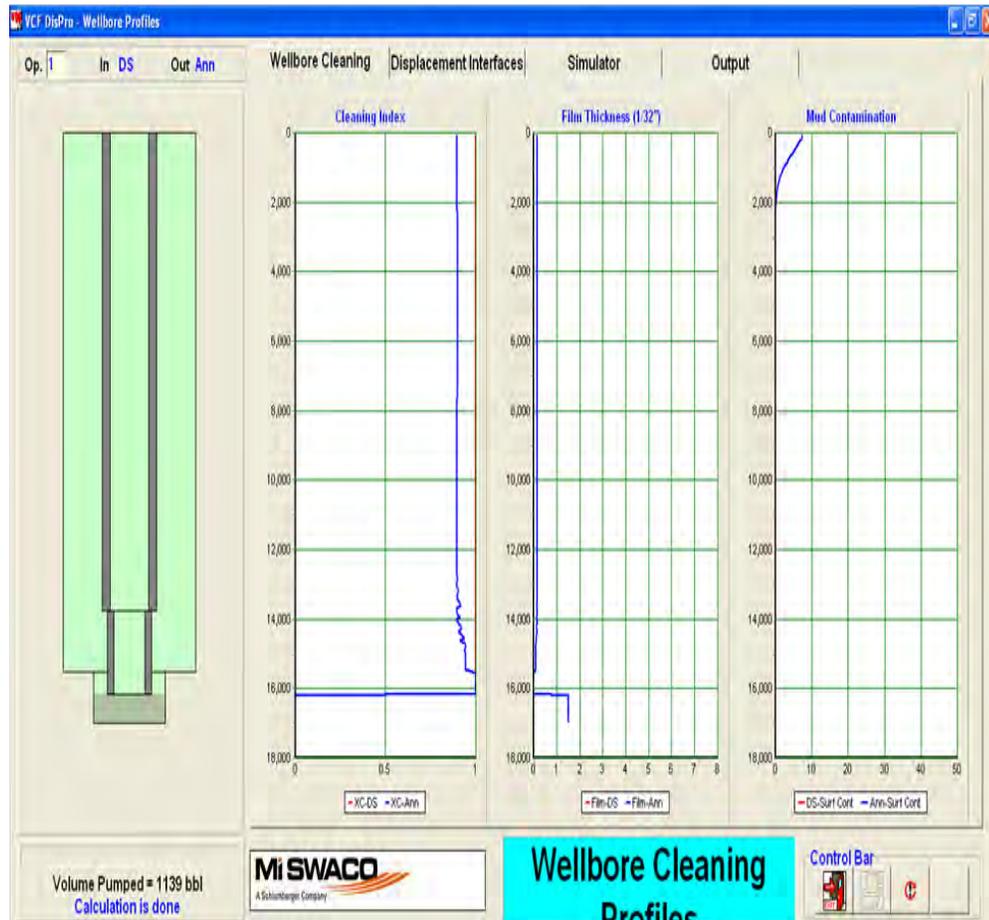
El bombeo del volumen de vassa fue realizado a través de las bombas del taladro (desde el tanque de píldora), el de los fluidos espaciadores desde una unidad de bombeo y la salmuera con las bombas del taladro desde los tanques de almacenamiento.

El comportamiento del desplazamiento se muestra a continuación en las gráficas 4.2 y 4.3.



Gráfica 4.2 Desplazamiento del fluido de perforación por salmuera, pozo MUC-130.

Fuente: Resultado obtenido con el simulador Virtual Completion Fluids, M-I SWACO.



Gráfica 4.3 Desplazamiento del fluido de perforación finalizado, pozo MUC-130.

Fuente: Resultado obtenido con el simulador Virtual Completion Fluids, M-I SWACO.

Se observa el índice de limpieza (dentro de la tubería y en anular) a medida que se realiza el desplazamiento del fluido de perforación. En la gráfica 4.2 se muestran los diferentes volúmenes de espaciadores separando al fluido de perforación de la salmuera, con un total de fluidos bombeados de 424 bls, reflejándose en un índice de limpieza de aproximadamente 0,92, y en la gráfica 4.3 se encuentra el pozo totalmente lleno con el volumen de salmuera estimado (1022 bls), obteniéndose un índice de limpieza final de aproximadamente 0,89, sin ocurrencia de contaminación.

4.3.2.3 Tiempos operacionales

Los tiempos operacionales considerados para la comparación con los procedimientos convencionales estuvieron basados en la duración de: 1) limpieza de la zona donde se asentó la empaadura o elemento de empaque; 2) asentamiento de la empaadura o elemento de empaque, bombeo de fluidos de prueba, monitorización de la prueba, reversar fluidos; 3) limpieza de cemento dentro del revestidor colgante, desplazamiento del fluido; 4) acondicionamiento del tope y la extensión pulida del colgador.

Tabla 4.10 Tiempos operacionales relacionados al procedimiento convencional y no convencional en el pozo MUC-130.

Operaciones	Procedimiento Convencional (h)	Operaciones	Procedimiento no Convencional (h)
Bajar sarta de limpieza con mecha y raspador para la limpieza de la zona donde se asentó la empaadura, y sacar el ensamblaje a superficie.	37	Bajar sarta de limpieza con mecha y herramienta Pup para la limpieza de la zona donde se asentó el elemento de empaque y sacar el ensamblaje a superficie.	37
		Bajar sarta con herramienta Well Commissioner, Pup y Shorty.	24
Bajar sarta con empaadura, bombeo de fluidos de prueba, monitorización de la prueba, reversar fluidos, controlar el pozo y sacar el ensamblaje.	60	Bombeo de fluidos de prueba, monitorización de la prueba, reversar fluidos y controlar el pozo.	10,5
Bajar sarta con mecha para la limpieza de cemento dentro del revestidor colgante, y sacar el ensamblaje.	46,5	Limpieza de cemento dentro del revestidor colgante.	9
Bajar sarta convencional con herramientas para acondicionamiento del tope del colgador y extensión pulida y sacar el ensamblaje.	36	Acondicionamiento del tope del colgador y su extensión pulida.	6
		Sacar el ensamblaje propuesto a superficie.	21
Cantidad de viajes	4	Cantidad de viajes	2
Total tiempo estimado (días)	7,47	Total tiempo estimado (días)	4,48

Fuente: Propio autor. Información extraída del DIMS, PDVSA Punta de Mata.

En la tabla 4.10 se indica el tiempo de las distintas actividades involucradas para la realización de la prueba de afluencia y la limpieza del revestidor colgante de producción en el pozo MUC-130. En el procedimiento convencional se incluyen los tiempos de circulación, tiempos de armado de las sartas empleadas en cada viaje y los tiempos de retirada hasta superficie de las mismas. Se observa la reducción del tiempo operacional requerido para realizar ambos procesos (prueba de afluencia y limpieza del revestidor colgante de producción) mediante el procedimiento propuesto (no convencional). La cantidad de días se reduce por la omisión de los viajes (armado, corrida y retirada) involucrados en el empleo de las sartas con herramientas convencionales (empacadura de prueba, raspador, mecha, polish y dresser mill) para realizar las operaciones descritas.

La duración de las operaciones se reduce de 7,47 días a 4,48 días con el procedimiento no convencional, empleándose aproximadamente 3 días menos para realizar la prueba de afluencia y la limpieza del pozo, llevándose a cabo en dos viajes. El primer viaje con el procedimiento propuesto, tardará el mismo tiempo operacional (37 horas) para la limpieza de cemento hasta el tope del colgador y la zona de asentamiento del elemento de empaque, diferenciándose por el uso de una herramienta Pup (con raspadores y magnetos) en la sarta de limpieza, en lugar de la sarta convencional con mecha y raspador rotativo. La reducción del tiempo operacional comienza por la omisión del viaje (armado, corrida, retirada) con empacadura de prueba.

Es importante señalar que en la tabla no se incluyeron los tiempos operacionales relacionados al desplazamiento del fluido de perforación. En cuanto a éste, en el pozo MUC-130 se llevó a cabo dicho proceso con unidad de tubería enrollada (coiled tubing) después de ser completado el pozo, en un tiempo de 23,5 horas, mientras que con el empleo del procedimiento operacional propuesto, se ejecutaría el desplazamiento en el mismo viaje de limpieza y prueba de afluencia en

un tiempo aproximado de 10 horas, una vez culminada la evaluación de la integridad de la cementación a nivel del colgador. Por lo tanto, incluyendo los tiempos relacionados al desplazamiento, el ahorro de tiempo operacional es de 3,5 días.

4.3.2.4 Beneficios del procedimiento no convencional

El procedimiento operacional propuesto, brinda como principal beneficio el ahorro significativo de tiempo para la realización de las operaciones de prueba de afluencia y la limpieza del pozo, debido al empleo de la sarta integrada principalmente por la herramienta de prueba de afluencia Well Commissioner y por las herramientas especializadas de limpieza (Pup y Shorty), realizándose ambas operaciones en sólo dos viajes. Este ahorro de tiempo operacional, genera como resultado que los pozos sean completados en un menor tiempo, obteniendo a la vez una producción temprana (3,5 días para el pozo MUC-130, con el desplazamiento del fluido por uno limpio). Adicionalmente, dicho ahorro de tiempo operacional, conlleva a la rapidez en mudanza del taladro hacia otra locación para la perforación de un nuevo pozo.

Empleando el procedimiento propuesto, no sería necesario efectuar una corrida con una empacadura recuperable para realizar la prueba de afluencia y, además, no se llevaría a cabo un desplazamiento controlado de todo el pozo para bajar los fluidos de prueba a través del estrangulador manteniendo cerrado el preventor de reventones, permitiendo el acondicionamiento del tope del colgador mediante la herramienta de pulido (dresser mill) integral de la herramienta Well Commissioner y el acondicionamiento de la extensión pulida con la herramienta rectificadora de colgadores (polish mil) añadido como parte del ensamblaje.

La combinación de los componentes de las herramientas de limpieza Pup y Shorty (cepillos, raspadores, magnetos) en espiral autolimpiable, permiten el flujo

anular sin restricciones para lograr una eficiente remoción de sólidos y escombros, siendo capaces de resistir condiciones extremas de operación y con un 100% de alcance y efectividad para actuar sobre las superficies del revestidor con 360 ° de cobertura. Por lo tanto, en hoyos de alto ángulo, las cerdas del cepillo en la parte baja del hoyo se flexionan levemente mientras las cerdas en el lado alto del mismo se extienden ligeramente.

Se obtiene una limpieza más rápida del pozo, debido a que las herramientas de limpieza poseen diámetros internos considerablemente grandes, los cuales permiten mejorar la circulación; el efecto combinado de los centralizadores en los extremos, los raspadores ubicados sobre resortes y cerdas de cepillo flexibles y agresivas, aseguran una acción de cepillado y limpieza en los 360° del hoyo.

Además, se puede llevar a cabo el desplazamiento del fluido de perforación empleado por un fluido limpio de completación en caso de que las exigencias del pozo lo requieran y la mesa técnica de trabajo decida realizarlo, bien sea por agua tratada (empleando equipos de filtración) o agua salada (NaCl o CaCl_2), según las condiciones del pozo.

4.4 ESTIMACIÓN DE LOS COSTOS ASOCIADOS AL PROCEDIMIENTO PROPUESTO CON RESPECTO A LOS CONVENCIONALES PARA LA PRUEBA DE AFLUENCIA Y LIMPIEZA DEL REVESTIDOR COLGANTE

En esta etapa, se estimaron los costos asociados a la aplicación del procedimiento no convencional con respecto a los convencionales para el pozo MUC-130, además el impacto económico asociado a la obtención de una producción temprana.

4.4.1 Análisis de costos asociados al procedimiento propuesto con respeto a los convencionales

Se identificaron los parámetros económicos involucrados durante los procedimientos convencionales y el procedimiento propuesto, para la prueba de afluencia y limpieza del revestidor colgante.

Los precios relacionados al procedimiento convencional incluyeron: movilización de unidad de bombeo, servicio de bombeo, empaadura de prueba y operador de la misma, servicio de herramientas auxiliares (raspadores, polish y dresser mill), servicio de mecha, y los relacionados al no convencional incluyeron: movilización de unidad de bombeo, servicio de bombeo y el servicio de la operación (herramientas, operador y ejecución).

Los costos operacionales empleando el procedimiento no convencional asociados al pozo MUC-130 se relacionaron con: tiempo de taladro y los servicios integrados (control ambiental, control de sólidos, fluidos, cabina mud logging), además, el costo del servicio con las herramientas empleadas (Well Commissioner, Pup, Shorty).

Los costos asociados a los procedimientos convencionales para este caso en particular se muestran en la tabla 4.11, los cuales incluyen fracciones independientes en bolívares fuertes (movilización, personal, logística, etc.) y dólares (compra, transporte y nacionalización de equipos, etc.). El costo total lo determina la sumatoria entre los bolívares fuertes y el equivalente en bolívares de los dólares asociados a la perforación (a tasa oficial de cambio), siendo en este caso un total de BsF 1236259,18.

Tabla 4.11 Costos asociados empleando los procedimientos convencionales para la prueba de afluencia y la limpieza del revestidor colgante de producción en el pozo MUC-130.

Tiempo estimado (días): 7,47		Tasa de cambio US\$/BsF 4,30		Costo unitario (día)		Costo total	
Descripción	Unidad de medida	Cantidad	BsF	\$	Total BsF	Total \$	
Taladro	Día	7,47	40363,21	19987,30	301513,17	149305,13	
Fluidos	Día	7,47	2621,00	0,00	19578,87	0,00	
Control de sólidos	Día	7,47	5368,79	0	40104,86	0,00	
Mud Logging	Día	2	4779,00	0,00	9558,00	0,00	
Ambiente	Día	7,47	1723,77	0,00	12876,56	0,00	
Servicio de Raspador 9 5/8 pulg	Día	1,54	920,19	600,00	1417,09	924	
Operador/raspador	Día	2	3358,76	0,00	6717,52	0,00	
Empacadura de prueba	Hora	60	391,57	205,35	23494,20	12321,00	
Operador de empacadura	Hora	61	297,0	0,00	18117,00	0,00	
Movilización unidad de bombeo	Actividad	1,0	4046,00	4028,00	4046,00	4028,00	
Servicio de camión bomba	Hora	8,5	1135,00	1495,62	9647,50	12712,77	
Servicio de Polish y dresser mill	Día	1,50	7680,00	0,00	11520,00	0,00	
Operador/polish y dresser	Día	2	3358,76	0,00	6717,52	0,00	
TOTAL					465308,30	179290,90	
TOTAL BsF EQUIVALENTES					1236259,18		

Fuente: Propio autor. Información extraída del DIMS y proformas de PDVSA Servicios, Punta de Mata.

A continuación se indican en la tabla 4.12 los costos relacionados al procedimiento no convencional.

Tabla 4.12 Costos asociados empleando el procedimiento no convencional para la prueba de afluencia y la limpieza del revestidor colgante de producción en el pozo MUC-130.

Tiempo estimado (días): 4,48		Tasa de cambio US\$/BsF 4,30		Costo unitario (día)		Costo total	
Descripción	Unidad de medida	Cantidad	BsF	\$	Total BsF	Total \$	
Taladro	Día	4,48	40363,21	19987,30	180827,10	89543,10	
Fluidos	Día	4,48	2621,00	0	11742,08	0	
Control de sólidos	Día	4,48	5368,79	0	24052,17	0	
Mud Logging	Día	1,5	4779,00	0	7168,50	0	
Ambiente	Día	4,48	1723,77	0	7722,48	0	
Movilización unidad de bombeo	Actividad	1,0	4046,00	4028,00	4046,00	4028,00	
Servicio de camión bomba	Hora	8,5	1135,00	1495,62	9647,50	12712,77	
Servicio del procedimiento no convencional	Actividad	1	0	100000,00	0	100000,00	
TOTAL					245205,93	206283,87	
TOTAL Bsf EQUIVALENTES					1132226,59		

Fuente: Propio autor. Información extraída del DIMS e información suministrada por M-I SWACO.

Analizando el total de bolívares fuertes equivalentes para ambos procedimientos en el pozo MUC-130, tablas 4.11 y 4.12, se observa una disminución de la inversión requerida, de BsF 1236259,18 a BsF 1132226,59. Sin embargo, en el análisis de costo para el procedimiento no convencional, fue incluido el servicio y movilización de la unidad de bombeo, aún cuando se propone emplear sólo las bombas del taladro para realizar el bombeo de los fluidos de prueba (aceite mineral). Por lo tanto, sin incluir el servicio de la unidad de bombeo se obtendría un ahorro mayor, tal como se muestra en la tabla 4.13.

Tabla 4.13 Ahorro obtenido en el análisis económico en el pozo MUC-130.

Pozo	Costos comunes (BsF)	Costos propuestos (BsF)	Ahorro (BsF)
MUC-130 (con servicio de bombeo)	1236259,18	1132226,59	104032,59
MUC-130 (sin servicio de bombeo)	1236259,18	1046547,78	189711,40

Fuente: Propio autor. Información extraída del DIMS y proformas de PDVSA Servicios, Punta de Mata.

Los valores mostrados en la tabla anterior representan ahorros del 8 % y 15 % para el pozo MUC-130, en lo referido a las operaciones de prueba de afluencia al colgador y limpieza del revestidor colgante de producción, respectivamente. No obstante, no fueron incluidos los costos relacionados al desplazamiento del fluido de perforación. Este análisis fue realizado tal como se indica en las tablas 4.14 y 4.15, debido a la evaluación que deseen realizar en cuanto a las características del fluido y toma de decisión en cuanto al desplazamiento del fluido de perforación por un fluido limpio.

En el pozo MUC-130 el desplazamiento del fluido de perforación dentro del revestidor colgante, fue realizado por gasoil con unidad de tubería enrollada (coiled tubing). Los costos asociados se indican en la tabla 4.14.

Tabla 4.14 Costos asociados al desplazamiento del fluido de perforación por gasoil con unidad de tubería continua (Coiled Tubing), en el pozo MUC-130.

Descripción	Unidad de medida	Cantidad	Costo unitario (día)		Costo total	
			BsF	\$	Total BsF	Total \$
Ambiente	Día	0,97	1723,77	0,00	1687,85	0,00
Movilización, instalación y desinstalación de sistema de iluminación	actividad	1	873,31	0,00	873,31	0,00
Alquiler de sistema de iluminación	Día	1	495,38	0,00	495,38	0,00
Mudanza, vestida y desvestida de Coiled tubing	Actividad	1	49759,47	41160,00	49759,47	41160,00
Operación con Coiled tubing	Día	0,97	58006,90	44902,15	56266,69	43555,08
Mudanza, vestida y desvestida de unidad de bombeo	Actividad	1	16209,59	15000,00	16209,59	15000,00
Servicio de bombeo	Día	0,97	8294,95	16500,00	8046,10	16005,00
Gasoil	Barril	680	40,00	0,00	27200,00	0,00
Gel base aceite	Barril	40	54,67	50,00	2186,80	2000,00
TOTAL					162725,19	117720,08
TOTAL BsF EQUIVALENTES					668921,53	

Fuente: Propio autor. Información extraída de las proformas de Servicio con Coiled Tubing, PDVSA Servicios Punta de Mata.

El tiempo estimado (23,5 h), incluye la preparación del equipo, el desplazamiento del fluido y la retirada del equipo. El costo es de BsF 668921,53. Los costos estimados al desplazamiento del fluido de perforación empleando el procedimiento no convencional, se muestran en la tabla 4.15.

Tabla 4.15 Costos asociados al desplazamiento del fluido de perforación por CaCl₂ mediante el procedimiento no convencional, en el pozo MUC-130.

Descripción	Unidad de medida	Cantidad	Costo unitario (día)		Costo total	
			BsF	\$	Total BsF	Total \$
Taladro	Día	0,42	40363,21	19987,30	16818,00	8328,04
Fluidos	Día	0,42	2621,00	0,00	1092,08	0
Control de sólidos	Día	0,42	5368,79	0	2236,99	0
Mud Logging	Día	0,42	4779,00	0,00	1991,25	0
Ambiente	Día	0,42	1723,77	0,00	718,23	0
Movilización unidad de bombeo	Actividad	1,0	4046,00	4028,00	4046,00	4028,00
Servicio de camión bomba	Hora	10	1135,00	1495,62	11350,00	14956,20
CaCl ₂	Barril	1022	172,00	160,00	175784	163520,00
Solvente (safe solv OM)	Barril	30	122,98	114,00	3689,40	3420,00
Surfactante (safe surf)	Barril	30	33,54	31,20	1006,20	936,00
TOTAL					218732,07	195188,24
TOTAL BsF EQUIVALENTES					1058041,50	

Fuente: Propio autor. Información extraída del DIMS y de las proformas, PDVSA Punta de Mata.

Se observa que se requiere un total de BsF 1058041,50 para desplazar el fluido de perforación por un fluido limpio, debido al alto costo del empleo de CaCl_2 como fluido de completación, es decir, un total de BsF 389119,97 adicionales en comparación con la práctica convencional de emplear fluido de perforación como fluido de empaque y desplazamiento dentro del revestidor colgante con Coiled Tubing. Sin embargo, por llevarse a cabo durante el mismo viaje, el ahorro de tiempo operacional de 3,5 días, conlleva a un impacto de ahorro económico asociado a dicha producción temprana.

4.4.2 Análisis económico asociado a la producción

Se estimó en el análisis técnico que el ahorro de tiempo operacional es 3 días para las operaciones de prueba de afluencia y limpieza del revestidor colgante de producción, y de 3,5 días incluyendo el desplazamiento del fluido de perforación por uno limpio. Con respecto a dicho ahorro, se determinó el impacto económico al obtener una producción temprana empleando el procedimiento no convencional, es decir, con respecto a los barriles diarios producidos y su equivalente en dólares y bolívares fuertes.

Tabla 4.16 Impacto económico asociado a la producción de barriles diarios en el pozo MUC-130.

Barriles al día estimados: 1600				
Ahorro de tiempo (Días)	Precio de un bl de petróleo (\$)	Precio de 1600 BPD (\$)	Precio de 1600 bls en ahorro de tiempo (\$)	Precio de 1600 bls en ahorro de tiempo (BsF)
3,0	110	176000	528000	2270400
3,5	110	176000	616000	2648800

Fuente: Propio autor. Información extraída de los informes finales de perforación, PDVSA
Punta de Mata.

Para el pozo MUC-130, la tasa diaria de producción estimada fue de 1600 BPD, lo cual equivale a un precio de 176000 dólares diarios con el precio del barril de petróleo estimado en 110 dólares. Por lo tanto, en 3,5 días de producción temprana esa cantidad de barriles diarios serían 616000 dólares, es decir, BsF 2648800, tal como se observa en la tabla 4.16



CAPÍTULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- La presencia de cemento con deficiente consistencia a nivel del colgador y el registro de altas unidades de gas con corte de fluido, fueron los eventos operacionales de mayor incidencia considerados para la realización de la prueba de afluencia en los pozos estudiados, con una ocurrencia de 40 % y 34 %, respectivamente.
- El tiempo promedio para la ejecución de la prueba de afluencia y la limpieza del revestidor colgante de producción en los pozos estudiados fue de 7,3 días.
- El problema operacional más común presentado para la ejecución de una prueba de afluencia empleando el procedimiento convencional, es el relacionado a las fallas durante la corrida o asentamiento de la empacadura de prueba, representando un 25% de la muestra estudiada.
- Los tiempos de duración operacional durante la limpieza de un revestidor colgante de producción, dependen de la profundidad del pozo y la longitud de éste.
- De los doce pozos estudiados, sólo se realizó una correcta evaluación de la calidad o integridad de la cementación a nivel del colgador en los pozos MUC-126, MUC-130, MUC-129, MUC-134, SBC-153, SBC-155.
- En los pozos FUC-57, FUC-60, SBC-150 y SBC-167 no hubo garantía del hermetismo del pozo a nivel del colgador, debido a que se aplicaron diferenciales de presión en contra de la formación.

- Con el empleo del procedimiento no convencional, se llevaría a cabo la prueba de afluencia y la limpieza del pozo en dos viajes de tubería, con una disminución de tiempo operacional de 3 días, y 3,5 días con el cambio del fluido de perforación, en el pozo MUC-130.
- Con la sarta propuesta para la ejecución de la prueba de afluencia y la limpieza del revestidor colgante de producción, fue posible realizar el desplazamiento del fluido de perforación, debido a las mayores tasas de bombeo y velocidades anulares obtenidas con el uso de una válvula de circulación de multiple función.
- El ahorro económico obtenido con la aplicación del procedimiento propuesto, está comprendido entre 8 % y 15 % para el pozo MUC-130, y con 3 y 3,5 días de producción temprana equivalentes a BsF 2270400 y BsF 2648800 a la tasa de producción diaria de 1600 BPD.

5.2 RECOMENDACIONES

- Evaluar el proceso de cementación primaria de los revestidores colgantes de producción, a fin de determinar las causas asociadas a la ineficiente cementación de los mismos.
- Garantizar una efectiva limpieza en la zona de asentamiento del elemento de empaque, con la observación del retorno de fluido totalmente limpio en superficie, a fin de lograr el correcto sellado del espacio anular.
- Tomar en cuenta la presión de la formación y la densidad del fluido de completación antes de llevar a cabo una prueba de afluencia, a fin de crear el diferencial de presión adecuado (>500 lpc), que garantice una real evaluación de la integridad de la cementación a nivel del colgador.

- Emplear sólo aceite mineral (vassa) como fluido de baja densidad para realizar la prueba de afluencia, debido a su mayor compatibilidad con el fluido de perforación, menor contaminación y su mejor recuperación.
- Para formaciones depletadas ($< 7,5$ lpg), realizar la prueba de afluencia en caso de haber ocurrido problemas relacionados a la cementación primaria del revestidor colgante o al asentamiento de la empacadura superior del colgador.
- Llevar a cabo el procedimiento operacional propuesto, para reducir los tiempos de duración de las pruebas de afluencia y limpieza del revestidor colgante de producción, optimizando dichas operaciones.
- Se recomienda realizar el desplazamiento del fluido de perforación empleado por un fluido limpio (agua tratada, salmuera) según las condiciones del pozo, en el mismo viaje, como parte de la limpieza del revestidor colgante de producción, a fin de minimizar los daños a la formación productora.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ARIAS, F. (2006). **“El Proyecto De Investigación: Introducción A La Metodología Científica”**. (5ta edición) Caracas: Episteme.

HALLIBURTON. (1988). **Manual de fundamentos de tecnologías de las herramientas**. Venezuela.

MANNYRON CONSULTORES. (2007). **Manual de cementación de pozos**. Venezuela.

MATA, E. (2009). **“Evaluación técnica económica de la aplicación de colgadores hidromecánicos rotatorios en los campos Santa Bárbara, El Furrial y Mulata, pertenecientes al área norte de Monagas”**. Tesis de grado. Universidad de Oriente. Núcleo de Monagas.

MI SWACO. (2011). **Informe técnico de limpieza mecánica-química del revestidor y pruebas negativas en el tope del colgador**. Venezuela.

PDVSA, (2008). **“Manual de procedimientos operacionales de construcción de pozos”**. Venezuela.

QUIJADA, D. (2002). **“Evaluación de la metodología para la bajada del revestidor colgado en pozos al norte de Monagas”**. Trabajo de Grado. Universidad de Oriente, Núcleo de Monagas.

SALAZAR, O. (2001). **“Estandarización de la cementación de revestidores colgantes profundos en anulares estrechos, en el Distrito Punta de Mata”**. Tesis de grado. Universidad de Oriente. Núcleo de Monagas.

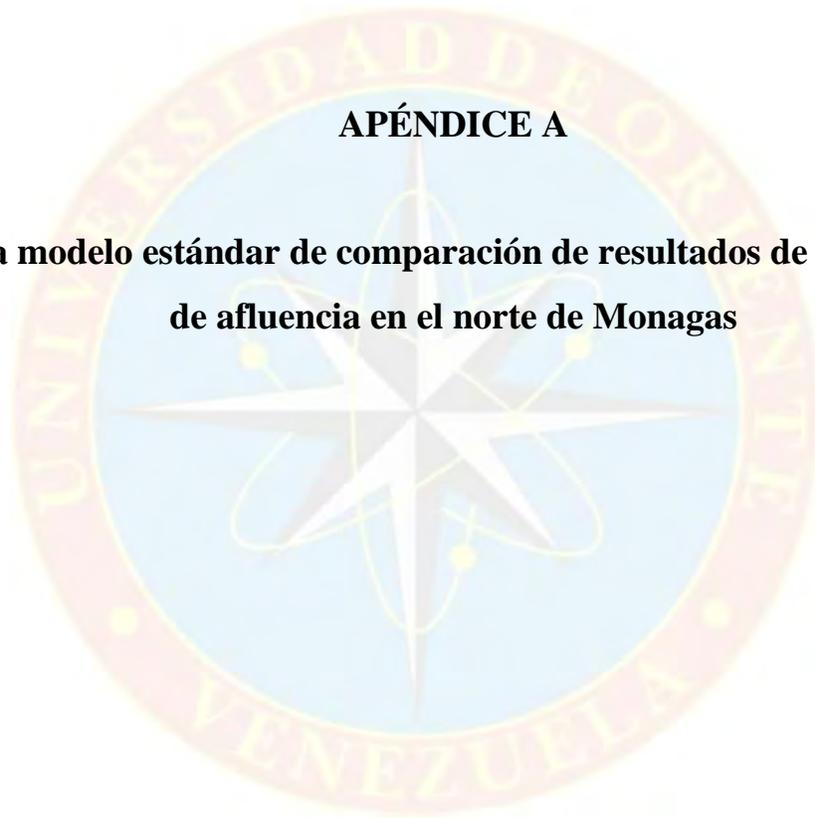
SMITH SERVICES. (2002). **PRODUCTS AND SERVICES CATALOG**. Houston.



APÉNDICES

APÉNDICE A

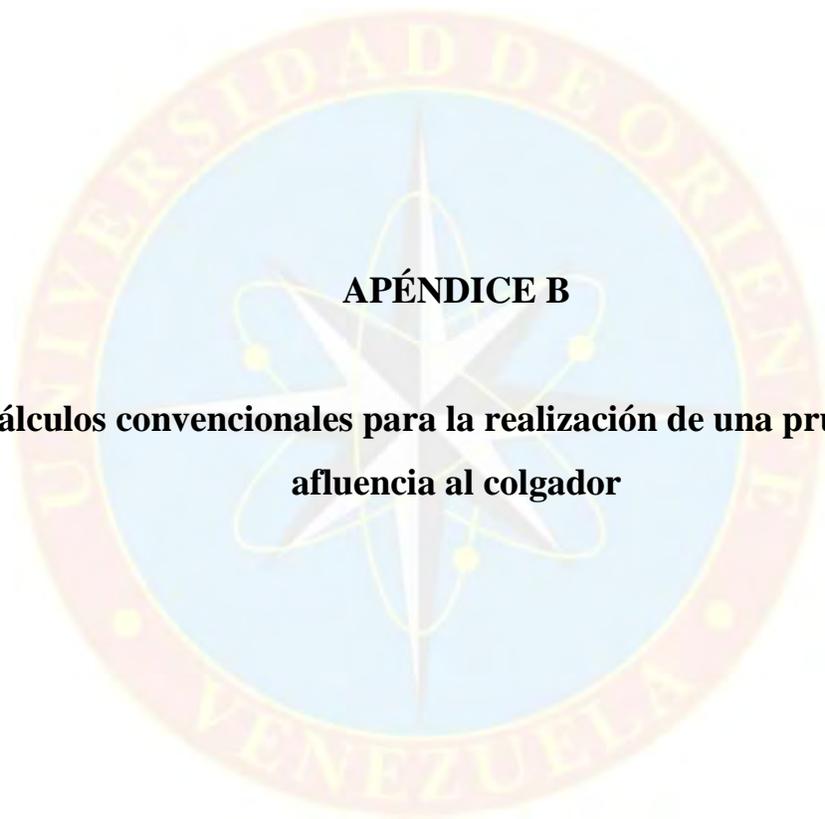
**Curva modelo estándar de comparación de resultados de una prueba
de afluencia en el norte de Monagas**





Gráfica A.1 Modelo comparativo de los resultados de prueba de afluencia en el norte de Monagas.

En la gráfica A.1 se observa la curva real empleada como patrón (color rosado) y la curva de un resultado satisfactorio (color azul) de una prueba de afluencia en el norte de Monagas. La curva de color rosado, es la empleada en el área norte de Monagas para comparar los resultados de los volúmenes de fluidos bombeados en función del tiempo, de las pruebas realizadas a los distintos pozos. Los valores obtenidos (volúmenes en función del tiempo) en una prueba de afluencia son graficados, generando una curva por debajo de la curva modelo para ser considerado como un resultado satisfactorio.



APÉNDICE B

**Cálculos convencionales para la realización de una prueba de
afluencia al colgador**

DATOS REQUERIDOS:

Altura al tope del colgador (pies)

Densidad del fluido de perforación (lpg)

Densidad equivalente al tope del colgador ((lpg)

Densidad de los fluidos de prueba (lpg)

Capacidad de la tubería de perforación (Bls/pie)

Altura de la vassa en la tubería de perforación (drill pipe):

$$H \text{ vassa} = \frac{H \text{ colgador} \times (D \text{ fluido} - D \text{ equivalente})}{(D \text{ fluido} - D \text{ vassa})}$$

Volumen de la vassa en la tubería de perforación:

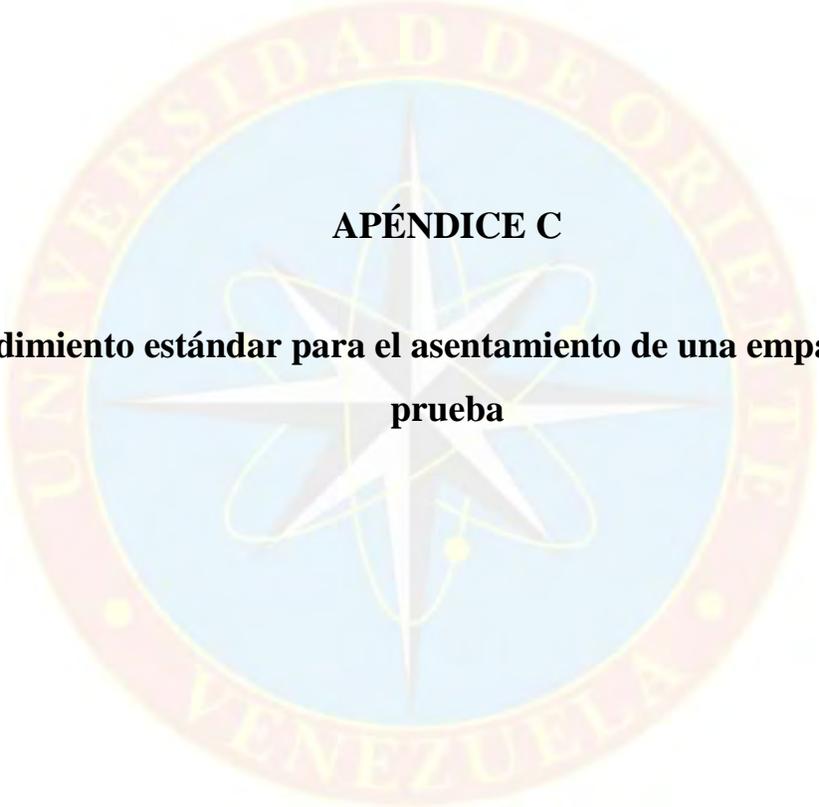
$$V \text{ vassa} = H \text{ vassa} \times \text{capacidad de la tubería de perforación}$$

Altura del agua en la tubería de perforación:

$$H \text{ agua} = \frac{H \text{ colgador} \times (D \text{ fluido} - D \text{ equivalente}) - H \text{ vassa} \times (D \text{ fluido} - D \text{ vassa})}{(D \text{ fluido} - D \text{ agua})}$$

Presión diferencial:

$$P \text{ diferencial} = 0,052 \times (D \text{ fluido} - D \text{ equivalente}) \times H \text{ colgador}$$



APÉNDICE C

Procedimiento estándar para el asentamiento de una empaadura de prueba

Operación antes del asentamiento de una empacadura de prueba

Previo a la colocación de una empacadura de prueba dentro del pozo, deben controlarse y registrarse cuidadosamente sus dimensiones. Este registro servirá para informar el tipo de herramientas que se requieran cuando las mismas se encuentren en el fondo del pozo, y se mantendrá con respecto a todas las herramientas hasta que éstas sean retiradas del pozo.

Previamente de colocar la empacadura en el pozo, es necesario tomar en cuenta las siguientes consideraciones:

- Controlar el diámetro externo a fin de conocer la tolerancia de ajuste. El diámetro drift del revestidor es el diámetro interno mínimo recomendado del mismo, por lo que no se podrá correr en el pozo ninguna empacadura con un diámetro externo mayor que el diámetro drift del revestidor.
- Se debe verificar y controlar que el diámetro interno de la empacadura sea el óptimo requerido para un diámetro externo de cualquier herramienta que pueda ser corrida por el interior de la tubería.
- Controlar la longitud del montaje de la empacadura, debido a que es necesario conocer la misma para ubicar la empacadura en la profundidad deseada.
- Se debe asegurar el correcto funcionamiento de la ranura en forma de j en el cuero de la empacadura, para verificar si las cuñas mecánicas expandirán su recorrido total de la herramienta.
- Se debe comprobar que la válvula de circulación esté correctamente enroscada al cuero de la empacadura.

El sistema de la empaadura, funciona mediante el empleo de la tubería y el uso de dos ranuras en forma de j. Una de ellas está ubicada en el cuerpo de la empaadura y la otra en la válvula de circulación, funcionando silmutáneamente con la primera.

A continuación, se enumera el procedimiento empleado para asentar la empaadura de prueba y cerrar la válvula de circulación, independientemente del tipo de montaje de la ranura en forma de j utilizado en la empaadura:

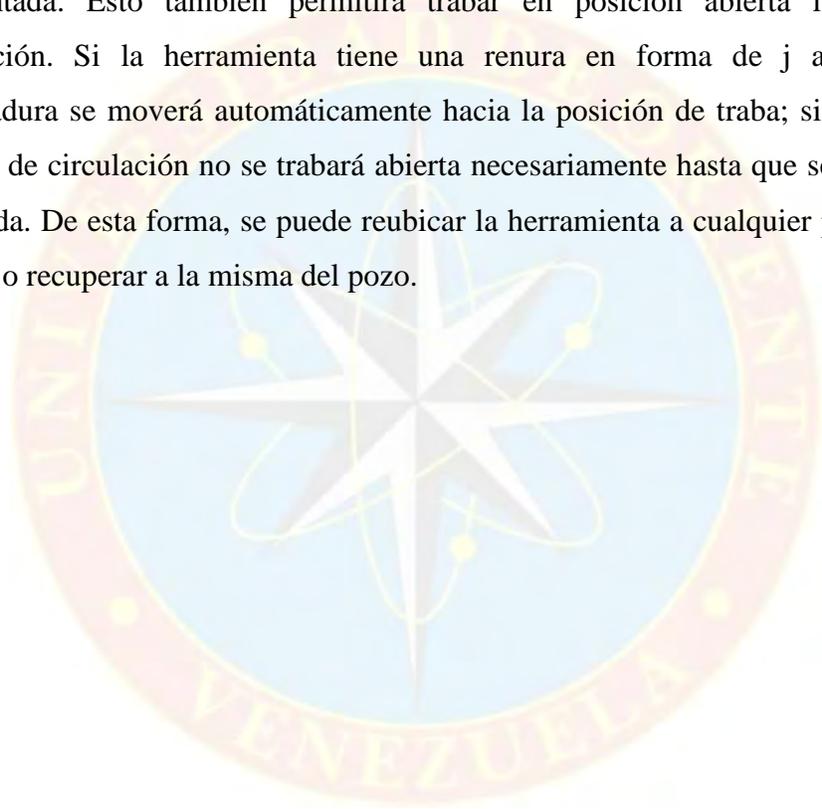
1. Levantar el montaje de la herramienta.
2. Rotar hacia la derecha.
3. Descender hasta que la empaadura comience a tomar peso.
4. Liberar torsión hacia la derecha.
5. Asentar el peso deseado sobre la empaadura.

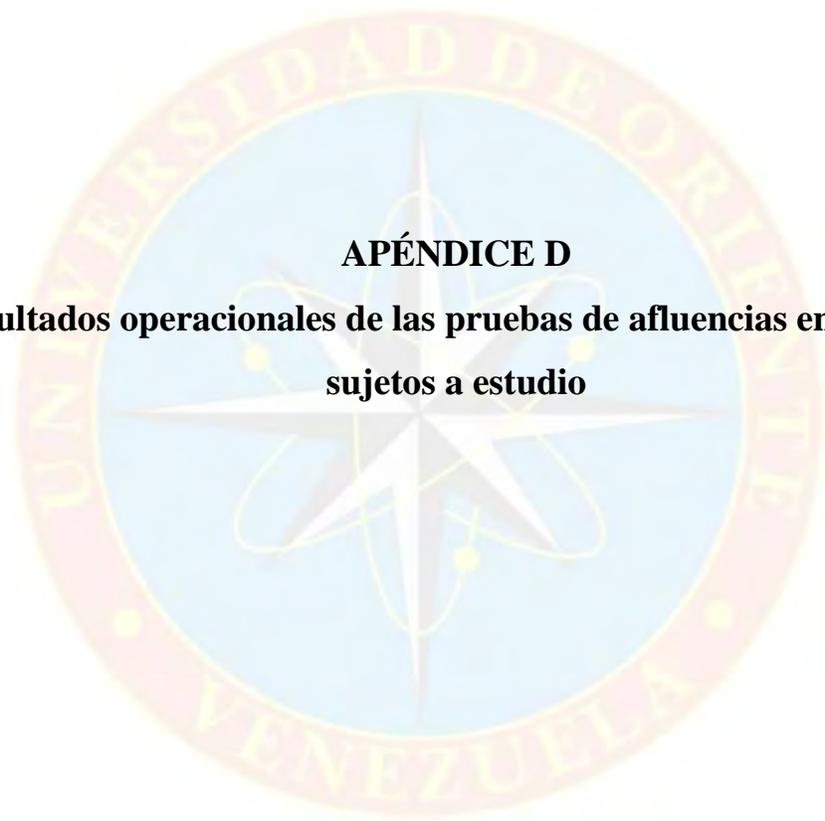
Al manejar la columna para asentar la empaadura y cerrar la válvula de circulación, no se debe empujar la llave; es recomendable tensionar de la llave para asentar la herramienta. Un aflojamiento repentino en la superficie causará una accidental rotación de 90° hacia la izquierda de la misma, debido al diseño de la ranura en forma de j en la válvula de circulación. El cuarto paso implica el abandono de cualquier torsión hacia la derecha. Si el torque sobre la válvula de circulación no es liberado, las fuerzas hidráulicas pueden abrir la válvula de circulación. Sin embargo, no debe haber una mayor rotación hacia la izquierda que hacia la derecha, debido a que se puede desenroscar la columna por exceso de rotación hacia la izquierda.

Para desasentar la empaadura y retirarla hasta superficie, se debe de girar la tubería hacia la derecha y levantar; la válvula de circulación se abrirá para igualar la

presión alrededor de la empaadura. Esto relajará o replegará las cuñas hidráulicas y los elementos de sellado. Por lo tanto, el cuerpo de la empaadura se desasienta mediante movimientos ascendentes.

Si la empaadura posee una j recta, se debe rotar la herramienta hacia la izquierda después de ser levantada para que se traben en posición abierta o desasentada. Esto también permitirá trabar en posición abierta la válvula de circulación. Si la herramienta tiene una renura en forma de j automática, la empaadura se moverá automáticamente hacia la posición de traba; sin embargo, la válvula de circulación no se trabará abierta necesariamente hasta que se rote hacia la izquierda. De esta forma, se puede reubicar la herramienta a cualquier profundidad y asentar o recuperar a la misma del pozo.





APÉNDICE D

**Resultados operacionales de las pruebas de afluencias en los pozos
sujetos a estudio**

D.1 Tiempos operacionales de las pruebas de afluencia al colgador

A continuación se describe la ejecución de la operación en los pozos que presentaron problemas operacionales:

POZO: FUL-125

Problema presentado: falla en la empacadura de prueba

Descripción del problema operacional: se corrió la sarta con empacadura de prueba y se asentó ésta a 13544 pies. Se procedió a realizar el bombeo de los fluidos de prueba (vassa y agua), desplazando 60 bls de vassa y 171 bls de agua para una densidad equivalente a nivel del colgador de 8 lpg. Luego, fue cerrada la válvula de circulación de la empacadura de prueba y se presurizó el espacio anular con 500 lpc; observándose una disminución de la presión durante el espacio anular cerrado, es decir, la presión aplicada no se mantuvo durante el proceso debido, posiblemente a que el material sellante de la empacadura no estaba debidamente adherido a las paredes internas del revestidor intermedio (9 5/8 pulg). Por tanto, fue abierta la válvula de circulación (by pass) y se circuló los fluidos en reversa, a manera de retirar la empacadura hasta superficie y repetir la operación.

POZO: MUC-129

Problema presentado: falla en la empacadura de prueba

Descripción del problema operacional: Se corrió la sarta con empacadura hasta la profundidad estimada (14306 pies). Se realizaron varios intentos para asentar la empacadura de prueba: se intentó en 3 oportunidades a profundidades variadas, no

obstante, la empaadura no logró adherirse a la zona interna del revestidor, por lo que fue retirada hasta superficie y reemplazada por otra.

POZO: SBC-167

Problema presentado: falla en la empaadura de prueba

Descripción del problema operacional: se corrió la sarta con empaadura de prueba hasta la profundidad de 15506 pies. Se realizó un intento de asentamiento de la empaadura a 15507 pies, sin lograr el mismo, por lo cual, se procedió a intentar a otra profundidad. Se levantó la sarta hasta 15497 pies y se asentó la empaadura verificando con 40 klb de peso a esa profundidad y probando el asentamiento de la misma con presurización (1000 lpc por diez minutos) en el espacio anular. Después, se inició la prueba de afluencia, empezando con la abertura de la válvula de circulación (bypass) de la empaadura y bombear 80 bls de vassa seguidos de 184 bls de agua, para obtener una densidad equivalente de 8,0 lpg a nivel del colgador. Luego fue cerrada la válvula de circulación, donde se observó pérdida de presión durante el proceso (comunicación por la tubería) por falla en la empaadura de prueba, por lo que, se procedió a reversar los fluidos bombeados y a retirar la empaadura hasta de prueba hasta superficie.

A) Causas comunes asociadas a las fallas en las empaaduras de prueba:

- **Limpieza ineficiente en la zona del revestidor donde se asentó la empaadura:** el área interna del revestidor debe ser correctamente acondicionada y liberada de restos de cemento y birutas. En tal sentido, el viaje de limpieza previa con mecha y raspador hasta el tope del colgador, deberá garantizar que no exista ninguna obstrucción que pueda inducir al no

asentamiento de la empaadura de prueba, removiendo dichos restos de cemento o birutas con rotación y circulación hasta obtener un retorno lo suficientemente limpio en superficie.

- **Empaadura reutilizada:** las empaaduras de prueba son usadas regularmente varias veces para la misma operación en distintos pozos, llevando esto a una falta de mantenimiento de las piezas que las componen (cuñas, gomas, entre otros), al no ser reemplazadas dichas piezas por otras. Esto puede originar que sus gomas o sellos se deterioren con el tiempo, disminuyendo su capacidad de expansión dentro del pozo evitando el correcto sellado en el espacio anular y observándose comunicación por la tubería durante el proceso. No obstante, existen posibilidades de defectos de fábrica de la goma o sello, induciendo así a fallas en la operación.
- **Inadecuadas prácticas operacionales:** las empaaduras de prueba deben ser corridas y asentadas cumpliendo con un procedimiento operacional ajustado a los requerimientos de trabajo las mismas: liberación correcta de su mecanismo de anclaje, velocidad de bajada, un fluido para circular con el menor porcentaje de sólidos, así como la cantidad de vueltas requeridas y peso necesario para que la goma o sello se expanda dentro del revestidor. Sin embargo, por errores de práctica operacional, es posible que no se cumpla con las especificaciones técnicas de corrida y asentamiento de la herramienta, originando así, un daño a la misma durante el proceso.

D.2 Descripción de la ejecución de las pruebas de afluencia en los pozos estudiados

POZO: FUC-57

Resultado de la prueba: satisfactoria, con observación.

Ejecución de la operación: se corrió la sarta de limpieza con mecha y raspador hasta 14436 (tope del colgador) pies con: 290 gpm y presión de bomba de 2450 lpc. Se bombeó una píldora viscosa y se circuló fondo arriba a 14430 pies con: 290 gpm y 2450 lpc. Se retiró la sarta de limpieza hasta superficie y se inició el procedimiento para armar y correr la empacadura de prueba. Se calibró y se procedió a bajar la empacadura de prueba hasta ser asentada hasta 14336 pies, verificando el funcionamiento de las líneas con 4000 lpc y asentándose la empacadura con 5 vueltas a la derecha y 3 klb de peso, comprobando el asentamiento de la misma con presurización por el anular (1000 lpc). Se liberó la presión en el anular y comenzó el bombeo de los fluidos de prueba: 60 bls de vassa y 149 bls de agua. Se cerró la válvula de circulación y se presurizó el anular con 500 lpc. Se monitoreó la prueba, obteniendo un retorno de 30 galones de agua durante dos horas. Se liberó la presión en el anular y se presurizó la tubería de perforación con la presión final alcanzada durante el desplazamiento (3000 lpc). Posteriormente se abrió la válvula de circulación (by pass) y se circuló en reversa.

Observación: el diferencial de presión creado para la realización de la prueba fue en contra de la formación, por lo que no se garantizó una correcta evaluación de la calidad de la cementación a nivel del colgador, debido a que en teoría no se realizó la evaluación (la presión hidrostática fue mayor a la ejercida por los fluidos del yacimiento).

POZO: FUC-60

Resultado de la prueba: satisfactoria, con observación.

Ejecución de la operación: se limpió cemento con sarta de limpieza (mecha y raspador) hasta 13501 pies, circulando fondo arriba a dicha profundidad. Se corrió sarta con tubería de 5 pulg más empacadura de prueba, hasta ser asentada a 13415 pies, circulando previamente a baja tasa con parámetros de: 130 gpm y presión de bomba de 200 lpc. Se verificaron las líneas con 3000 lpc y se procedió a abrir la válvula de circulación de la empacadura para dar inicio al bombeo de los fluidos. Se bombearon 80 bls de vassa con una densidad de 6,8 lpg a una tasa de 2 bpm, y 140 bls de agua (8,33 lpg) a una tasa de 3 bpm, creándose una densidad equivalente en el tope del colgador de 8 lpg.

Se presurizó el espacio anular con 500 lpc, desahogando posteriormente la presión obteniendo un retorno de 2 ¼ bls en contraflujo (back flow), al llegar la presión hasta 0 lpc. Posteriormente se abrió la válvula de circulación (by pass) y se circuló en reversa los fluidos de prueba con fluido de perforación, hasta obtener una densidad de 10,5 entrando y saliendo del pozo.

Observación: la prueba de afluencia fue exitosa en el procedimiento operacional, sin embargo, no fue garantizada la evaluación de aporte de fluidos de la formación hacia el pozo, debido a que la densidad equivalente creada con los volúmenes de fluidos bombeados fue mayor a la densidad del yacimiento y además el yacimiento se encontraba depletado (una densidad menor a 7,5 lpg).

POZO: FUL-125

Resultado de la prueba: satisfactoria, con observación.

Ejecución de la operación: se limpió cemento con mecha y raspador hasta 13644 pies (tope del colgador) con parámetros de: 170 gpm, presión de bomba de 460 lpc, 20 rpm, torque de 3500 lbs/pie, circulando hasta retorno limpio. Se corrió la sarta con empacadura de prueba, asentándose a 15554 pies con dos vueltas a la izquierda y aplicando 30 klb de peso. Se probó el asentamiento de la empacadura con 100 psi por el espacio anular por un tiempo de cinco minutos, y posteriormente se realizó el bombeo de los fluidos de prueba, se bombearon 20 bls de vassa y 218 bls de agua a una tasa de 3 bpm, creándose una densidad equivalente de 8 lpg al tope del colgador. Se cerró la válvula de circulación, presurizando el espacio anular con 500 lpc.

Se obtuvo un contraflujo de 2 bls, y durante los galones recuperados en función del tiempo la prueba resultó satisfactoria. Posteriormente, se procedió a desasentar la empacadura de prueba y circular en reversa hasta homogeneizar el sistema hasta 12 lpg.

Observación: el diferencial de presión aplicado (284 lpc) a favor de la formación, no fue suficiente para comprobar la hermeticidad a nivel del colgador, resultando la prueba satisfactoria solo en el procedimiento operacional.

POZO: FUL-126

Resultado de la prueba: satisfactoria, con observación.

Ejecución de la operación: se corrió la sarta de limpieza con mecha y raspador hasta 13881 pies (tope del colgador) pies con parámetros de: 248 gpm, presión de bomba

de 950 lpc y 30 rpm. Se bombearon 20 bls de píldora pesada y se retiró la sarta hasta superficie. Se calibró y se procedió a bajar la empacadura de prueba para ser asentada hasta 13239 pies. Se verificó el funcionamiento de las líneas con 4000 lpc durante diez minutos y se asentó la empacadura con 25 klb de peso, comprobando el asentamiento de la misma con aplicación de presión por el anular. Se liberó la presión en el anular y comenzó el bombeo de los fluidos de prueba: 74 bls de vassa y 152 bls de agua, creándose una densidad equivalente de 7,8 lpg. Posteriormente se abrió la válvula de circulación (by pass) para circular en reversa y recuperar el agua y el aceite mineral (vassa) en superficie.

Observación: el diferencial de presión aplicado (433 lpc) a favor de la formación, no fue suficiente para comprobar la hermeticidad a nivel del colgador, resultando la prueba satisfactoria solo en el procedimiento operacional.

POZO: MUC-126

Resultado de la prueba: satisfactoria.

Ejecución de la operación: se corrió sarta de limpieza con mecha y raspador hasta 13984 pies (tope del colgador), circulando con parámetros de: 516 gpm, presión de bomba de 2090 lpc y 35 rpm. Se retiró la sarta de limpieza hasta superficie y se procedió a calibrar la misma con empacadura de prueba. Se corrió ésta con tubería de perforación, circulando fondo arriba a 13902 pies con: 125 gpm, 130 lpc y se asentó hasta 13934 pies, verificando su asentamiento con 1000 lpcm durante diez minutos. Se procedió a realizar la prueba con el bombeo de: 130 bls de vassa a 3 bpm. Se cerró la válvula de circulación (by pass), presurizando el anular con 500 lpc y descargando la presión hasta 0 lpc. Se abrió la válvula de circulación de la empacadura y se circuló en reversa recuperando los 130 bls de vassa. Luego, se circuló hasta homogeneizar el fluido de perforación a 11,5 lpg, procediendo a retirar luego la sarta con empacadura.

POZO: MUC-129

Resultado de la prueba: satisfactoria.

Ejecución de la operación: se limpió cemento con deficiente consistencia con mecha y raspador posteriormente a la cementación del revestidor colgante desde 13597 pies hasta 14428 pies, con parámetros de: 457 gpm, 1750 lpc y 80 rpm. Se bombearon 15 bls de píldora viscosa circulando hasta retorno limpio, con movimiento recíprocante de tubería hasta el tope del colgador (14428 pies), para posteriormente bombear un volumen de 20 bls de píldora pesada (13,3 lpg) y retirar la sarta de limpieza hasta superficie. Luego se corrió la empacadura de prueba y se asentó a 14335 pies con 30 klb y tres vueltas a la izquierda, verificando su asentamiento con 600 lpc durante diez minutos. Se abrió la válvula de circulación y se realizó la prueba de afluencia desplazando 60 bls de vassa a una tasa de 3 bpm y 190 bls de agua a una tasa de 1,7 bpm. Se cerró la válvula de circulación, presurizando el anular con 500 lpc para choquear posteriormente la presión hasta 0 lpc. Se abrió la válvula de circulación para desplazar los fluidos en reversa hasta homogeneizar el sistema a 11,5 lpg.

POZO: MUC-134

Resultado de la prueba: satisfactoria.

Ejecución de la operación: se corrió sarta de limpieza con mecha y raspador hasta 12883 pies (tope del colgador), circulando con parámetros de: 350 gpm y presión de bomba de 950 lpc. Se bombearon 20 bls de píldora pesada y se retiró la sarta de limpieza hasta superficie, para proceder a calibrar la sarta con empacadura de prueba. Se corrió la sarta con empacadura de prueba y tubería de perforación, circulando fondo arriba a 12783 pies con: 150 gpm, 200 lpc y se asentó hasta 12783 pies, verificando su asentamiento con 1000 lpc durante diez minutos. Se procedió a realizar

la prueba, con el bombeo de: 20 bls de vassa y 150 bls de agua a una tasa de 3 bpm. Se cerró la válvula de circulación (by pass), presurizando el anular con 800 lpc. Se descargó la presión de 500 en 500 lpc y se contabilizó el tiempo de retorno por galón de fluido recuperado. Se abrió la válvula de circulación de la empacadura y se desplazó en reversa los 170 bls de fluidos de prueba con parámetros de: 125 gpm, 36 spm y 200 lpc. Luego, se procedió a desasentar la empacadura de prueba, y se circuló hasta homogeneizar el sistema, bombeando posteriormente 20 bls de píldora pesada para retirar la sarta hasta superficie.

POZO: SBC-150

Resultado de la prueba: satisfactoria, con observación.

Ejecución de la operación: se realizó el viaje de limpieza con mecha y raspador hasta 15036 pies, circulando fondo arriba a 15031 pies con parámetros de: 413 gpm y 1450 lpc y bombeando posteriormente una píldora pesada hasta retirar la sarta hasta superficie. Se corrió la sarta con empacadura de prueba y se asentó la misma a 14900 pies, circulando a dicha profundidad con parámetros de: 250 gpm y 600 lpc. Se inició el bombeo de los fluidos de prueba: 20 bls de vassa y 248 bls de agua a una tasa de 3 bpm. Se cerró la válvula de circulación y se descargó la presión, obteniendo un contraflujo de 3,5 bls. Se circuló y se homogeneizó el fluido de perforación a 12,2 lpg con 50 spm, 750 lpc, desasentando la empacadura para retirarla hasta superficie.

Observación: a pesar de haber arrojado un resultado satisfactorio, es importante resaltar que el diferencial de presión creado con los volúmenes de fluidos bombeados no fue a favor de la presión de la formación, lo cual indica que no hubo grado de veracidad en cuanto a la calidad de la cementación a nivel del colgador.

POZO: SBC-153

Resultado de la prueba: satisfactoria.

Ejecución de la operación: se limpió cemento con sarta de limpieza con mecha y raspador hasta 16154 pies (tope del colgador) con parámetros de: 210 gpm y 930 lpc. Se bombearon 30 bls de píldora pesada y se procedió a retirar la sarta de limpieza. Posteriormente, se realizó la conexión de la sarta con tubería de perforación más empacadura recuperable. Se corrió la sarta con empacadura circulando a 16009 pies con: 164 gpm y 100 lpc, asentándose ésta a 16054 pies y se verificando el asentamiento de la misma con aplicación de 1000 lpc de presión por el espacio anular durante diez minutos. Se inició el bombeo de fluidos abriendo la válvula de circulación, desplazando el fluido de perforación con 120 bls de vassa y 110 bls de agua. Se cerró la válvula de circulación y se presurizó el espacio anular con 500 lpc. Luego, se descargó la presión y se observó el retorno de fluidos en función del tiempo obteniendo un resultado satisfactorio. Se circuló en reversa recuperando los 110 bls de agua y 120 bls de vassa y se circuló el pozo hasta homogeneizar el fluido de perforación hasta 10,1 lpg.

Para la realización de esta prueba, se sobre diseñó un diferencial de presión alto, originado por la incertidumbre de la presión de la arena Carapita "E", debido a que ésta no fue cubierta por el revestidor de 9 5/8 pulg.

POZO: SBC-155

Resultado de la prueba: satisfactoria.

Ejecución de la operación: se corrió sarta de limpieza con mecha y raspador y se limpió cemento hasta 14971 pies (tope del colgador). Se bombearon 30 bls de píldora

viscosa, circulando hasta retorno limpio con: 290 gpm y 1411 lpc. Posteriormente se bombearon 30 bls de píldora pesada para retirar la sarta de limpieza. Se corrió empacadura de prueba con tubería de perforación y se asentó a 14889 pies con dos vueltas a la izquierda y 30 klb de peso, verificando su asentamiento con 600 lpc por el anular durante diez minutos. Se procedió a abrir la válvula de circulación y se inició la prueba con el bombeo de los fluidos de prueba: 20 bls de vassa mas 220 bls de agua, alcanzando una presión máxima de 3076 lpc, hasta estabilizarse a 2950 lpc. Se cerró la válvula de circulación con 40 klbs y se presurizó el anular con 500 lpc, choqueando la presión de 500 en 500 lpc hasta chequear el contraflujo.

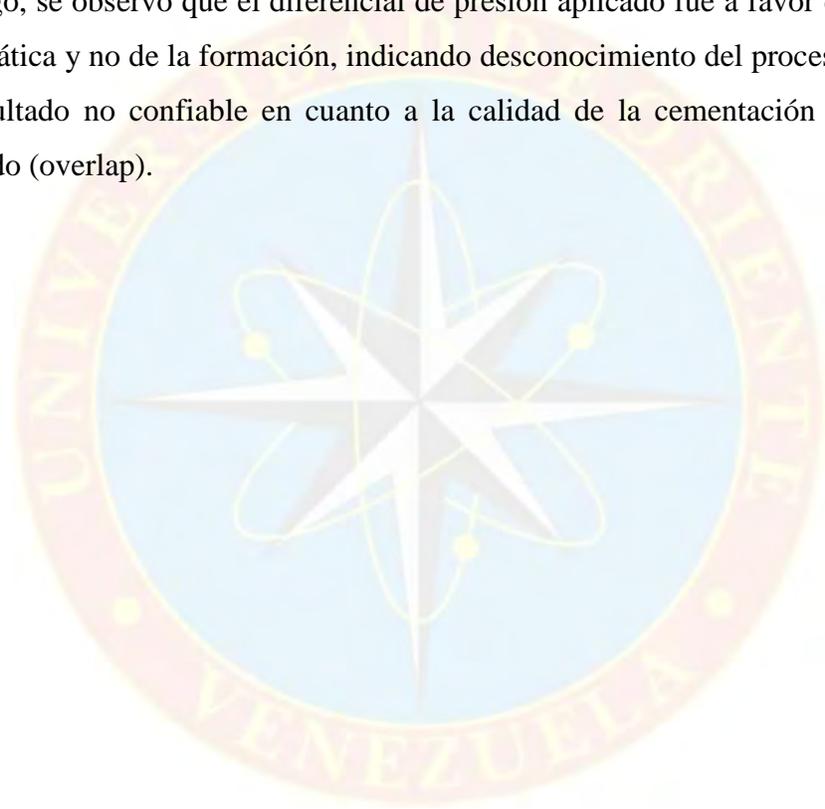
POZO: SBC-167

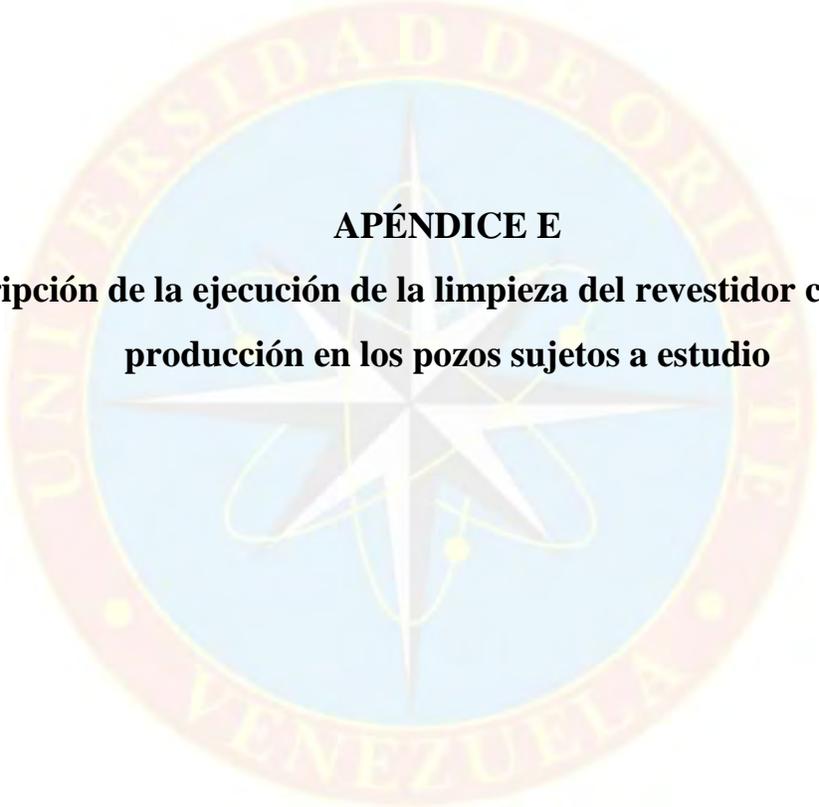
Resultado de prueba: satisfactoria, con observación.

Ejecución de la operación: se bajó sarta de limpieza con mecha y raspador, y se limpió cemento de poca consistencia con rotación y circulación hasta 15607 pies (tope del colgador), con parámetros de: 245 gpm y 650 lpc. Se bombearon 25 bls de píldora de barrido y se circuló fondo arriba a 15603 pies con: 350 gpm y presión de bomba de 1800 lpc. Posteriormente se bombearon 30 bls de píldora pesada y se desplazó, retirando la sarta de limpieza hasta superficie. Se corrió sarta con tubería de perforación y empacadura de prueba, hasta ser asentada a 15520 pies, con 40 klb de peso, y verificando su asentamiento con 1000 lpc durante diez minutos. Se descargó la presión y se procedió a abrir la válvula de circulación para bombear los fluidos de prueba. Se comprobó el funcionamiento de las líneas del taladro con 3000 lpc y las líneas de la unidad de bombeo con 5000 lpc durante diez minutos, iniciándose posteriormente el bombeo de fluidos: 80 bls de vassa y 135 bls de agua, obteniendo una densidad equivalente de 8 lpg (tope del colgador). Se cerró la válvula de circulación (by pass) y se presurizó el anular con 500 lpc, obteniendo 5 bls de contraflujo al llegar la presión hasta 0 lpc. Con el resultado de la prueba en forma

satisfactoria, se procedió a desplazar en forma inversa 135 bls de agua hacia el tanque de contingencia, y los 80 bls de vassa (recuperándola). Se circuló fondo arriba hasta homogeneizar la columna de fluido, y posteriormente desasentar la empaadura y retirarla hasta superficie.

Observación: la prueba de afluencia resultó satisfactoria a nivel operacional, sin embargo, se observó que el diferencial de presión aplicado fue a favor de la columna hidrostática y no de la formación, indicando desconocimiento del proceso y arrojando un resultado no confiable en cuanto a la calidad de la cementación en el espacio solapado (overlap).





APÉNDICE E

**Descripción de la ejecución de la limpieza del revestidor colgante de
producción en los pozos sujetos a estudio**

A continuación se describe la ejecución de la operación de la limpieza del revestidor colgante de producción, con la especificación de los parámetros involucrados en cada uno de los pozos estudiados:

POZO: FUL-125

Observación: se realizó el cambio de fluido de perforación, y se empleó sarta combinada con herramientas limpiadoras y rectificadoras de colgadores (taper, polish y dresser mil).

Ejecución de la operación: se armó y se corrió una sarta de limpieza con mecha, circulando desde 14120 pies hasta 14830 pies (tope del cuello flotador). Luego se calibró y se armó sarta combinada con herramientas limpiadoras y rectificadoras de colgadores y se corrió desde 13115 pies hasta el tope del colgador (13644 pies), acondicionado tope del colgador con parámetros de: 40 rpm y 250 lpc. Se bombearon 25 bls de píldora viscosa, circulando un ciclo completo a 13644 pies, para retirar la sarta hasta superficie. Posteriormente, se realizó el desplazamiento del fluido de perforación de 11,5 lpg por agua tratada de 8,4 lpg con bactericida, secuestrador de oxígeno e inhibidor de corrosión de la siguiente manera: 35 bls de aceite mineral (vassa), seguidos de 25 bls de solvente, 40 bls de surfactante, 30 bls de agua viscosa y 760 bls de agua tratada, hasta obtener una turbidez final de agua de 47 ntu; utilizando los equipos de filtración.

POZO: FUL-126

Ejecución de la operación: se conectó sarta de limpieza con mecha y se corrió con circulación hasta el tope del cuello flotador con parámetros de: 80 rpm y 100 gpm. Se bombeó fluido con material de píldora pesada y retirar la sarta hasta superficie. Posteriormente se armó sarta con las herramientas rectificadoras y limpiadoras de

colgadores (polish y dresser mil) y se acondicionó el mismo a 13126 pies, circulando fondo arriba con parámetros de: 530 gpm y 1100 lpc. Se bombeó fluido con material de píldora pesada para retirar la sarta hasta superficie.

POZO: FUC-57

Observación: se empleó sarta combinada con herramientas limpiadoras y rectificadoras de colgadores (taper, polish y dresser mill).

Ejecución de la operación: se conectó sarta de limpieza con mecha y se corrió con circulación hasta 15609, limpiando cemento con parámetros de: 210 gpm y 40 rpm. Se realizaron ciclos de circulación para homogeneizar el fluido de perforación de 12,5 lpg a 10 lpg con: 300 gpm y 2250 lpc, y luego se retiró la sarta de limpieza hasta superficie. Posteriormente, se procedió a armar y correr sarta con limpiadoras y rectificadoras de colgadores y se acondicionó el tope y receptáculo del mismo con parámetros de: 50 rpm, 183 gpm y 650 lpc. Se bombeó píldora pesada, circulando fondo arriba con: 84 rpm, 295 gpm y 1370 lpc y se retiró la sarta de limpieza hasta superficie.

POZO: FUC-60

Observación: se realizó el viaje de rectificación con herramientas limpiadoras y rectificadoras de colgadores (taper, polish y dresser mil).

Ejecución de la operación: se corrió sarta de limpieza con mecha, circulando hasta 14771 pies (tope del cuello flotador) con parámetros de: 30 rpm, 280 gpm y 1800 lpc. Se disminuyó la densidad del fluido de 10,5 lpg a 10 lpg circulando hasta retorno limpio. Se retiró la sarta de limpieza desde 14771 pies hasta 13501 pies (tope del colgador) con: 274 gpm, y 1280 lpc. Posteriormente se procedió a conectar sarta de

acondicionamiento y rectificación para el tope del colgador y receptáculo del colgador (PBR); se conectó la sarta con herramientas limpiadoras y rectificadoras de colgadores. Se bajó dicha sarta acondicionando a 13502 pies (receptáculo). Se desplazó píldora viscosa circulando y homogeneizando el fluido a 10 lpg.

POZO: MUC-126

Ejecución de la operación: se armó y se corrió sarta de limpieza con mecha y motor de fondo hasta 14005 pies, donde se observaron apoyos de 2 klb. Se circuló durante media hora y se continuó corriendo la sarta de limpieza hasta 14107 pies; se limpió cemento a dicha profundidad con parámetros de: 114 gpm y 20 rpm. Se bombearon 20 bls de píldora pesada y se retiró la sarta hasta superficie. Luego se procedió a armar y correr sarta con herramientas limpiadoras y rectificadoras de colgadores para acondicionamiento de este, realizando el mismo a 13984 pies con parámetros de: 220 lpc y 45 rpm. Se circuló fondo arriba y se bombearon y desplazaron 20 bls de fluido con material viscoso o pesado para retirar la sarta de limpieza hasta superficie.

POZO: MUC-129

Ejecución de la operación: se corrió sarta de limpieza con mecha para la limpieza de cemento dentro del revestidor colgante hasta 14351 pies. Se bajó la sarta con circulación hasta 14428 pies (el tope del colgador) y se realizó la limpieza hasta 14465 pies con parámetros de: 255 gpm y 2500 lpc. Se continuó limpiando cemento dentro del revestidor colgante hasta 16529 pies (tope del cuello flotador) con: 48 spm, 172 gpm y 2500 lpc. Se circuló hasta retorno limpio y se bombearon 15 bls de píldora pesada o viscosa hasta retirar la sarta hasta superficie. Posteriormente se armó y se corrió la sarta con las herramientas limpiadoras de colgadores hasta 14428 pies (tope del colgador), realizando el acondicionamiento con circulación hasta retorno limpio con: 80 rpm y 800 lpc.

POZO: MUC-134

Ejecución de la operación: se corrió sarta de limpieza con mecha hasta 14485 pies con parámetros de: 211 gpm, 30 rpm y 2200 lpc, realizando la limpieza dentro del revestidor colgante. Se continuó limpiando hasta 16882 pies con: 211 gpm, 30 rpm y 2200 lpc. Luego, se circuló hasta disminuir la densidad del fluido de 11,3 lpg hasta 11,0 lpg. Se bombeó fluido con material de píldora pesada hasta retirar la sarta de limpieza hasta superficie.

Posteriormente, se procedió a realizar el acondicionamiento del tope y receptáculo del colgador con sarta de polish y dresser mil. Se corrió dicha sarta hasta 12883 pies, verificando llegada al tope con 10 klb y realizando el acondicionamiento con parámetros de: 40 rpm, 38 gpm, 230 lpc. Luego, se bombeó y desplazó fluido viscoso circulando hasta obtener retorno limpio, retirando posteriormente la sarta.

POZO: SBC-150

Ejecución de la operación: se corrió sarta de limpieza con mecha y se realizó la limpieza dentro del revestidor colgante hasta 17269 pies (cuello flotador) con parámetros de: 227 gpm, y 2400 lpc. Se disminuyó la densidad del fluido de 12,2 lpg hasta 11,5 lpg y se bombearon 30 bls de píldora pesada hasta retirar la sarta hasta superficie. Posteriormente se calibró y fue corrida la sarta de limpieza con polish y dresser mill hasta 15036 pies (tope del colgador) y se realizó el acondicionamiento del tope y receptáculo (pbr) con parámetros de: 40 rpm, 168 gpm y 700 lpc. Se circuló a 15021 pies hasta homogeneizar el fluido a 11,5 lpg con: 600 gpm y 1770 lpc.

POZO: SBC-153

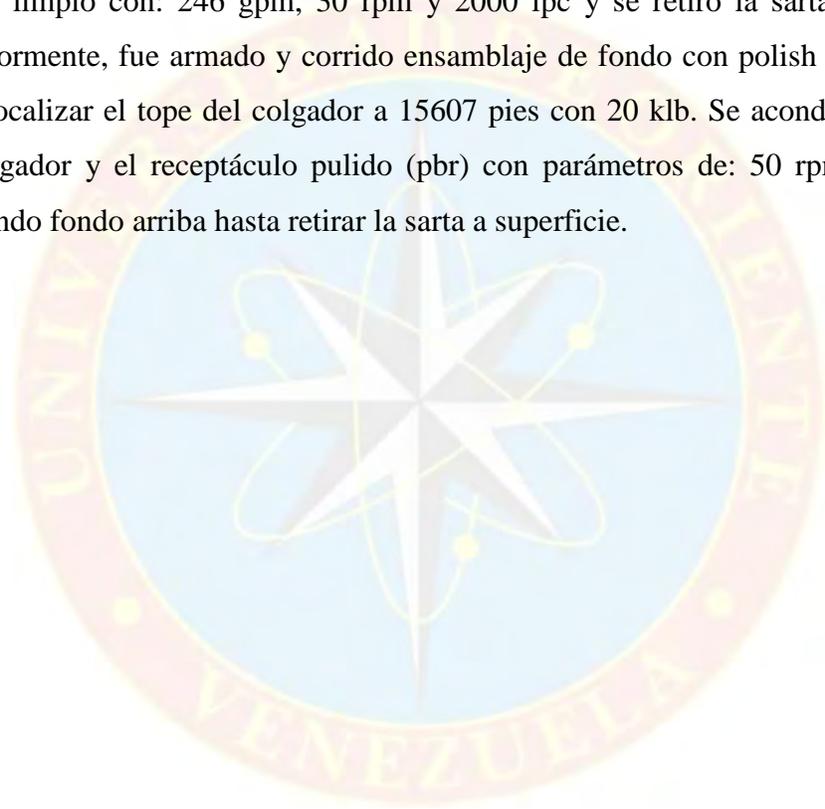
Ejecución de la operación: se corrió sarta de limpieza con mecha hasta 16154 pies (tope del colgador) y se procedió a limpiar dentro del revestidor colgante hasta el cuello flotador con parámetros de: 30 gpm y 60 rpm. Se homogeneizó el fluido hasta 10 lpg y se retiró la sarta hasta superficie. Luego, fue corrida la sarta con polish y dresser mill hasta 16156 pies (tope del colgador) y se realizó el acondicionamiento del tope y receptáculo. Se bombeó fluido con material viscoso hasta retirar la sarta hasta superficie.

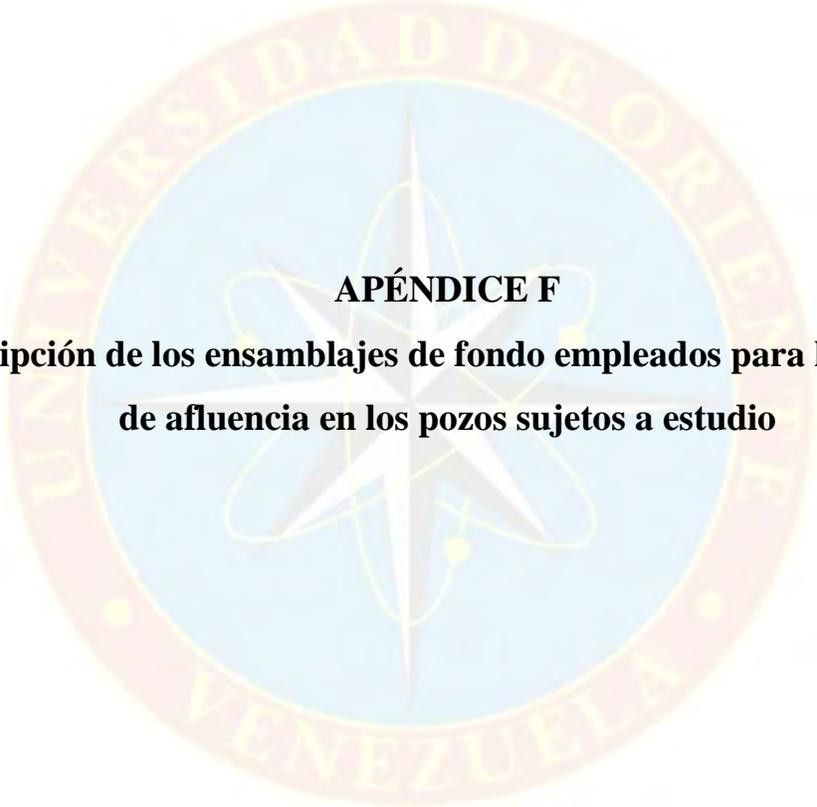
POZO: SBC-155

Ejecución de la operación: se corrió sarta de limpieza con mecha y se limpió cemento dentro del revestidor colgante desde 14983 hasta 15064 pies con circulación y parámetros de: 15 rpm, y 500 lpc. Se bombearon píldoras viscosas para continuar la limpieza dentro del revestidor colgante cada 200-300 pies y se limpió cemento hasta el cuello flotador (16929 pies) con parámetros de: 105 gpm, 25 rpm y 650 lpc. Luego, se disminuyó la densidad del fluido de 11,8 lpg hasta 10 lpg. Se bombearon 25 bls de píldora pesada y se retiró la sarta de limpieza hasta superficie. Posteriormente se conectó y fue corrido el ensamblaje de fondo para acondicionar el tope del colgador y receptáculo de sellos con las herramientas limpiadoras de colgadores (polish y dresser mil). Se corrió el ensamblaje hasta 14971 pies (tope del colgador) y se procedió con el acondicionamiento del receptáculo y extensión de sellos a 15040 pies con parámetros de: 30 rpm, 123 gpm y 1283 lpc, circulando hasta obtener retornos limpios.

POZO: SBC-167

Ejecución de la operación: se armó y fue corrida sarta de limpieza con herramienta miladora (junk mill) para la limpieza de cemento dentro del revestidor colgante. Se limpió cemento desde 17289 pies hasta 17325 pies, hasta el cuello flotador a 17343 pies con parámetros de: 208 gpm, 50 rpm y 1500 lpc. Se circuló fondo arriba hasta retorno limpio con: 246 gpm, 30 rpm y 2000 lpc y se retiró la sarta a superficie. Posteriormente, fue armado y corrido ensamblaje de fondo con polish y dresser mill hasta localizar el tope del colgador a 15607 pies con 20 klb. Se acondicionó el tope del colgador y el receptáculo pulido (pbr) con parámetros de: 50 rpm, y 550 lpc, circulando fondo arriba hasta retirar la sarta a superficie.





APÉNDICE F

**Descripción de los ensamblajes de fondo empleados para las pruebas
de afluencia en los pozos sujetos a estudio**

Pozos del campo El Furrial:

ENSAMBLAJE DE FONDO					
					
Pozo: FUL-125		TALADRO:	SDS-46	FECHA:	15/06/2008
MECHA Nro.	13		FABRIC:		SERIAL:
DIAMETRO MECHA:	8 1/2"		MOD :	M816FYPX	
Herramienta	#	OD	ID	Long.	Total
Descripción	Equip	(pulg)	(pulg)	(pies)	(pies)
MECHA	1	8 1/2		1,05	1,05
RASPADOR	1	8 1/2		6,22	7,27
X/O	1	6 3/8	2 15/16	3,28	10,55
DC'S 6 1/4"	1	6 1/2	2 13/16	29,91	40,46
DC'S 6 1/4"	1	6 1/4	2 13/16	30,36	69,77
DC'S 6 1/4"	1	6 1/4	2 13/16	30,56	100,33
DC'S 6 1/4"	1	6 1/4	2 13/16	30,78	131,11
DC'S 6 1/4"	1	6 1/4	2 13/16	31,04	162,15
DC'S 6 1/4"	1	6 1/4	2 13/16	31,13	193,28
MARTILLO	1	6 1/2	2 3/4	31,86	225,14
DC'S 6 1/4"	1	6 1/4	2 3/4	30,53	255,67
DC'S 6 1/4"	1	6 1/4	2 3/4	30,45	286,12
DC'S 6 1/4"	1	6 1/4	2 3/4	30,32	316,44
X/O	1	6 1/2	2 13/16	2,78	319,22
HW'S 5"	1	5	3 1/16	30,17	349,39
HW'S 5"	1	5	3 1/16	30,45	379,84
HW'S 5"	1	5	3 1/16	30,46	410,30
HW'S 5"	1	5	3 1/16	30,12	440,42
HW'S 5"	1	5	3 1/16	30,43	470,85
HW'S 5"	1	5	3 1/16	30,17	501,02
HW'S 5"	1	5	3 1/16	30,12	531,14
HW'S 5"	1	5	3 1/16	30,12	561,26
HW'S 5"	1	5	3 1/16	30,12	591,38
Landing sub	1	6 5/8	2 7/8	2,63	594,01
	LONG. TOTAL DEL BHA:	594,01= ft			
	COMENTARIO:	SARTA DE LIMPIEZA			

Figura F.1 Sarta de limpieza con mecha y raspador, pozo FUL-125.

ENSAMBLAJE DE FONDO						
Pozo: FUL-125		Taladro: SDS-46		Fecha: PROF.ENTRADA		
Mecha Nro.		EMPACADURA				
Herramienta	#	OD	ID	Peso Lin	Long.	Total
Descripción	Equip	(pulg)	(pulg)	(lbs/ft)	(pies)	(pies)
DP'S	1	5	4 8/29	17,9	31,84	31,84
EMPACADURA	1	8 1/4	3	157,7	6,50	38,34
VALVULA CIRCULACION	1	6 1/4	3	80,3	3,80	42,14
DP'S	1	5	4 8/29	17,9	31,83	73,97
X/O	1	7	2 13/16	109,7	3,99	77,96
	LONG. TOTAL DEL BHA:	77,96 ft				
	COMENTARIO:	SARTA PARA REALIZAR PRUEBA DE AFLUENCIA				

Figura F.2 Sarta con empacadura de prueba, pozo FUL-125.

		BHA: 22		SARTA DE PERFORACION		PDVSA	
TOTAL BHA:	964.57'	MECHA # 6 3R					
FECHA IN:	28-Jul-08	POZO: FUL - 126		MARCA: BAKER			
FECHA OUT:	29-Jul-08	RIG: GW - 21		SERIAL: 73037741			
ENTRO:	14385'	FASE 6 1/2"		TIPO: STX407Z			
SALIO:	14385'			JETS: 3 * 16			
HRS EFFECT:	-			TFA: 0.59			
ROP:	-			PDC 7 ALETAS			
DESCRIPC	OD	ID	PIN	BOX	T. PESCA	LONG.	LONG ACUM
LANDING SUB	5"	3"	4 1/2" IF	4 1/2 IF	2.9	2.90'	964.57'
X-OVER	6 1/2"	2 1/8"	4 1/2 IF	3 1/2 IF	1.99	3.35'	961.67'
30 DP'S	3 1/2"	2 1/8"	3 1/2 IF	3 1/2 IF	-	950.99'	958.32'
RASPADOR LEO- 75	4 7/8"	1 1/4"	3 1/2 IF	3 1/2 REG	2.03	6.43'	7.33'
MECHA # 6 3R SN: 7303741 CORTADORES DE 13 mm	6 1/2"	-	2 7/8 REG	-	-	0.90'	0.90'

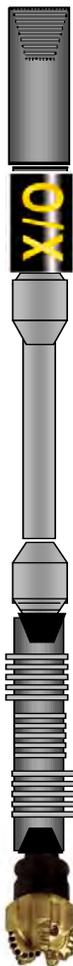


Figura F.3 Sarta de limpieza con mecha y raspador, pozo FUL-126.

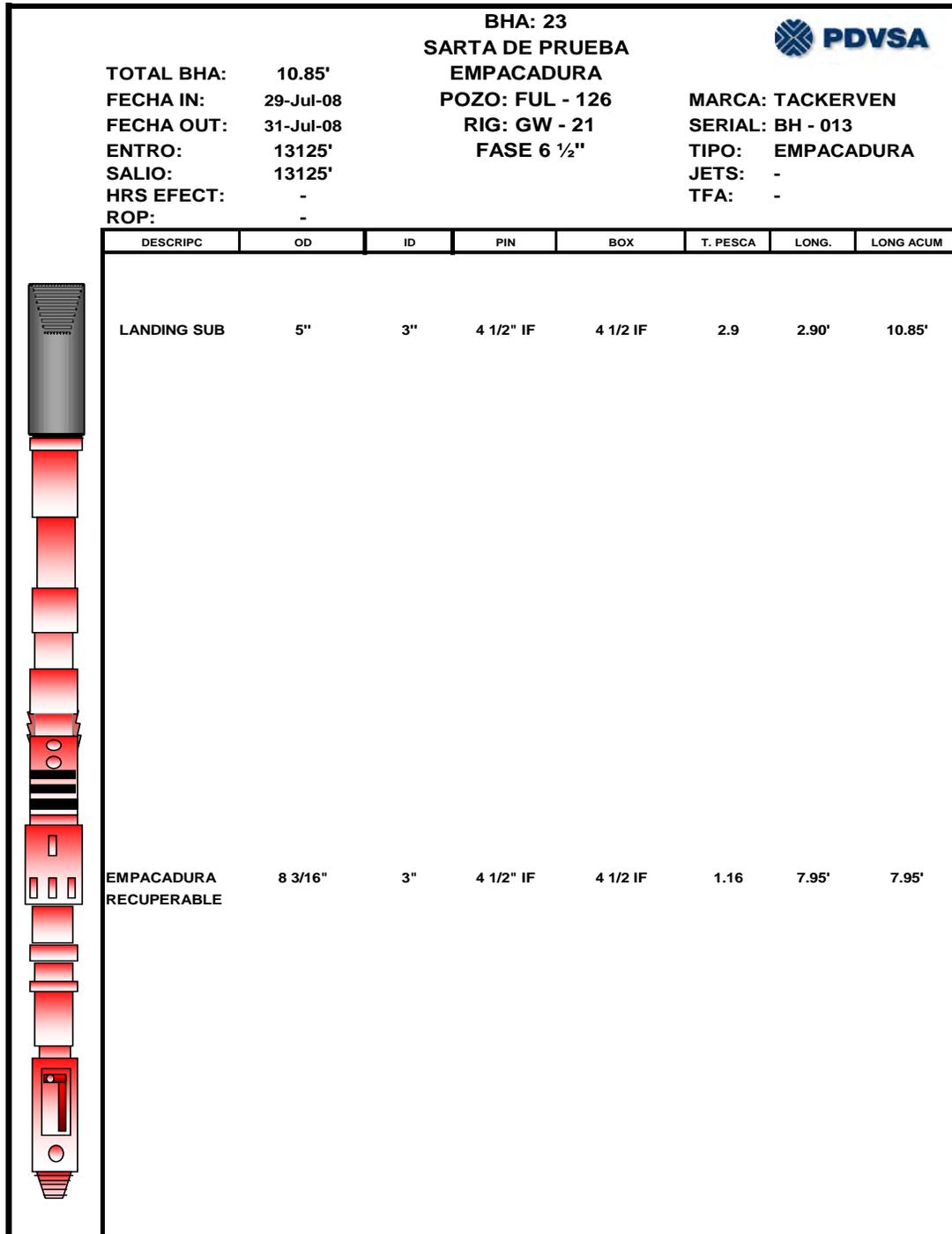


Figura F.4 Sarta con empacadura de prueba, pozo FUL-126.

EMSAMBLAJE DE FONDO

Herramienta		#	OD	ID	Peso Lin	Long.	Total
Descripción	Equip	(pulg)	(pulg)	(pulg)	(lbs/ft)	(pies)	(pies)
DIAMETRO MECHA: 6 1/2				MOD : M816FYPX			
Pozo: FUC-57				TALADRO: PTX-5823		FECHA: 17/4/2008	
MECHA	1	6 1/2			112,8	0,90	0,90
RASPADOR	1	6 5/16	4 7/8		42,9	6,40	7,30
DOBLE PIN	1	4 15/16	1 1/2			1,88	9,18
BIT SUB	1	5 x 4 1/2	2			3,31	12,49
DC'S 6 1/4"	1	4 3/4	2 4/9		44,3	29,68	42,17
DC'S 6 1/4"	1	4 3/4	2 4/9		44,3	29,68	71,85
DC'S 6 1/4"	1	4 3/4	2 4/9		44,3	30,78	102,63
DC'S 6 1/4"	1	4 3/4	2 4/9		44,3	29,68	132,31
DC'S 6 1/4"	1	4 3/4	2 4/9		44,3	29,68	161,99
DC'S 6 1/4"	1	4 3/4	2 4/9		44,3	30,10	192,09
Martillo	1	4 3/4	2 1/4			29,54	221,63
DC'S 6 1/4"	1	4 3/4	2 4/9		44,3	30,10	251,73
DC'S 6 1/4"	1	4 3/4	2 4/9		44,3	30,15	281,88
HW'S 5"	1	6 3/8	3		84,5	30,78	312,66
HW'S 5"	1	6 7/16	3		86,6	29,51	342,17
HW'S 5"	1	6 7/16	3		86,6	30,46	372,63
HW'S 5"	1	6 7/16	3		86,6	30,45	403,08
HW'S 5"	1	6 7/16	3		86,6	30,46	433,54
HW'S 5"	1	6 7/16	3		86,6	30,12	463,66
HW'S 5"	1	6 7/16	2 3/8		95,6	30,43	494,09
HW'S 5"	1	4 3/4	2 1/3		45,7	30,76	524,85
HW'S 5"	1	4 3/4	2 1/3			30,75	555,60
HW'S 5"	1	4 3/4	2 1/3			30,78	586,38
HW'S 5"	1	4 3/4	2 1/3			30,46	616,84
HW'S 5"	1	4 3/4	2 1/3			30,78	647,62
HW'S 5"	1	4 3/4	2 1/3			30,91	678,53
HW'S 5"	1	4 3/4	2 1/3			30,78	709,31
HW'S 5"	1	4 3/4	2 1/3			30,80	740,11

LONGITUD TOTAL DEL BHA: 740,11 ft

COMENTARIO: SARTA DE LIMPIEZA

Figura F.5 Ensamblaje de fondo con mecha y raspador, pozo FUC-57.

SARTA DE PRUEBA DE AFLUENCIA



EMPACADURA

POZO: FUC-57		MARCA: HALLIBURTON		MODELO:	CHAM IV			
	DESCRIPC	OD	ID	PIN	BOX	C. PESCA	LONG	EMPRESA
	EMPC	6 9/40	2 10/27				26.53	

Figura F.6 Sarta con empacadura de prueba, pozo FUC-57.

PAÍS / ESTADO:	OPERADOR:	LOCACIÓN:	CAMPO:	POZO:	TALADRO:	HOYO:	BHA No.:
VENEZUELA / MONAGAS	POVSA	FUC-S35W28A4	EL FURRIAL	FUC-60	PETREX-5823	8-1/2"	16
GRÁFICO BHA	DESCRIPCIÓN	SERIAL	DIÁMETRO INTERNO	DIÁMETRO EXTERNO	LONGITUD	LONGITUD ACUMULADA	
	LANDING SUB	N/A	3"	6 1/4"	2,5	465,00	
	15 HW'S	-	3"	6 1/4"	454,97	462,50	
	RASPADOR	LEO-002	1 13/16"	1 13/16" X 6 5/16"	6,58	7,53	
	MECHA # 9U-3 (SMITH) PDC	7303678		8 1/2"	0,95	0,95	
	TIPO: HCM906Z, TFA: 0,778						
	JETS: 6"13						
	TOTAL BHA:		SARTA DE LIMPIEZA			PROFUNDIDAD ENTRADA:	
	465,00'					14825'	
	FECHA:					PROFUNDIDAD SALIDA:	
	07/01/2009 - 08/01/2009				14825'		

Figura F.7 Sarta de limpieza con mecha y raspador, pozo FUC-60.

PAÍS / ESTADO:	OPERADOR:	LOCACIÓN:	CAMPO:	POZO:	TALADRO:	HOYO:	BHA No.:	
VENEZUELA / MONAGAS	POVSA	FUC-S35W28A4	EL FURRIAL	FUC-60	PETREX-5823	8-12"	17	
GRÁFICO BHA	DESCRIPCIÓN	SERIAL	DIÁMETRO INTERNO	DIÁMETRO EXTERNO	LONGITUD	LONGITUD ACUMULADA		
			3"	6 3/4"	1	7,98		
			3"	6 7/16"	0,25	6,98		
			3"	8 1/8"	2,40	6,73		
			3"	8 1/4"				
			3"	8 1/4"				
			3"	8 1/4"	4,33	4,33		
			3"	8 1/4"				
			3"	8 1/4"				
	EMPACADURA TACKERVEN BH-002							
	TOTAL BHA: 7,98'			EMPACADURA		PROFUNDIDAD ENTRADA: 14825'		
FECHA: 00M42000 40M42000			PROFUNDIDAD SALIDA: 14825'					

Figura F.8 Sarta con empacadura de prueba, pozo FUC-60.

Pozos del campo Mulata:

DESCRIPC	OD	ID	PIN	BOX	T. PESCA	LONG.	LONG ACUM
LANDING SUB S/N: 43612	6 1/2"	2 11/16"	4 1/2 IF	4 1/2 IF	LISO	2.65'	475.56'
6 HW'S	5"	3 1/16"	4 1/2 IF	4 1/2 IF	1.33	182.85	472.91'
X-OVER S/N: 52	6 9/16"	3"	4 1/2 XH	4 1/2 IF	LISO	3.05	290.06'
8 DC'S	6 1/4"	2 7/8"	4 1/2 XH	4 1/2 XH	3.6	273.76	287.01'
BIT SUB SERIAL:10	6 1/4"	2 3/8"		4 1/2"REGx4 1/2"XH	LISA	3.01	13.25'
DOBLE PIN S/N: 46752600	6.7/16"5.7/8	2 1/16"	4 1/2" REG	4-1/2"IF	1.2	2.62	10.24'
RASPADOR S/N: 6446	6 3/8"	2 7/8"		4 1/2" REG x 4 1/2" IF	1.79	6.57	7.62'
MECHA # 8R3 PDC SN: 7303674	8 1/2"	-	4 1/2" PIN	-	-	1.05'	1.05'



Figura F.9 Sarta de limpieza con mecha y raspador, pozo MUC-126.

EMSAMBLAJE DE FONDO										N°39	
Pozo: MUC-130		TALADRO: PETREX-5823			FECHA: 25/09/2009			PROF. ENTRADA: 17050'			
MECHA Nro: 13U		FABRICA: SMITH			SERIAL: JY4089		TIPO:				
DIAMETRO MECHA: 8 1/2"		MOD. PDC			de 13 mm		CHORROS: 4*13 - 3*15				
										TFA: 1.034	
Herramienta Descripción	# Equip	OD (pulg)	ID (pulg)	Peso Lin (lbs/ft)	Long (pies)	Total (pies)	ROSCA		Cuello Peso OD/long	Serral N°	
							Caja	Pin			
LANDING SUB	1	5	3	42.7	2.50	593.23	4 1/2 IF	4 1/2 IF	0.00		
HW'S 5"	1	5	3	42.7	29.64	590.73	4 1/2 IF	4 1/2 IF	1.54	PETREX 5823-23	
HW'S 5"	1	5	3	42.7	30.20	561.09	4 1/2 IF	4 1/2 IF	1.55	PETREX 5823-03	
HW'S 5"	1	5	3	42.7	28.57	530.89	4 1/2 IF	4 1/2 IF	0.78	PETREX 5823-20	
HW'S 5"	1	5	3	42.7	30.34	502.32	4 1/2 IF	4 1/2 IF	1.64	PETREX 5823-19	
HW'S 5"	1	5	3	42.7	30.70	471.98	4 1/2 IF	4 1/2 IF	1.39	PETREX 5823-27	
HW'S 5"	1	5	3	42.7	29.11	441.28	4 1/2 IF	4 1/2 IF	1.28	PETREX 5823-18	
HW'S 5"	1	5	3	42.7	30.45	412.17	4 1/2 IF	4 1/2 IF	1.70	5672	
HW'S 5"	1	5	3	42.7	30.10	381.72	4 1/2 IF	4 1/2 IF	1.65	PETREX 5823-08	
HW'S 5"	1	5	3	42.7	30.68	351.62	4 1/2 IF	4 1/2 IF	1.65	PETREX 5823-22	
HW'S 5"	1	5	3	42.7	30.10	320.94	4 1/2 IF	4 1/2 IF	1.66	PETREX 5823-28	
HW'S 5"	1	5	3	42.7	30.35	290.84	4 1/2 X/H	4 1/2 X/H	1.65	PETREX 5823-26	
HW'S 5"	1	5	3	42.7	30.43	260.49	4 1/2 X/H	4 1/2 X/H	1.59	3375	
X/O 4 1/2" X/H x 4 1/2" IF	1	6 7/16	2 7/8	89.6	3.57	230.05	4 1/2 X/H	4 1/2 IF	0.00	43-1448	
DC'S 6 1/4	1	6 1/4	2 1/4	90.8	30.81	226.49	4 1/2 X/H	4 1/2 X/H	3.53	PTX 5823-03	
DC'S 6 1/4	1	6 1/4	2 1/4	90.8	30.42	195.68	4 1/2 X/H	4 1/2 X/H	3.50	PTX 5823-04	
MARTILLO	1	6 1/4	2 1/4	90.8	33.72	165.26	4 1/2 X/H	4 1/2 X/H	1.20	601	
DC'S 6 1/4	1	6 1/4	2 1/4	90.8	30.50	131.54	4 1/2 X/H	4 1/2 X/H	3.53	PETREX 5823-05	
DC'S 6 1/4	1	6 1/4	2 1/4	90.8	30.80	101.04	4 1/2 X/H	4 1/2 X/H	3.54	PETREX 5823-06	
DC'S 6 1/4	1	6 1/4	2 1/4	90.8	30.94	70.24	4 1/2 X/H	4 1/2 X/H	3.50	PETREX 5823-07	
DC'S 6 1/4	1	6 1/4	2 1/4	90.8	30.81	39.30	4 1/2 X/H	4 1/2 X/H	3.45	PETREX 5823-02	
BIT SUB	1	6	2 1/4	82.6	4.00	8.49	4 1/2 REG	4 1/2 X/H	0.00	23344	
RASPADOR	1	8 1/2	2 1/4	179.4	3.59	4.49	4 1/2 REG	4 1/2 X/H	0.00	58989	
MECHA 8 1/2"	1	8 1/2	1	190.2	0.80	0.80		4 1/2 REG	0.00	JY4089	

LONG. TOTAL DEL BHA:	593,23 ft	PROFUNDIDAD DE SALIDA:	17050'
PESO BAJO MARTILLO:	KLBS	HORAS EFECTIVAS DE LA MECHA:	0,00
PESO DEL BHA:	KLBS	HORAS DE ROTACION:	
MARTILLO DISPARA:	↑ ↓		
EVALUACION:			
COMENTARIO: LIMPIÓ CEMENTO HASTA TOPE DEL COLGADOR A 15550'			

Figura F.12 Sarta de limpieza con mecha y raspador, pozo MUC-130

BHA N°30						
Pozo: MUC-134		TALADRO: GW-108			FECHA: 19/05/2010	
MECHA Nro.		MARCA			CHORROS: 4*16x2*15	
DIAMETRO MECHA: 8 1/2"					TIPO:	
Peso del lodo (lpg):		11.3 lpg		Factor de flotación: 0.827		
Herramienta	#	OD	ID	T.ROSCA	Long.	Total
Descripción		(pulg)	(pulg)	(pulg)	(pies)	(pies)
MECHA	1	8 1/2		4 1/2 REG	0,85	0,85
RASPADOR	1	6 1/4	2 1/2	4 1/2 IF	6,55	7,40
DOBLE PIN	1	6 1/4	2 1/16	4 1/2 REG	2,61	10,01
BIT SUB	1	6 1/2	2 1/16	4 1/2 REG	2,65	12,66
DC'S 6 1/4"	1	6 1/4	2 13/16	4 1/2 XH	28,93	41,59
DC'S 6 1/4"	1	6 1/4	2 13/16	4 1/2 XH	30,02	71,61
DC'S 6 1/4"	1	6 1/4	2.8	4 1/2 XH	30,45	102,06
MARTILLO	1	6 1/4	2.3	4 1/2 XH	32,17	134,23
DC'S 6 1/4"	1	6 1/4	3	4 1/2 XH	29,98	164,21
DC'S 6 1/4"	1	6 1/4	3	4 1/2 XH	30,02	194,23
CROSSOVER		6 1/4	3	4 1/2 XH	4,21	198,44
HW'S	1	3	3	4 1/2 IF	29,63	228,07
HW'S	1	3	3	4 1/2 IF	29,62	257,69
HW'S	1	5	3	4 1/2 IF	29,54	287,23
HW'S	1	5	3	4 1/2 IF	29,50	316,73
HW'S	1	5	3	4 1/2 IF	29,60	346,33
HW'S	1	5	3	4 1/2 IF	29,57	375,90
HW'S	1	5	3	4 1/2 IF	29,46	405,36
HW'S 5"	1	5	3	4 1/2 IF	29,46	434,82
HW'S	1	5	3	4 1/2 IF	29,58	464,40
HW'S	1	5	3	4 1/2 IF	29,61	494,01
HW'S	1	5	3	4 1/2 IF	30,15	524,16
HW'S	1	5	3	4 1/2 IF	29,15	553,31
LANDY SUB	1		3	4 1/2 IF	2,78	556,09
COMENTARIOS: SARTA DE LIMPIEZA HASTA EL TOPE DEL COLGADOR DEL LINER DE 5 1/2" X 9 5/8"						

Figura F.14 Sarta de limpieza con mecha y raspador, pozo MUC-134.

EMPACADURA TKR-1						
Pozo: MUC-134		TALADRO: GW-108			FECHA: 21/05/2010	
ENTRADA:	12883'			21/05/10		
SALIDA:	12883'			23/05/10		
EMPACADURA			MARCA:	TAKERVEN		
DIAMETRO (pulg):	9 5/8		TIPO:	TKR-1 RECUPERABLE		
Peso del lodo(lpg)	11.3 lpg		Factor Flotación:	0.827		
Descripción	#	OD	ID	Long	Peso Unit	Peso Acum.
	Equip	(pulg)	(pulg)	(pies)	(lbs/pies)	
EMPACADURA	1	9 5/8		9.30	9.30	1.00
COMENTARIOS: EMPACADURA TKR-1 (REALIZO PRUEBA DE ALFUENCIA @12883')						

Figura F.15 Sarta con empacadura de prueba, pozo MUC-134.

Pozos del campo Santa Bárbara:

PDVSA		POZO: SBC-150					GEOLOG			
Exploración y Producción							Services Limited			
EMSAMBLAJE DE FONDO N° 32										
Pozo: SBC-150		TALADRO: HP-150		FECHA: 17/4/2008		PROF. ENTRADA: 17372'				
MECHA Nro 13		FABRIC: SMITH		SERIAL: JW5453		TIPO: PDC				
DIAMETRO MECHA: 8 1/2"		MOD: M816FYPX		CHORROS: S/CH				TFA:		
Herramienta	#	OD	ID	Peso Lin	Long	Total	ROSCA		Cuello, Pesc	Serial
Descripción	Equip	(pulg)	(pulg)	(lbs/ft)	(pies)	(pies)	Caja	Pin	OD/Long	N°
MECHA		8 1/2"		192,9	0,80	0,80	4 1/2" IF	4 1/2" IF		
RASPADOR (4 1/2 IF x 4 1/2 REG)	1	6 5/16	1 3/4"	106,4	6,46	7,26	4 1/2" IF	4 1/2" RG	1,78	PDVSA
DOBLE PIN (4 1/2 IF x 4 1/2 REG)	1	6 13/16 x 5 5/8	2 3/16		3,23	10,49	4 1/2" IF	4 1/2" RG	1,78	H&P
BIT SUB (4 1/2 RG x 4 1/2 XH)	1	6 1/2	2 13/16		4,00	14,49	4 1/2" IF	4 1/2" IF	4,00	H&P
DC'S 6 1/4"	1	6 1/4	2 3/4	84,1	30,36	44,85	4 1/2" IF	4 1/2" IF	3,25	789001
DC'S 6 1/4"	1	6 1/4	2 1/4	90,9	30,56	75,41	4 1/2" IF	4 1/2" IF	1,41	10117
DC'S 6 1/4"	1	6 1/4	2 3/4	84,1	30,78	106,19	4 1/2" IF	4 1/2" IF	1,44	6006
DC'S 6 1/4"	1	6 1/4	2 3/4	84,1	30,43	136,62	4 1/2" IF	4 1/2" IF	3,04	53888
DC'S 6 1/4"	1	6 1/4	2 3/4	84,1	30,60	167,22	4 1/2" IF	4 1/2" IF	3,50	100694
DC'S 6 1/4"	1	6 1/4	2 3/4	84,1	31,10	198,32	4 1/2" IF	4 1/2" IF	3,33	D61125
X/O		6 3/8 x 6 1/4	2 7/8		4,00	202,32	4 1/2" IF	4 1/2" IF	2,04	H&P
HWS 5"	1	6 3/8	3	84,5	30,53	232,85	4 1/2" IF	4 1/2" IF	1,45	A18311
HWS 5"	1	6 3/8	3	84,5	30,45	263,30	4 1/2" IF	4 1/2" IF	1,75	L79971
HWS 5"	1	6 3/8	3	84,5	30,32	293,62	4 1/2" IF	4 1/2" IF	1,18	992995
HWS 5"	1	6 7/16	3	86,6	29,51	323,13	4 1/2" IF	4 1/2" IF	1,37	127-3
HWS 5"	1	6 7/16	3	86,6	30,46	353,59	4 1/2" IF	4 1/2" IF	1,75	L7781
HWS 5"	1	6 7/16	3	86,6	30,45	384,04	5 1/2" IF	5 1/2" IF	1,75	L7995
HWS 5"	1	6 7/16	3	86,6	30,46	414,50	4 1/2" IF	4 1/2" IF	1,37	26873
HWS 5"	1	6 7/16	3	86,6	30,12	444,62	4 1/2" IF	4 1/2" IF	1,66	92940106
HWS 5"	1	6 7/16	2 3/8	95,6	30,43	475,05	4 1/2" IF	4 1/2" IF	1,70	L7997
3 DPS 5"	3	5	4 8/29	17,9	95,51	570,56				H&P
X/O	1	7	2 13/16	108,7	3,99	574,55				92567-4B

LONG. TOTAL DEL BHA: 574,55 ft

PESO BAJO MARTILLO: KLBS

PESO DEL BHA: KLBS

MARTILLO DISPARA:

EVALUACION:

COMENTARIO: SARTA DE LIMPIEZA

PROFUNDIDAD DE SALIDA:

HORAS EFECTIVAS DE LA MECHA:

HORAS DE ROTACION:

FACTOR DE TURBINA:

Figura F.16 Sarta de limpieza con mecha y raspador, pozo SBC-150.

EMSAMBLAJE DE FONDO N° 23						
						
Pozo: SBC-153 TALADRO: HP-160 FECHA: 21/10/2008						
MECHA Nro.				FABRIC: HALLIBURTON		SERIAL: CHMP-XTV-001
DIAMETRO MECHA:				MOD : CHAMP IV PACKERS		
Herramienta	#	OD	ID	Peso Lin	Long.	Total
Descripción	Equip	(pulg)	(pulg)	(lbs/ft)	(pies)	(pies)
DP'S	1	5	4 8/29	17,9	31,50	31,50
EMPACADURA	1	8 1/2	2 10/27	177,9	10,40	41,90
LONG. TOTAL DEL BHA:		41.90 KLBS				
PESO BAJO MARTILLO:		62.06				
PESO DEL BHA:		62.02				
COMENTARIO:		CHAMP IV PACKER 9 5/8"				

Figura F.19 Sarta con empacadura de prueba, pozo SBC-153.



**BHA # 34
SARTA DE LIMPIEZA CON RASPADOR**

MECHA # 8 6R

TOTAL BHA:	736.42	POZO: SBC -167	MARCA: BAKER
FECHA:	05/11/2010	RIG: GW-63	SERIAL: 7128293
ENTRO:	17430'		TIPO: 506Z
SALIO:			JETS: 6 x 14
HRS EFECT:		PESO BAJO MARTILLO: 60 KLBS	
ROP:		PESO BHA: XX KLBS	TFA: 0.9020

DESCRIPC	ID	PIN	BOX	C. PESCA	LONG	LONG ACUM	EMPRESA
18 HW'S	5"	3"	4½ IF	4½ IF	541.25	736.42	
X/O	6 ¼"	2 ¾"	4½ IF	4½ XH	2.7	195.17	
1 DC'S	6 ¼"	2 ¾"	4½ XH	4½ XH	29.61	192.47	
MARTILLO	6 ¼"	2 3/16"	4½ XH	4½ XH	32.01	162.86	
4 DC'S	6 ¼"	2 ¾"	4½ XH	4½ XH	118.73	130.85	
X/O	6 1/2"	2 3/4"	4½ XH	4½ IF	4.58	12.12	
RASPADOR	6 5/16"		4½ IF	4 ½ Reg	6.56	7.54	
MECHA 8 6R	8 ½"		4½ REG		0.98	0.98	
SERIAL# 7128293							



GERENCIA DE PERFORACION

Figura F.22 Sarta de limpieza con mecha y raspador, pozo SBC-167.



BHA # 36
SARTA DE PRUEBA DE AFLUENCIA
EMPACADURA

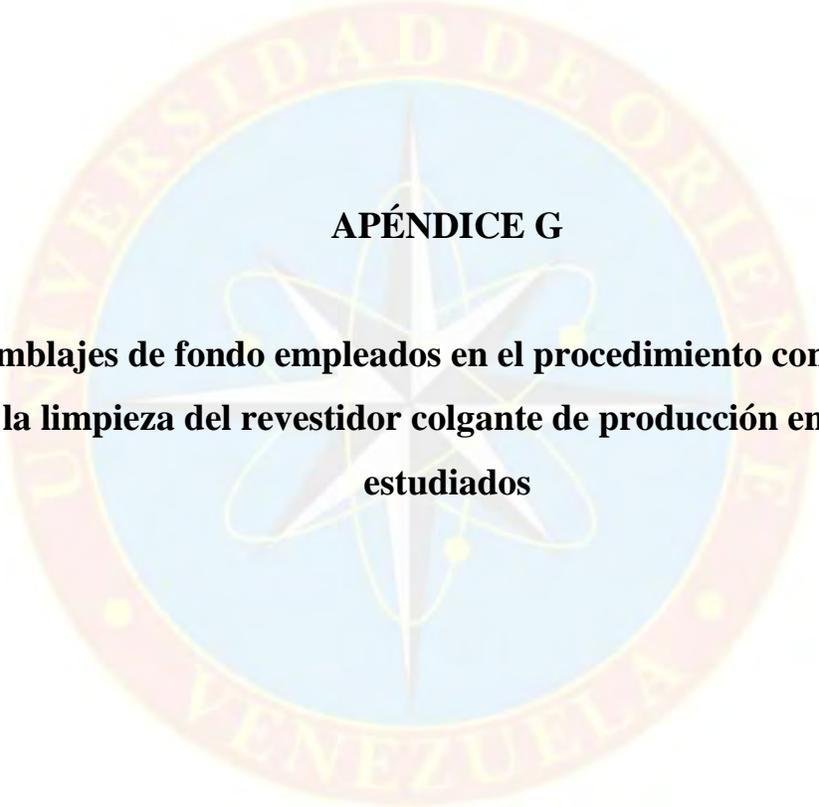
TOTAL BHA: 42.13 POZO: SBC -167 MARCA: HALLIBURTON
FECHA: 09/11/2010 RIG: GW-63 TIPO: CHAMP IV
ENTRO: 15507'
SALIO: 15507'

DESCRIPC	OD	ID	PIN	BOX	C. PESCA	LONG	LONG ACUM	EMPRESA
EMPC	8 1/4	2.87				10.43	42.13	
1 DP'S	5"	4.276"				31.70	31.70	



GERENCIA DE PERFORACION

Figura F.23 Sarta con empacadura de prueba, pozo SBC-167.



APÉNDICE G

**Ensamblajes de fondo empleados en el procedimiento convencional
para la limpieza del revestidor colgante de producción en los pozos
estudiados**

Apéndice-G.1.

Ensamblajes de fondo empleados para la limpieza de cemento dentro del revestidor colgante de producción

Tabla G.1 Descripción de los ensamblajes de fondo para la limpieza dentro del revestidor colgante, en los pozos del campo El Furrial.

Pozos	Herramientas	Cantidad	Diam.ext (pulg)	Diam.int (pulg)	Long. (pies)
FUL-125	Mecha PDC	1	4 1/2	-	0,86
	Tubería HYD	41	2 3/8	1,90	1280
	Crossover 2 3/8X3 1/2	1	4 11/16X 4 1/8	2 1/16	2,7
	Tubería de perforación	9	3 1/2	2 1/2	185,4
FUL-126	Mecha PDC	1	4 1/2	-	0,86
	Bit sub	1	4 1/8	2 1/8	3,5
	Tubería HYD	16	2 7/8	2	453
	Crossover	1	4 11/16X 4 1/8	2 1/16	2,7
	Tubería de perforación	6	3 1/2	2 1/8	123,6
FUC-57	Mecha PDC	1	4 1/2	-	0,86
	Bit sub	1	4 1/8	2 1/8	3,5
	Tubería HYD	37	2 7/8	2	1152
	Crossover	1	4 11/16X 4 1/8	2 1/16	2,7
	Tubería de perforación	9	3 1/2	2 1/2	185,4
FUC-60	Mecha PDC	1	4 1/2	-	0,86
	Bit sub	1	4 1/8	2 1/8	3,5
	Tubería HYD	50	2 7/8	2	1270
	Crossover	1	4 11/16X 4 1/8	2 1/16	2,7
	Tubería de perforación	6	3 1/2	2 1/2	123,6

Tabla G.2 Descripción de los ensamblajes de fondo para la limpieza dentro del revestidor colgante, en los pozos del campo Mulata.

Pozos	Herramientas	Cantidad	Diam.ext (pulg)	Diam.int (pulg)	Long. (pies)
MUC-126	Mecha PDC	1	4 1/2	-	0,86
	Motor de fondo	1	3 3/4	-	1
	Tubería HYD	57	2 3/8	2	2023
	Crossover 2 3/8X3 1/2	1	4 11/16X 4 1/8	2 1/16	1,03
	Tubería de perforación	3	3 1/2	2 1/8	61,8
MUC-129	Mecha PDC	1	4 1/2	-	0,86
	Bit sub	1	4 1/8	2 1/8	3,5
	Tubería HYD	70	2 3/8	2	2101
	Crossover	1	2 3/8 x 3 1/2	2,1	0,93
	Tubería de perforación	6	3 1/2	2 1/8	123,6
MUC-130	Junk mill	1	4 1/2	-	0,86
	Bit sub	1	4 1/8	2 1/8	3,5
	Tubería HYD	48	2 7/8	2	1500
	Crossover	1	4 11/16X 4 1/8	2 1/16	2,7
	Tubería de perforación	9	3 1/2	2 1/2	185,4
MUC-134	Mecha PDC	1	4 1/2	-	0,86
	Bit sub	1	4 1/8	2 1/8	3,5
	Barras	6	2 7/8	2	25
	Crossover	1	3 1/4	1	0,93
	Tubería HYD	120	2 7/8	2,125	4005
	Crossover	1	4 1/2	2,125	0,82
	Tubería de perforación	9	3 1/2	2,312	185,4

Tabla G.3 Descripción de los ensamblajes de fondo para la limpieza dentro del revestidor colgante, en los pozos del campo Santa Bárbara.

Pozos	Herramientas	Cantidad	Diam.ext (pulg)	Diam.int (pulg)	Long. (pies)
SBC-150	Mecha PDC	1	4 1/2	-	0,86
	Bit sub	1	4 1/8	2 1/8	3,5
	Barras	5	2 3/8	1,90	20
	Tubería HYD	72	2 7/8	2	2334
	Crossover 2 7/8X3 1/2	1	4 11/16X 4 1/8	2 1/16	2,7
	Tubería de perforación	3	3 1/2	2,312	61,8
SBC-153	Mecha PDC	1	4 1/2	-	0,86
	Bit sub	1	4 1/8	2 1/8	3,5
	Tubería HYD	57	2 7/8	2	1693
	Crossover	1	4 1/2	2,125	0,82
	Tubería de perforación	6	3 1/2	2 1/2	123,6
SBC-155	Mecha PDC	1	4 1/2	-	0,86
	Bit sub	1	3 7/8	1,375	1,33
	Crossover	1	3 1/4	1	0,93
	Tubería HYD	65	2 7/8	2	1958
	Crossover	1	4 1/2	2,125	0,82
	Tubería de perforación	6	3 1/2	2,312	123,6
SBC-167	Junk mill	1	4 1/2	-	0,86
	Barras	1	2 3/8	1,90	5,02
	Tubería HYD	59	2 7/8	2	1821
	Crossover	1	4 11/16X 4 1/8	2 1/16	2,7
	Tubería de perforación	6	3 1/2	2 1/2	123,6

Apéndice-G.2.

Ensamblaje de fondo empleado para el acondicionamiento del tope y extensión pulida del revestidor colgante.

Tabla G.4 Descripción del ensamblaje de fondo convencional empleado para el acondicionamiento del tope y extensión pulida del revestidor colgante de producción en los pozos: FUL-126, MUC-126, MUC-129, MUC-130, MUC-134, SBC-150, SBC-153, SBC-167.

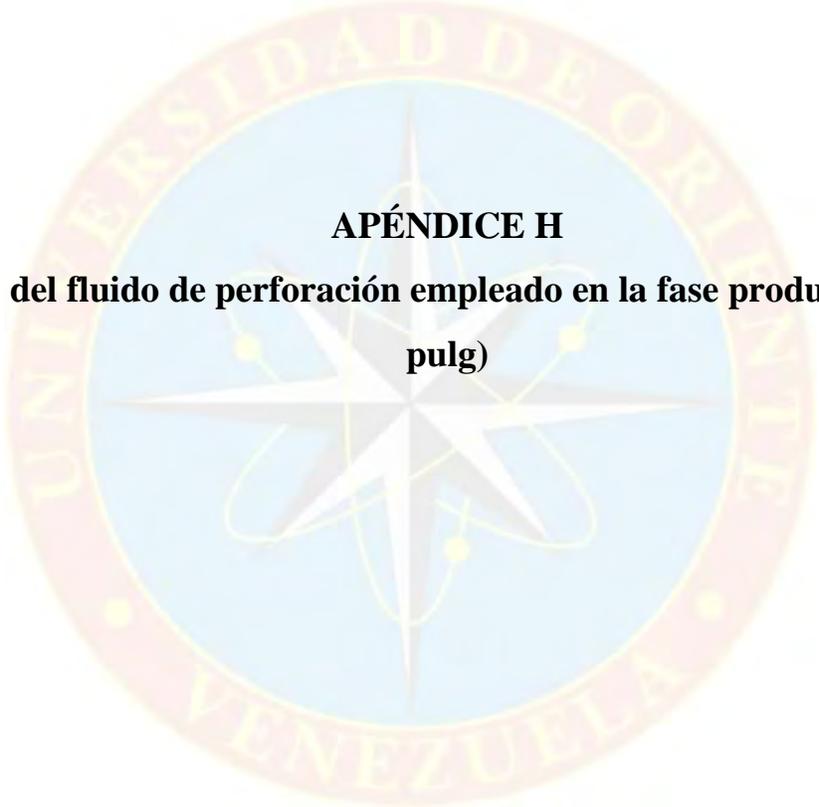
Herramientas	Cantidad	Diam.ext (pulg)
Mecha	1	4 ½
Bit sub	1	3,062
Barras	3	3 3/8
Tubería de perforación	1	2 7/8
Polish mill	1	5,5-6
Tubería de perforación	3	2 7/8
Dresser mill	1	7.8-8.3

Tabla G.5 Descripción del ensamblaje de fondo convencional empleado para el acondicionamiento del tope y extensión pulida del revestidor colgante de producción en los pozos: FUL-125, FUC-57 y FUC-60.

Herramientas	Cantidad	Diam.ext (pulg)
Mecha	1	4 ½
Bit sub	1	3,062
Barras	3	3 3/8
Tubería de perforación	1	2 7/8
Taper mill	1	4 1/2
Polish mill	1	5,5-6
Tubería de perforación	3	2 7/8
Dresser mill	1	7.8-8.3

Tabla G.6 Descripción del ensamblaje de fondo empleado para el desplazamiento del fluido de perforación por agua tratada en el pozo FUL-125.

Herramientas	Cantidad	Diam.ext (pulg)
Taper mill	1	4 1/2
Barras	6	3 1/8
Tubería de perforación	40	2 3/8
Crossover	1	2 3/8 x 3 1/2
Tubería de perforación	6	3 1/2



APÉNDICE H

**Datos del fluido de perforación empleado en la fase productora (6 ½
pulg)**

Datos y propiedades reológicas del fluido de perforación empleado durante las operaciones de prueba de afluencia y limpieza del revestidor colgante de producción:

Tabla H.1 Propiedades reológicas del fluido de perforación.

Pozos	Tipo de fluido	Densidad (lb/gal)	Viscosidad (s/qt)	VP(cp)	Gel 10 seg	Gel 10 min	Gel 30 min	% Total de sólidos
SBC-167	Drill in	11,2	51	18	4	18	27	20
FUL-125	Drill in	12	53	18	12	18	20	22
SBC-153	Drill in	11,1	55	22	9	13	15	18
FUC-60	Drill in	10,7	55	16	6	10	18	14
MUC-130	Drill in	12,2	48	17	8	17	21	22
MUC-134	Drill in	11,3	49	17	10	17	22	18
MUC-129	Drill in	11,5	50	16	7	24	28	18
MUC-126	Drill in	11,5	43	16	9	21	27	20
FUL-126	100% aceite	10,8	50	15	4	11	16	15
FUC-57	Drill in	12,5	61	20	13	24	35	20
SBC-155	Drill in	12,1	53	18	7	14	18	20
SBC-150	Drill in	12,2	46	16	12	15	20	20



APÉNDICE I

Diagramas mecánicos de los pozos

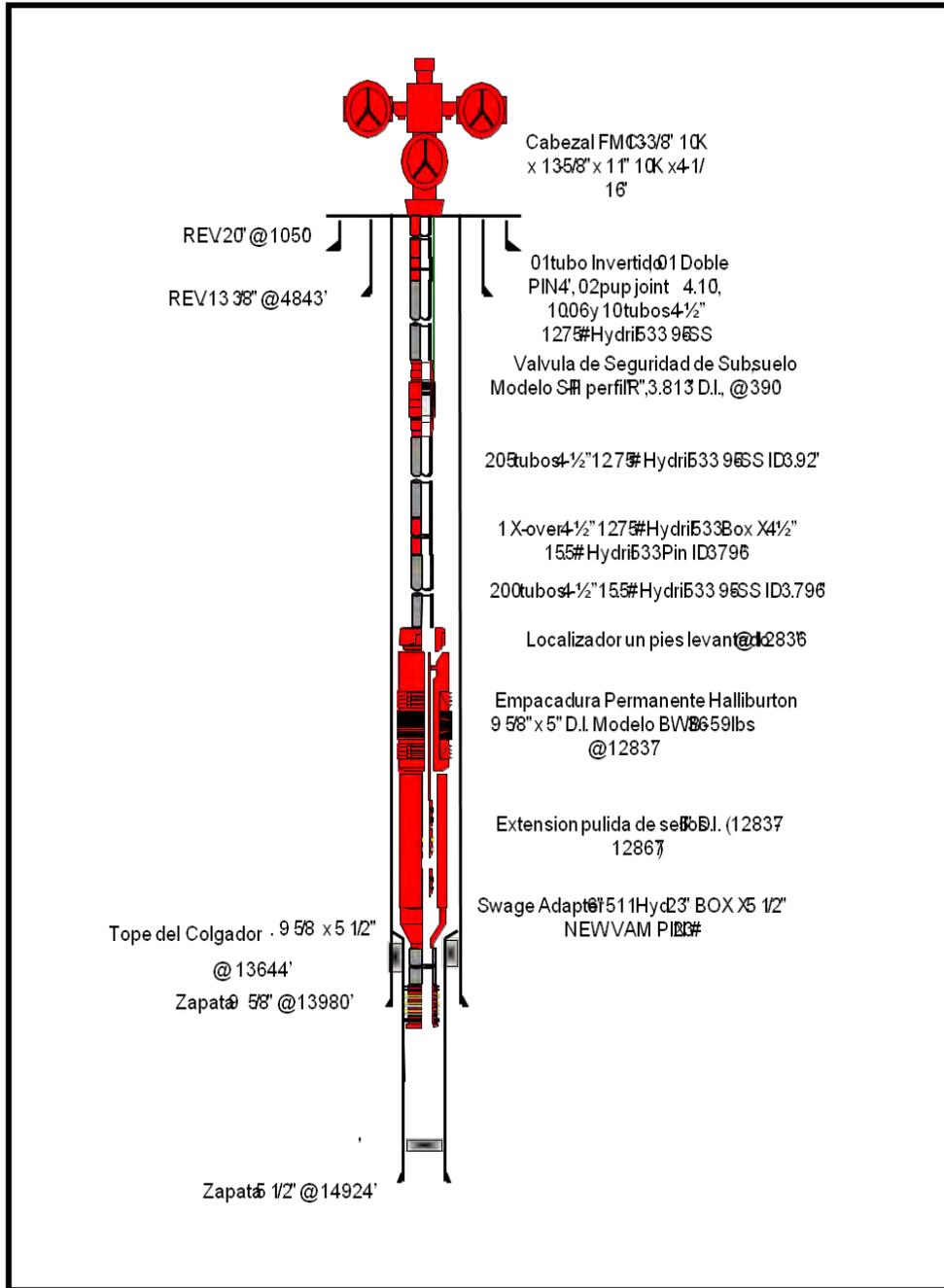


Figura I.1 Diagrama mecánico actual del pozo FUL-125.

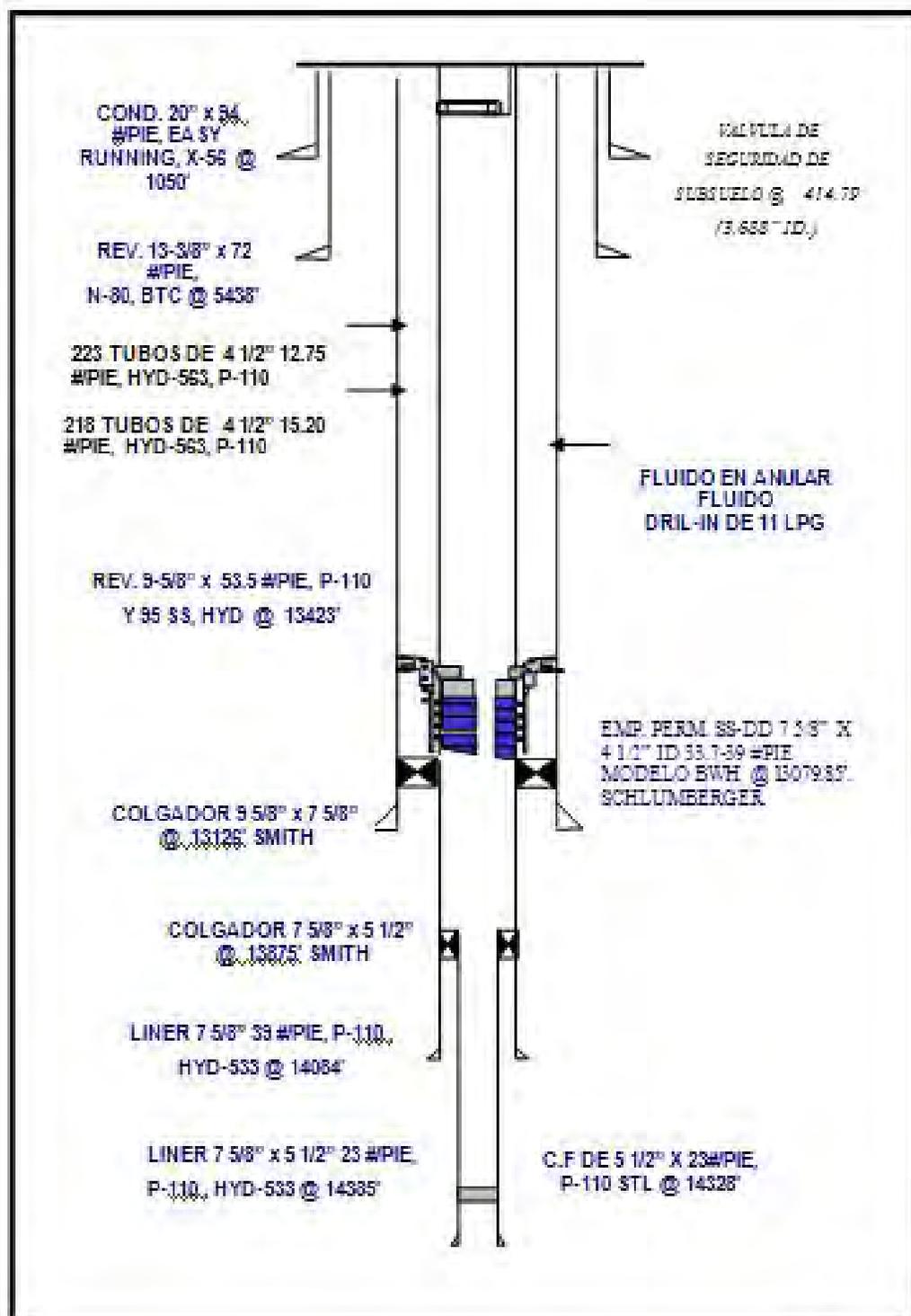


Figura I.2 Diagrama mecánico actual del pozo FUL-126.

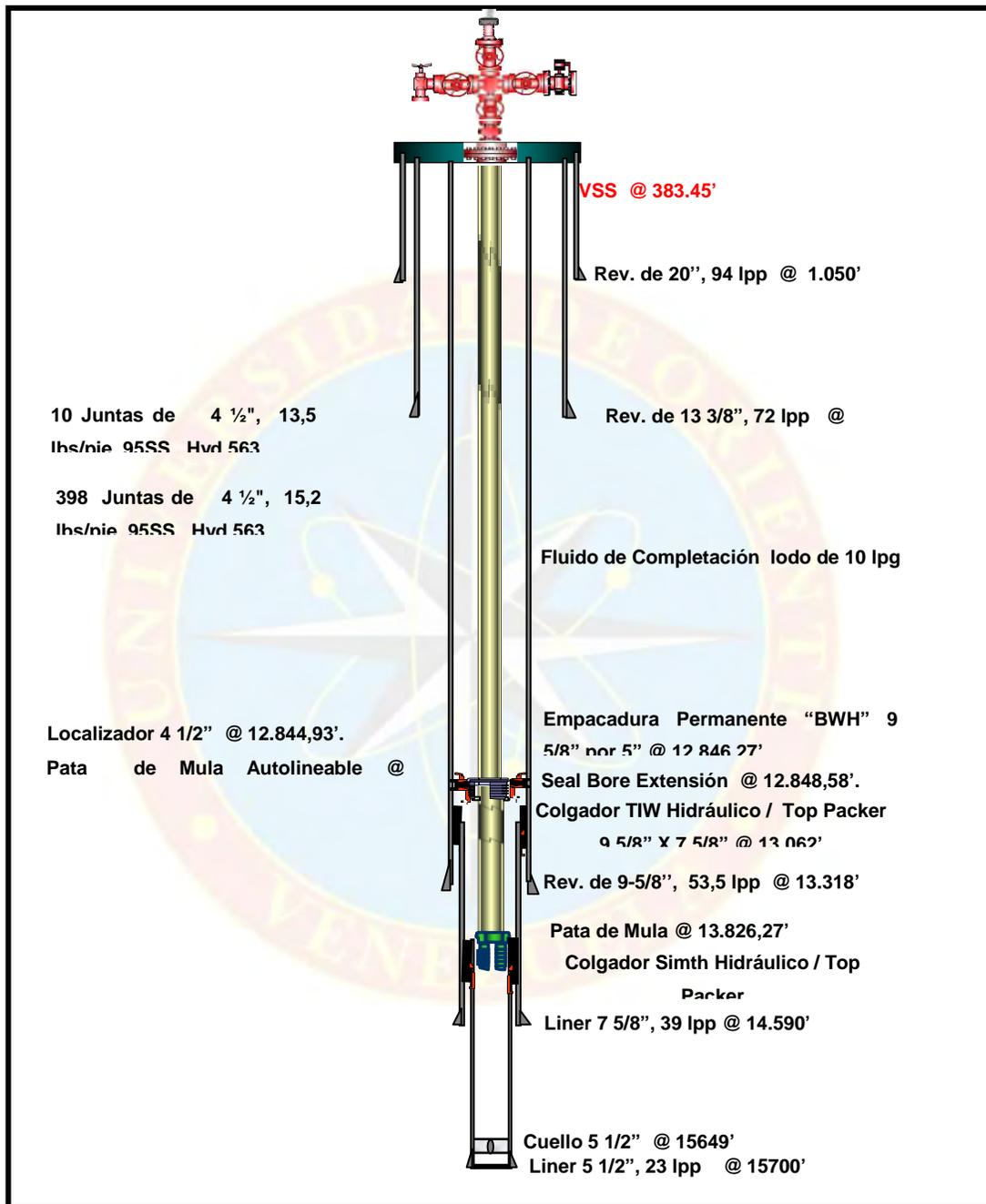


Figura I.3 Diagrama mecánico actual del pozo FUC-57.

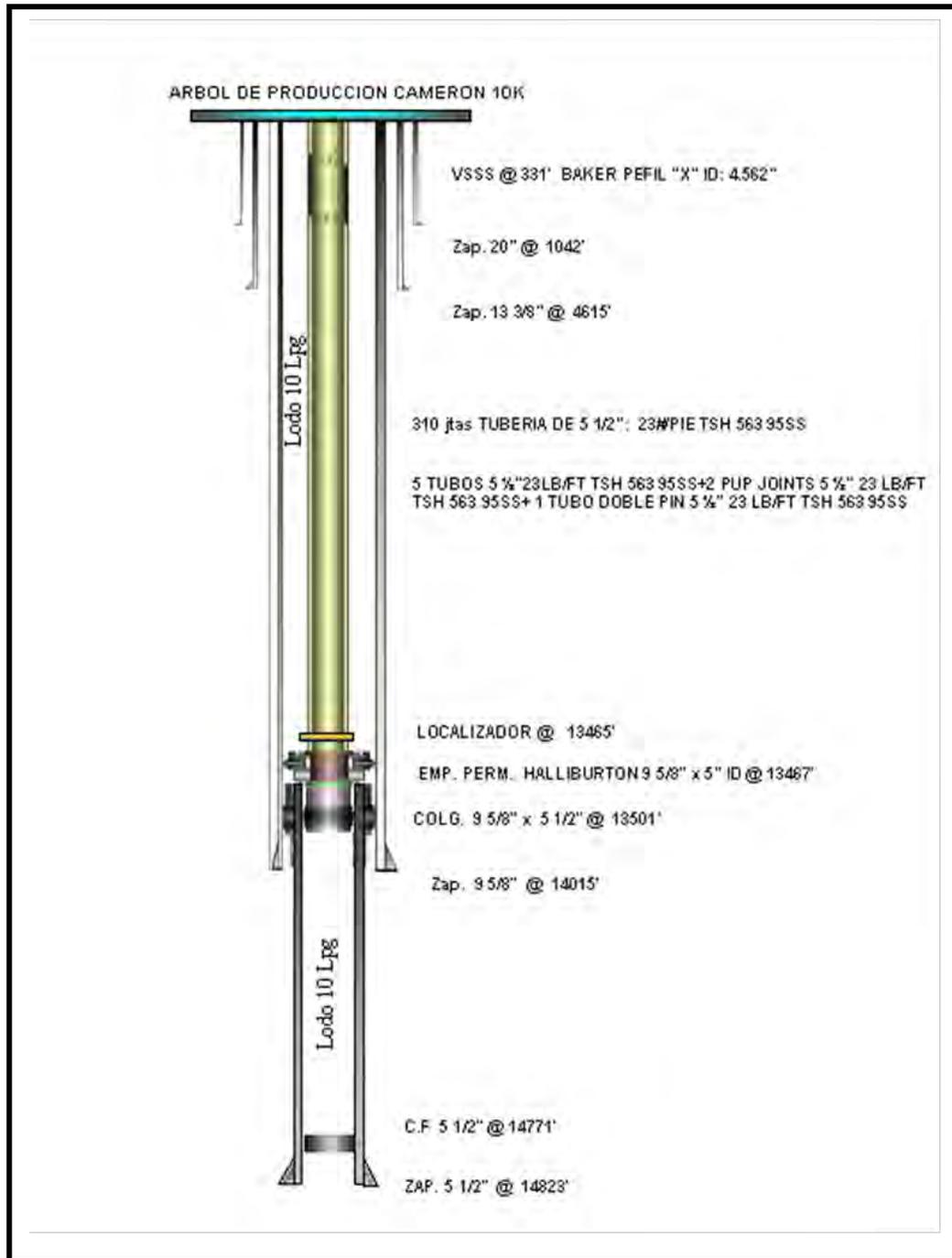


Figura I.4 Diagrama mecánico actual del pozo FUC-60.

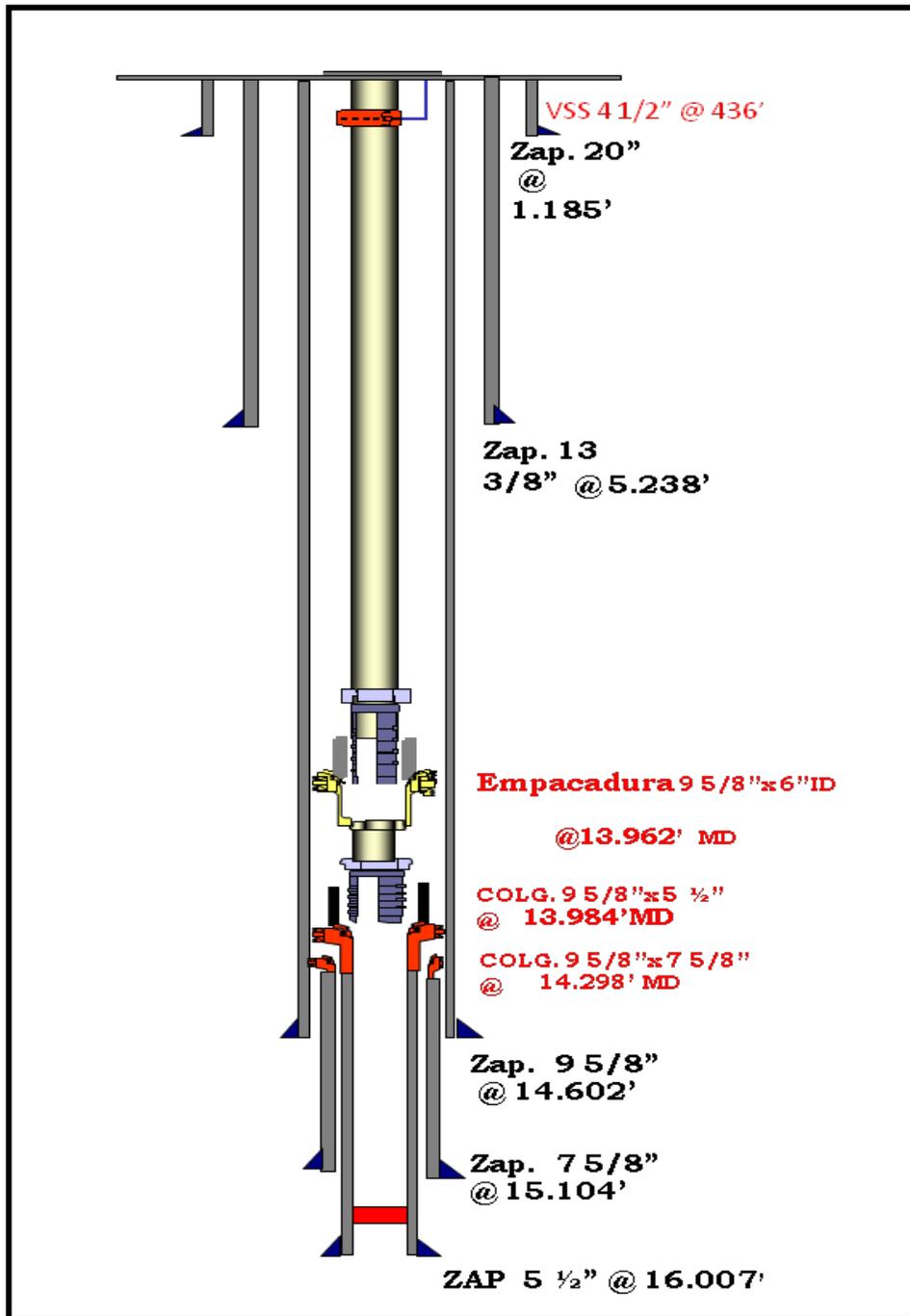


Figura I.5 Diagrama mecánico actual del pozo MUC-126.

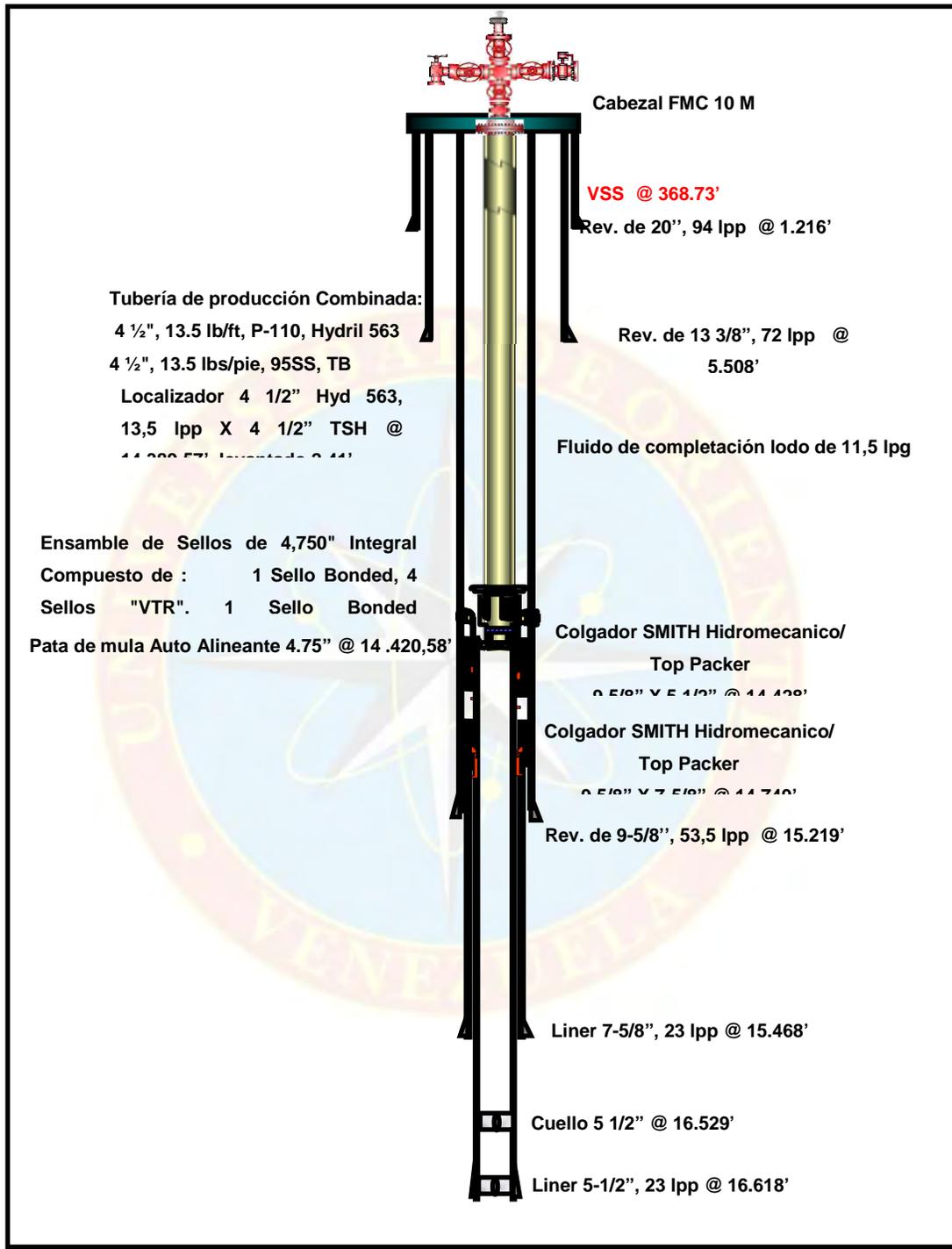


Figura I.6 Diagrama mecánico actual del pozo MUC-129.

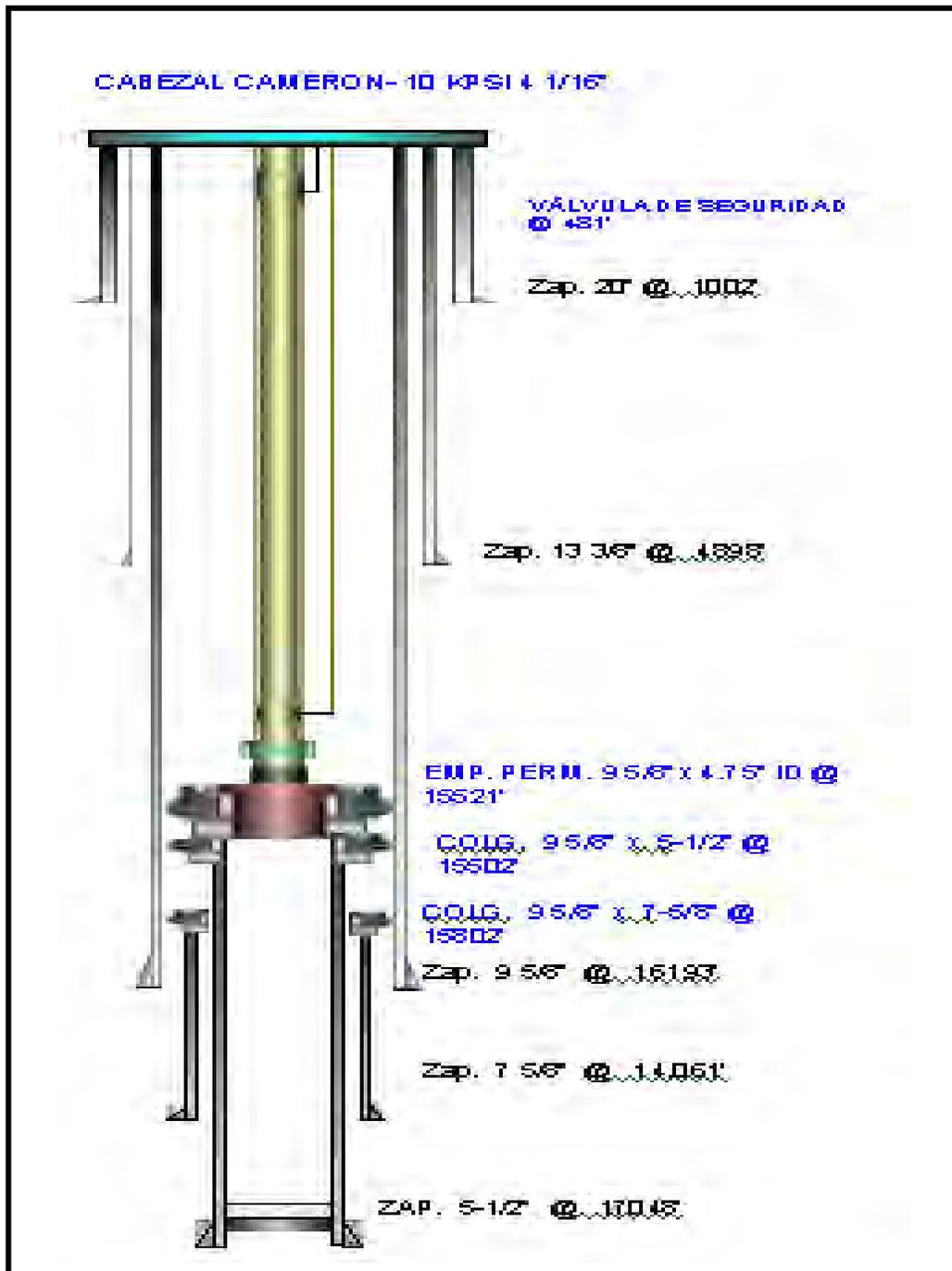


Figura I.7 Diagrama mecánico actual del pozo MUC-130.

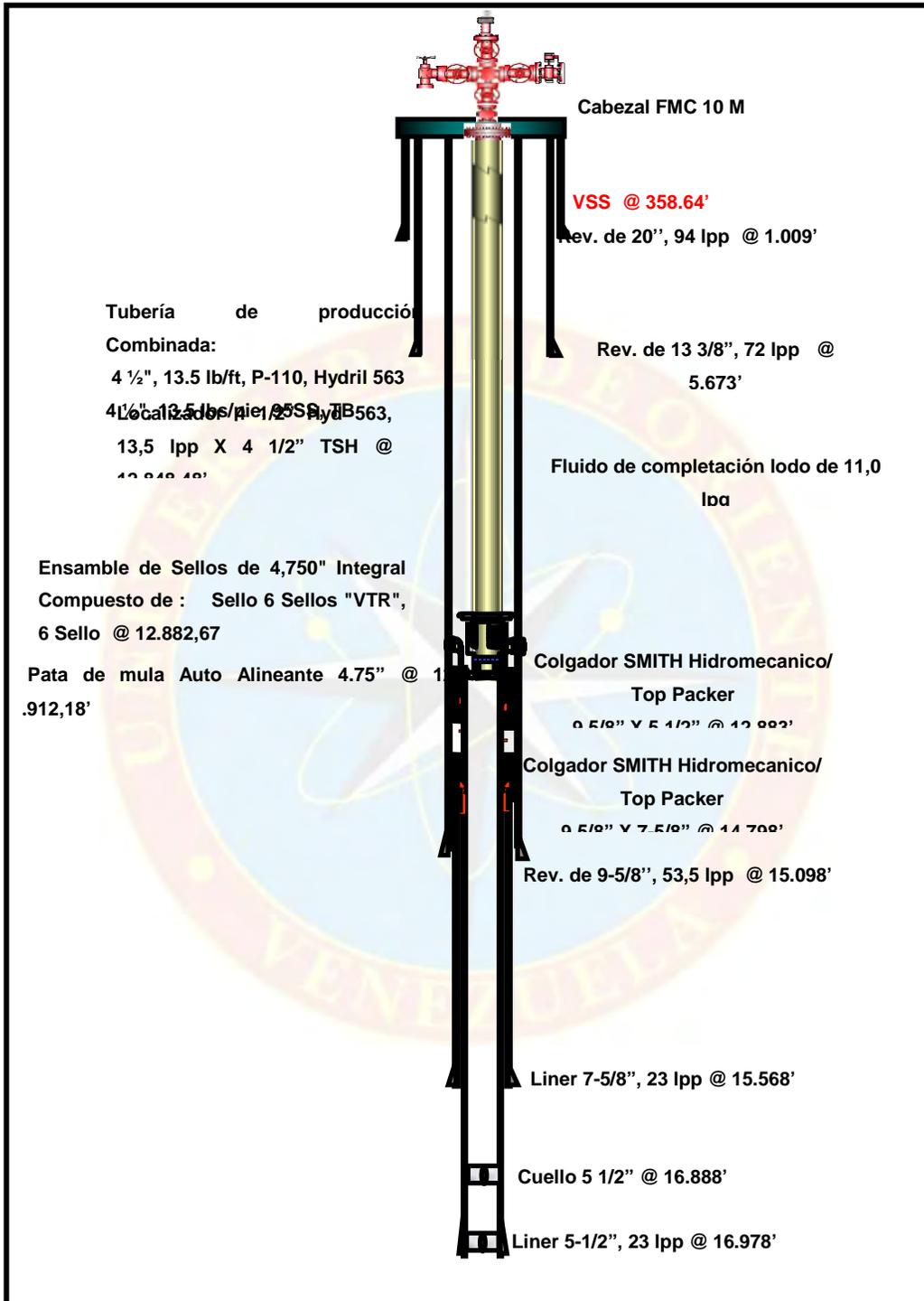


Figura I.8 Diagrama mecánico actual del pozo MUC-134.

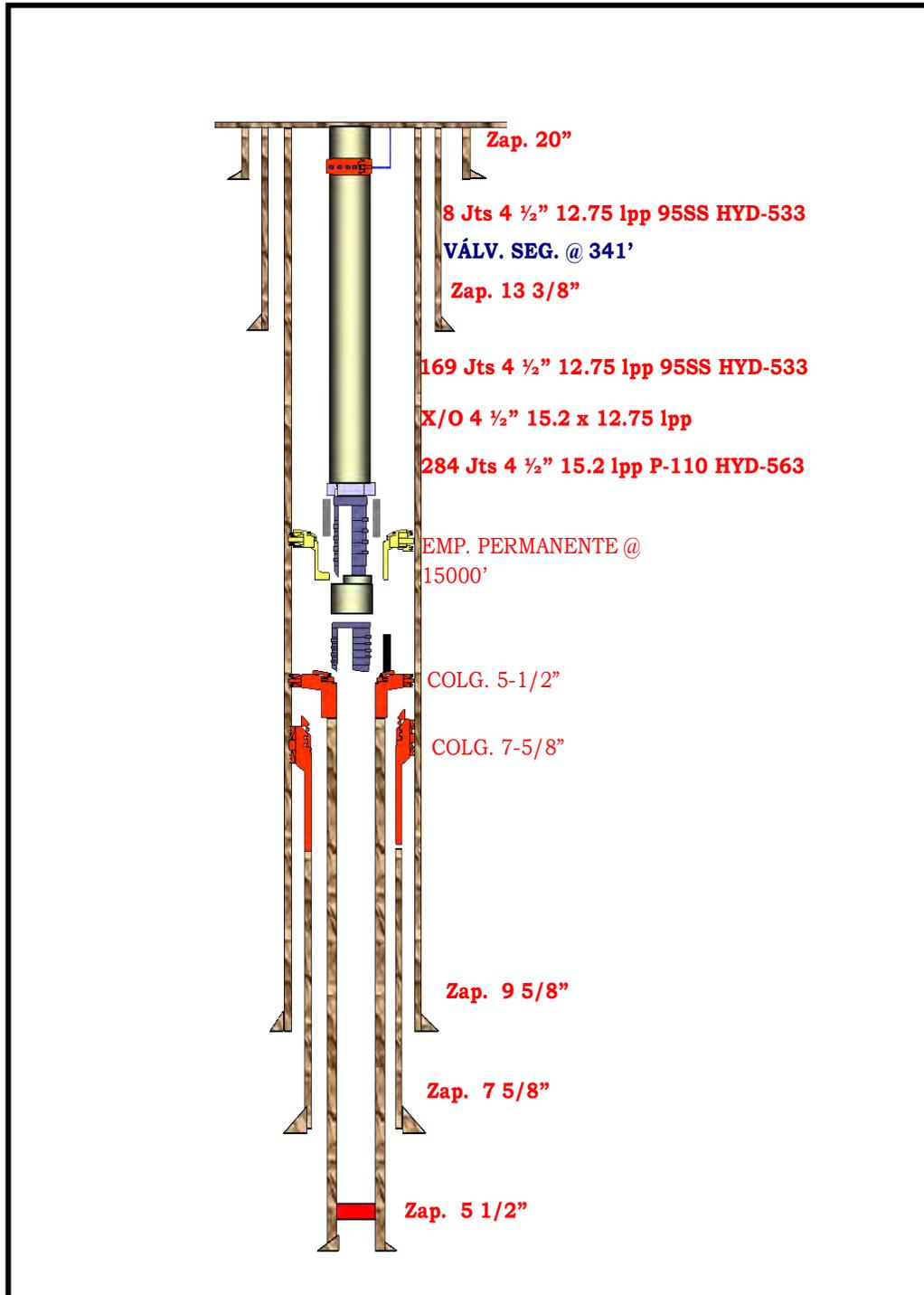


Figura I.9 Diagrama mecánico actual del pozo SBC-150.

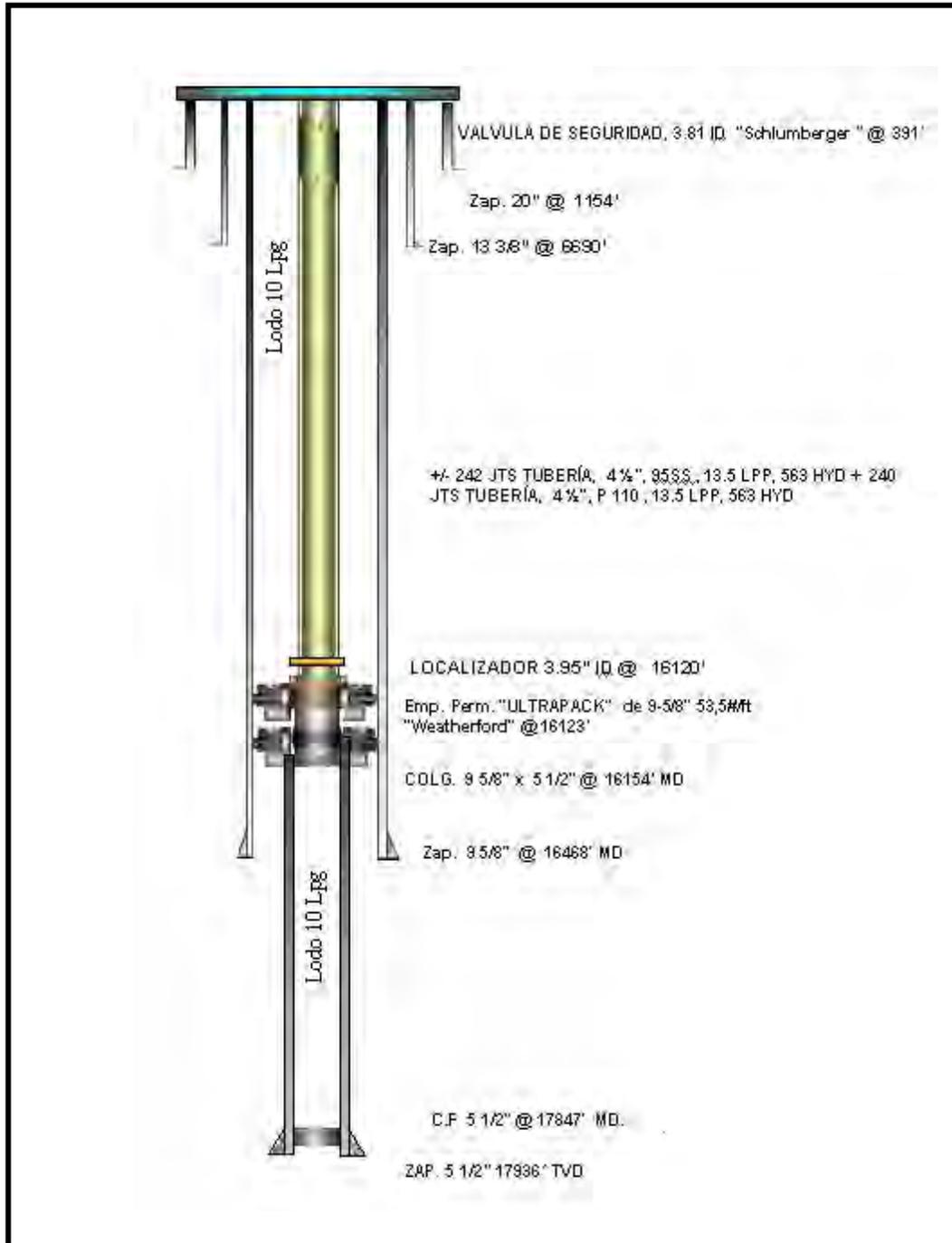


Figura I.10 Diagrama mecánico actual del pozo SBC-153.

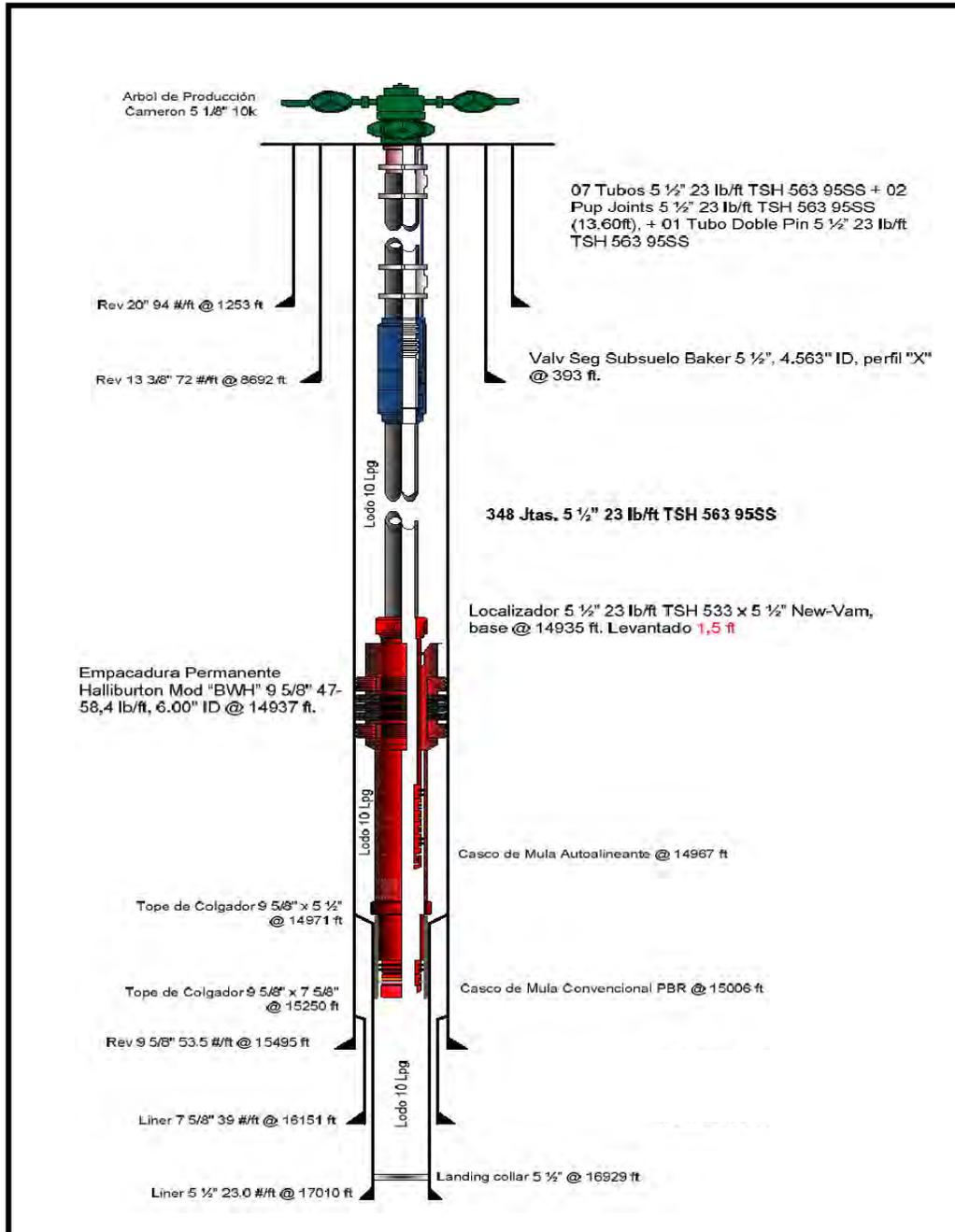


Figura I.11 Diagrama mecánico actual del pozo SBC-155.

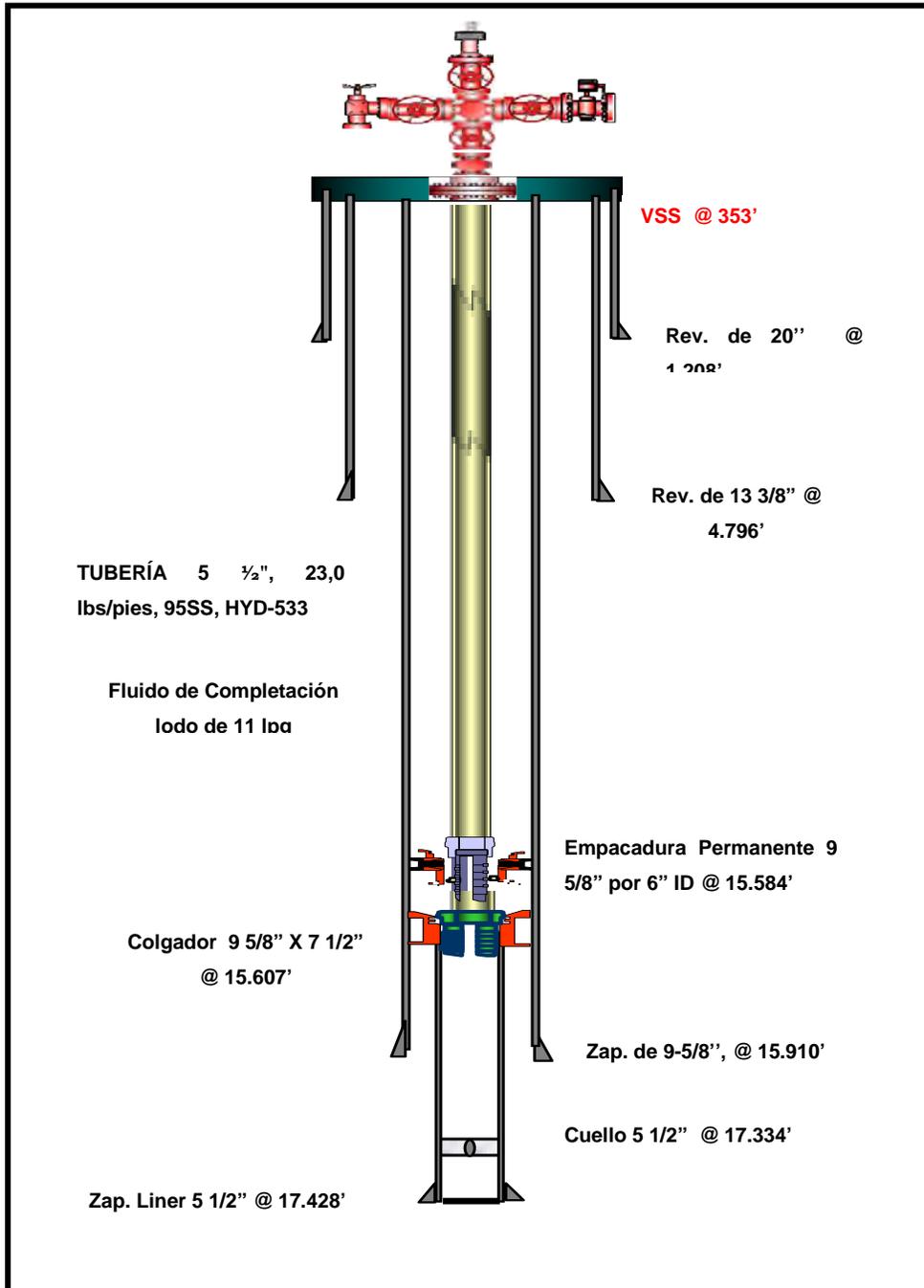


Figura I.12 Diagrama mecánico actual del pozo SBC-167.



APÉNDICE J

Descripción general y datos técnicos del pozo Muc-130

J.1 Descripción General del Pozo MUC-130

La construcción del pozo MUC-130 fue realizada en 5 fases (en el apéndice F se observa el diagrama mecánico actual del pozo), teniendo como objetivo principal completar el pozo de forma sencilla 4 ½ pulg en las unidades de flujo Nar-3 y Nar-4 de la Formación Naricual, con la finalidad de continuar el desarrollo del yacimiento MUC-3, en el área del Campo Mulata. El trabajo se realizó, de acuerdo al seguimiento geológico operacional, a través de la recolección de muestras de canal, corridas de registros, correlación de pozo vecinos (MUC-77, MUC-28 y MUC-84), los cuales permitieron hacer una estimación de los topes formacionales.

J.1.1 Ubicación geográfica

La localización ICO-300-1 se encuentra ubicada en el flanco Norte del pliegue asimétrico correspondiente a la estructura del compartimiento denominado Carito Oeste (yacimiento MUC-3); y se encuentra en superficie a 71 mts al N 85° 53' 0.3" E del pozo MUC-77 (Figura J.1).

Al tope de la Formación Naricual y buzamiento abajo en dirección Norte de la localización se encuentran los pozos MUC-28 y MUC-84 a una distancia de 355 m y 500 m respectivamente; específicamente en el mismo bloque estructural donde se encuentra actualmente completado este último pozo. Los pozos MUC-94, MUC-87 y MUC-34 se encuentran buzamiento arriba a 625 m, 735 m y 795 m respectivamente en dirección Sureste de la localización.

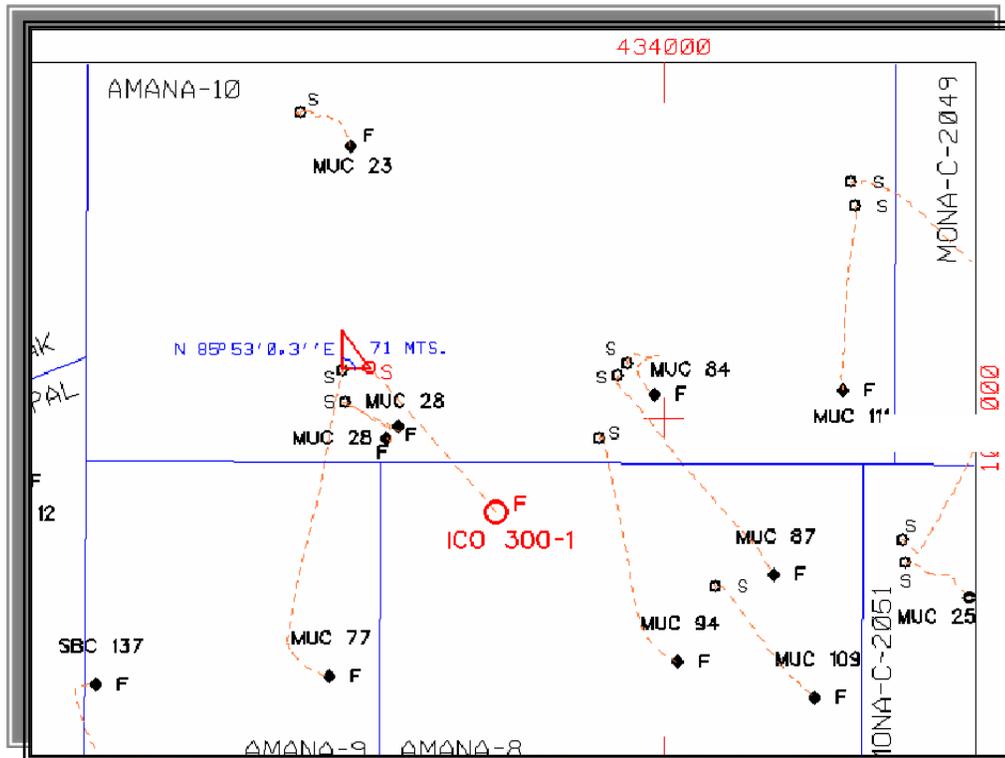


Figura J.1 Ubicación geográfica de la localización ICO-300-1, pozo MUC-130.

Fuente: Reporte final de operaciones de perforación.

Datos generales del pozo:

- Perfil direccional tipo “S”, KOP a 5800 pies.
- Máxima inclinación: 12 ° (9000-12268 pies).
- Profundidad final: 17050 pies.
- Presión de formación: 7421 lpc.
- Producción diaria estimada: 1600 MBPD.

J.2 Distribución mecánica de los revestidores

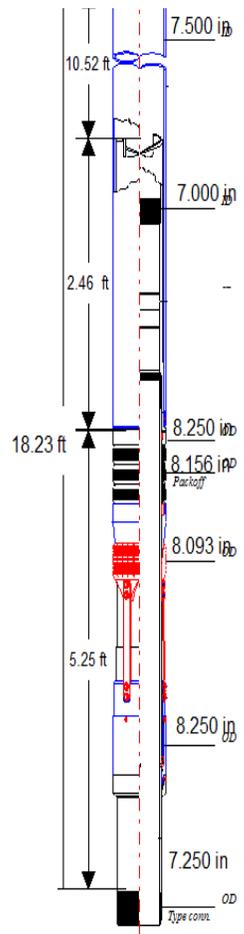
Tabla J.1 Distribución mecánica del revestidor intermedio, 9 5/8 pulg.

Revestidor				Prof. de asentamiento		Longitud corrida (pies)	Diam. Hoyo (pulg)	Prof Del hoyo (pulg)
Diam ext. (pulg)	Pe so	Gra do	Ros ca	Estimada (pies)	Real (pies)			
9 5/8	53, 5	P- 110	TC- II	15960	16193	16193	12 1/4	16195

Tabla J.2 Distribución mecánica del revestidor colgante de 5 1/2 pulg.

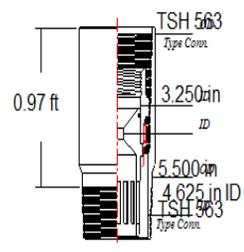
Revestidor				Prof. de asentamiento		Longitud corrida (pies)	Diam. Hoyo (pulg)	Prof Del hoyo (pulg)
Diam ext. (pulg)	Pe so	Gra do	Ros ca	Estimada (pies)	Real (pies)			
5 1/2	23, 0	P- 110	HY D- 663	17176	17048	1497.46	6 1/2	17050

COLGADOR MECÁNICO



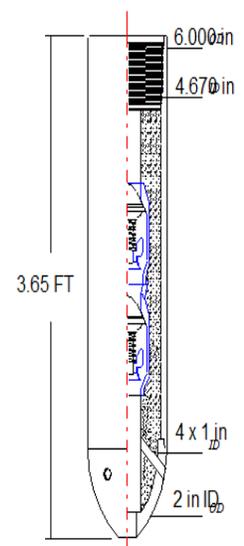
1592.020
HP HYDRAULIC PACKER w/
C-CLUTCH & RPOB PROFILE

CUELLO FLOTADOR



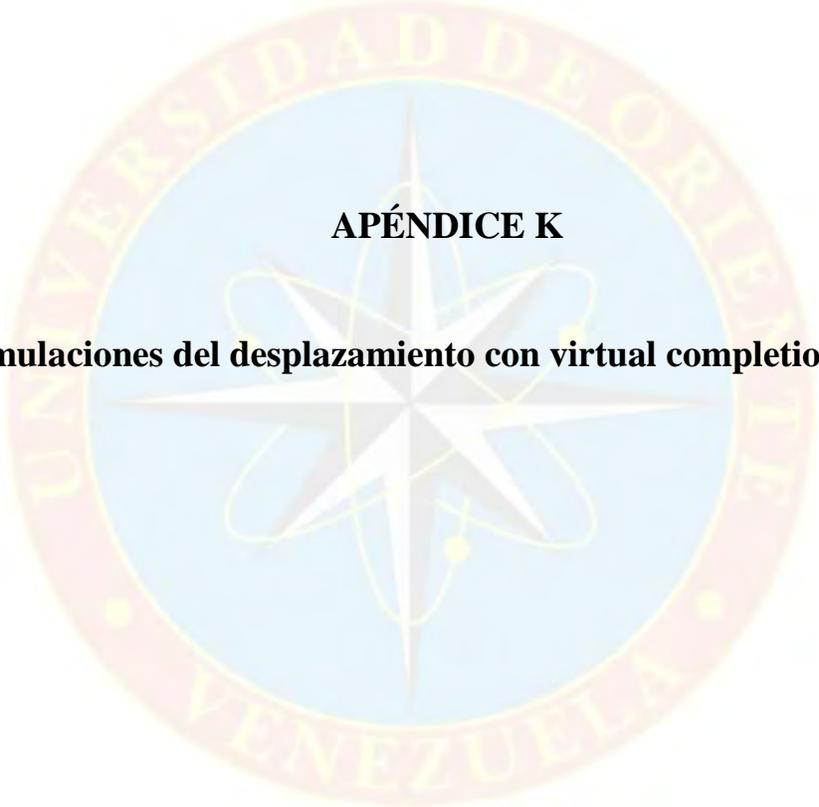
1811.001
HS-SR LANDING COLLAR

ZAPATA



9430.005
TOPCO 226 DOUBLE VALVE
SETSHOE w/ BULLET NOSE

Figura J.2 Medidas de un colgador mecánico 9 5/8 pulg x 5 1/2 pulg con empaadura superior (top packer), pozo MUC-130.



APÉNDICE K

Simulaciones del desplazamiento con virtual completion fluids

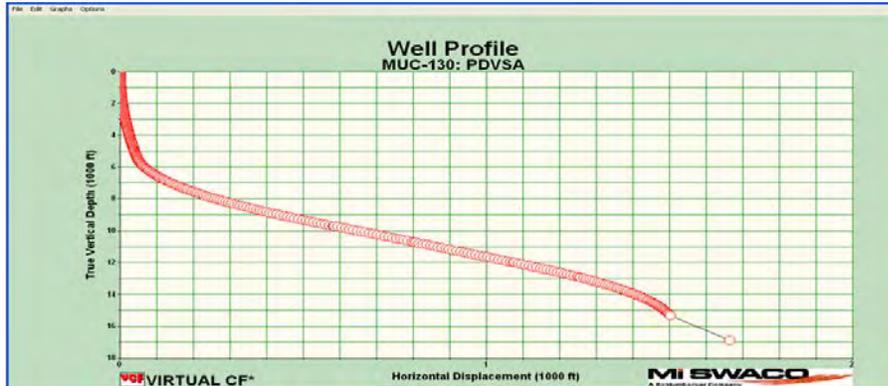


Figura K.1 Perfil direccional, Pozo MUC-130

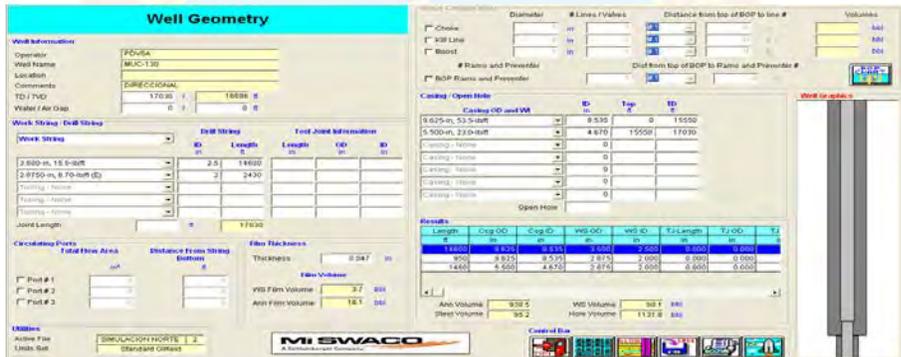


Figura K.2 Datos de la tubería de desplazamiento, Pozo MUC-130.



Figura K.3 Perfil de comportamiento del fluido de completación (CaCl₂), Pozo

MUC-130.



Figura K.4 Perfil de desplazamiento (datos de los fluidos desplazantes), pozo MUC-130.

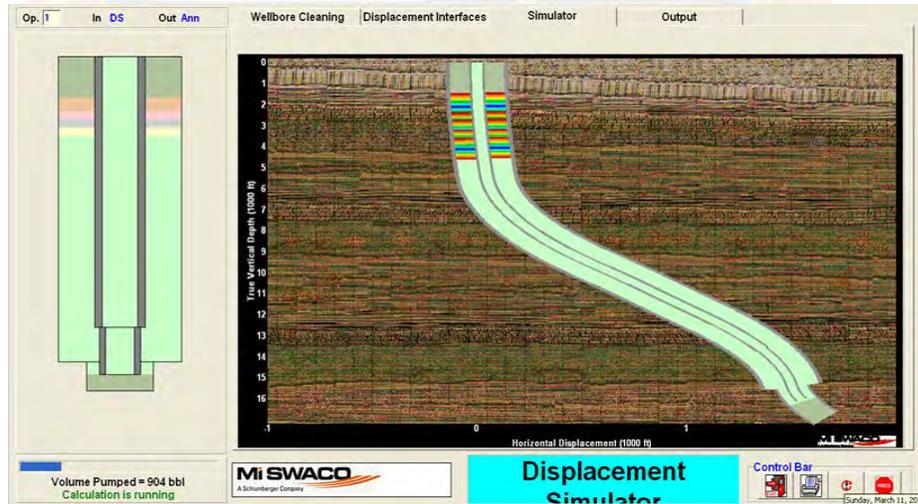


Figura K.5 Interfaces durante el desplazamiento, pozo MUC-130.



APÉNDICE L

**Análisis de torques y tensiones en la sarta mediante el procedimiento
no convencional**

L.1 Torques y tensiones efectivas en la sarta

Cuando es colocada una Válvula de circulación de Múltiple Función (MFCTC) por encima del colgador, se obtienen mayores velocidades de flujo (por lo que aumentan las velocidades anulares a lo largo de las secciones del revestidor), que cuando es bombeado el fluido a través de toda la sarta de limpieza.

Debido a esto, se determinó el torque en superficie antes de ser abierta la Válvula de circulación de Múltiple Función (MFCTC), y al ser abierta para el inicio del bombeo y desplazamiento de los fluidos; así como las fuerzas de arrastre experimentadas por la MFCTC a medida que es corrida la sarta dentro del hoyo, asegurando que la tasas de bombeo deseadas sean obtenidas de forma segura sin exceder las presiones máximas de las bombas.

En las gráficas M.1 y M.2 se muestra el comportamiento de torque en la sarta de limpieza con la MFCTC cerrada, empleando fluido de perforación de 12,2 lpg y CaCl_2 de 11,5 lpg, siendo la profundidad objetivo el tope del cuello flotador (16970 pies). Tal como se observa, habrá un mayor torque asumiendo como fluido de trabajo CaCl_2 de 11,5 lpg (9.796,94 lb/pie) mientras es rotada la sarta de limpieza en el fondo, con un factor de fricción de 0.40.

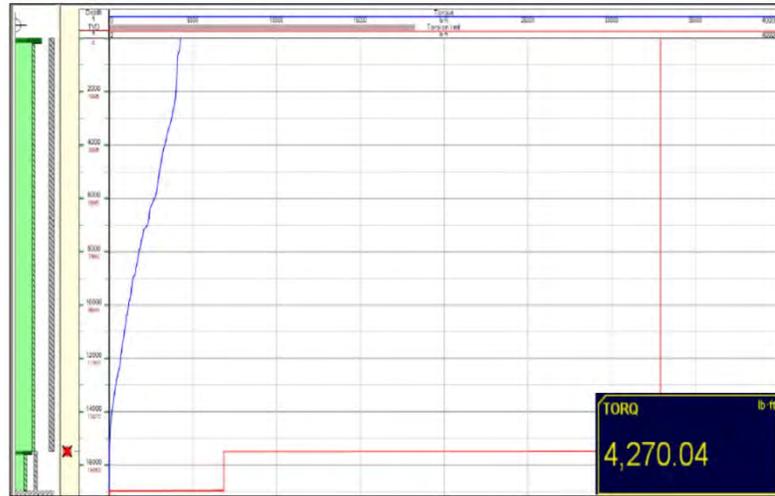


Gráfica L.1 Torque en la sarta con la válvula de circulación (MFCTC) cerrada, empleando fluido de perforación de 12,2 lpg.

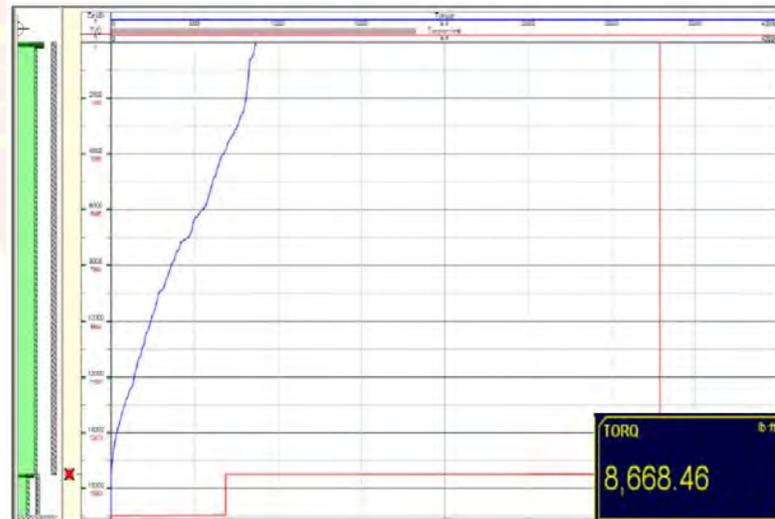


Gráfica L.2 Torque en la sarta con la válvula de circulación (MFCTC) cerrada, empleando CaCl_2 de 11,5 lpg.

A continuación, se muestra el comportamiento de torque en la sarta cuando es abierta la válvula de circulación.



Gráfica L.3 Torque en la sarta con la válvula de circulación (MFCTC) abierta, empleando fluido de perforación de 12,2 lpg.



Gráfica L.4 Torque en la sarta con la válvula de circulación (MFCTC) abierta, empleando CaCl_2 de 11,5 lpg.

De igual forma, habrá un mayor torque registrado en superficie al ser abierta la válvula de circulación con CaCl_2 de 11.5 lpg en el sistema, con factor de fricción de

hoyo entubado de 0.40. En la tabla L.1, se muestran los torques en superficie experimentados en la sarta con la válvula de circulación abierta y cerrada.

Tabla L.1 Torques en la sarta con la MFCTC abierta y cerrada.

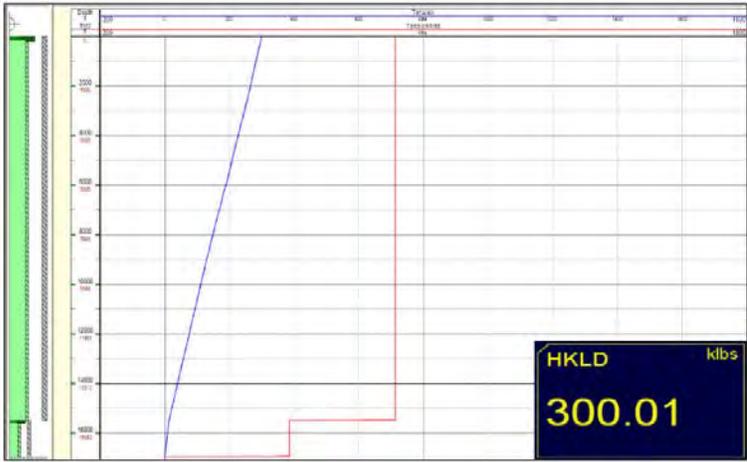
Fluido	Fluido de perforación 12,2 lpg			CaCl ₂ 11,5 lpg			
	Factor de fricción de hoyo entubado	0,10	0,15	0,20	0,25	0,30	0,35
Torque en superficie (lbs/pie), MFCTC cerrada	2417	3625	4826	6123	7347	8572	9797
Torque en superficie (lbs/pie), MFCTC abierta	2138	3208	4270	5417	6501	7585	8668

En relación a la tensión efectiva en la MFCTC, se obtuvo que la válvula de circulación estará en tensión cuando se acerque al tope del revestidor colgante (15502 pies), tal como se indica en la tabla L.2.

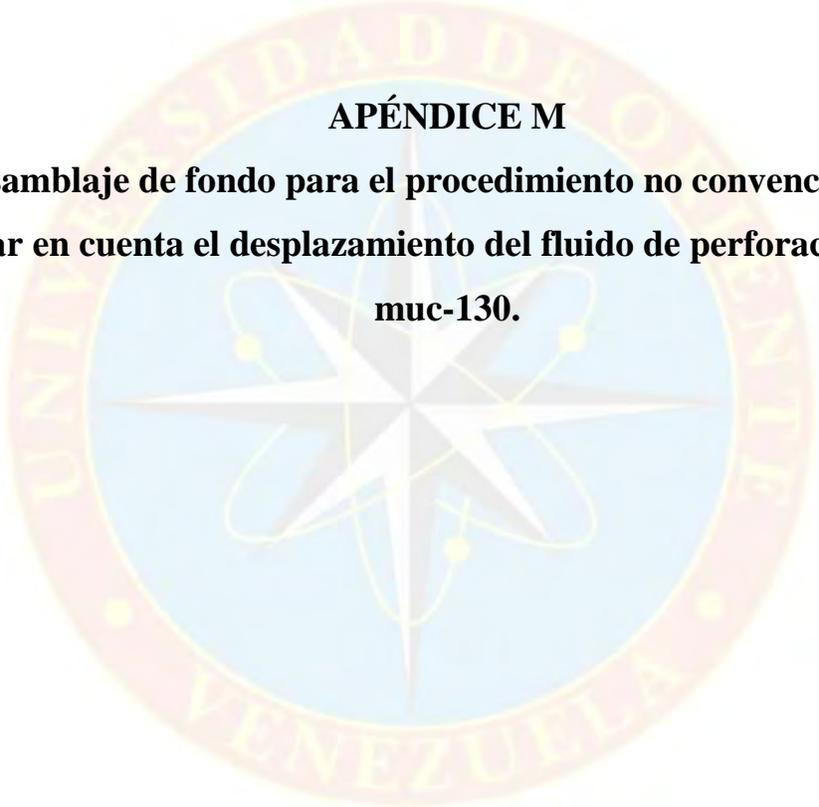
Tabla L.2 Tensión efectiva en la válvula de circulación (MFCTC) con fluido de 12,2 lpg.

Fluido	12.2 lpg (factor de fricción de hoyo entubado de 0.20)			
Prof.mecha pies)	16970	14970	12970	10970
Prof. MFCTC (pies)	15502	13502	11502	9502
Tensión efectiva en MFCTC (klb)	11,69	12,07	11,78	11,70

También se obtuvo, la tensión en la sarta de limpieza a medida que es retirada del hoyo (gráfica L.5), posterior al desplazamiento del fluido de perforación, estando éste con CaCl_2 de 11,5 lpg (con factor de fricción de 0.40).



Gráfica L.5 Tensión en la sarta al ser retirada del hoyo.



APÉNDICE M

**Ensamblaje de fondo para el procedimiento no convencional sin
tomar en cuenta el desplazamiento del fluido de perforación, pozo
muc-130.**

Casing	Description	OD (in)	ID (in)	Tool Length (ft)	Depth from Top of Tool (ft)	Depth from Bottom of Tool (ft)
9.625" Production Casing 53.50 ppf I.D. 8.535" Drift 8.379" 0.00 - 15502.00 ft	5.000", 19.50# Workstring w/ NC-50 (Box up)	6.625	2.750	15477.12	0.00	15477.12
	PUP CCT, Magnet Type (PUP 0958MMM 02) NC-50 (Box) X NC-50 (Pin) Supplier: M-I SWACO Stabilizer OD: 8.300in	8.300	3.000	15.50	15477.12	15492.62
	9.625" Well Commissioner Inflow Test Packer Tool, 8.2" ID PBR (WC 192) NC-50 (Box) X NC-38 (Pin) Stabilizer OD: 8.374in 8.2" ID PBR	8.374	2.850	9.38	15492.62	15502.00
5.500" Production Liner 23.00 ppf I.D. 4.670" Drift 4.545" 15502.00 - 16970.00 ft	NO (NO CUSTOM) NC-38 (Box) X 2 7/8" IF (Pin)	4.400	2.000	3.00	15502.00	15505.00
	3.125" 2 7/8" IF (Box) X 2 7/8" IF (Pin) BUMPER SUB	3.125	1.000	5.00	15505.00	15510.00
	2.875", 10.40# Workstring w/ (Box up)	4.125	2.000	30.00	15510.00	15540.00
	4.400" PBR PM (PBR PM CUSTOM) 2 7/8" IF (Box) X 2 7/8" IF (Pin)	4.400	0.000	5.00	15540.00	15545.00
	2.875", 10.40# Workstring w/ (Box up)	4.125	2.000	1032.00	15545.00	16577.00
	DCOLLAR (DCOLLAR CUSTOM) 2 7/8" IF (Box) X 2 7/8" IF (Pin)	3.125	1.500	360.00	16577.00	16937.00
	PJ (PJ CUSTOM) 2 7/8" IF (Box) X 2 7/8" IF (Pin)	3.125	1.500	10.00	16937.00	16947.00
	NO (NO CUSTOM) 2 7/8" IF (Box) X 2 7/8" IF (Pin) (Pin)	3.125	1.000	3.00	16947.00	16950.00
	4.400" SHORTYSSMM (SHORTYSSMM CUSTOM) 2 7/8" PAC (Box) X 2 7/8" PAC (Pin) Stabilizer OD: 0.000in	4.400	1.500	8.00	16950.00	16958.00
	OD (NO CUSTOM) 2 7/8" IF (Box) X 2 7/8" IF (Pin) (Pin)	3.125	1.000	3.00	16958.00	16961.00
	3.125" MOTOR (MOTOR CUSTOM) 2 3/8" REG (Box) X 2 3/8" REG (Box)	0.000	0.000	8.00	16961.00	16969.00
	DB (DB CUSTOM) 2 3/8" REG (Pin)	4.500	0.000	1.00	16969.00	16970.00

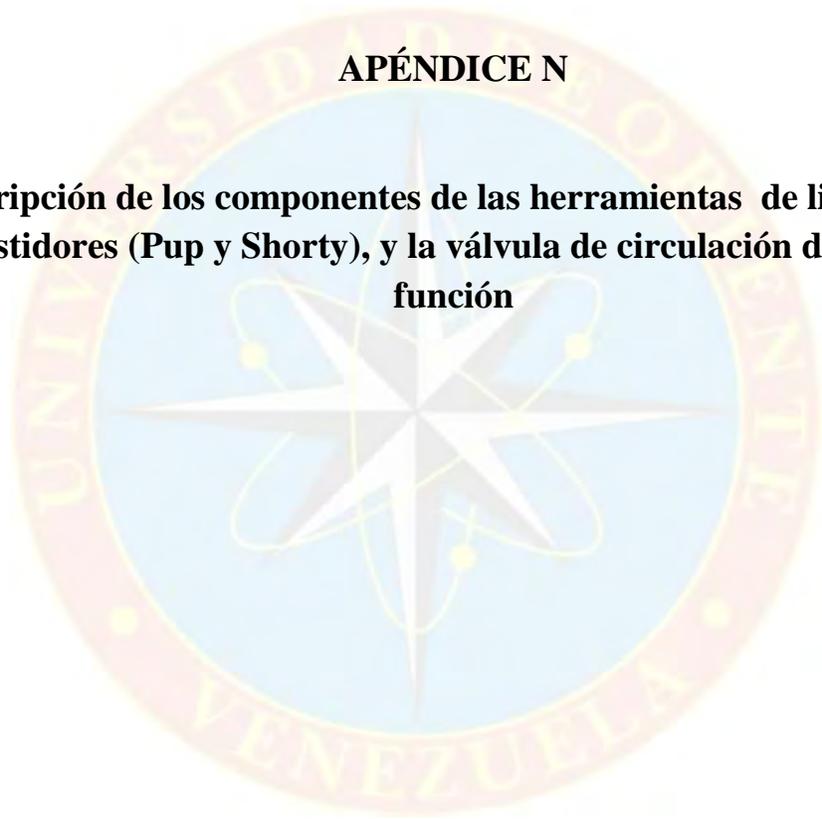
Figura M.1 Ensamblaje de fondo empleado para la prueba de afluencia y la limpieza del revestidor colgante de producción, pozo MUC-130.

En el ensamblaje mostrado en la figura M.1, se observa la ausencia de la válvula de circulación de múltiple función, a diferencia del empleado para la realización del desplazamiento del fluido de perforación por CaCl_2 . Consta principalmente, de la herramienta Well Commissioner y las herramientas de limpieza Pup y Shorty. El procedimiento operacional no convencional también es similar, variando solo por el hecho de no realizar el desplazamiento.



APÉNDICE N

Descripción de los componentes de las herramientas de limpieza de revestidores (Pup y Shorty), y la válvula de circulación de múltiple función



N.1 Descripción de los componentes de las herramientas PUP Y SHORTY

- **Cepillos:** están diseñados para extremas condiciones de trabajo y consta de un elemento no rotante, construido con la finalidad de generar un continuo contacto en los 360° grados de la superficie del revestidor durante la corrida de las herramientas.



Figura N.1 Cepillos limpiadores.

Fuente: Informe técnico, M-I SWACO (2011).

- **Raspadores:** diseñados con una superficie punteada para generar una limpieza agresiva, es un elemento no rotante y esta construido con la finalidad de generar un continuo contacto en los 360° grados del revestidor durante la corrida de la herramienta.



Figura N.2 Raspador.

Fuente: Informe técnico, M-I SWACO (2011).

- **Centralizadores:** los centralizadores rotan independientemente de la sarta para reducir el daño al revestidor o al revestidor colgante. Todas las herramientas de limpieza mecánica presentan dos centralizadores, uno superior y uno inferior.

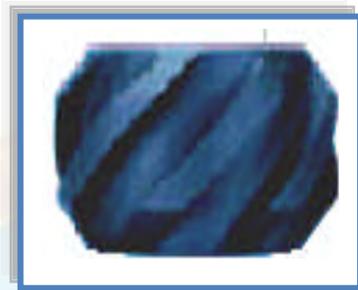


Figura N.3 Centralizador.

Fuente: Informe técnico, M-I SWACO (2011).

- **Magnetos:** pueden ser colocados en el mismo mandril con el cepillo y raspador, eliminando la necesidad de herramientas adicionales. El campo magnético abarca el área de los portadores, de arriba abajo, y una circunferencia completa de 360 ° y la construcción de acero inoxidable, otorga a los portadores resistencia a la corrosión, así como la capacidad de utilizarlos varias veces.



Figura N.4 Magneto.

Fuente: Informe técnico, M-I SWACO (2011).

Los centralizadores situados por encima y debajo de los portadores mantienen a los imanes centrados en el pozo, de tal manera, que no se desprenda ningún residuo o escombros mientras la sarta de perforación se encuentre en movimiento

- **Cestas recolectoras:** pueden ser colocadas en el mismo mandril con el cepillo, raspador y magneto, eliminando la necesidad de herramientas adicionales.



Figura N.5 Cesta recolectora.

Fuente: Informe técnico, M-I SWACO (2011).

N.2 Descripción de Válvula de Circulación de Múltiple Función (MFCTC)

La Válvula de circulación de Múltiple Función fue desarrollada para ser usada cuando la limpieza del pozo es requerida para la ejecución de la completación o pruebas. Es particularmente adecuado, para pozos con diámetros de revestidores colgantes pequeños, donde la limpieza del pozo es realizada antes de las operaciones de completación o pruebas de pozos. Esta herramienta, puede ser corrida cuando se perfora o se mila cemento, se pule el tope del revestidor colgante o el PBR del colgador, proporcionar rotación a la tubería de perforación por encima del tope del revestidor colgante con los puertos abiertos mientras protege la sarta por debajo de un potencial torque perjudicial.



Figura N.6 Válvula de Circulación de Múltiple Función, (MFCTC).

Fuente: Informe técnico, M-I SWACO (2011).

N.2.1 Parámetros de operación de la herramienta

Tabla N.1 Parámetros de operación de la válvula de circulación de múltiple función. (MFCTC)

Tamaño de la herramienta (pulg)	Velocidad de rotación (rpm)	Máximo peso establecido en rotación (lb)	Máxima tasa de circulación en posición abierta (bpm)
3 ½ IF	100, cerrada	10000	15
	40, abierta		
4 ½ IF	120, cerrada	15000	28
	40, abierta		

N.2.2 Características de la válvula de circulación de múltiple función. (MFCTC).

- Puede ser operada en el hoyo las veces que se requiera para levantar la tubería de perforación
- Permite perforar o milar que tendrá lugar con la herramienta en la sarta
- Sus embragues internos, permiten la rotación de la sarta de perforación por encima de la herramienta con los puertos abiertos que circulan
- Disponible para ser corrida en revestidores comunes y tamaños de revestidores colgantes

N.2.3 Beneficios de la válvula de circulación de múltiple función. (MFCTC).

- Ofrece la opción de realizar un ciclo abierto y cerrado tantas veces sea necesario sin ser retirada del hoyo, permitiendo el control inmediato del recorrido de la circulación
- Aumenta las tasas de flujo en los espacios anulares
- Sólo transmite torque por encima de los puertos circulantes, protegiendo la parte inferior de la sarta de un torque potencialmente perjudicial

N.2.4 Funcionamiento de la válvula de circulación de múltiple función. (MFCTC).

La Válvula de Circulación de Múltiple Función está compuesta por un anillo de corte (7000-60000 lb de cizallamiento). El torque rotario es transmitido en toda la sarta. A la primera activación, el peso requerido es aflojado en un dispositivo, tales como un estabilizador o una herramienta dresser mill, en el punto de interés (usualmente por encima del diámetro pequeño del revestidor colgante) y el enchufe interior se mueve hacia abajo, lo que permite que el tubo de paso del fluido sea activado. La herramienta está ahora abierta y altas tasas de circulación son alcanzadas a través de los puertos de la herramienta. El torque, es transmitido por encima de los puertos de circulación. La circulación se restaura a través del final de la sarta, simplemente levantando la tubería de perforación. El ciclo de abierto y cerrado puede ser realizado cuantas veces sea necesario sin la necesidad de viajes costosos fuera del hoyo, dando perforación inmediata, control positivo de la vía de circulación.

HOJAS METADATOS

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 1/6

Título	ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO DEL PROCEDIMIENTO NO CONVENCIONAL PARA LA PRUEBA DE AFLUENCIA AL COLGADOR Y LIMPIEZA DEL REVESTIDOR COLGANTE EN EL NORTE DE MONAGAS
Subtítulo	

El Título es requerido. El subtítulo o título alternativo es opcional.

Autor(es)

Apellidos y Nombres	Código CVLAC / e-mail	
Martínez G., Irmarys P.	CVLAC	C.I. 18.462.503
	e-mail	irmarysmartinez@gmail.com
	e-mail	Irmarys1288@hotmail.com

Se requiere por lo menos los apellidos y nombres de un autor. El formato para escribir los apellidos y nombres es: “Apellido1 InicialApellido2., Nombre1 InicialNombre2”. Si el autor esta registrado en el sistema CVLAC, se anota el código respectivo (para ciudadanos venezolanos dicho código coincide con el numero de la Cedula de Identidad). El campo e-mail es completamente opcional y depende de la voluntad de los autores.

Palabras o frases claves:

Prueba de afluencia
Revestidor colgante
Colgadores
Limpieza de revestidores
Norte de Monagas

El representante de la subcomisión de tesis solicitará a los miembros del jurado la lista de las palabras claves. Deben indicarse por lo menos cuatro (4) palabras clave.

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 2/6

Líneas y sublíneas de investigación:

Área	Sub-área
Tecnología y Ciencias Aplicadas	Petróleo

Debe indicarse por lo menos una línea o área de investigación y por cada área por lo menos un subárea. El representante de la subcomisión solicitará esta información a los miembros del jurado.

Resumen (Abstract):

El Área Norte de Monagas comprende una de las zonas de perforación más complejas en toda Venezuela, por tal motivo, la implementación de nuevas tecnologías, métodos y procedimientos operacionales que atiendan las exigencias de sus campos es cada vez más común. El presente estudio, consistió en demostrar la aplicabilidad técnica y conómica en el norte de Monagas del procedimiento operacional no convencional para la ejecución de la prueba de afluencia al colgador y la limpieza del revestidor colgante de producción, mediante el uso en la sarta a emplear de herramientas distintas a las convencionales. Entre los puntos resaltantes de este estudio se tienen: la disminución de los tiempos operacionales en las pruebas de afluencia y limpieza del pozo, empleando el procedimiento propuesto; así como también se logró analizar el desplazamiento del fluido de perforación por un fluido limpio de completación, como parte de la limpieza del revestidor colgante de producción, determinando además los torques experimentados en la sarta propuesta al ser sometida la apertura de la válvula de circulación para el inicio y finalización del desplazamiento del fluido. Los beneficios mostrados por el procedimiento propuesto, están reflejados por la disminución de los viajes, tiempo operacional de 3 días menos en comparación con los convencionales, eficiencia de limpieza de las herramientas empleadas (PUP, SHORTY, WELL COMMISSIONER), originando una completación rápida del pozo y una producción temprana, obteniendo ahorros de 8% y 15% en relación a los procedimientos convencionales.

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 3/6

Contribuidores:

Apellidos y Nombres	ROL / Código CVLAC / e-mail						
	ROL	CA		AS		TU	JU
CAÑIZALES FERNANDO	ROL	CA		AS		TU	JU
	CVLAC	C.I. 5.978.843					
	e-mail						
	e-mail						
JIMÉNEZ ENRIQUE	ROL	CA		AS		TU	JU
	CVLAC	C.I. 11.439.006					
	e-mail						
	e-mail						
BRAVO SERGIO	ROL	CA		AS		TU	JU
	CVLAC	C.I. 9.319.892					
	e-mail						
	e-mail						
OTAHOLA JESÚS	ROL	CA		AS		TU	JU
	CVLAC	C.I. 14.940.176					
	e-mail						
	e-mail						
OSUNA DEASY	ROL	CA		AS		TU	JU
	CVLAC	10.148.701					
	e-mail						
	e-mail						

Se requiere por lo menos los apellidos y nombres del tutor y los otros dos (2) jurados. El formato para escribir los apellidos y nombres es: "Apellido1 InicialApellido2., Nombre1 InicialNombre2". Si el autor esta registrado en el sistema CVLAC, se anota el código respectivo (para ciudadanos venezolanos dicho código coincide con el numero de la Cedula de Identidad). El campo e-mail es completamente opcional y depende de la voluntad de los autores. La codificación del Rol es: CA = Coautor, AS = Asesor, TU = Tutor, JU = Jurado.

Fecha de discusión y aprobación:

Año	Mes	Día
2012	07	23

Fecha en formato ISO (AAAA-MM-DD). Ej: 2005-03-18. El dato fecha es requerido.

Lenguaje: spa

Requerido. Lenguaje del texto discutido y aprobado, codificado usando ISO 639-2. El código para español o castellano es spa. El código para inglés en. Si el lenguaje se especifica, se asume que es el inglés (en).

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 4/6

Archivo(s):

Nombre de archivo
IRMARYS_MARTINEZ.docx

Caracteres permitidos en los nombres de los archivos: **A B C D E F G H I J K L M N O P Q R S T U V W X Y Z a b c d e f g h i j k l m n o p q r s t u v w x y z 0 1 2 3 4 5 6 7 8 9 _ - .**

Alcance:

Espacial: _____ (opcional)

Temporal: _____ (opcional)

Título o Grado asociado con el trabajo:

Ingeniero de Petróleo

Dato requerido. Ejemplo: Licenciado en Matemáticas, Magister Scientiarium en Biología Pesquera, Profesor Asociado, Administrativo III, etc

Nivel Asociado con el trabajo: Ingeniería

Dato requerido. Ejs: Licenciatura, Magister, Doctorado, Post-doctorado, etc.

Área de Estudio:

Tecnología y Ciencias Aplicadas

Usualmente es el nombre del programa o departamento.

Institución(es) que garantiza(n) el Título o grado:

Universidad de Oriente Núcleo Monagas

Si como producto de convenciones, otras instituciones además de la Universidad de Oriente, avalan el título o grado obtenido, el nombre de estas instituciones debe incluirse aquí.

Hoja de metadatos para tesis y trabajos de Ascenso- 5/6



UNIVERSIDAD DE ORIENTE
CONSEJO UNIVERSITARIO
RECTORADO

CUN°0975

Cumaná, 04 AGO 2009

Ciudadano
Prof. JESÚS MARTÍNEZ YÉPEZ
Vicerrector Académico
Universidad de Oriente
Su Despacho

Estimado Profesor Martínez:

Cumplo en notificarle que el Consejo Universitario, en Reunión Ordinaria celebrada en Centro de Convenciones de Cantaura, los días 28 y 29 de julio de 2009, conoció el punto de agenda **"SOLICITUD DE AUTORIZACIÓN PARA PUBLICAR TODA LA PRODUCCIÓN INTELECTUAL DE LA UNIVERSIDAD DE ORIENTE EN EL REPOSITORIO INSTITUCIONAL DE LA UDO, SEGÚN VRAC N° 696/2009"**.

Leído el oficio SIBI - 139/2009 de fecha 09-07-2009, suscrita por el Dr. Abul K. Bashirullah, Director de Bibliotecas, este Cuerpo Colegiado decidió, por unanimidad, autorizar la publicación de toda la producción intelectual de la Universidad de Oriente en el Repositorio en cuestión.

Comunicación que hago a usted a los fines consiguientes.

UNIVERSIDAD DE ORIENTE	
SISTEMA DE BIBLIOTECA	
RECIBIDO POR	<i>[Firma]</i>
FECHA	5/8/09
HORA	5:30

Cordialmente,

JUAN A. BOLAÑOS CUAJEL
Secretario



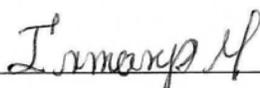
C.C: Rectora, Vicerrectora Administrativa, Decanos de los Núcleos, Coordinador General de Administración, Director de Personal, Dirección de Finanzas, Dirección de Presupuesto, Contraloría Interna, Consultoría Jurídica, Director de Bibliotecas, Dirección de Publicaciones, Dirección de Computación, Coordinación de Teleinformática, Coordinación General de Postgrado.

JABC/YGC/maruja

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 6/6

Derechos:

Artículo 41 del REGLAMENTO DE TRABAJO DE PREGRADO (vigente a partir del II Semestre 2009, según comunicado CU-034-2009): "Los Trabajos de Grado son de exclusiva propiedad de la Universidad, y sólo podrán ser utilizados a otros fines, con el consentimiento del Consejo de Núcleo Respectivo, quien deberá participarlo previamente al Consejo Universitario, para su autorización."



IRMARYS P. MARTÍNEZ G.

Autor



FERNANDO A. CAÑIZALES G.

Asesor

