

**EVALUACIÓN DE LOS PROBLEMAS DE ABRASIÓN EN TUBERIA
FLEXIBLE EN TRABAJOS DE INTERVENCIÓN DE POZOS
EN LOS CAMPOS CUSIANA Y CUPIAGUA**

LINA MARCELA LINERO BARRIOS

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO - QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2005

**EVALUACIÓN DE LOS PROBLEMAS DE ABRASIÓN EN TUBERIA
FLEXIBLE EN TRABAJOS DE INTERVENCIÓN DE POZOS
EN LOS CAMPOS CUSIANA Y CUPIAGUA**

LINA MARCELA LINERO BARRIOS

Trabajo de Grado modalidad Práctica Empresarial para
optar el título de Ingeniero de Petróleos

Tutor

FABIO HUMBERTO TARAZONA QUINTERO

Field PE Supervisor

British Petroleum BPXC.

Tutor

SAMUEL FERNANDO MUÑOZ NAVARRO

Ingeniero de Petróleos

Escuela Ingeniería de Petróleos – UIS

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO - QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2005

AGRADECIMIENTOS

A la empresa British Petroleum **BPXC.**, por darme la oportunidad de realizar mi práctica empresarial y en especial al departamento **Well Intervention Team (WIT).**

A mi tutor **Fabio Humberto Tarazona** por sus enseñanzas, paciencia y apoyo en la realización de mi tesis, a mi supervisor **Ricardo Amorocho** por sus continuos consejos, a **Oscar Henao, Luis Saavedra, Robinson Cuadros, Jaime Cubides** y a todos los ingenieros que forman parte del departamento WIT, por su recibimiento y colaboración durante mi práctica.

Al Ingeniero **Samuel Fernando Muñoz.**, profesor de la Escuela de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander UIS, tutor del proyecto y a la **Universidad Industrial de Santander** y la **Escuela de Ingeniería de Petróleos**, por haber sido una parte vital en mi formación profesional.

A todas aquellas personas que de una u otra forma han colaborado para mi realización profesional, a mis compañeros y amigos.

DEDICATORIA

A DIOS por ser mi sustento, mi paz y
mi fortaleza, a quien debo mi vida.

A mi mamá **Mercedes Barrios de Linero**
y a mi papá **Jaime A. Linero Quintero**

quienes me formaron,
me han enseñado y me seguirán enseñando
las maravillas de la vida, pero también
los válidos sacrificios que llevan a un mejor vivir.

A mis hermanos **Yahir, Yubely, Camila, Jaime A. y Andrés F.**
que me han acompañado y han sido un gran
motivo para que mi vida sea maravillosa.

A **Alejandro Gómez Arenas** por su apoyo y confianza en mí.

A ellos les dedico uno de mis primeros triunfos,
Ya que sin su compañía y apoyo no lo hubiera alcanzado.

CONTENIDO

	Página
1. GENERALIDADES DE LOS CAMPOS CUSIANA Y CUPIAGUA	14
1.1 Localización Geográfica	15
1.2 Historia de los Campos Cusiana y Cupiagua	15
1.3 Geología de los Campos	19
1.4 Estratigrafía General	19
1.5 Geología del petróleo	21
1.6 Caracterización del yacimiento	21
1.7 Historia de producción	22
2. TUBERÍA FLEXIBLE	24
2.1 Configuraciones de la tubería flexible	25
2.2 Partes de la tubería flexible	25
2.2.1 Cabeza inyectora	28
2.2.2 Carrete de tubería flexible	30
2.2.3 Suministro de poder	32
2.2.4 Cabina de control (control console)	33
2.2.5 Equipo de control de presión	35
2.3 Ventajas de la tubería flexible	40
2.4 Desventajas de la tubería flexible	41
2.5 Tubería flexible utilizada en los Campos Cusiana – Cupiagua	42
3. INTERVENCIONES CON TUBERÍA FLEXIBLE EN LOS CAMPOS CUSIANA Y CUIAGUA	45

3.1	Levantamiento con nitrógeno	46
3.2	Creación de underbalance con nitrógeno	47
3.3	Limpieza de arena	48
3.4	Tapones de arena	49
3.5	Lavado con acido o pickle job	49
3.6	Tratamiento químico	50
3.7	Estimulación selectiva utilizando empaques	52
3.8	Electric line y registro de memorias con tubería flexible	53
3.9	Operaciones de cementación	54
3.10	Operaciones con motor de fondo y broca	56
4.	FALLAS GENERALES DE LA TUBERÍA FLEXIBLE EN INTERVENCIÓN DE POZOS	57
4.1	Abrasión en tubería flexible	60
4.2	Análisis de fallas en pozos operados por BPXC aplicando la Matriz de Larsen y Reichert	67
4.2.1	Análisis de falla en el pozo # 64	71
4.2.2	Análisis de falla en el pozo # 67	76
4.2.3	Análisis de falla en el pozo # 28	80
5.	ANÁLISIS REALIZADO A LOS POZOS OPERADOS POR BPXC	84
6.	PROCEDIMIENTOS Y HERRAMIENTAS PARA IDENTIFICAR Y PREVENIR LA ABRASIÓN	88
6.1	Tubería flexible 16cromo	89
6.2	Herramientas de medición de espesor de pared	90
6.2.1	Coiled tubing Inspec (Schlumberger)	91
6.2.2	ACIM (Rosen)	96
	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	100

LISTA DE FIGURAS

	Página
Figura 1. Ubicación General de los Campos del Piedemonte.	17
Figura 2. Principales Campos del Piedemonte Llanero.	18
Figura 3. Unidad de CT en un ambiente operacional costa afuera en el Golfo de México.	26
Figura 4. Unidad de CT en una intervención de pozo en el Campo Cusiana.	26
Figura 5. Unidad de CT en una intervención de pozo en el Campo Cusiana donde se observa el carrete, el arco guía y la cabeza inyectora.	27
Figura 6. Esquema de la cabeza inyectora con el goose neck.	29
Figura 7. Esquema de las cadenas de tensión en posición abierta y en posición cerrada sosteniendo la tubería.	29
Figura 8. Comparación de los diferentes tamaños de tambor para el carrete de la unidad de CT.	31
Figura 9. Cabina de control actualmente utilizada en los Campos Cusiana-Cupiagua.	33
Figura 10. Diagrama simplificado del panel de control ubicado en la Cabina de control.	34
Figura 11. Diagrama del equipo de control de presión y sus partes.	35
Figura 12. Stripper tipo ventana utilizado en los campos Cusiana-Cupiagua.	37
Figura 13. Diagrama de BOPs tipo QUAD y sus partes.	38
Figura 14. Vista frontal del diagrama de BOPs tipo COMBI y sus partes.	38

Figura 15.	BOPs tipo COMBI utilizado en los campos Cusiana-Cupiagua.	39
Figura 16.	Esquema de un BHA y el lubricador.	40
Figura 17.	Esquema de un levantamiento de pozo con nitrógeno utilizando tubería flexible.	47
Figura 18.	Esquema de una limpieza de arena o cleanout con tubería flexible.	48
Figura 19.	Esquema de un pickle job con tubería flexible.	50
Figura 20.	Esquema del tratamiento ácido con tubería flexible.	51
Figura 21.	Esquema del tratamiento ácido con tubería flexible y Jet blaster.	52
Figura 22.	Esquema de la estimulación selectiva utilizando empaque inflable con tubería flexible.	53
Figura 23.	Esquema de la transmisión de registros por medio de Electric line en tubería flexible.	54
Figura 24.	Esquema de operaciones de cementación con tubería flexible.	55
Figura 25.	Esquema de operaciones con broca y tubería flexible.	56
Figura 26.	Diagrama de los diferentes esfuerzos aplicados a la tubería flexible.	57
Figura 27.	Diagrama de grietas, producto de las tensiones aplicadas a la tubería.	58
Figura 28.	Diagrama de fisuras, producto de las tensiones aplicadas a la tubería.	58
Figura 29.	Diagrama de deformaciones plásticas de la tubería flexible.	59
Figura 30.	Diagrama de variación de tubería producto de la abrasión.	59
Figura 31.	Fotos de tubería flexible con principios de abrasión.	60

Figura 32.	Diagrama de flujo para evaluar probabilidad de abrasión.	62
Figura 33.	Relación de rigidez de la tubería flexible.	63
Figura 34.	Relación de la trayectoria del pozo de la tubería flexible.	64
Figura 35.	Relación de efecto de la “FUERZA NORMAL”.	64
Figura 36.	Relación de efecto de los “FLUIDOS DEL POZO”.	65
Figura 37.	Matriz de evaluación general de riesgo de la tubería flexible por presencia de abrasión.	65
Figura 38.	Mínima cantidad de pies corridos de una tubería flexible para presentar problemas de abrasión.	66
Figura 39.	Tubería flexible de 2" de OD, tipo TAPERED, de 20.000 pies de longitud.	67
Figura 40.	Longitud de tubería flexible con soldadura de fábrica (BIAS) en la cual se observan las diferentes zonas afectadas por la soldadura.	74
Figura 41.	Foto de la falla en el pozo # 67, en la cual la sarta se rompió en dos entre el levelwind y el horse power.	77
Figura 42.	Foto de la sarta que falló en el pozo # 68.	80
Figura 43.	Diagrama de flujo para evaluar probabilidad de abrasión caracterizado para los Campos Cusiana – Cupiagua.	85
Figura 44.	Efecto relativo a la trayectoria del pozo.	86
Figura 45.	Fotos del CT Inspec en operaciones del Campo Cusiana.	91
Figura 46.	Esquema de la medición de espesor de pared el cual utiliza una probeta de transmisión y otra de recepción para cada espesor de pared registrado. Contiene Uretano entre las probetas y la tubería.	93

Figura 47.	Esquema de la división de una sección transversal de la tubería en cuatro áreas y su respectivo valor de espesor de pared.	93
Figura 48.	Gráfica que muestra los resultados del monitoreo de espesor de pared en la herramienta CT Inspec.	95
Figura 49.	Foto del ACIM en una unidad de tubería flexible.	96
Figura 50.	Partes del dispositivo de inspección ACIM.	97

LISTA DE TABLAS

	Página
Tabla 1. Características de las sartas utilizadas en BPX Colombia.	69
Tabla 2. Fallas de tubería flexible en los Campos Cusiana-Cupiagua.	70
Tabla 3. Parámetros hallados por el dispositivo ACIM, el principio, exactitud y resolución de su determinación.	99

RESUMEN

TITULO: EVALUACIÓN DE LOS PROBLEMAS DE ABRASIÓN EN TUBERÍA FLEXIBLE EN TRABAJOS DE INTERVENCIÓN DE POZOS EN LOS CAMPOS CUSIANA Y CUPIAGUA*

AUTORA: LINA MARCELA LINERO BARRRIOS **

PALABRAS CLAVES: Tubería Flexible, Abrasión, Perfil de desviación, Patas de Perro.

DESCRIPCIÓN:

La tubería flexible es utilizada actualmente en gran variedad de operaciones de intervención de pozos gracias a los avances de esta tecnología en los últimos años. Sin embargo, existe un problema que requiere especial atención y es el relacionado con la abrasión como resultado de la fricción entre la tubería flexible y las paredes del completamiento durante los trabajos de intervención de pozos.

Los pozos de los Campos Cusiana – Cupiagua presentan características especiales que aumentan la criticidad de este problema, tales como las altas tasas de producción de gas, los perfiles direccionales con grandes ángulos de inclinación y una significativa frecuencia de altas patas de perro.

Basados en la experiencia de campo y en los análisis de fallas previas, una caracterización fue realizada a los pozos de los Campos Cusiana – Cupiagua. La finalidad de este análisis fue identificar los pozos más propensos a la presencia de abrasión, y adicionalmente determinar el máximo valor de pies corridos posibles con una tubería flexible según el pozo en el cual se realice la intervención y así prevenir fallas que pongan en riesgo la integridad de la operación. Al llegar al máximo valor de pies corridos, se deben tomar medidas preventivas. Entre las medidas de prevención a una falla se encuentran como opciones la utilización de un dispositivo de espesor de pared, la utilización de una sarta más resistente a la abrasión y operacionalmente algunas prácticas que prueban la resistencia de la sarta y por lo tanto disminuyen el riesgo a una falla causada por la abrasión.

Aunque BPXC tiene medidas preventivas en la utilización de la tubería flexible, se requiere esta caracterización para realizar un mejor seguimiento a la utilización y el funcionamiento de las sargas de tubería flexible y evitar posibles fallas catastróficas.

* Tesis de Grado Modalidad Práctica Empresarial.

** Facultad de Ingenierías Físico Químicas, Escuela Ingeniería de Petróleos.
Tutores: Ingeniero Fabio Tarazona; Ingeniero Samuel Fernando Muñoz (UIS).

ABSTRACT

TITLE: Evaluation of Abrasion Problems in Coiled Tubing for well interventions in Cusiana and Cupiagua Fields *

AUTHOR: LINA MARCELA LINERO BARRRIOS **

KEY WORDS: Coiled tubing, Abrasion, Desviation Survey, doglegs.

DESCRIPTION:

The Coiled tubing is actually used in great variety of operations thanks to the improvements of this technology achieved recently. Nevertheless, there is an issue that must be carefully handled which is abrasion as result of the friction between Coiled tubing and well completion during the well intervention jobs. The wells Cusiana and Cupiagua fields have special characteristics that increase the risk level, such as high gas producing rate, directional profiles with large inclination angles and a significant frequency of high doglegs.

Based upon field experience and prior failure analyses, a characterization was carried out in Cusiana – Cupiagua wells. The objective of this analysis was to identify the high risk wells in terms of abrasion problem and determine the maximum running feet for the utilization of Coiled tubing string according to the well in which the intervention will be carried out and then prevent operational failures that could affect the integrity of the operation. When the string achieves the maximum running feet, preventive measures should be taken. One option of prevention measurement is a wall thickness measuring device, use of a stronger string and the implementation of some operational practices that help in testing the string integrity and therefore reduce the risk of failure due to abrasion.

Although BPXC has preventive measures in the utilization of the Coiled tubing, is required this characterization to carry out a better monitoring to the utilization and the operation of the strings of Coiled tubing to avoid possible catastrophic failures.

* Graduate Project Managerial Practical Modality.

** Faculty of Physical-Chemicals Engineering. Petroleum Engineering. Tutors: Engineer Fabio Tarazona; Engineer Samuel Fernando Muñoz (UIS).

INTRODUCCIÓN

La tubería flexible es una tecnología que está evolucionando rápidamente, causando una influencia en el mercado ya que a su vez está introduciendo en el mercado gran variedad de productos asociados a su desarrollo y aplicación en pozos de crudo y gas. Esta tecnología es utilizada para operaciones complejas de intervención de pozos y un manejo inadecuado puede representar riesgos en la seguridad industrial y al medio ambiente. Para el manejo de la integridad de la tubería diferentes variables deben ser cuidadosamente monitoreadas tales como presión, tensión, profundidad, fluidos bombeados entre otros.

Desde inicios de la utilización de la tubería flexible en los campos Cusiana – Cupiagua, se han presentado fallas asociadas a la fatiga de la tubería, sin embargo las fallas recientes han estado asociadas a la abrasión.

Dicha abrasión se presenta por las características mecánicas de los pozos, siendo una variable que no se puede modificar. Por lo anterior se hace necesario un análisis de la utilización de las sartas de tubería flexible caracterizando las condiciones de los Campos Cusiana – Cupiagua. Con este análisis se revisará el límite de pies corridos para la tubería flexible en las operaciones realizadas por BPXC y se presentarán recomendaciones para prevenir dichas fallas, evitando así pérdidas de control de pozo y situaciones catastróficas.

1. GENERALIDADES DE LOS CAMPOS CUSIANA Y CUPIAGUA

Cusiana y Cupiagua han sido considerados como dos de los principales descubrimientos de petróleo de Colombia, con reservas conjuntas de más de 1.300 millones de barriles.

El hallazgo de estos campos y su desarrollo en los años 90, con un pico de producción cercano a los 500 mil barriles por día, marcaron la historia petrolera de los últimos años del país y, en especial, la de una de sus cuencas más activas, el Piedemonte Llanero. Lo que para algunos ha pasado desapercibido es que allí no sólo hay petróleo, sino que también existe un volumen significativo de gas.

Este gas ha sido reinyectado en el campo para aumentar la extracción de petróleo y recientemente se ha iniciado con su comercialización para generación de energía en el Casanare y para consumo doméstico en el interior del país.

Para mostrar la capacidad de producción gasífera de estos campos sólo es necesario recordar que en la actualidad se están produciendo 3 mil millones de pies cúbicos por día, lo que equivale a cinco veces lo que consume todo el país*.

1.1 LOCALIZACION GEOGRAFICA

* Carta Petrolera Edición 110. Nov.-Dic.

Los campos Cusiana y Cupiagua pertenecientes a los Contratos Santiago de las Atalayas, Tauramena y Río Chitamina, que en la actualidad son operados por la compañía BPXC (British Petroleum Exploration Company Colombia), se encuentran ubicados en el departamento del Casanare, ver figura 1 y 2, situados a una altura sobre el nivel del mar que oscila entre los 270 m y 1000 m; una temperatura media en superficie de 28°C, a unos 120 kilómetros al noreste de Bogotá D.C. con un área que supera a las 45.000 Hectáreas en donde gran parte de la sección consiste de inmensas llanuras que parten del oriente del río Meta.

1.2 HISTORIA DE LOS CAMPOS CUSIANA Y CUPIAGUA

Inicialmente la premonición sobre la presencia de petróleo en el Piedemonte de la cuenca de los Llanos Orientales fue considerada por algunos exploradores sin éxito en su búsqueda debido a la compleja geología y a que era necesario perforar a grandes profundidades. Los pozos exploratorios fueron abandonados antes de examinar con éxito las formaciones Mirador, Barco Y Guadalupe.

En 1982 ECOPETROL y la compañía estadounidense Triton Colombia Inc., perforaron los pozos la Cabaña 1 y La María 1 con resultados negativos. En 1987 la empresa inglesa British Petroleum Exploration BP, designada operador, y la compañía francesa Total, adquirieron una participación en este contrato de asociación denominado Santiago de las Atalayas.

Cusiana fue el primer campo descubierto por BPX con la perforación del pozo Cusiana M-1 en 1988; el pozo cusiana 2-A fue el primer pozo en perforar las tres formaciones principales del yacimiento (Mirador, Barco y

Guadalupe) comprobando de esta forma la presencia de reservas en los tres intervalos y de un gigantesco yacimiento de petróleo y de gas en el Piedemonte casanareño, denominado Campo Cusiana. El mecanismo de producción de petróleo del campo es la inyección gasífera en la capa de gas.

Con la evaluación de este campo, en 1992 se perforó el pozo Cupiagua 1, que permitió el descubrimiento de una estructura diferente, denominado campo Cupiagua, este campo se encuentra ubicado al norte de Cusiana y produce crudo muy liviano o gas condensado; este gas se usa para re-inyección como método de recobro mejorado en Cusiana y Cupiagua. Estos campos son parte del contrato de asociación Santiago de las Atalayas, Tauramena y Río Chitamina entre las compañías Tepma, Triton, BP y ECOPETROL, con una distribución de participación en la sociedad de 19%, 12%, 19% y 50% respectivamente.

En una evaluación preliminar de las reservas adelantada por ECOPETROL en Noviembre del año 1992, se logró establecer un estimado de 1500 millones de barriles de petróleo y condensado para el campo Cusiana.

El campo Cusiana cuenta con 72 pozos perforados y el campo Cupiagua con 44 pozos perforados.

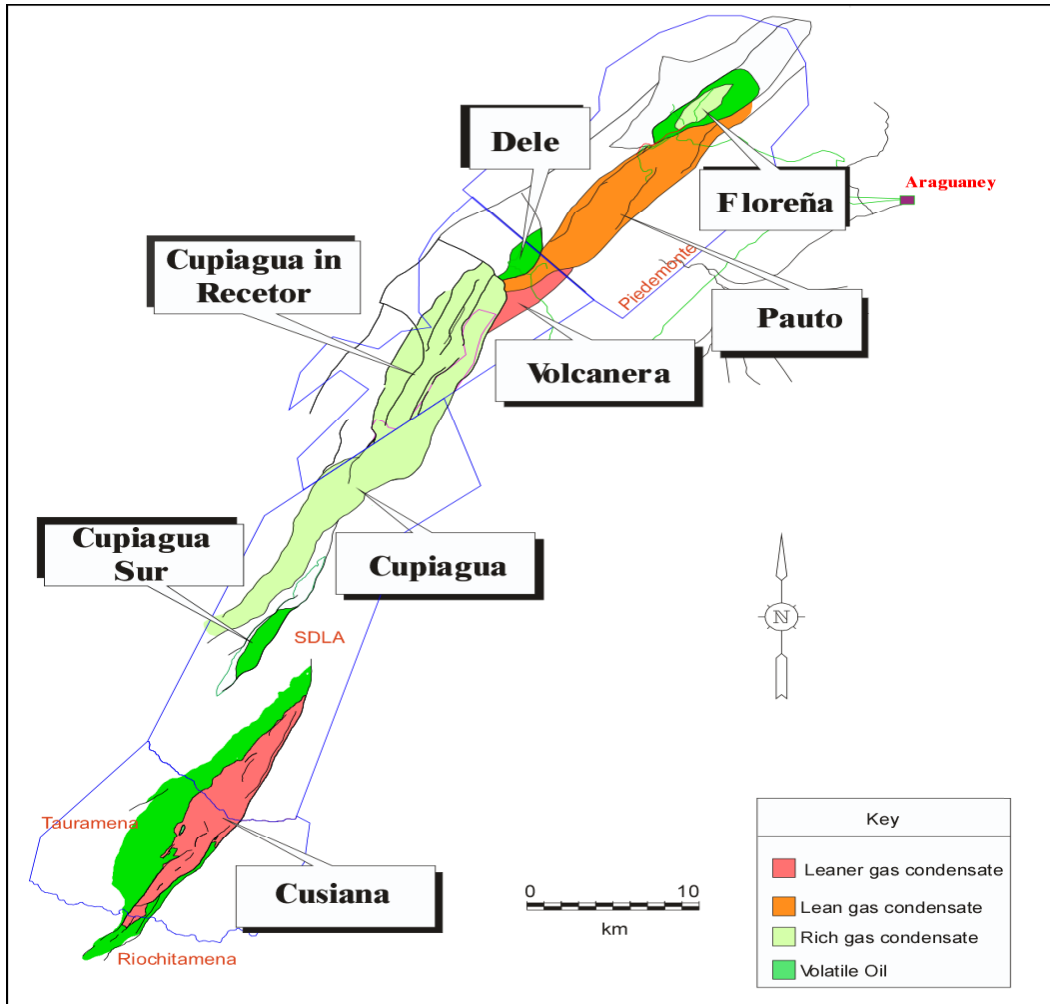


FIGURA 1. Ubicación General de los Campos del Piedemonte.

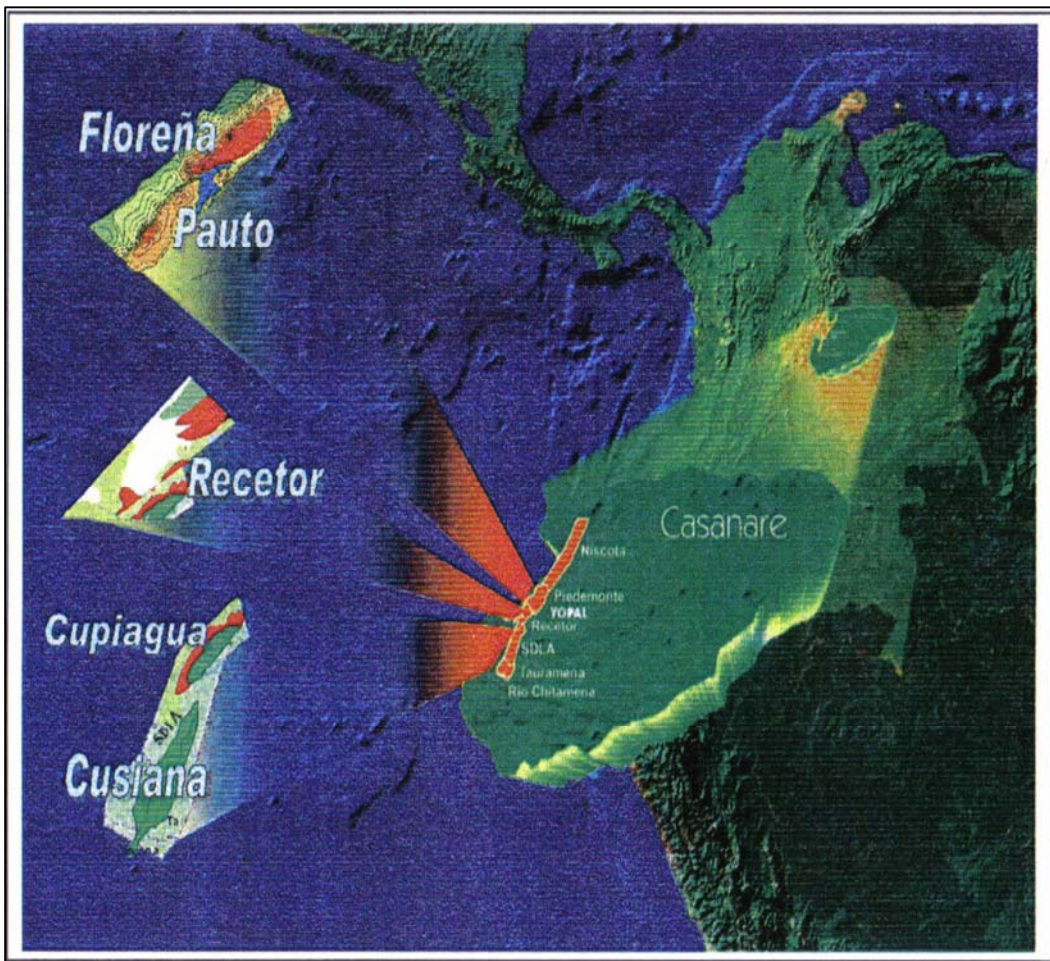


FIGURA 2. Principales Campos del Piedemonte Llanero.

1.3 GEOLOGIA DE LOS CAMPOS

El Piedemonte Llanero es una zona de plegamiento activa y las trampas estructurales que constituyen los prospectos a lo largo de la estructura son producto de callamiento inverso y plegamiento asimétrico en el área. Las fallas inversas varían en inclinación desde subhorizontales hasta cerca de 50 grados.

Grandes bloques estructurales de todas las formaciones desde la superficie hasta las profundidades, incluyendo los yacimientos, se han plegado a lo largo de estos planos de falla hacia el sudeste sobre el tope de las formaciones más jóvenes. Esto significa que cualquier pozo perforado que atraviese una de estas fallas, repetirá parte de la estratigrafía ya perforada. Las poderosas fuerzas compresionales que provocaron este fallamiento continúan presentándose aun en las rocas y por consiguiente se refleja en problemas de estabilidad del pozo.

1.4 ESTRATIGRAFÍA GENERAL

Las trampas de los campos pertenecientes al Piedemonte Llanero no pueden ser observadas con facilidad en superficie, pero pueden definirse con mucha precisión y detalle gracias a la información sísmica.

La primera zona de interés que se depositó fue la formación Guadalupe Superior (600 – 700 pies) formada por arenas divididas en una sección superior donde se identifican arenas fosfáticas caracterizadas por ser de muy alta permeabilidad.

La formación Guadalupe Medio (300 – 800 pies) se constituye de arcillas marinas con intercalaciones esporádicas de arenas. Pocos pozos han logrado ser perforados hasta esta formación, de modo tal que secciones de arena de mayor espesor son virtualmente imposibles.

La formación Guadalupe Inferior (300 – 800 pies) es una secuencia de arenas marinas de menor homogeneidad que las arenas de Guadalupe Superior y con mas frecuentes intercalaciones de arcilla.

En el Terciario Inferior se reinicia la depositación de los sedimentos de la actual formación Barco. Esta formación constituye el segundo perfil productor del área, con 200 pies de espesor aproximado divididos en cuatro miembros.

Este depósito de areniscas concluyó con condiciones de llanura costera lodosa de sedimentos, correspondiente a la formación los Cuervos, la cual se compone por una serie de arcillas con intercalaciones de arenas líticas, con un espesor de 350 a 550 pies.

Después de dichas intercalaciones se encuentra la sedimentación y depositación correspondiente a la formación Mirador, la cual es el principal objetivo en casi todos los pozos del Piedemonte Llanero.

La formación Mirador es la principal formación productora en la mayoría de los pozos que se han perforado, su espesor correspondiente es de 400 y 450 pies que se encuentran repartidos en 7 miembros.

Posteriormente se acumularon 4 ciclos de depósito de planicie en la cuenca llanera y en el Piedemonte. Estas secuencias corresponden al grupo carbonera desde la formación C1 hasta la C8 formando cuatro pares.

1.5 GEOLOGIA DEL PETROLEO

La información correspondiente a los afloramientos de las formaciones, señala que los reservorios principales Mirador, Barco y Guadalupe, están presentes regionalmente sobre el área del Piedemonte y que incrementan su espesor.

El levantamiento reciente de las estructuras no entra en este análisis, ya que probablemente se extingue la generación de hidrocarburos, por otro lado, es viable que los anticlinales adyacentes a las estructuras no hayan sido levantadas significativamente, por lo cual, el equilibrio térmico no se ha podido obtener en las estructuras elevadas y por tanto la roca madre se encontraría generando aun.

Sobre la sección de yacimientos de Guadalupe y Mirador yace la formación arcillosa C8 la cual es y representa el sello en el campo Cusiana. En lo común, los pozos del Piedemonte tienen presencia de hidrocarburos debajo del C8 confirmando las características y propiedades para ser el sello original.

1.6 CARACTERIZACION DEL YACIMIENTO

Las formaciones correspondientes a Mirador y Barco poseen capa de gas y la composición de los fluidos va desde gas condensado hasta aceite volátil. Guadalupe, a diferencia de las otras, posee una pequeña capa de gas, pero el fluido principal dentro de él es el crudo liviano.

La formación los Cuervos es un sello regional que divide Mirador de Barco y Guadalupe, consideradas entonces como dos unidades de flujo independientes.

De las formaciones Mirador, Barco y Guadalupe producen los campos Cusiana, Cupiagua, Pauto, Floreña y Recetor. El crudo que se produce en Cusiana corresponde a una gravedad promedio de 42° API y 0.11% de azufre y el campo Cupiagua produce aceite de 44° API aproximadamente.

1.7 HISTORIA DE PRODUCCION

Aunque los Campos Cusiana y Cupiagua fueron descubiertos en 1988 y en 1993 respectivamente, en 1992 entra en producción Cusiana con 2.575 bpd y en 1996 entra Cupiagua con una producción de 4.500 bpd cada uno contando con 750 Mbbl y 510 Mbbl de reservas respectivamente.

En 1999 estos dos campos alcanzaron su máxima producción, aportando más de 400.000 bpd a la producción nacional, es decir, cerca del 50% de la producción Colombiana.

El gran paradigma de estos campos es su rápida y acelerada declinación natural que aunque la empresa operadora British Petroleum hace todo lo posible por mitigarla sigue su ascenso. Actualmente la producción oscila en 140.000 bpd que equivalen aproximadamente al 40 por ciento de la producción nacional.

En lo que respecta al futuro de estos campos en los más de 12 años de historia de producción de los campos Cusiana y Cupiagua se ha logrado obtener información estática y dinámica la cual se ha integrado para

entender la heterogeneidad del yacimiento y la gran declinación de la producción con el fin de realizar nuevas estrategias de inyección de agua y gas.

La integración de la información petrográfica, sedimentológica, estratigráfica y de geología estructural de los campos Cusiana y Cupiagua han sido partes fundamentales para la realización de un robusto modelo que explica satisfactoriamente la historia de la producción caracterizada por altas tasas de producción con avances tempranos de agua y gas.

Modelos estáticos y dinámicos capturan niveles apropiados de heterogeneidad de los campos mejorando el ajuste histórico y obteniendo así un mejor entendimiento del desarrollo del yacimiento.

2. TUBERÍA FLEXIBLE

La técnica de tubería flexible (CT, por sus siglas en inglés, "Coiled Tubing") se ha convertido en una herramienta esencial de muchas operaciones de intervención de pozos.

El desarrollo de esta técnica comenzó en la Segunda Guerra Mundial con el proyecto PLUTO (Líneas de conducción debajo del océano), en 1944. En la década de 1960, se utilizó tubería flexible para lavar arena, recuperar válvulas de seguridad de fondo de pozo y extraer fluidos de pozos con nitrógeno. Posteriormente, las aplicaciones del CT se expandieron para incluir tratamientos ácidos y tratamientos por fracturamiento hidráulico, bajada de herramientas, cambios de tuberías, perforación, levantamiento artificial y terminación de pozos. Como resultado de todo ello, la cantidad de unidades de CT que operan en todo el mundo aumentó, pasando de unos pocos equipos en el año 1.965 a más de 1000 en el año 2.004.

El término tubería flexible describe los tramos continuos de tubería de acero de pequeño diámetro, con cambios de espesor de pared, el equipo de superficie relacionado y las técnicas de reparación, perforación y terminación de pozos asociadas. Desde su introducción en las operaciones de campos petroleros a comienzos de la década de 1960, la utilización de la tecnología CT se ha incrementado debido a sus mejores características de fabricación, los diámetros más grandes de los tubos y los avances introducidos en los equipos, que han mejorado la eficiencia operacional.

La tecnología CT permite el despliegue selectivo y la aplicación controlada de tratamientos químicos, tratamientos con ácido y tratamientos de fracturamiento hidráulico. También se utiliza para limpiar y proteger el casing o tubing del pozo o para extraer herramientas ubicadas dentro del pozo.

La versatilidad de la tecnología CT resulta particularmente valiosa en pozos donde la integridad de la tubería es cuestionable o en pozos que requieren protección debido a las condiciones de flujo para el control del agua y del gas, y también para el control de la producción de arena.

2.1 CONFIGURACIONES DE LA TUBERÍA FLEXIBLE

La configuración básica de un equipo de CT depende de:

- Ambiente operacional. Por ejemplo, costa afuera, ver figura 3, Onshore, ver figura 4, desierto, ártico, etc.
- Aplicaciones primarias. Por ejemplo, unidades preparadas para operaciones de perforación, pues serán más grandes que las unidades de servicio convencional.
- Dimensiones de la sarta de CT. Por ejemplo, longitud de la sarta, diámetro externo e interno, y dimensiones necesarias del carrete.

2.2 PARTES DE LA TUBERÍA FLEXIBLE

El diseño utilizado en los campos Cusiana-Cupiagua como se observa en la figura 5, es una unidad portátil el cual incluye un sistema de poder hidráulico para insertar y retirar continuamente la sarta de tubería dentro del tubing de producción.



FIGURA 3. Unidad de CT en un ambiente operacional costa afuera en el Golfo de México.



FIGURA 4. Unidad de CT en una intervención de pozo en el Campo Cusiana.

El contenido básico de una unidad de CT contiene:

1. Cabeza inyectora (Injector Head).
2. Carrete de CT (Reel).
3. Suministro de poder (Power Pack).
4. Cabina de control (Control Console).
5. Equipo de control de presión.



FIGURA 5. Unidad de CT en una intervención de pozo en el Campo Cusiana donde se observa el carrete, el arco guía y la cabeza inyectora.

2.2.1 CABEZA INYECTORA

La cabeza inyectora es el componente usado para sostener la sección de tubería que en el momento esté entrando o saliendo del pozo y suministrar la fuerza necesaria para insertar y retirar el CT dentro del wellbore, ver figura 6.

La cabeza inyectora o injector head fue diseñada para desarrollar tres funciones básicas:

- ✓ Suministrar el empuje requerido para superar la fricción entre el CT y el tubing de producción.
- ✓ Controlar la velocidad a la cual la tubería entra al pozo bajo las condiciones presentes en la operación.
- ✓ Soportar el peso total de la tubería y sus accesorios y acelerar la velocidad operacional cuando se extrae del pozo.

Las partes principales de la cabeza inyectora son:

- a. Cadenas de tensión.
- b. Arco guía o Goose Neck.
- c. Sensor indicador de tensión.
- d. Sensor indicador de profundidad.
- e. Stripper.

a. Cadenas de tensión.

Las cadenas de tensión conformada por bloques o también llamadas grid blocks se encuentran dentro de la cabeza inyectora y son las encargadas de deslizar la tubería dentro o fuera del pozo de tal forma que tengan la tubería tensionada aplicando la fuerza normal necesaria sin causar deformación en ella, ver figura 7.

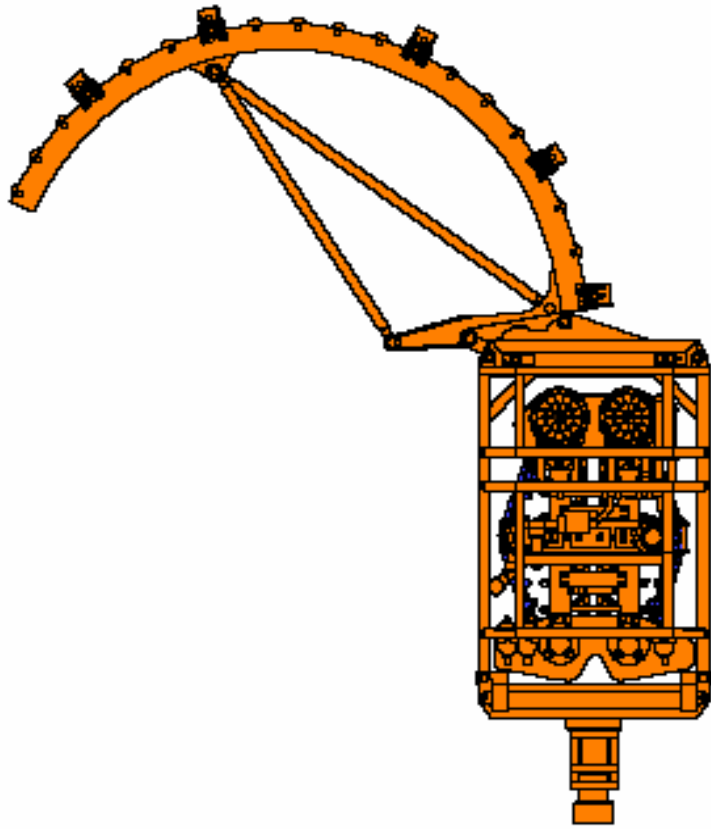


FIGURA 6. Esquema de la cabeza inyectora con el goose neck.

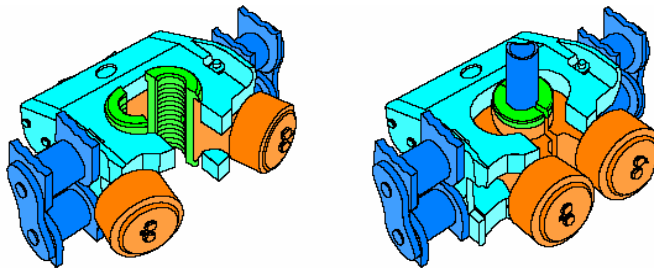


FIGURA 7. Esquema de las cadenas de tensión en posición abierta y en posición cerrada sosteniendo la tubería.

b. Arco guía o Goose Neck.

Este arco guía es el encargado de que la tubería entre directamente en la cabeza inyectora sin ninguna complicación y su ángulo y tamaño dependen directamente del diámetro de tubería a utilizar en la unidad de CT. Es primordial tener en cuenta que a medida que la tubería entra o sale del pozo la parte que se encuentra sobre el arco guía es expuesto a abrasión por el contacto directo con el material del mismo.

c. Sensor indicador de tensión.

Este sensor permite saber al operador la tensión a la cual es sometida la tubería en forma instantánea con el objetivo de no sobrepasar los límites físicos de la tubería evitando así problemas o fallas de operacionales.

d. Sensor indicador de profundidad.

Este sensor se encuentra ubicado en la base de la cabeza inyectora y por medio del panel en la cabina de control indica la profundidad a la cual se encuentra la tubería para poder saber por que formación están atravesando las herramientas conectadas a la tubería y realizar la operación en el lugar adecuado. Generalmente se cuenta con indicador de profundidad mecánico y uno electrónico.

2.2.2 CARRETE DE TUBERÍA FLEXIBLE

El servicio que presta el carrete básicamente es almacenar la tubería durante el transporte y en las operaciones mientras se enrolla o desenrolla.

Este carrete debe tener un mecanismo para prevenir movimientos rotacionales accidentales en el tambor cuando las condiciones lo requieran.

En cualquier momento la estructura que soporta el carrete debe estar segura y prevenir movimientos no deseados durante la operación.

Los componentes básicos del carrete son:

- a. Tambor del carrete.
- b. Sistema de manejo del carrete.
- c. Level wind.
- d. Sistema de lubricación.

Como se observa en la figura 8, existen diversos modelos y tamaños de carrete los cuales incluyen una capacidad de almacenamiento de tubería diferente.

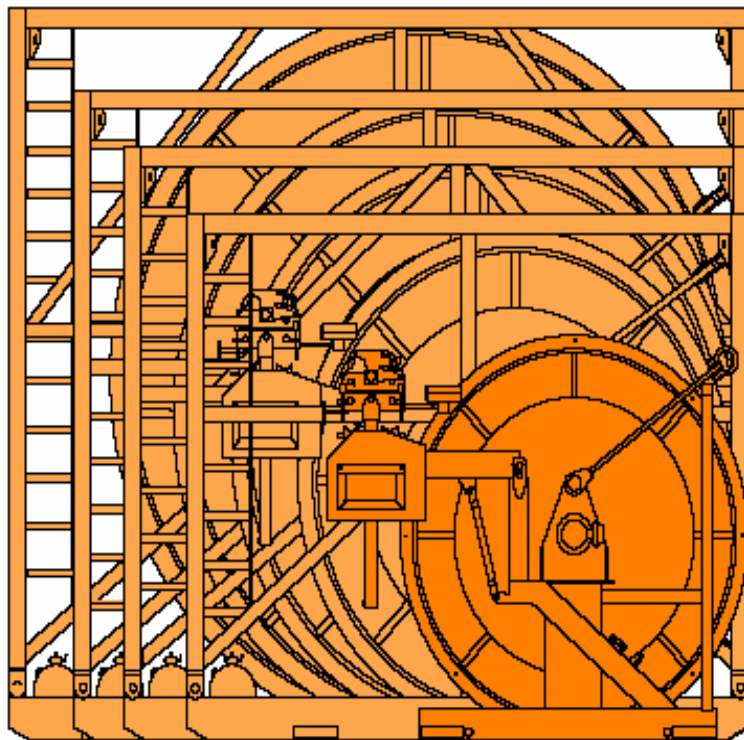


FIGURA 8. Comparación de los diferentes tamaños de tambor para el carrete de la unidad de CT.

a. Tambor del carrete.

El tambor sirve para almacenar la tubería y debe ser escogido según el diámetro y la longitud de la tubería en uso.

b. Sistema de manejo del carrete.

Este sistema debe producir suficiente torque para suministrar la tensión requerida de manera que el CT pueda tener curvatura sobre el arco guía y en el carrete. Además, este sistema debe tener bastante torque para acelerar el tambor del carrete desde la tubería estática hasta alcanzar tasas aceptables de velocidad. Este torque debe ser capaz de manejar la carga total del carrete con la tubería llena de fluido.

c. Level wind.

La tubería es guiada mientras se está utilizando y es requerido un mecanismo llamado level wind que alinea la tubería mientras se esta enrollando o desenrollando del tambor para que este proceso se realice sin dificultad y la tubería se acomode de la mejor manera posible sin perder capacidad de almacenamiento en el tambor.

d. Sistema de lubricación.

En muchos casos el carrete es equipado con un sistema de lubricación para la parte externa del CT para prevenir corrosión atmosférica y reducir la fricción a través del stripper. Este sistema debe lubricar la tubería de manera regular por la zona externa de la tubería.

2.2.3 SUMINISTRO DE PODER

Un motor maneja las bombas hidráulicas para generar el poder hidráulico requerido por el fluido. El fluido usado es aceite hidráulico a menos que

existan restricciones ambientales. Hay filtros de aceite y sistemas enfriantes incorporados en el circuito para evitar daños dentro de sus componentes.

Las funciones básicas del suministro de poder también llamado power pack normalmente son:

- ✓ Suministrar el poder hidráulico requerido por la Unidad de CT para alimentar el motor y las bombas hidráulicas con el fluido.
- ✓ Controlar el sistema hidráulico que hace referencia a las válvulas y el sistema de alivio.
- ✓ Almacenar el fluido hidráulico para el equipo de control o acumulador de las preventoras de reventón también llamadas BOPs.

2.2.4 CABINA DE CONTROL (CONTROL CONSOLE)

Las funciones de la cabina de control normalmente son:

- ✓ Controlar y monitorear todos los sistemas en operación desde una estación sencilla para el operador.
- ✓ Suministra información de la operación en tiempo real.



FIGURA 9. Cabina de control actualmente utilizada en los Campos Cusiana-Cupiagua.

El diseño de la cabina de control puede variar según su proveedor, ver figura 9, pero normalmente todos los controles están en esta cabina con la configuración observada en la figura 10. Esta cabina cuenta con todos los controles requeridos por el operador para monitorear todos los componentes en uso, por ejemplo el motor del carrete y de la cabeza inyectora son activados desde este panel a través de válvulas que determinan la dirección del movimiento de la tubería y la velocidad de operación. En esta cabina también se encuentran los sistemas de control que regulan las cadenas de la cabeza inyectora, el stripper, las preventoras de reventón y varios de los componentes de control.

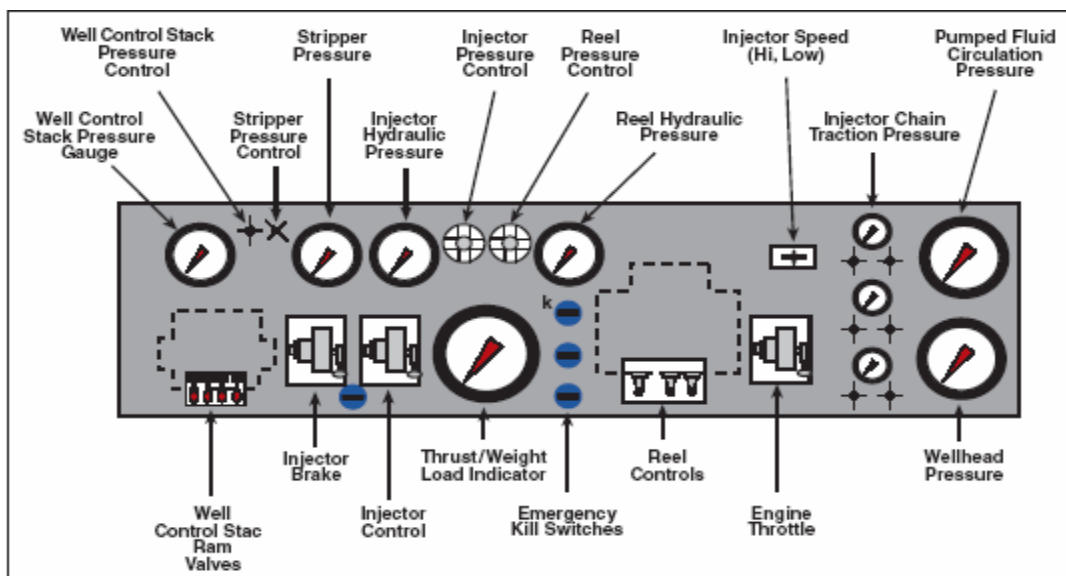


FIGURA 10. Diagrama simplificado del panel de control ubicado en la Cabina de control.

2.2.5 EQUIPO DE CONTROL DE PRESIÓN

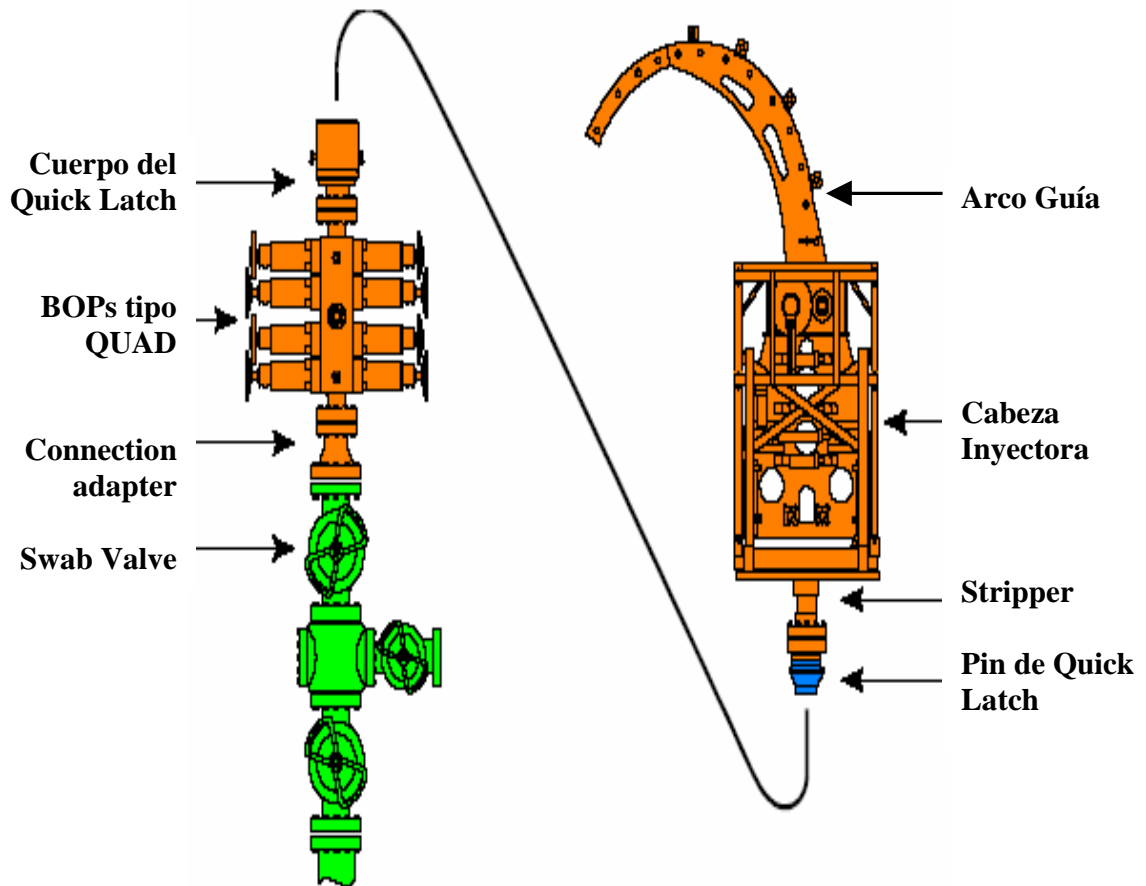


FIGURA 11. Diagrama del equipo de control de presión y sus partes.

El equipo de control de presión se encuentra compuesto por, ver figura 11:

- Stripper.
- Preventoras de reventón (BOP).
- Quick Latch.
- Lubricadores.

a. Stripper.

En la base de la cabeza inyectora y sobre las preventoras de reventón (BOP, por sus siglas en inglés, Blow out preventors) se encuentra el stripper.

El stripper es el dispositivo de control primario de presión en el CT, permite el libre movimiento de la tubería mientras actúa como barrera primaria evitando que los fluidos del pozo se expongan al medio ambiente. Adicionalmente sirve para Asegurar y alinear la cabeza inyectora con el equipo de control de presión y cabeza de pozo

El estándar máximo de presión al cual trabaja el stripper es de 10.000 psi, pero algunos de los nuevos strippers están diseñados para trabajar a presiones de 15.000 psi. Su diseño suministra un sello de presión alrededor del CT cuando es corrido dentro o fuera del pozo. Para lograr este sello es requerido una fuerza hidráulica energizante aplicada y controlada desde la cabina de control del operador.

Entre los diferentes tipos de stripper se encuentran los convencionales, los radiales y los tipo ventana utilizados actualmente en los campos Cusiana – Cupiagua, ver figura 12.

a. Preventoras de reventón (BOP).

El sistema de BOPs es una parte crítica de la unidad de CT y debe ser usada siempre en cualquier trabajo a desarrollar.



FIGURA 12. Stripper tipo ventana utilizado en los campos Cusiana-Cupiagua.

Consta de cuatro rams operadas hidráulicamente las cuales se encuentran de abajo hacia arriba en el siguiente orden y con las siguientes funciones:

- ✓ Slip rams. Compuesta por cuñas que permiten sostener la tubería en tensión.
- ✓ Pipe rams: Mediante unos elementos hacen sello hidráulico alrededor de la tubería (CT).
- ✓ Shear rams: Mediante un arreglo de cuchillas permiten cortar la tubería. Deben ser actuadas solo en caso de emergencia para prevenir un problema de control de pozo.
- ✓ Blind rams. Mediante unos elementos permite hacer sello hidráulico una vez la tubería a sido cortada.

El sistema de preventoras puede encontrarse en dos configuraciones diferentes, tipo QUAD o COMBI, como se observa en las figuras 13 y 14, pero las utilizadas actualmente en las intervenciones de los campos Cusiana – Cupiagua son de configuración tipo COMBI, ver figura 15.

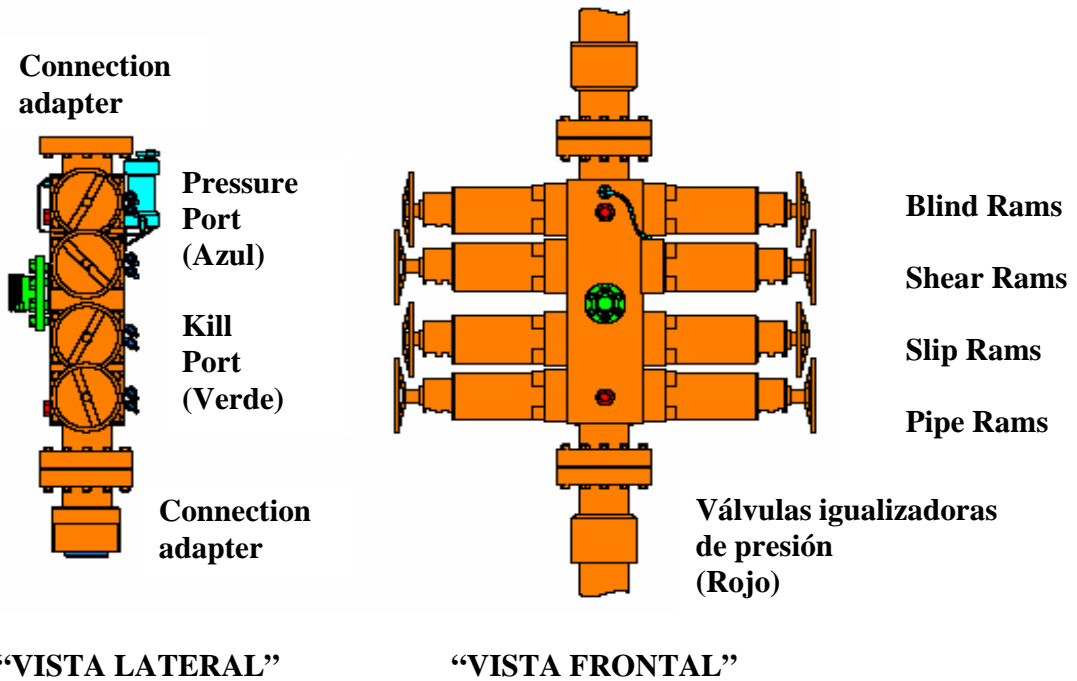


FIGURA 13. Diagrama de BOPs tipo QUAD y sus partes.

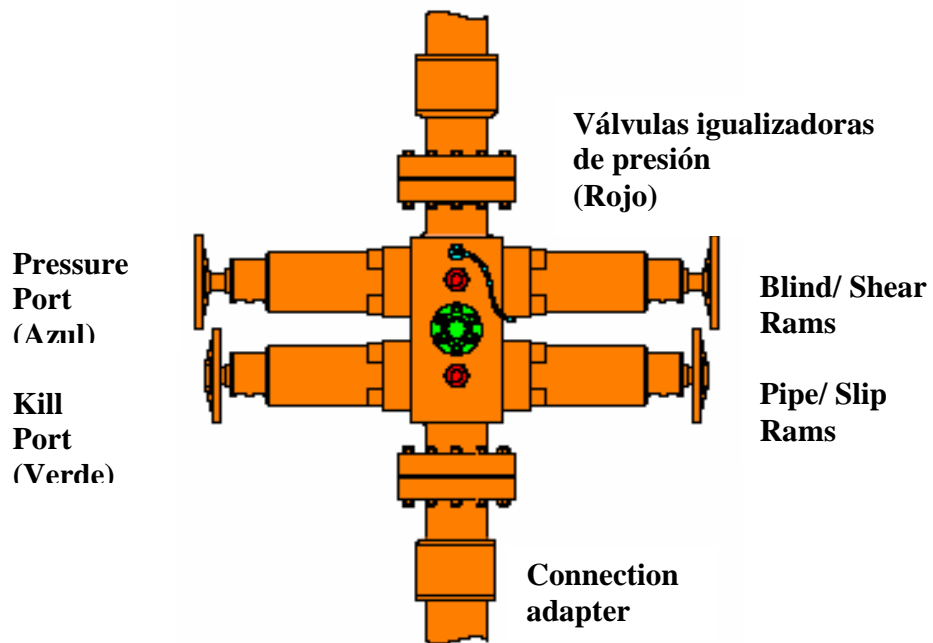


FIGURA 14. Vista frontal del diagrama de BOPs tipo COMBI y sus partes.



FIGURA 15. BOPs tipo COMBI utilizado en los campos Cusiana-Cupiagua.

b. Quick Latch.

El Quick Latch es el encargado de suministrar conexión rápida y segura de manera hidráulica entre el lubricador y las BOPs.

c. Lubricadores.

Los Lubricadores son extensiones de tubería necesarias cuando el montaje de fondo de la tubería flexible (BHA, por sus siglas en inglés, Bottom Hole Assembly) lo requiere debido a su longitud, ver figura 16.

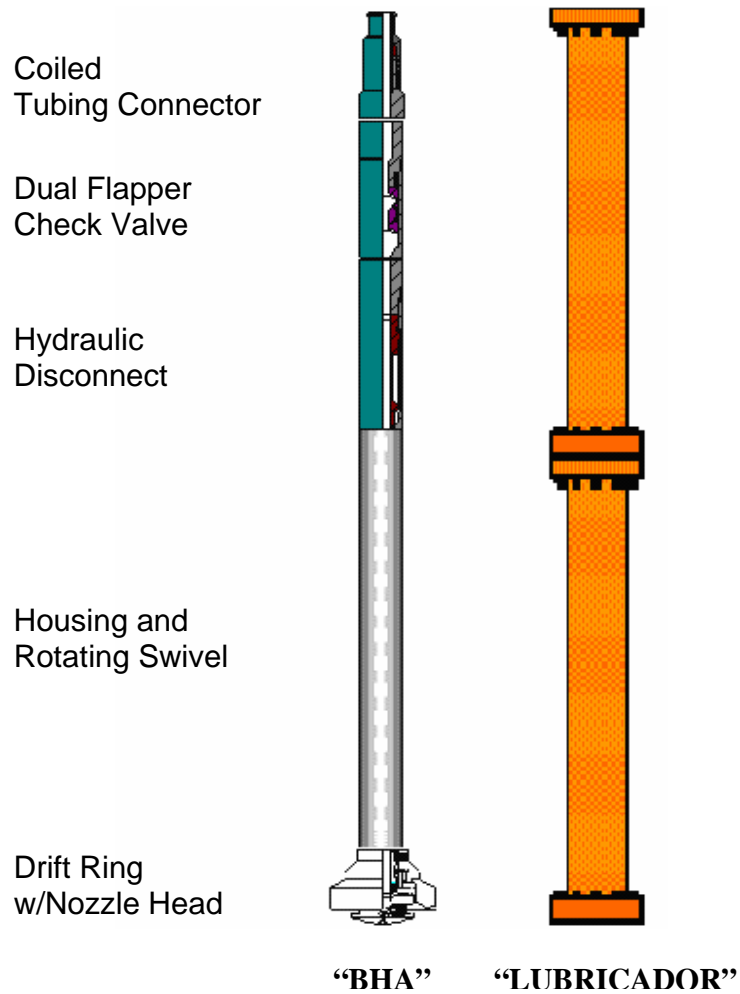


FIGURA 16. Esquema de un BHA y el lubricador.

2.3 VENTAJAS DE LA TUBERÍA FLEXIBLE

Algunas ventajas de la tubería flexible son:

- ✓ Unidades altamente móviles y compactas.
- ✓ Costos de operación más bajos.
- ✓ Confiabilidad de la tubería.

- ✓ Tiempos operacionales menores al tratarse de tubería continua que no requiere conexión entre secciones y mayores capacidades de tensión comparadas con operaciones con cable o línea de acero.
- ✓ Flexibilidad de trabajar bajo presión en pozos “vivos”.
- ✓ Capacidad de bombear fluidos en cualquier momento, independientemente de la posición dentro del pozo o la dirección de viaje. Estas capacidades resultan particularmente útiles en operaciones de limpieza de pozos, lavados ácidos de la tubería y zonas productoras, tratamientos de estimulación ácida o de estimulación por fracturamiento hidráulico y tratamiento de consolidación de arena, operaciones de cementación, pesca, entre otros.
- ✓ Adquisición de datos en tiempo real de los parámetros de trabajo en superficie tales como tensión, presiones de circulación, sensor de profundidad, tasas de circulación, velocidad entre otros.

2.4 DESVENTAJAS DE LA TUBERÍA FLEXIBLE

Entre las desventajas de la tubería flexible se encuentran:

- ✓ El CT es sometido a curvaturas cíclicas que causa fatiga.
- ✓ Debido a los efectos de fatiga, la fuerza de tensión del material del CT en las partes más afectadas es reducida. Esta situación puede causar un estallido o colapso de la tubería ya que reduce la resistencia del material.
- ✓ El CT tiene un delgado espesor de pared comparado con otro tipo de tubería el cual limita la fuerza para tensionar de la tubería.
- ✓ En relación a los pequeños diámetros, se presentan pérdidas de fricción que limita las tasas de circulación si se compara con tuberías de mayor diámetro.

- ✓ La mayor desventaja es no tener la posibilidad de rotar la tubería, aunque esto es parcialmente superado por el desarrollo de herramientas que rotan en fondo.

2.5 TUBERÍA FLEXIBLE UTILIZADA EN LOS CAMPOS CUSIANA - CUPIAGUA

Actualmente la tubería flexible que se utiliza en los pozos operados por BPXC tiene las siguientes especificaciones:

- Grado QT-1000, fabricada por Quality Tubing.
- Esta tubería tiene una alta resistencia a la cedencia y alta capacidad de tensión, por lo que difícilmente se va a deformar debido a su rigidez. Este tipo de tubería flexible es fabricada con una fórmula de aleación de acero al carbón.
- Esta tubería esta diseñada para resistir a la corrosión y posee altas capacidades de tensión.
- Su composición química, aunque se encuentra sujeta a pequeñas variaciones , es:

C	Mn	P	S	Si	Cr	Cu	Ni	V	N
0.15 max	1.65 max	0.025 max	0.005 max	0.50 max	0.50 - 0.70	0.25 max	0.20 max	0.010 min	0.020 max

- Sus propiedades físicas son:
 - Mínimo Yield Strength: 100.000 psi.
 - Mínimo Tensile Strength: 110.000 psi.
 - Mínima Elongación: Calculada a partir de la siguiente fórmula

$$E = \frac{800.000(A_w)^{0.2}}{(L_n)^{0.9}} \%$$

Donde: A_w = Sección transversal de tubería (pulg²).

L_n = Mínimo tensile strength (psi).

- Aunque actualmente Quality Tubing fabrica tubería flexible con diámetros que van desde 1 pulg. hasta 3.5 pulg. Por las condiciones de los pozos en los campos Cusiana y Cupiagua, BPXC utiliza tubería flexible de diámetro externo de 1¾ pulg. y 2 pulg. La tubería flexible utilizada en estos campos no corresponde a una tubería con un espesor de pared constante, el cual puede variar según la siguiente relación:

OD (pulg.)	ESPEJOR DE PARED (pulg.)	ID (pulg.)
1.75	0.109	1.532
1.75	0.118	1.514
1.75	0.125	1.5
1.75	0.134	1.482
1.75	0.156	1.438
1.75	0.175	1.4
1.75	0.188	1.374
1.75	0.203	1.344
2	0.109	1.782
2	0.118	1.764
2	0.125	1.75
2	0.134	1.732
2	0.145	1.71

2	0.156	1.688
2	0.175	1.65
2	0.188	1.624
2	0.203	1.594

La sección de tubería que inicialmente sale del carrete tiene un espesor de pared mínimo ya que no requiere sostener mucho peso y tensión, y va aumentando a medida que la tubería va aumentando la profundidad.

- La longitud de la tubería está en un rango de 19,000 a 21,000 pies.

3. INTERVENCIONES CON TUBERÍA FLEXIBLE EN LOS CAMPOS CUSIANA Y CUIPAGUA

Antes de mencionar las intervenciones realizadas con tubería flexible en los campos Cusiana - Cuiagua es necesario referir algunos requerimientos en el momento de utilizar tubería flexible en dichos campos:

1. Como mínimo los siguientes elementos de adquisición de datos deben incluirse: Presión de circulación, Presión en cabeza, Tasa de bombeo, Ovalidad de la tubería, Tensión y dos contadores de profundidad independientes.
2. Antes de bajar la herramienta, se debe asegurar que el contador de profundidad debe estar en cero sobre el nivel del piso.
3. Debe tenerse mucho cuidado mientras el BHA atraviesa la cabeza del pozo, para esto la velocidad de estas corridas no deben exceder los 20 pies por minuto. De igual manera si la operación involucra tocar una obstrucción la velocidad debe reducirse a 10 pies por minuto aproximadamente 50 pies encima de la obstrucción.
4. Deben realizarse varias pruebas de tensión mientras se baja el BHA.
 - Es recomendado realizar pruebas de tensión cada 3000 pies, antes de entrar a una sección diferente de tubing o liner, antes de pasar por una restricción conocida y antes de tocar la profundidad total (TD, por sus siglas en inglés, Total Depth).

- Las pruebas de tensión se deben realizar sobre intervalos diferentes de la tubería, para evitar sobre-ciclar una misma sección y evitar someter la tubería a un esfuerzo de fatiga.
5. Las corridas iniciales de un pozo no deben exceder una velocidad de 60 pies por minuto y en ningún caso exceder 100 pies por minuto.
 6. Cuando el pozo está presurizado o está fluyendo, se debe mantener una presión positiva dentro de la tubería flexible para prevenir colapso.
 7. Como una práctica operacional Standard de prevención de fallas la tubería no puede ser utilizada después de tener 500.000 pies corridos y / o exceder más del 80% del mínimo yield strength.

Existen más requerimientos para la aplicación de tubería flexible en los campos Cusiana – Cupiagua relacionados con presión, pero para efectos prácticos no se incluirán, ya que no están relacionados con nuestro tema de interés.

3.1 LEVANTAMIENTO CON NITRÓGENO

El levantamiento con nitrógeno, ver figura 17, es una operación usada para ayudar a fluir un pozo que no puede hacerlo por si mismo por razones tales como: el pozo tiene una hidrostática mayor a la presión de formación, como resultado de una operación de matado, estimulación o cierre para un build up. El objetivo del nitrógeno entonces es disminuir la presión hidrostática y así lograr un balance a favor del yacimiento alcanzando un grado en el cual el pozo fluye naturalmente por la presión del yacimiento.

Es importante tener en cuenta para este procedimiento que la profundidad de levantamiento y la tasa de nitrógeno óptima pueden variar considerablemente dependiendo de las características del pozo y sus condiciones de integridad.

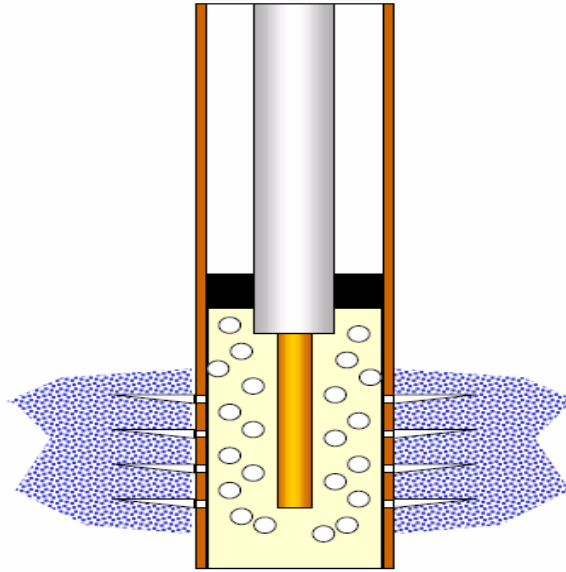


FIGURA 17. Esquema de un levantamiento de pozo con nitrógeno utilizando tubería flexible.

3.2 CREACIÓN DE UNDERBALANCE CON NITRÓGENO

Es una operación que consiste en desplazar parte del fluido de la columna hidrostática del pozo y crear una condición de underbalance a favor de la formación.

Teniendo la presión del yacimiento, la densidad del fluido y el perfil de desviación del pozo, se determina la cantidad de nitrógeno requerida para obtener el underbalance deseado.

El proceso de creación de underbalance durante el completamiento de un pozo para el primer cañoneo. Una vez es perforado el primer intervalo, la presión de nitrógeno es liberada para iniciar la producción del pozo.

3.3 LIMPIEZA DE ARENA

Muchas operaciones con tubería flexible implican la remoción de arena de formación, arena de fracturamiento u otros sólidos en el pozo. Estos materiales restringen la producción y obstruyen el acceso con herramientas. El principal objetivo es desarrollar la operación de la forma más económica y con el mínimo daño al yacimiento.

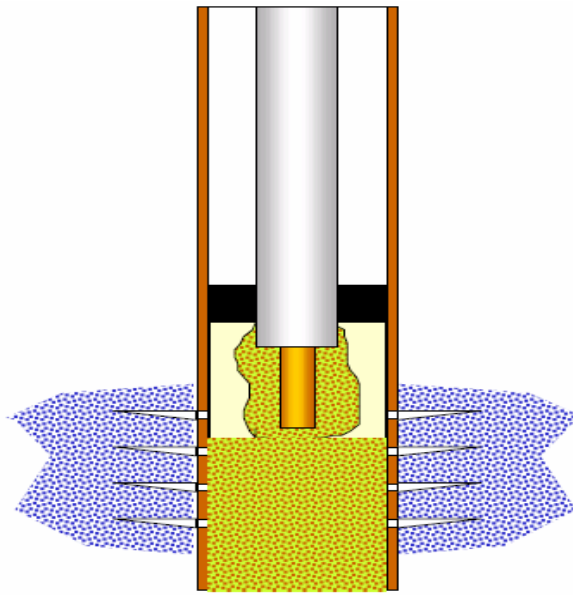


FIGURA 18. Esquema de una limpieza de arena o cleanout con tubería flexible.

En esta operación con tubería flexible, un fluido viscoso, es bombeado a través de una boquilla ubicada en el fondo del BHA. Al paso por las boquillas, el flujo turbulento resultante produce el movimiento de los sólidos, los cuales quedan suspendidos en el fluido de limpieza, ver figura 18.

Existen dos métodos usados para realizar la limpieza de un pozo con tubería flexible que divergen por sus complejidades y riesgos asociados. Estos son:

- Limpieza normal: En este método la circulación del fluido de limpieza va dentro de la tubería flexible y su retorno a superficie es por el anular entre la tubería flexible y el tubing de producción del pozo.
- Limpieza en reversa: En este caso la circulación del fluido se hace a través del anular entre la tubería flexible y el tubing de producción y se obtiene el retorno a superficie a través de la tubería flexible. En esta aplicación no se utiliza válvula cheque. Por esta razón se requiere que el pozo este completamente muerto y sin circulación de gas y crudo para poder realizar el procedimiento de una forma segura sin arriesgar la integridad de la operación.

3.4 TAPONES DE ARENA

Los tapones de arena son una técnica para aislar las perforaciones del fondo de un pozo. Esta técnica tiene grandes ventajas ya que es fácil de remover frente a un aislamiento mecánico y además la posibilidad de perder acceso a la zona temporalmente aislada es muy baja en comparación a otros métodos de aislamiento. Su mayor desventaja es que es necesario realizar un tapón de cemento sobre el tapón de arena que pueda resistir el diferencial de presión entre la zona aislada y la zona descubierta y que no permita el paso del gas como sucede en el tapón de arena.

3.5 LAVADO CON ACIDO O PICKLE JOB

El objetivo de este trabajo es remover todo tipo de depósito o material adherido a las paredes del pozo, ver figura 19. Este tipo de trabajo se hace necesario antes de cualquier tipo de tratamiento “bullheaded” (Bombear fluido desde superficie a la formación), antes de la conversión de un pozo

productor de crudo a un pozo inyector de gas o agua y siempre que se tenga evidencia de presencia de escamas que restrinjan el paso de herramientas. Este procedimiento incluye solventes orgánicos y ácidos dependiendo del material a remover. Para su selección se realizan pruebas de disolución con muestras tomadas de fondo, que ayuda a determinar el tipo y concentración de los fluidos a utilizar.

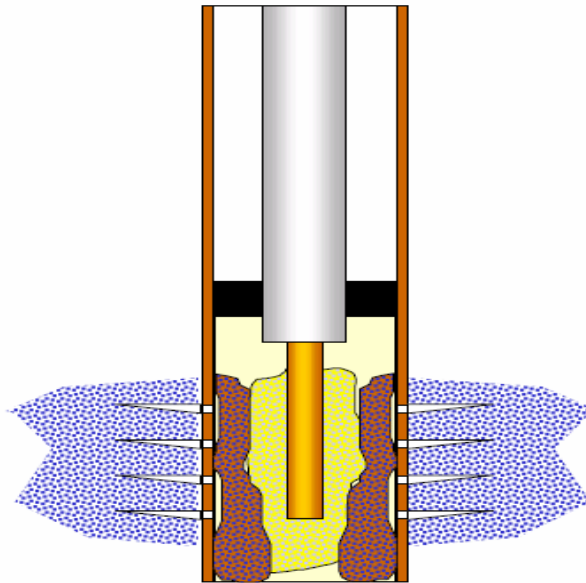


FIGURA 19. Esquema de un pickle job con tubería flexible.

3.6 TRATAMIENTO QUÍMICO

Las técnicas de estimulación ácida, son usadas para remover el daño de formación cerca de la cara del pozo como depósitos inorgánicos y fluidos químicamente incompatibles. Esta técnica disuelve el material que taponan las perforaciones y poros, pero es importante tener en cuenta que la estimulación ácida sólo es exitosa cuando el daño es cerca a la cara del pozo, el material soluble en ácido y no se precipita fácilmente, ver figura 20. El objetivo de esta estimulación es remover estos depósitos y restaurar la productividad natural del pozo.

La estimulación difiere del lavado con ácido, en que la estimulación trabaja en las perforaciones y matricialmente en la formación mientras que el lavado es una remoción de material únicamente en la cara del pozo y no hay penetración de los fluidos en la formación.

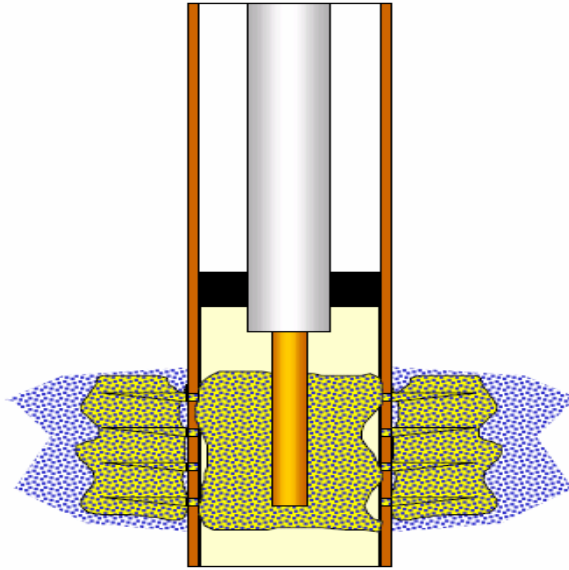


FIGURA 20. Esquema del tratamiento ácido con tubería flexible.

Para mejorar el efecto de remoción en la cara del pozo se utilizan boquillas especiales (Jet Blaster) que mejoran la hidráulica generando un efecto químico y mecánico sobre la cara del pozo. Esta técnica es conocida como “jetting”, ver figura 21.

Los fluidos a utilizar son seleccionados según su habilidad para disolver el depósito presente en la formación y/o en la cara del pozo.

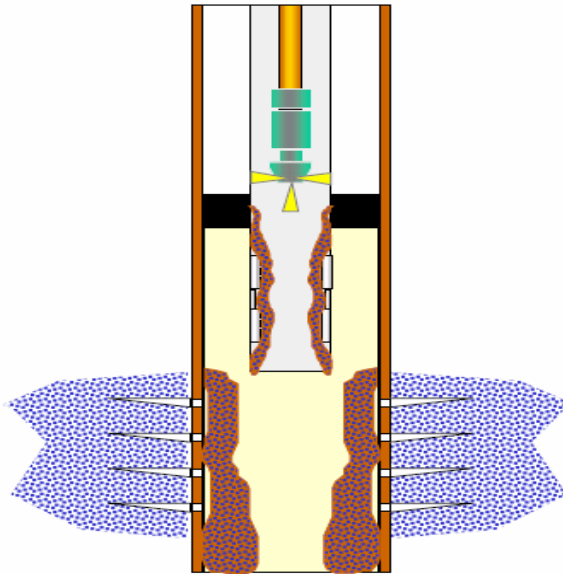


FIGURA 21. Esquema del tratamiento ácido con tubería flexible y Jet blaster.

Algunos depósitos más gruesos y duros que se encuentran compactos necesitan tiempo adicional de contacto; por lo tanto el uso de tubería flexible y herramientas como el Jet blaster son una buena opción para limpiar estos depósitos.

La tubería flexible tiene la ventaja de bombear el tratamiento ácido dentro del pozo vivo, evitando el potencial de daño de formación asociado a matar el pozo, pero tiene como desventaja que las tasas de bombeo son relativamente bajas debido a las pérdidas por fricción a través de la tubería.

3.7 ESTIMULACIÓN SELECTIVA UTILIZANDO EMPAQUES

La estimulación ácida selectiva difiere de la estimulación normal en que el ácido es desplazado de manera segura a la zona deseada. Este tipo de estimulación ácida utiliza un empaque el cual tiene la función de permitir el flujo hacia la zona de interés, ver figura 22.

De esta manera se evita que el tratamiento se dirija a las zonas de mayor conductividad y menor presión que no requieren ser estimuladas.

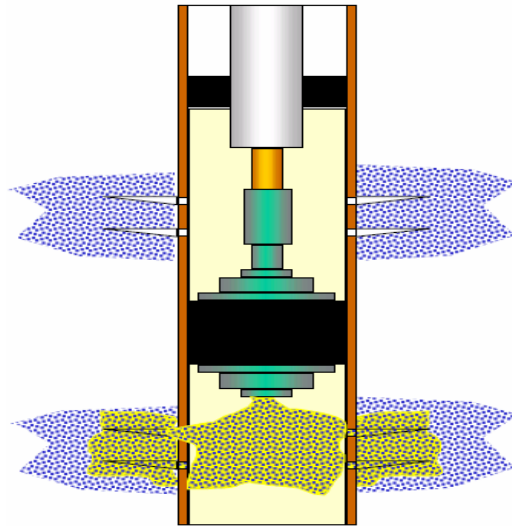


FIGURA 22. Esquema de la estimulación selectiva utilizando empaque inflable con tubería flexible.

Este procedimiento es aplicado y diseñado para inyectar ácido a una presión que no exceda la presión de fractura de la formación y se realice de manera selectiva.

Este tipo de estimulación química está afectada por bajas tasas de bombeo del ácido debido a las altas pérdidas por fricción a través de la tubería flexible.

3.8 ELECTRIC LINE Y REGISTRO DE MEMORIAS CON COILED TUBING

La tubería flexible con registro eléctrico (Coiled Tubing conveyed Electric Line Logging, CTCL, por sus siglas en inglés) es de vital importancia para correr registros eléctricos o perforar zonas en pozos altamente desviados y / o altos dog leg (desviación en grados por cada cien pies), ver figura 23. Su

desarrollo se debe a la necesidad de registrar pozos con desviaciones mayores a 70 grados.

Esta tecnología usa la fuerza y la rigidez de la tubería flexible para transportar herramientas de registro utilizando un cable que transmite la información desde las herramientas de fondo a superficie.

Su gran ventaja es que el CTDL ofrece información en tiempo real con precisión en sus mediciones para trabajos remediales de pozo. Entre las desventajas se incluye grandes costos debido a la necesidad de la unidad de tubería flexible y la unidad de registros eléctricos. Con esta herramienta se pueden correr todos los tipos de registros en hueco entubado.

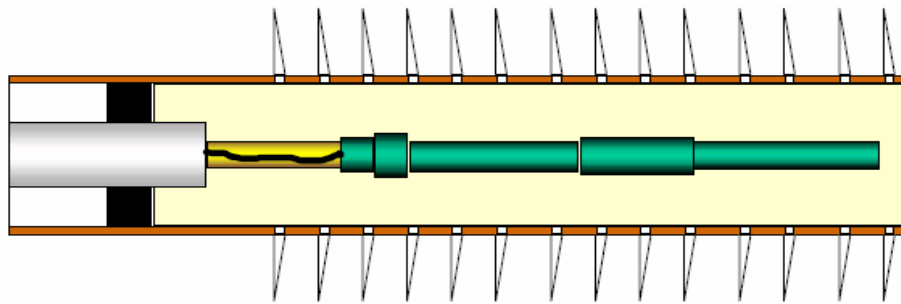


FIGURA 23. Esquema de la transmisión de registros por medio de Electric line en tubería flexible.

Este proceso solo se realiza en pozos productores de crudo ya que las altas presiones de inyección limitan estos procedimientos en pozos inyectoros de agua y gas.

3.9 OPERACIONES DE CEMENTACIÓN

Cuando existe la necesidad de aislar zonas productoras de gas o agua no deseadas debido a la falta de facilidades para el manejo del gas o excesiva

producción de agua que afecta el levantamiento vertical, la solución es recurrir a técnicas mecánicas o a otras técnicas como cementaciones forzadas.

Una cementación forzada se define como el proceso en el cual se inyecta una lechada de cemento en las perforaciones como se muestra en la figura 24.

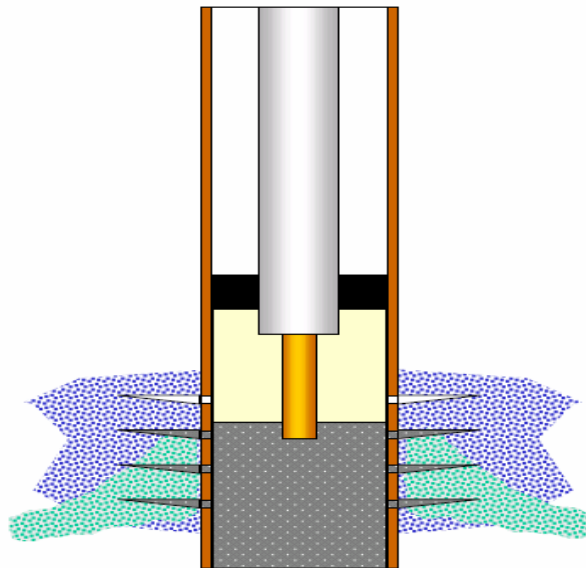


FIGURA 24. Esquema de operaciones de cementación con tubería flexible.

La meta del squeeze de cemento en perforaciones o canales detrás del liner es resistir a la presión diferencial entre la presión del yacimiento y la presión del pozo fluyendo o en inyección según sea el caso.

Las características de la lechada de cemento son seleccionadas dependiendo de las especificaciones requeridas para el trabajo. Las principales propiedades consideradas en un diseño son: densidad, viscosidad, tiempo de bombeabilidad, filtrado, resistencia a la compresión entre otras.

3.10 OPERACIONES CON MOTOR DE FONDO Y BROCA

Una desventaja de la tubería flexible es no poder rotar la sarta y para lograr este movimiento rotacional en fondo un motor de fondo es requerido.

Este motor de fondo opera con el paso del fluido a través del rotor, el cual requiere un diferencial de presión y una tasa de flujo, para transmitir el movimiento de una broca o mill.

Existen dos herramientas valiosas corridas con motor y son el “Underreamer” y el “Mill”, ver figura 25.

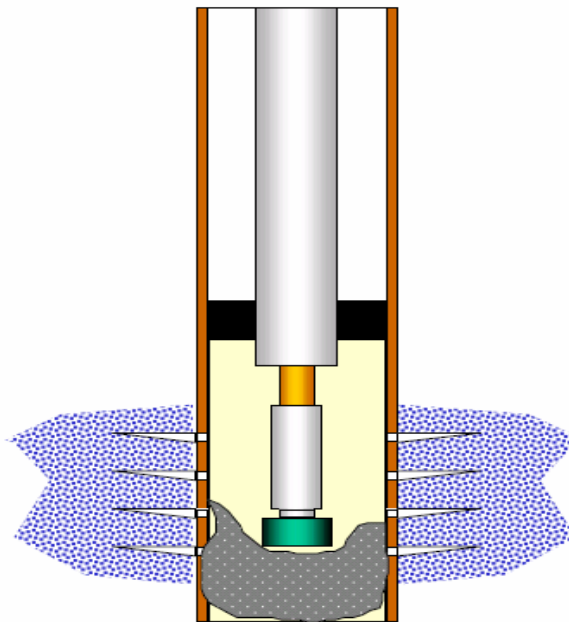


FIGURA 25. Esquema de operaciones con broca y tubería flexible.

El Underreamer es utilizado para moler en completamiento no-monobore, donde debido a las restricciones no es posible bajar herramientas de un diámetro tal que permita moler y re-establecer el acceso total a la zona de interés. El Mill es usado principalmente para limpiar scale del tubing, limpiar cemento o arena y para remover restricciones o partes de herramientas que no pueden ser pescadas fácilmente.

4. FALLAS GENERALES DE LA TUBERÍA FLEXIBLE EN INTERVENCIÓN DE POZOS

La vida útil de la tubería flexible es gobernada por las tensiones y esfuerzos a los cuales es sometida. Desde sus inicios en la industria, se unificó como factor de medición de vida de la tubería, los pies recorridos o “running feet”, pero el factor determinante de la vida útil de la tubería flexible es la fatiga. La fatiga es el deterioro del material como consecuencia de diversas tensiones que actúan en la tubería durante la operación. Estas tensiones son presentadas en la siguiente figura:

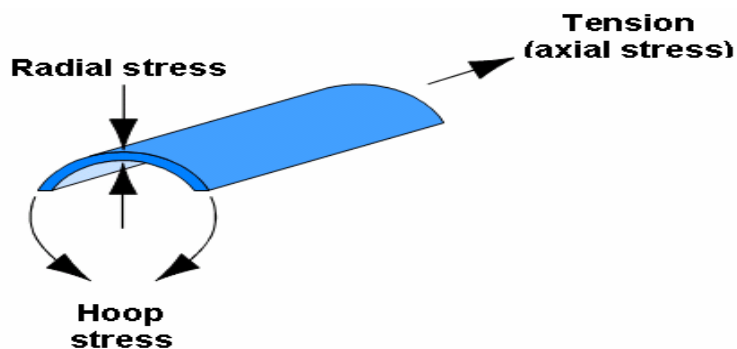


FIGURA 26. Diagrama de los diferentes esfuerzos aplicados a la tubería flexible.

- Hoop Stress: Presión interna aplicada a la tubería flexible en su longitud total.
- Axial Stress: Esta tensión es producto de la curvatura a la cual es sometida la tubería al pasar por el gooseneck o cuando es almacenada en el carrete.

- Radial Stress: La tensión radial es un factor significativo solo cuando el espesor de pared es reducido, resultado de la combinación de efectos como hoop stress, axial stress, fluidos en contacto, etc.

Basados en la determinación de la vida útil de la tubería, podemos definir entonces las fallas o problemas que se presentan cuando se llega al límite de esta vida útil, como lo son:

1. Grietas:

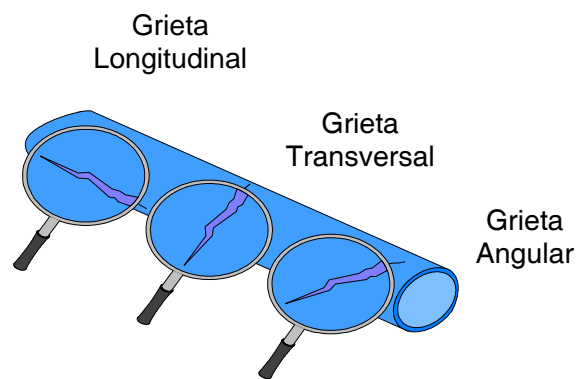


FIGURA 27. Diagrama de grietas, producto de las tensiones aplicadas a la tubería.

2. Marcas o pequeñas fisuras llamadas "pitting":

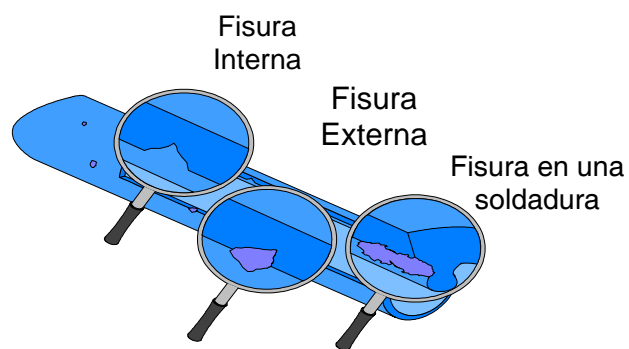


FIGURA 28. Diagrama de fisuras, producto de las tensiones aplicadas a la tubería.

3. Daño a la geometría de la tubería flexible:

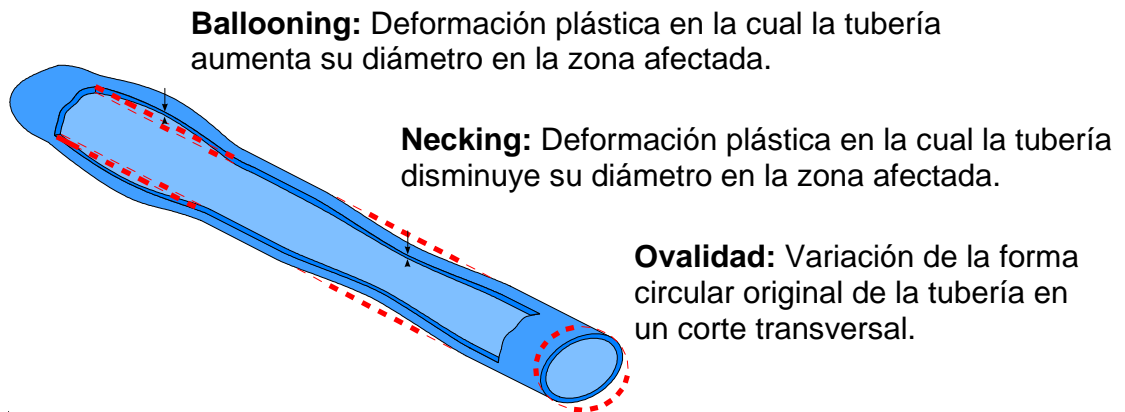


FIGURA 29. Diagrama de deformaciones plásticas de la tubería flexible.

4. Abrasión:

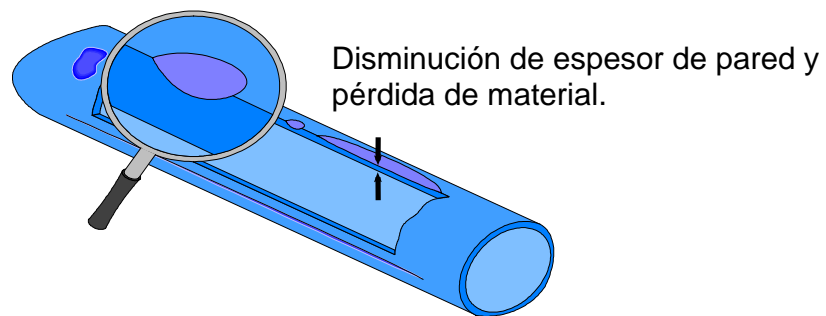


FIGURA 30. Diagrama de variación de tubería producto de la abrasión.

4.1 ABRASIÓN EN TUBERÍA FLEXIBLE

La abrasión es considerada como la degradación o pérdida del material, producto del contacto entre la tubería flexible y el completamiento del pozo. El material del completamiento es tan fuerte que reduce el espesor de pared de la tubería flexible hasta presentar una falla eventual, falla que puede presentarse dentro del pozo o en superficie mientras pasa por el goose neck o mientras se recoge en el carrete, y puede terminar en una falla catastrófica durante una intervención realizada a un pozo.

Usualmente la abrasión es de fácil identificación por inspección visual mientras la sarta sale o entra al pozo, ya que la superficie de la abrasión puede presentar rasgaduras o verse brillante como se presenta en las siguientes fotos.

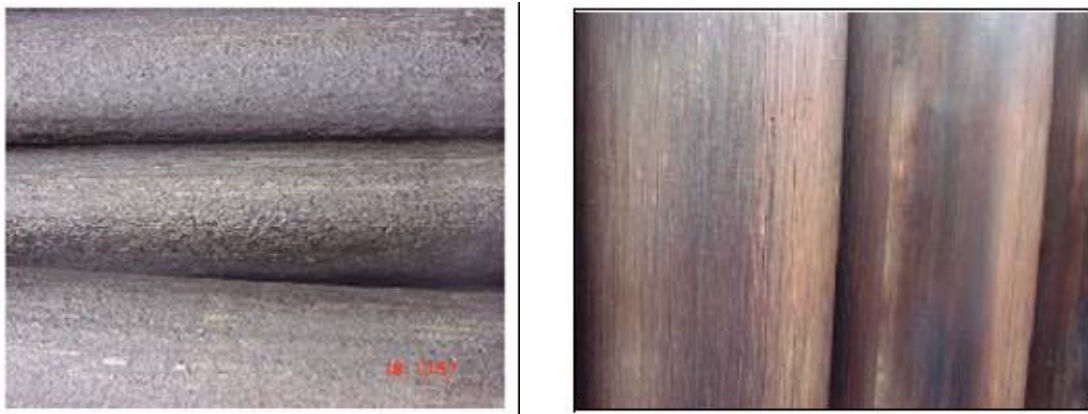


FIGURA 31. Fotos de tubería flexible con principios de abrasión.

Aunque se tenga una ayuda visual es necesario cuantificar la abrasión, información que se obtiene de la medición del espesor de pared antes, durante y después de una intervención, tema que será tratado más adelante.

Durante los últimos años en los campos Cusiana – Cupiagua se han presentado fallas en la tubería flexible asociadas a la abrasión. Los parámetros considerados como causas son:

- Completamientos con 13% de cromo. Cuando el completamiento del pozo es un material basado en aleación de acero que contiene cromo, la abrasión será más severa, pero no es un parámetro definitivo para su presencia.
- El fluido presente en el pozo en el momento de la intervención es un parámetro crítico. Las fallas por abrasión han ocurrido tanto en presencia de líquidos y gas, pero el fluido más crítico es el gas. La abrasión en pozos de gas seco es casi 250 veces mayor que en pozos con contenido líquido.
- Geometría del pozo. La desviación de los pozos y la tortuosidad de sus trayectorias aumentan en gran manera la presencia de abrasión en la tubería, ya que aumentan las áreas de contacto con el completamiento.
- Características del fluido de tratamiento a utilizar en una intervención. Las fallas por abrasión en tubería flexible se presentan comúnmente entre 250.000 y 400.000 pies corridos*, pero han ocurrido con tan sólo 100.000 pies corridos. Si la tubería ha sido sometida a intervenciones con fluidos ácidos, la reacción entre la tubería y dichos fluidos puede originar problemas de corrosión que al final facilitan los problemas de abrasión en relativamente pocos pies corridos.

Según estudios realizados a las fallas de tubería flexible ocasionadas por abrasión, el procedimiento a seguir para realizar un análisis de riesgos incluye valorar la geometría del pozo, la composición de la tubería flexible y el fluido del pozo. La idea es obtener un nivel del riesgo que dirá cuándo

* Motivo por el cual BPXC utiliza sus carretes de tubería flexible hasta 500.000 ft corridos y luego son reemplazados por un nuevo carrete.

deberán ser tomadas medidas preventivas. Estas medidas deben incluir modificaciones del procedimiento, o en su defecto un reemplazo de la sarta de tubería flexible.

El análisis de riesgos♦ mencionado anteriormente depende de los siguientes parámetros, ver figura 32, y el orden de sus pasos es el expuesto a continuación:

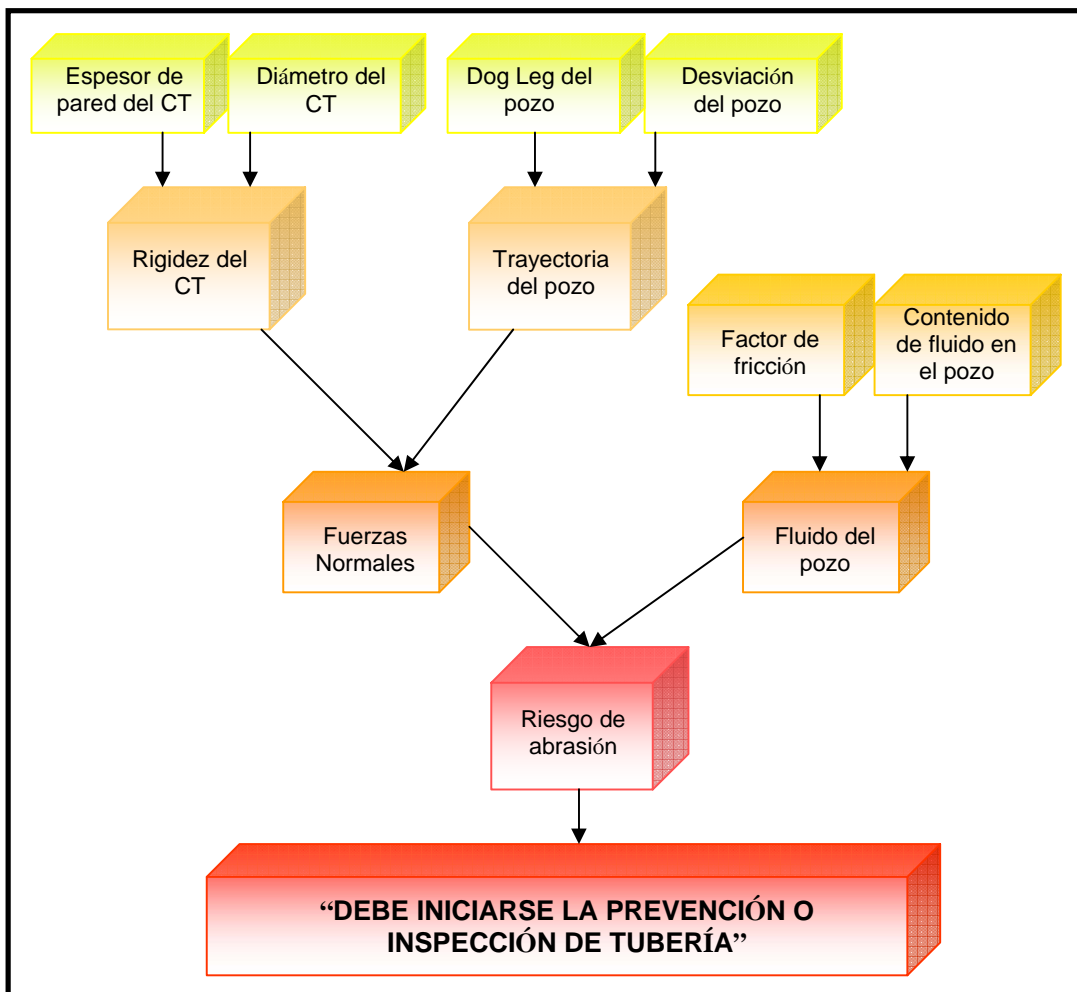


FIGURA 32. Diagrama de flujo para evaluar probabilidad de abrasión.

♦ Análisis de riesgo realizado por Larsen en el paper SPE 81724, Coiled Tubing Abrasion – An Experimental Study of Field Failures. 2003.

1. Fuerza normal: Este factor depende de la rigidez del material y la trayectoria del pozo.

La rigidez de la tubería es importante porque determina la fuerza de contacto que ejerce el completamiento sobre ella, en los casos en que la trayectoria del pozo tiene varias desviaciones y la tubería sufre curvatura. La figura 33 puede ser usada para determinar la rigidez relativa para algunos grados de tubería flexible.

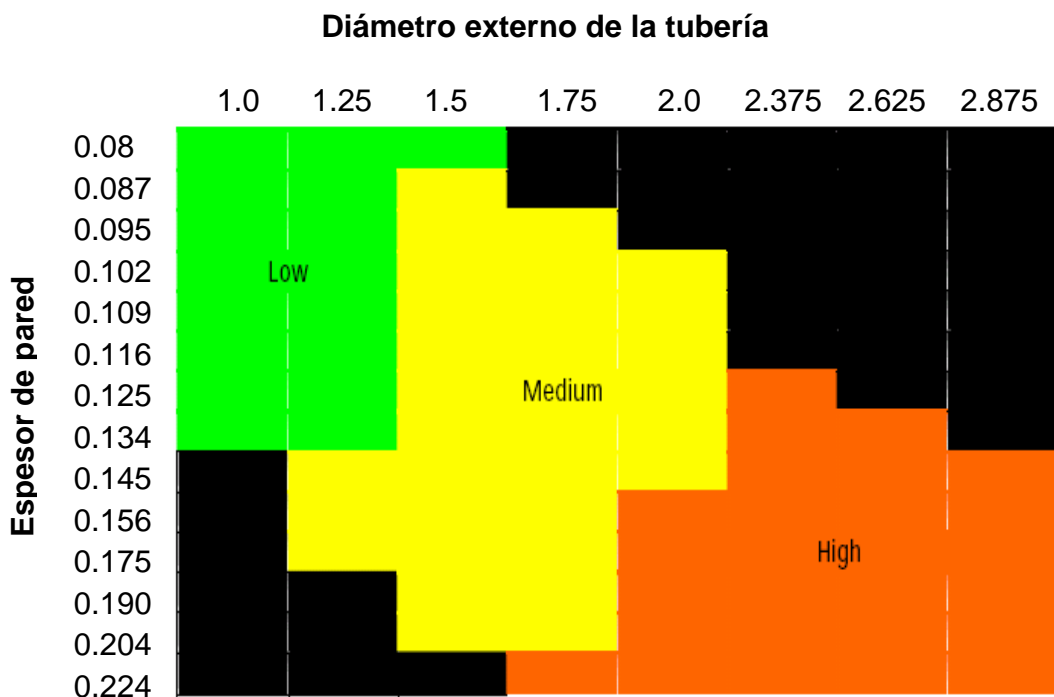


FIGURA 33. Relación de rigidez de la tubería flexible.

El efecto de la trayectoria del pozo, está en función de su máxima desviación y el máximo radio de curvatura (Dog Leg). Ver figura 34.

Desviación del pozo	90 Grados	High	High	High
	45 Grados	Medium	High	High
	10 Grados	Low	Medium	High
		< 3	3 – 10	>10
		Radio de curvatura (°/100 ft)		

FIGURA 34. Relación de la trayectoria del pozo de la tubería flexible.

En la figura 35, se presenta una combinación de los dos factores mencionados para determinar el efecto de la fuerza normal. Para el uso de esta gráfica la rigidez es dada por la figura 33 y la trayectoria del pozo es dada por el resultado de la figura 34.

Rigidez de la tubería	Alto	High	High	High
	Medio	Medium	High	High
	Bajo	Low	Medium	High
		Bajo	Medio	Alto
		Trayectoria del pozo		

FIGURA 35. Relación de efecto de la “FUERZA NORMAL”.

2. Condiciones del fluido del pozo: Este efecto es dependiente de:
- Cantidad de fluido, definido como la tasa de gas dividido en tasa de gas mas tasa de aceite.

- Factor de fricción tomado del módulo de fuerza del tubing.

Como se observa en la figura 36 con los parámetros anteriores, se determina el efecto de las condiciones del fluido del pozo.

Cantidad de fluido	>75%	Medium	High	High
	50-75 %	Low	Medium	High
	<50%	Low	Low	Medium
		<0.3	0.3 – 0.38	>0.38
		Factor de fricción		

FIGURA 36. Relación de efecto de los “FLUIDOS DEL POZO”.

Después de realizar el análisis anterior, y determinar un nivel de riesgo de la fuerza normal aplicada a la tubería y los fluidos del pozo, se combinan estos dos parámetros mediante la siguiente figura. El efecto de la fuerza normal es dado por la figura 35 y el de los fluidos de pozo es dado por la figura 36.

Fuerzas Normales	Alto	Medium	High	High
	Medio	Low	Medium	High
	Bajo	Low	Low	Medium
		Bajo	Medio	Alto
		Cantidad de fluidos en el pozo		

FIGURA 37. Matriz de evaluación general de riesgo de la tubería flexible por presencia de abrasión.

Con el resultado obtenido en la matriz anterior y el mínimo espesor de la tubería flexible, se encuentra el mínimo valor de pies corridos sin riesgo de presencia de problemas de abrasión, ver figura 38. Este valor de pies corridos determina el momento en el cual se deben tomar medidas preventivas en el procedimiento de las operaciones, o cambiar la sarta de tubería.

Mínimo Espesor de la tubería	Riesgo a la presencia de abrasión		
	Alto	Medio	Bajo
0,08	1.700	154.000	800.000
0,087	1.900	167.500	800.000
0,095	2.000	182.900	900.000
0,102	2.200	196.400	1.000.000
0,109	2.300	209.800	1.000.000
0,116	2.500	223.300	1.100.000
0,125	2.700	240.600	1.200.000
0,134	2.900	258.000	1.300.000
0,145	3.100	279.100	1.400.000
0,156	3.300	300.000	1.500.000
0,175	3.700	336.900	1.700.000
0,19	4.100	365.800	1.800.000
0,204	4.400	392.700	2.000.000
0,224	4.800	431.200	2.200.000

FIGURA 38. Mínima cantidad de pies corridos de una tubería flexible para presentar problemas de abrasión.

Es importante realizar el procedimiento anterior con la mayor claridad y exactitud posible para evitar un cálculo errado de pies corridos y por ende problemas de fisuras o grietas que conducen a la presencia de abrasión en la tubería.

4.2 ANÁLISIS DE FALLAS EN POZOS OPERADOS POR BPXC

Cuando las operaciones iniciaron en Colombia, se utilizó tubería flexible de 1½". Sin embargo, debido a las limitaciones las cuales fueron evidentes con este tipo de tubería en cuanto a tasa de circulación y tensión manejada en las operaciones, se recurrió a tubería de 1¾ " y 2 " de OD. El grado de la tubería ha ido progresando desde sartas HS-80, tipo tapered[†], ver figura 39, llamada así debido a que su espesor de pared varía con la longitud, pasando por HS-90, HS-110 y en la actualidad QT-1000, (nomenclatura dada de acuerdo al fabricante y a sus propiedades físico-mecánicas).

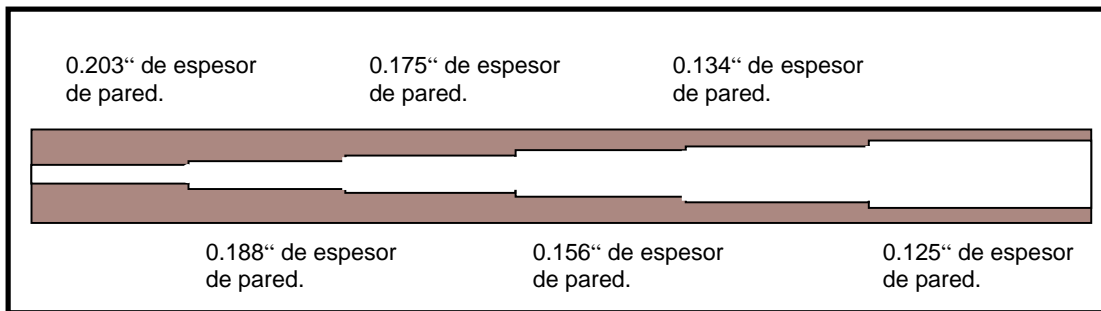


FIGURA 39. Tubería flexible de 2" de OD, tipo TAPERED, de 20.000 pies de longitud.

En la siguiente tabla se presenta la historia de las sartas de tubería flexible y las características obtenidas de la experiencia en los campos durante la utilización de las mismas desde 1998 hasta la fecha.

En esta tabla se incluyen también dos propiedades de las sartas importantes en el análisis de abrasión, como lo son:

[†] Por ejemplo la sarta 1¾" de OD varía su espesor de pared desde 0.125" hasta 0.190" en seis longitudes, para una longitud total de 18.000 pies de tubería en el carrete. De igual manera la sarta de 2" varía su espesor de pared desde 0.125" hasta 0.203" en seis etapas para una longitud total de 20.000 pies.

- Resistencia a la tensión: Esta propiedad está relacionada con la resistencia a la ruptura, siendo este el esfuerzo que produce la fractura del material. La importancia básica para la ingeniería es el poder determinar el esfuerzo máximo posible para un determinado material.
- Ductilidad: Habilidad de un material para permanecer deformado antes de fracturarse. Es una característica muy importante en el diseño, puesto que un material dúctil es usualmente muy resistente a cargas de impacto. Tiene además la ventaja de avisar cuando va a ocurrir la fractura, al hacerse visible su gran deformación.

BPXC actualmente utiliza tubería flexible QT-1000, por las ventajas que este tipo de tubería presenta en sus pozos. Por esta razón el análisis de las fallas se concentrará en este tipo de tubería y solo para aquellos casos en los cuales se tenga suficiente información para llevar a cabo el análisis de manera congruente.

En el análisis de las fallas se tendrán en cuenta los siguientes aspectos:

- Características de la sarta y el pozo involucrados en la falla.
- Breve descripción del trabajo en el cual falló la sarta.
- Pozos previos a la falla, donde se utilizó la sarta.
- Análisis de laboratorio. (Si se realizó en el momento de la falla).
- Conclusiones del análisis de la falla.

GRADO DE LA SARTA	RESISTENCIA A LA TENSIÓN	DUCTILIDAD	AÑOS DE UTILIZACIÓN	FALLAS / AÑO	CARACTERÍSTICAS
HS-80 (Precision)	↓ ↓	↑	1998	Ninguna en 1998	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Este tipo de tubería tiene la gran ventaja de ser muy dúctil, siendo flexible a la tortuosa trayectoria del pozo. ➤ Su falla radica en que no soporta las altas tensiones requeridas por las herramientas y las operaciones de BPXC.
HS-90 (Precision)	↓	↑	1998 - 2000	0.7	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Presenta baja rigidez, permitiendo que la sarta sea flexible y no se parta con los cambios en desviación del pozo. No soporta altas tensiones requeridas por las herramientas y las operaciones de BPXC. ➤ En el pasado las sarts HS-80 y HS-90 eran utilizadas porque la cantidad de gas en el pozo era menor y por lo tanto los esfuerzos requeridos no eran altos, pero al presentarse mayor esfuerzo del pozo, se requería un material más denso.
HS-110 (Precision)	↑	↓ ↓	2001- 2004	2.8	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Se recurrió a este tipo de sarta como una solución a la falta de tensión que se tenía en las operaciones de BP, pero su poca ductilidad llevaron a que la sarta fallara repetidamente por abrasión.
QT-1000 (Quality tubing)	↑	↑	1999 - 2005	1.2	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Este tipo de sarta es la que ha tenido mayor aceptación en las operaciones de BPXC, ya que aunque ha fallado, presenta buena ductilidad y la resistencia requerida para las operaciones.

TABLA 1. Características de las sarts utilizadas en BPX Colombia.

Las fallas que se han presentado en los Campos Cusiana y Cupiagua con tubería flexible QT-1000, son:

Pozo	Fecha	Causa	OD	Total pies recorridos	Descripción falla
64	10/10/00	ABRASIÓN	1.75	287,170	Después de realizado el trabajo, al sacar la tubería del pozo, la tubería presentó un pinhole (Hueco en tubería generado debido al desgaste por abrasión o por corrosión). Durante la operación se recuperó la tubería partida en dos piezas.
9	31/01/01	INTEGRIDAD	1.75	328.746	Durante el trabajo realizado, una pieza de metal se incrustó en la cabeza inyectora causando daño en la sarta.
82	12/04/01	ABRASIÓN	1.75	449.091	Mientras se perforaba la formación Guadalupe la tubería flexible falló y se partió en dos pedazos.
118	01/03/02	ABRASIÓN	2.0	180.288	Después de realizar un trabajo en este pozo que incluía molido, corrida dummy (verificación de acceso), registro con memoria y levantamiento con nitrógeno, la tubería presentó un pinhole durante el levantamiento con nitrógeno. La sarta corrió 86.048 pies en este pozo.
98	28/08/04	ABRASIÓN	1.75	169.850	Después de utilizar un

					dispositivo medidor de espesor de pared, desarrollado por Schlumberger, se determinó corrosión severa.
67	10/05/04	ABRASIÓN	2.0	308.684	Mientras se bajaba la sarta de tubería y se bombeaba nitrógeno, la sarta se partió a una profundidad de 8.850 pies.
98	08/03/05	CORROSIÓN	1.75	177888	Corrosión severa detectada en un área de la sarta.
28	03/05/05	ABRASIÓN	2.0	318.662	Presencia de pequeño pinhole encontrado a 6.525 pies mientras se sacaba la tubería del pozo.

TABLA 2. Fallas de tubería flexible en los Campos Cusiana-Cupiagua.

Debido a la falta de información sobre estas fallas, únicamente se realizará el análisis en los pozos # 3, 67 y 28.

4.2.1 ANÁLISIS DE FALLA EN EL POZO # 64

➤ CARACTERÍSTICAS DE LA SARTA Y EL POZO INVOLUCRADOS EN LA FALLA

Sarta:

- Trabajos totales realizados con la sarta: 12.
- Trabajos ácidos realizados con la sarta: 2.
- Total ácido bombeado con la sarta: 2.436 Bb.

Pozo:

- Máxima desviación: 21.5°
- Máximo dogleg: 2.7°/100 pies.

- Diámetro del completamiento: 5½".
- Relación de gas en el pozo en el momento de la falla: 93%

➤ BREVE DESCRIPCIÓN DEL TRABAJO EN EL CUAL FALLÓ LA SARTA

El trabajo inició el 21 de Julio del 2000, con un bombeo ácido circulado en reversa con la tubería flexible, bajando la sarta hasta la máxima profundidad del pozo (15.569 pies). Se procede a bajar con cable un bailer, el cual queda atrapado en la arena de fondo a 15.528 pies, requiriendo ser desconectado del cable y quedando para un trabajo de pesca. Se realiza la pesca del bailer con tubería flexible. En el trabajo de pesca se halan 25 veces alcanzando una tensión máxima de 21.980 lbf. En este momento la silla del levelwind se parte, el trabajo de pesca se suspende.

El 11 de agosto del 2000, se retoma la pesca con tubería flexible halando 26 veces con una tensión máxima registrada de 55.000 lbf, a una profundidad de 15.577 pies. Al tener la sarta en superficie se decide cortar 100 pies más de tubería.

La sarta se mantiene en stand by mientras se realiza un cañoneo.

Se retoma el trabajo con la tubería flexible bombeando nitrógeno y alcanzando el pescado a 15.545 pies. Se encuentra arena en superficie.

Después de trabajar varias veces con el pescado empujándolo con 2.000 y 3.000 lbf, se recupera.

Al bombear nuevamente nitrógeno hasta una profundidad de 15.654 pies se encuentra fuga en la tubería, al sacar la tubería del pozo se ganan 600 psi en la presión de circulación lo cual hace viable un pinhole en la tubería.

Se encuentra pinhole ubicado a 8927 pies.

➤ POZOS PREVIOS A LA FALLA, DONDE SE UTILIZÓ LA SARTA

Pozo # 47:

- Máxima desviación: 21.5°
- Máximo dogleg: 2.7°/100 pies.

- Diámetro del completamiento: 5½".
- Trabajo: No hay información operativa.

Pozo # 6:

- Máxima desviación: 31°
- Máximo dogleg: 1.75°/100 pies.
- Diámetro del completamiento: 5½".
- Trabajo: Bombeo de tratamiento ácido, poca información operativa.

Pozo # 16:

- Máxima desviación: 29.6°
- Máximo dogleg: 5.56°/100 pies.
- Diámetro del completamiento: 7".

➤ ANÁLISIS DE LABORATORIO

Según el análisis de laboratorio realizado en una sección de tubería inmediata al pinhole se encontró que la falla ocurrió en la zona ERW (Electrical Resistance Welding) de una de las soldaduras de la tubería, ver figura 40, la cual ha perdido sus propiedades físicas originales debido al calor suministrado en esa área para realizar la soldadura. Entre algunas de las características importantes de este análisis se resaltan:

- No había presencia de corrosión en el área interna del pinhole.
- Leves muestras de corrosión en el área externa del pinhole.
- Marcas y defectos mecánicos causados por una alta fricción con el completamiento. Estos defectos tenían una longitud de 10 a 12 pies.
- A 8.937 pies el espesor de pared de la tubería había pasado de 0.125" a 0.006".
- El área afectada de la sarta presenta una ovalidad marcada, mientras en los alrededores permanece su ovalidad original.
- La sarta cumple con las especificaciones químicas y mecánicas y su estado inicial no propició la falla.

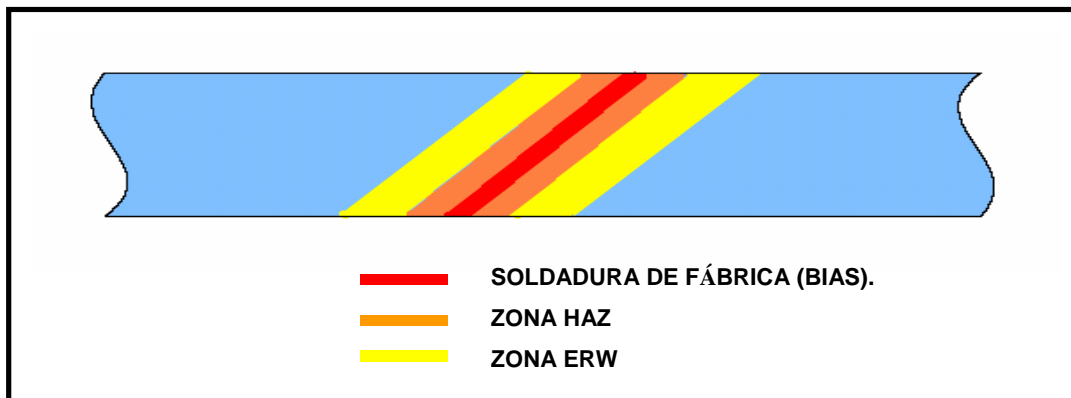


FIGURA 40. Longitud de tubería flexible con soldadura de fábrica (BIAS) en la cual se observan las diferentes zonas afectadas por la soldadura.

➤ CONCLUSIONES DEL ANÁLISIS DE LA FALLA

Después de revisar la información operativa y de laboratorio referente a la falla se puede concluir:

- El pozo donde falló la sarta tenía en ese momento una relación de gas en el pozo bastante alta (93%), al igual que los dos pozos donde anteriormente se corrió. Altas relaciones de gas en los pozos aumenta la fricción entre el completamiento del pozo y la sarta de tubería.
- La trayectoria de los pozos es catalogada como baja según el análisis de riesgo de Larsen, por lo que se puede concluir que el factor de desviación del pozo no incrementó el riesgo de falla.
- La sarta tiene un total de pies corridos que equivalen a la mitad de los pies corridos establecidos por BPXC para considerar la sarta como un riesgo en las operaciones. Esta sarta ha sido utilizada en 12 trabajos, siendo este un valor de trabajos bajo, ya que el promedio de trabajos realizados con una sarta en los campos BPXC es de 18.
- Aunque los trabajos ácidos son sólo 2, no se tiene la información de cuanto tiempo permaneció la sarta en contacto con el ácido, este valor es considerado más importante que el número de trabajos, ya que se pudo haber bombeado menos cantidad de barriles, pero si el tiempo

de contacto es representativo tendrá mayor efecto en el deterioro y desgaste de la sarta.

- En el trabajo realizado en el pozo # 3, la sarta fue sometida a un ciclaje continuo (una misma área sufriendo fricción repetidamente con el arco guía y por ende por las zonas con mayor desviación del pozo), además en el trabajo de pesca del bailer para limpiar la arena se alcanzó una tensión de 55.000 lbf, que aunque se encuentra dentro del rango permisible (80.000 lbf), es una tensión alta que genera alto desgaste. Esta alta tensión se vio reflejada en el trabajo por medio del levelwind en el momento en que se partió. Esta falla en el levelwind fue la única señal operacional de las condiciones del trabajo.
- En el último trabajo realizado por la sarta, se realizó una limpieza de arena la cual se llevó acabo en condiciones de muy baja lubricidad, aumentando el desgaste y la fatiga de la tubería debido a la capacidad abrasiva de la arena con la tubería. Es importante tener en cuenta que este tipo de trabajo no es tenido en cuenta por el software para aumentar la fatiga de la tubería.
- Como un punto positivo, las recomendaciones de realizar las pruebas de presión a la sarta de tubería antes de iniciar la operación con 500 y 4500 psi durante 5 y 10 minutos respectivamente fueron tenidas en cuenta.
- El pinhole se presentó en una zona que no contaba con las propiedades normales de la tubería y por lo tanto sufrió más desgaste y fatiga que las otras áreas de la sarta. La falla se presentó en la sección de menor espesor de pared, pero su cambio fue bastante grande ya que alcanzó un espesor de pared de 0.006 pulgadas.

4.2.2 ANÁLISIS DE FALLA EN EL POZO # 67

➤ CARACTERÍSTICAS DE LA SARTA Y EL POZO INVOLUCRADOS EN LA FALLA

Sarta:

- Diámetro externo de la tubería: 2 pulgadas.
- Total de pies corridos para la sarta: 308.672 pies.
- Trabajos totales realizados con la sarta: 17.
- Trabajos ácidos realizados con la sarta: 6.
- Total ácido bombeado con la sarta: 5.880 Bb.

Pozo:

- Máxima desviación: 26.66°
- Máximo dogleg: 5.98°/100 pies.
- Diámetro del completamiento: 4½".
- Relación de gas en el pozo en el momento de la falla: 84%

➤ BREVE DESCRIPCIÓN DEL TRABAJO EN EL CUAL FALLÓ LA SARTA

El 5 de mayo de 2004 se inició el trabajo en el pozo # 67, trabajo en el cual se llevo acabo una limpieza ácida hasta una profundidad de 15.475 pies y mientras se sacaba la tubería del pozo se recuperaron 140 barriles de fluido, lo que implica un corto tiempo de contacto entre la sarta y el ácido. Se continuó realizando otra corrida en el cual no se realizó la prueba de presión a 4500 psi y se procedió a bombear nitrógeno a una tasa de 500 scfm, pero mientras se sacaba la tubería del pozo a una profundidad de 8.850 pies, la sarta se dividió en dos partes en la zona entre el levelwind y el horse power, ver figura 41. Después del incidente es recuperada la sarta sin ningún inconveniente.



FIGURA 41. Foto de la falla en el pozo # 67, en la cual la sarta se rompió en dos entre el levelwind y el horse power.

➤ POZOS PREVIOS A LA FALLA, DONDE SE UTILIZÓ LA SARTA

Pozo # 85:

- Máxima desviación: 28°
- Máximo dogleg: 3.4°/100 pies.
- Diámetro del completamiento: 7".
- Relación de gas en el pozo en el momento de la falla: 91%
- Trabajo: Estimulación química. Durante este trabajo se alcanzó una tensión máxima de 58.000 lbf. La relación de gas en el pozo fue disminuida en gran manera con 4000 barriles de fluido bombeados durante la intervención.

Pozo # 64:

- Máxima desviación: 21.5°
- Máximo dogleg: 2.7°/100 pies.
- Diámetro del completamiento: 5½".
- Relación de gas en el pozo en el momento de la falla: 91%

- Trabajo: Estimulación química. Durante este trabajo inicialmente se realizó una limpieza mecánica y química (con ácido). El siguiente paso fue la estimulación química en la cual se bombeó el ácido de la estimulación e inmediatamente se bombeó arena para tapar 100 pies de perforaciones, lo cual tarda algún tiempo implicando que la sarta esté expuesta al ácido por un largo período.

Pozo # 15:

- Máxima desviación: 20.5°
- Máximo dogleg: 7.36°/100 pies.
- Diámetro del completamiento: 4½".
- Relación de gas en el pozo en el momento de la falla: 98%
- Trabajo: Fracturamiento hidráulico. En este trabajo se realizó una limpieza con ácido, alcanzando tensiones de 30.000 lbf. Se presentan fallas en la cabeza inyectora en la cual se suelta una platina de acero, pero al parecer no afecta la sarta. Se solucionaron las fallas y se continuó bombeando baches de arena, finalizando con el bombeo del tratamiento ácido, se saca la herramienta del pozo. Se pone a fluir el pozo y por último se realiza una corrida bombeando nitrógeno para levantar el pozo. Se observa la presencia de arena en superficie.

“Esta sarta trabajó en algunos otros pozos pero no se consideraron tan importantes para efectos de este análisis”.

➤ CONCLUSIONES DEL ANÁLISIS DE LA FALLA

Después de revisar la información operativa y de laboratorio referente a la falla se puede concluir:

- La sarta operó en pozos con una alta relación de gas y también con trayectorias catalogadas en riesgo medio a la abrasión, lo cual muestra que la cantidad de pies corridos totales para la sarta no podía

alcanzar los 500.000 pies, debido a los esfuerzos a los que estaba siendo sometida.

- Durante las operaciones realizadas con esta sarta se registró una tensión máxima en la sarta de 60.000 lbf, que aunque se encuentra dentro del rango permisible, implica un aumento en el desgaste de la tubería.
- Esta sarta de tubería se encuentra entre el rango promedio de trabajos realizados, ya que falló en el trabajo 17. El promedio normal de trabajos para una sarta normal es de 18.
- Al analizar una sección cercana al área que presentó el pinhole, se observó una gran pérdida de espesor de pared, ya que pasó de 0.134" a 0.064", y su ovalidad se vio fuertemente afectada en el área próxima al pinhole.
- Esta sarta realizó una intervención de bombeo de un tapón arena en el pozo #41. Es importante nuevamente tener en cuenta el desgaste que esta intervención le causa a la sarta y que en estos momentos no es considerada por el software que determina la fatiga de la sarta.
- Aunque el seguimiento operacional de la sarta fue bueno, no se cumplió con la recomendación de realizarle pruebas de presión a la sarta a 500 y 4500 psi. Este hecho pudo haber mostrado el desgaste de la tubería evitando la falla y simplemente dejando de disponer de la sarta.
- Las propiedades mecánicas y la composición química cumplen con la especificación del fabricante, por lo que este factor no influyó en la falla.
- Se realizaron 6 intervenciones con fluidos ácidos; pero la tubería no presentó desgastes por corrosión o pitting por acción química.
- No se encontró en el programa de pozo de esta intervención el incidente previo de Diciembre de 2002 con ruptura de otro CT.

- Se observó una fractura transversal a lo largo de la tubería y algunas marcas longitudinales generadas por abrasión en la sarta, ver figura 42.



FIGURA 42. Foto de la sarta que falló en el pozo # 68.

- La zona de ruptura presentó variaciones hasta de $3/32$ " en el diámetro externo y reducciones en el espesor de pared que limitaron la resistencia a la tensión y ocasionaron la ruptura.

4.2.3 ANÁLISIS DE FALLA EN EL POZO # 28

➤ CARACTERÍSTICAS DE LA SARTA Y EL POZO INVOLUCRADOS EN LA FALLA

Sarta:

- Trabajos totales realizados con la sarta: 19.
- Trabajos ácidos realizados con la sarta: 9.
- Total ácido bombeado con la sarta: 13.826 Bb.

Pozo:

- Máxima desviación: 46.5°
- Máximo dogleg: $10.2^\circ/100$ pies.
- Diámetro del completamiento: $4\frac{1}{2}$ ".
- Relación de gas en el pozo en el momento de la falla: 84%

➤ BREVE DESCRIPCIÓN DEL TRABAJO EN EL CUAL FALLÓ LA SARTA

Este trabajo inició el 3 de Mayo de 2005. Se realizó un bombeo de fluidos ácidos con nitrógeno alcanzando un total de 108 bbl de ácido bombeado. Al finalizar esta limpieza exitosa de scale, la sarta es expuesta al contacto con el ácido durante 32 horas aproximadamente. Al intentar sacar la sarta del pozo se presenta un pinhole ubicado a 6.525 pies.

➤ POZOS PREVIOS A LA FALLA, DONDE SE UTILIZÓ LA SARTA

Pozo # 51:

- Máxima desviación: 24°
- Máximo dogleg: 6.42°/100 pies.
- Diámetro del completamiento: 7".
- Trabajo: Post Workover. En esta intervención inicialmente se bombeó nitrógeno para levantar el pozo y se sacó la sarta del pozo, presentándose agua en superficie. Se realizó un cañoneo con cable y se procedió a bombear ácido por etapas, finalizando con un bombeo de nitrógeno. Durante esta operación la sarta estuvo expuesta al ácido por un total de 48 horas.

Pozo # 67:

- Máxima desviación: 26.66°
- Máximo dogleg: 5.98°/100 pies.
- Diámetro del completamiento: 4½".
- Trabajo: No hay información operativa.

“Esta sarta trabajó en algunos otros pozos pero no se consideraron tan importantes para efectos de este análisis”.

➤ ANÁLISIS DE LABORATORIO

Para esta falla se realizó un análisis de laboratorio en el cual se analizó una sección de tubería inmediata a la falla. En este análisis se concluyó lo siguiente:

- Se encontró presencia de corrosión y pitting en la superficie interna y externa de la sarta.
- El pinhole se presentó en la zona ERW de una soldadura de fábrica de la sarta. Además se encuentra un área correspondiente a la zona ERW y HAZ con hundimiento cóncavo en la superficie externa de la sarta.
- La soldadura cercana al pinhole presenta alta oxidación y se concluyó que en la superficie interna de la soldadura se inició el pinhole. Esta soldadura presenta en su superficie interna una zona brillante.
- Aunque se considera una falla aislada de las propiedades físicas de la sarta, la zona ERW de la soldadura cercana al pinhole colaboró para la presencia del pinhole debido a su disminución de espesor de pared y pérdida de propiedades aptas para la operación.

➤ CONCLUSIONES DEL ANÁLISIS DE LA FALLA

Las conclusiones referentes a esta falla son:

- La sarta pasó por pozos con una alta relación de gas y también con una trayectoria catalogada en riesgo alto para la presencia de abrasión, lo cual muestra que la cantidad de pies corridos totales para la sarta no podía alcanzar los 500.000 pies de una manera segura, debido a los esfuerzos a los que estaba siendo sometida.
- Con esta sarta se realizaron 19 trabajos, valor que se encuentra en el rango normal de trabajos por sarta, pero 9 trabajos ácidos para la sarta es un valor alto, si se compara con el rango normal de trabajos ácidos realizados por las sargas en BPXC.

- La sarta es sometida a altos tiempos de exposición al ácido en dos intervenciones diferentes, aumentando el desgaste y la fatiga de la tubería y aunque los trabajos con ácido son tenidos en cuenta en el software que predice la fatiga de la sarta, no se contemplan tiempos tan largos al contacto de la tubería con el ácido.
- En las intervenciones realizadas con esta sarta se realizaron exitosamente las pruebas de presión de la manera recomendada.
- La tensión máxima registrada en la vida de la sarta fue de 44.000 lbf, razón por la cual se puede asumir que este factor no influyó en la presencia del pinhole.
- Una vez más el pinhole se desarrolla en la zona ERW, razón por la cual se estiman variaciones representativas de las propiedades físicas de la sarta en esta zona y su posible falla en estas áreas cercanas a la soldadura de fábrica.

5. ANÁLISIS DE POZOS OPERADOS POR BPXC APLICANDO LA MATRIZ DE LARSEN Y REICHERT

El modelo desarrollado por Larsen Y Reichert en el Paper SPE 81724, para el análisis de riesgo de la tubería flexible por abrasión, puede ser aplicado en los Campos Cusiana – Cupiagua usando la experiencia ya adquirida. A continuación se mostrará la inclusión de parámetros y los ajustes realizados a la matriz de riesgo con base en la experiencia de los campos, para llevar acabo la caracterización.

Parámetros incluidos en la matriz para su caracterización a los campos Cusiana - Cupiagua:

- Frecuencia de DogLeg: Al realizar el análisis propuesto por Larsen se encontró que aunque un pozo no presente un máximo dogleg muy alto, la frecuencia y repetitividad de un bajo dogleg causa un efecto de desgaste mayor en la tubería flexible, que un único dogleg de mayor magnitud. Históricamente este campo ha demostrado que para valores mayores o iguales de 4 en un Dogleg, este debe ser tenido en cuenta. La determinación de su calificación se obtiene sumando el número de Doglegs mayores de 4. Por lo tanto según el número de doglegs encontrado en el perfil de desviación se determina si el pozo tiene Baja, Media o Alta frecuencia de Dogleg.
- Efecto relativo al perfil de desviación: Este parámetro se incluye para darle mayor peso al efecto relativo a la trayectoria del pozo, al considerar la frecuencia con la cual se presentan los doglegs y no solamente el máximo valor encontrado. Su determinación depende de

la máxima desviación y del máximo dogleg. Al tener los parámetros anteriores se obtiene el efecto relativo al perfil de desviación, parámetro con el cual se entra a la figura 44.

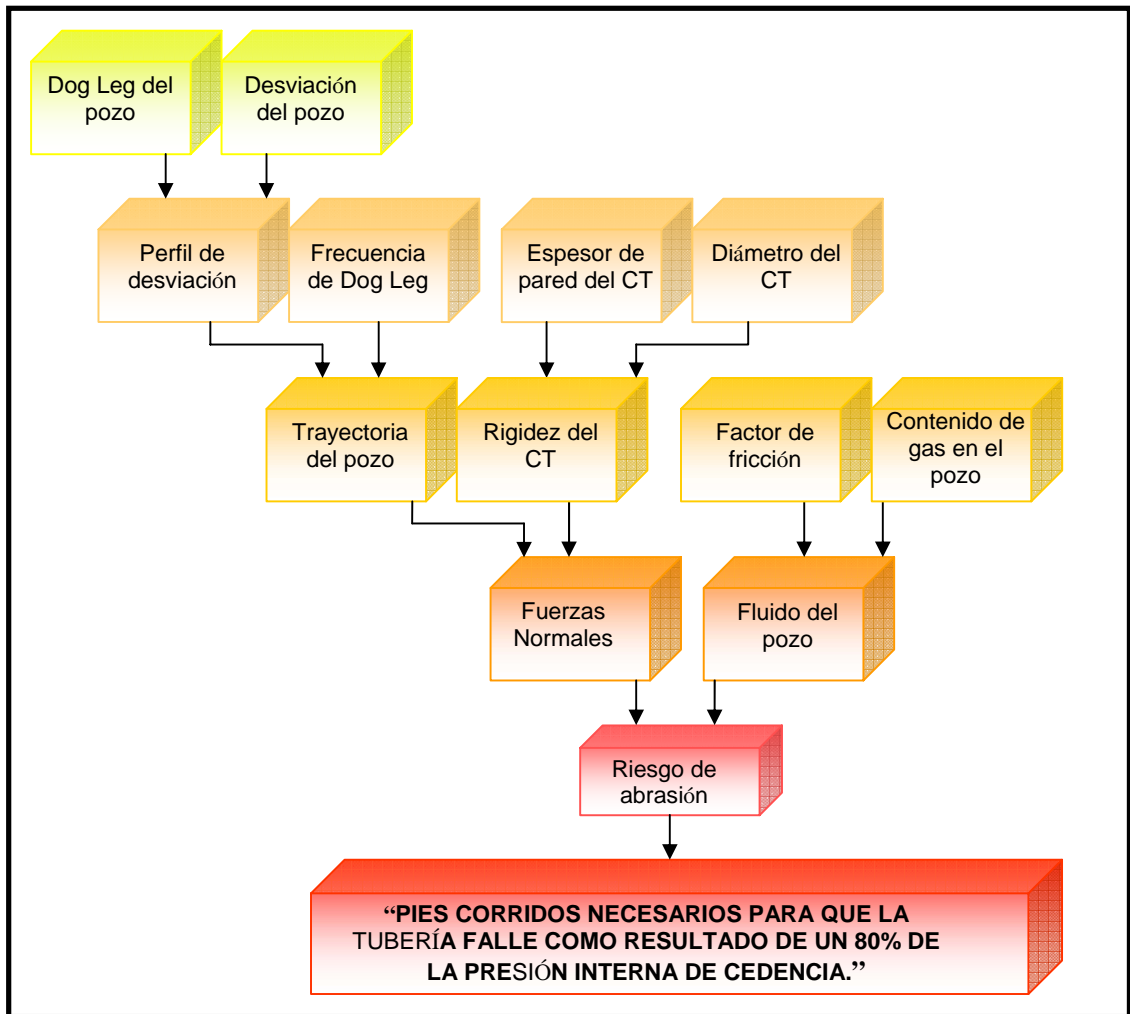


FIGURA 43. Diagrama de flujo para evaluar probabilidad de abrasión caracterizado para los Campos Cusiana – Cupiagua.

Frecuencia de DogLeg	Alto	Medium	High	High
	Medio	Low	Medium	High
	Bajo	Low	Low	Medium
		Bajo	Medio	Alto

Efecto relativo al perfil de desviación

FIGURA 44. Efecto relativo a la trayectoria del pozo.

Ajustes realizados a la matriz de riesgo para su caracterización a los Campos Cusiana – Cupiagua:

- El efecto relativo a la trayectoria del pozo ya no depende solamente de la desviación máxima y el dogleg máximo del pozo. Para el análisis de riesgo en los Campos Cusiana – Cupiagua, se consideró la Frecuencia de dog-leg y el efecto relativo al perfil de desviación para determinar el efecto relativo a la trayectoria del pozo. Por tanto este parámetro ahora depende de tres factores: Máxima desviación, máximo dogleg y frecuencia de dogleg en el pozo.
- Basados en el incremento del caudal de gas de los pozos, el parámetro llamado “Cantidad de gas en el pozo” fue modificado. Su modificación radica en la clasificación de bajo, medio o alto riesgo, para este parámetro. Este cambio se observa a continuación y se basa en las actuales tasas de producción de gas.

Cantidad de gas	Clasificación anterior	Clasificación modificada
Alto	> 75	> 95
Medio	50-75	75-95
Bajo	< 50	< 75

- El último ajuste a la matriz fue realizado en la determinación de pies corridos necesarios para que la tubería falle como resultado de un 80 % de la presión interna de cedencia, valor hallado por Larsen según pruebas de laboratorio. La experiencia en los Campos Cusiana – Cupiagua con la tubería flexible actual, presenta valores mayores para los posibles pies corridos cuando se tiene un mínimo espesor de pared de 0.125” para la sarta. Se realizó un ajuste en los valores de pies corridos, utilizando un concepto probabilístico. Utilizando la información de los pies recorridos de las sargas utilizadas en los Campos Cusiana – Cupiagua desde 1998 se determinó el P10, P50 y P90. Los resultados obtenidos fueron:

Pies corridos para posible

falla por abrasión en tubería flexible con mínimo espesor de pared de 0.125”	Clasificación anterior	Clasificación modificada
Alto (P90)	2,700	189,100
Medio (P50)	240,600	399,500
Bajo (P10)	1,200,000	523,500

Por el ajuste anterior la matriz de riesgo a la abrasión se caracterizó para el tipo de tubería flexible utilizado en BPXC, la cual tiene un mínimo espesor de pared de 0.125”.

6. PROCEDIMIENTOS Y HERRAMIENTAS PARA IDENTIFICAR Y PREVENIR LA ABRASIÓN

Mejoras significativas se han hecho en la industria, las cuales reducen el número de fallas de la tubería flexible. Estas mejoras incluyen por ejemplo:

- El material, procesos de manufactura y control de calidad de la tubería antes de enviarse al campo. Este mejoramiento no se considerará en este análisis ya que únicamente lo puede realizar la empresa fabricante del material.
- Manejo operativo de la tubería flexible para mitigar la corrosión y los daños mecánicos.
- Entrenamiento del personal para un uso y un buen mantenimiento de la tubería flexible. Este entrenamiento es realizado por la empresa contratista encargada de suministrar la sarta de tubería a BPXC.
- Nuevas características en el material de la tubería flexible, como es el caso de la sarta de tubería flexible 16Cromo.
- El desarrollo de dispositivos medidores del espesor de pared de las tuberías en tiempo real.

Según lo anterior, la empresa BPXC puede disminuir las fallas de las sargas de tubería flexible en los campos Cusiana – Cupiagua teniendo en cuenta los dos últimos ítems, que son los únicos que se encuentran a su alcance. Es por esto que a continuación se presentan las características de las herramientas que pueden ser adquiridas por la empresa y con las cuales se podría lograr el objetivo de disminuir las fallas de las sargas como resultado de la abrasión.

6.1 TUBERÍA FLEXIBLE 16CROMO

16Cromo es una nueva tubería flexible fabricada por Quality Tubing la cual cuenta con una mayor resistencia a la abrasión y la corrosión. Su material está diseñado para largos períodos de exposición a medios con CO₂. Las aplicaciones para las cuales está diseñada incluyen operaciones en pozos de gas con baja producción de líquido con CO₂, pozos inyectores de agua y otros medios donde la abrasión y la corrosión implican problemas. Es por esto que se considera una muy buena opción incluirla dentro del inventario de sargas utilizadas por BPXC.

Este tipo de tubería ya ha sido probado en medios con contenido de CO₂ y sus resultados han mostrado claramente que la sarga de 16Cromo tiene una mayor resistencia a la corrosión. Además se debe tener en cuenta que el completamiento de los pozos Cusiana – Cupiagua son de material 13% Cromo, lo que indica que la sarga de tubería flexible va a sufrir menos abrasión por la fricción con la sarga de completamiento.

Además del buen desempeño en los pozos, la tubería 16Cromo tiene una excelente resistencia a la corrosión atmosférica.

La tubería flexible 16Cromo ha sido probada en medios con alto contenido de H₂S y los resultados presentan una muy buena resistencia a estos esfuerzos ya que ha sido equivalente a una sarga que soporta 80.000 psi de mínimo yield strength.

Por medio de una prueba se comprobó que la sarga de 16Cromo presenta una tasa de uso tres veces mayor que la sarga de grado HS-90 cuando se corre en pozos completados con 13% Cromo. Por lo anterior se confirmó la resistencia a la abrasión de este tipo de tubería flexible.

Las propiedades físicas para este tipo de tubería flexible son las siguientes:

- Minimum Yield Strength: 80,000 psi (551 MPa)

- Minimum Tensile Strength: 90,000 psi (620 MPa)

Otra ventaja frente a esta nueva tubería es que los strippers, las BOPs y la cabeza inyectoras han sido probados para saber la compatibilidad con la tubería QT-16Cr y su respuesta fue satisfactoria.

Adicionalmente QT-16Cr está siendo sometida a varios programas de prueba en campo, incluyendo trabajos ácidos, tratamientos de inhibición, entre otros. Los resultados de estas pruebas se ven reflejados en mayores operaciones realizadas con la misma sarta, disminuyendo la probabilidad de una falla durante la operación.

QT-16Cr está disponible en todos los tamaños comunes de tubería flexible. Además Quality Tubing brinda asistencia técnica en la determinación del beneficio de la tubería QT-16Cr en los campos para los cuales el cliente lo requiere, teniendo en cuenta el ambiente, el fluido y las condiciones específicas donde va a operar.

6.2 HERRAMIENTAS DE MEDICIÓN DE ESPESOR DE PARED

El espesor de pared está directamente relacionado con la resistencia al estallido de los tubulares, la vida útil remanente de la sarta, los efectos de la abrasión y la erosión de la sarta, así como con los efectos críticos de la bajada de las cargas.

Actualmente se está desarrollando tecnología para identificar y describir los defectos y los efectos de las imperfecciones sobre la vida útil de la tubería flexible, y la evaluación de riesgos asociados. Dicha tecnología está relacionada con dispositivos medidores de espesor de pared que trabajan en tiempo real y pueden operar durante la corrida de la tubería en cualquier tipo de operación. Estas mediciones de espesor de pared ayudan a los usuarios

a optimizar la vida útil de la sarta y reducir las fallas de las sartas en el campo.

Estos dispositivos han sido desarrollados por varias fábricas, pero sólo dos han cumplido con los requisitos requeridos por las necesidades actuales de la industria en este campo, dichos dispositivos son:

6.2.1 COILED TUBING INSPEC (SCHLUMBERGER)

El nuevo dispositivo ultrasónico utilizado en tiempo real CT Inspec, permite monitorear rutinariamente tanto la ovalidad como el espesor de pared de la tubería. El dispositivo CT Inspec no aborda todos los asuntos relacionados con la inspección de las tuberías flexibles, pero constituye un importante paso adelante. Esta tecnología mejora el manejo de la sarta de tubería flexible.

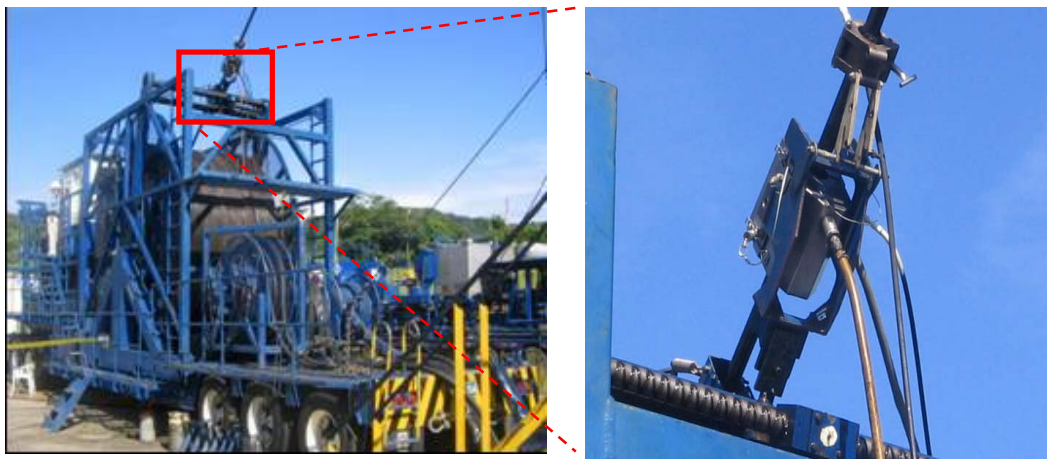


FIGURA 45. Fotos del CT Inspec en operaciones del Campo Cusiana.

El dispositivo se instala en el level wind y su objetivo es determinar el espesor de pared de la tubería flexible que pasa a través de este punto. Para remover el aire del sistema durante la determinación de las mediciones se emplea un gel acústico entre el palpador del equipo de ultrasonido y la tubería flexible. Las lecturas de espesor se pueden registrar en cualquier dirección, ya sea corriendo o sacando la tubería del hueco. Las lecturas de espesor de pared se muestran en una pantalla con valores mínimos, promedio y máximos.

Esta herramienta presenta las siguientes características:

- Realiza la medición del espesor de pared tuberías flexibles con OD entre 1¼” y 27/8”, utilizando el método ultrasónico.
- El método ultrasónico utilizado consta de un transmisor y un receptor. El transmisor envía una señal acústica la cual es recibida por el receptor, ver figura 46. El tiempo que se demora en recibir la señal el receptor es llamada “delay line”. Este valor es utilizado por el software que hace parte del dispositivo para convertir esta información en el valor del espesor de pared de la tubería en el momento de la medición. La presentación de esta información es de manera gráfica. Este método cuenta con una capa de material poliuretano entre la tubería y las probetas de medición para no crear muy alta fricción entre la sarta y las probetas, pero aún así, el poliuretano funciona como un stripper en la sarta, generando una pequeña fatiga en la tubería. La ventaja del Uretano es que cuenta con una rápida velocidad de transmisión de la onda a través de él.

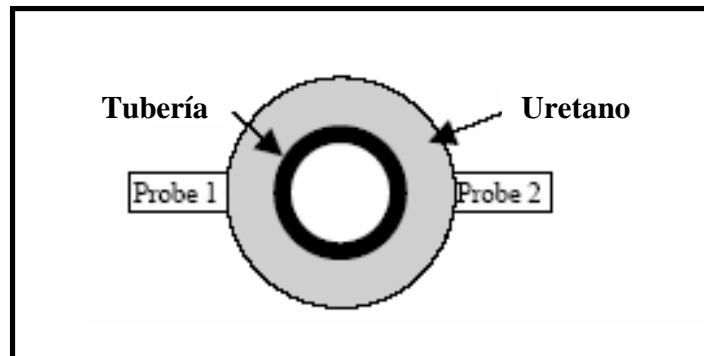


FIGURA 46. Esquema de la medición de espesor de pared el cual utiliza una probeta de transmisión y otra de recepción para cada espesor de pared registrado. Contiene Uretano entre las probetas y la tubería.

- Este dispositivo realiza 12 mediciones de espesor de pared alrededor de una sección transversal de la tubería. La finalidad de estas mediciones es identificar las áreas de una sección trasversal más afectados por el desgaste del material, ver figura 47.

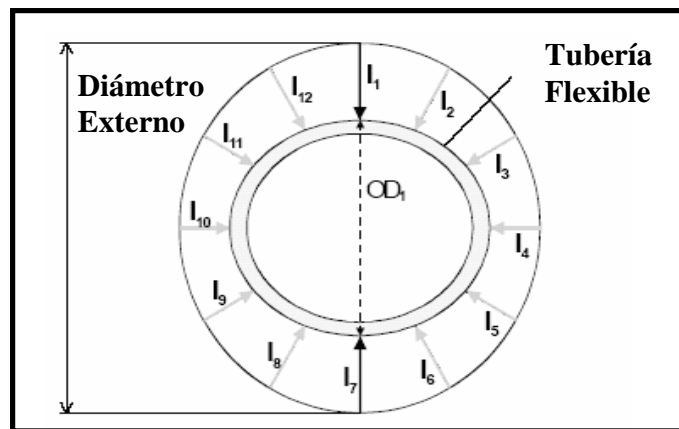


FIGURA 47. Esquema de la división de una sección transversal de la tubería en cuatro áreas y su respectivo valor de espesor de pared.

- La precisión del dispositivo es de 1 milésima de pulgada.
- Dependiendo de la velocidad con la que se esté corriendo la sarta se tendrán determinado número de datos de espesor de pared, pero el límite para su buen funcionamiento es de 1200 datos por segundo.

- La medición de diámetro también es una facultad de la herramienta, ya que puede determinar 6 diámetros medidos desde diferentes ángulos y su capacidad máxima de medición es de 600 datos de diámetro externo de la tubería por segundo.
- Este dispositivo halla también 3 medidas de ovalidad por sección transversal de la tubería y su capacidad máxima de medición según a cualquier velocidad es de 300 datos de ovalidad por segundo.
- El dispositivo muestra el paso de cualquier soldadura presente en la sarta de tubería.
- Su peso es ligeramente liviano, ya que pesa tan sólo 40 libras y puede ser ubicado en dos lugares diferentes, una puede ser inmediato al level wind, como se observa en la figura 45 y otra entre la cabeza inyectora y el stripper.
- El tamaño del dispositivo es de 6½" por 6".
- El método ultrasónico tiene como ventaja que es más económico que los dispositivos que funcionan con el método electromagnético, ya que el dispositivo de Schlumberger es aproximadamente 4 veces más económico que los dispositivos que funcionan con el método electromagnético.
- Una de las desventajas de este dispositivo es que a medida que se van realizando las corridas, el dispositivo se va calentando y la velocidad del sonido va disminuyendo, presentando una disminución en la medición y ocasionando una alteración en el diámetro de la sarta.
- Este dispositivo detecta y presenta claramente cambios bruscos en el diámetro y el espesor de pared, motivo por el cual es viable la lectura de las soldaduras de fábrica y las realizadas en campo, ver figura 49.

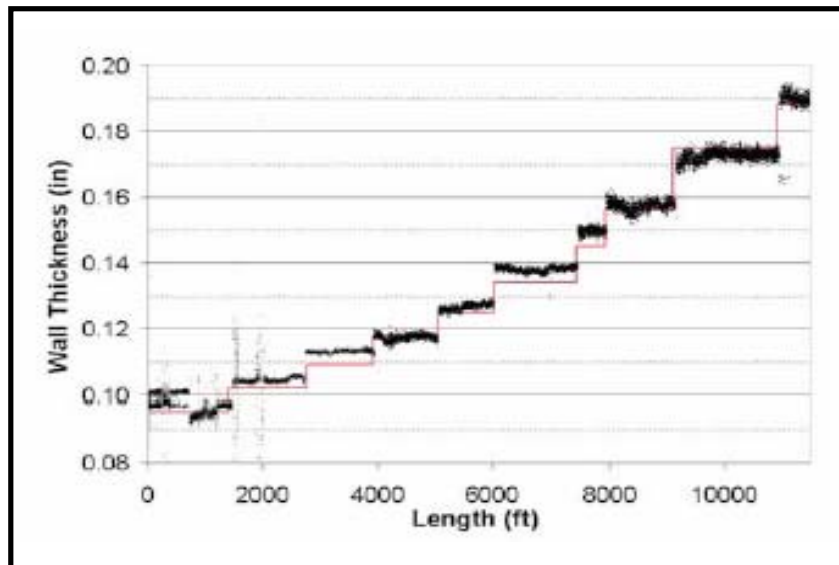


FIGURA 48. Gráfica que muestra los resultados del monitoreo de espesor de pared en la herramienta CT Inspec.

- El Uretano tiene la capacidad de aumentar o disminuir su presión para amoldarse a la distancia entre la tubería y las probetas. De esta manera no habrá espacio vacío entre la tubería y las probetas y tampoco se generará demasiada presión, evitando así la necesidad de disposición de un técnico durante todas las corridas de la herramienta.
- Entre sus ventajas se destaca la rápida medición y buena cobertura de la tubería. Debe tenerse en cuenta que bajo tanta información, el sistema anexo al dispositivo debe reducirla a una cantidad de datos manejables y confiables.
- Este dispositivo está siendo probado en Estados Unidos, México, Rusia, Colombia, entre otros, pero sus resultados no han sido publicados.

Durante las recientes pruebas en los campos Cusiana – Cupiagua con el CT Inspec se han encontrado interferencias en la señal debidas a efectos de vibración que hacen variar los valores detectados. Se considera que este

factor debe ser mejorado por Schlumberger para dar mayor confiabilidad al cliente sobre la herramienta utilizada.

Entre otros factores por revisar se encuentra la interacción del dispositivo con las demás aplicaciones de software empleadas en la unidad de tubería flexible en las intervenciones.

Algo realmente importante en la utilización de este dispositivo es la determinación por parte de Schlumberger de los rangos de valores aptos para el manejo de la sarta en prueba, o la manera de tomar decisiones sobre la disposición o el retiro de la tubería, basado en la información obtenida por la herramienta. Se reconoce que se han presentado avances de Schlumberger para mejorar la inspección y evaluación en campo de los daños presentes en la tubería usada, pero aún falta mayor viabilidad y manejo de los datos para la toma de decisiones. Actualmente continúa el desarrollo y mejoramiento del CT Inspec.

6.2.2 ACIM (ROSEN)



FIGURA 49. Foto del ACIM en una unidad de tubería flexible.

Rosen ha desarrollado un dispositivo de inspección y monitoreo de integridad para el manejo de la tubería flexible el cual predice la vida y calidad de la tubería flexible en tiempo real. Este dispositivo es llamado ACIM (Automatic

Coiled Tubing Inspection and Monitoring). ACIM es un sofisticado sistema de inspección en tiempo real que puede usarse en las operaciones, mejorando el monitoreo de la integridad de la tubería flexible. Los resultados del monitoreo pueden ser fácilmente entendibles. El ACIM ofrece un rango de interfaces que suministran al operador toda la información necesaria para evaluar la integridad de la sarta.

En la figura 50 se observa el dispositivo de inspección ACIM ubicado en una unidad de tubería flexible en una operación costa afuera.

Este dispositivo cuenta con tres partes fundamentales:

1. Unidad MFL: Basada en el principio de flujo magnético, determina las pérdidas de metal, la corrosión y el espesor de pared de la tubería flexible.
2. Unidad GEO: Toma las mediciones de 6 diámetros sobre la circunferencia determinando la ovalidad de la tubería flexible.
3. Unidad ODO: Suministra velocidad y profundidad de la sarta de tubería flexible y cuenta con una alta resolución.

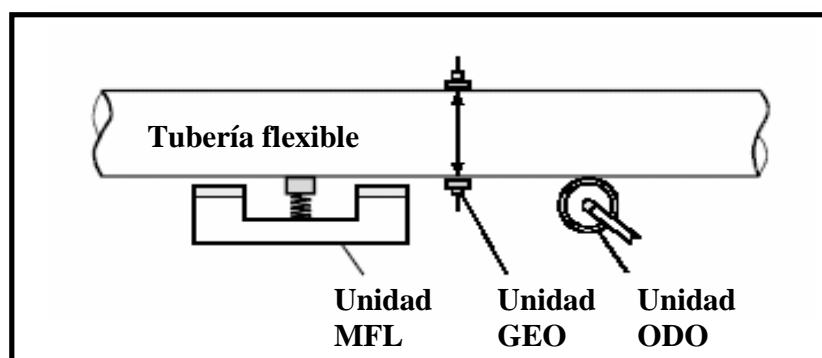


FIGURA 50. Partes del dispositivo de inspección ACIM.

El equipo usado para el ACIM consiste de cuatro componentes. Una cabeza de inspección que es sujeta en la tubería flexible como se observa en la figura 50. Aproximadamente 100 pies de cable conectados a los sensores

de la cabeza de inspección hasta la unidad de adquisición de información. La unidad de adquisición de información convierte la señal eléctrica de los sensores en información digital que es transmitida a través del LAN (Local Área Network) para la evaluación de la información y la visualización en el computador.

Esta herramienta presenta las siguientes características:

- Mide 9 valores de espesor de pared de la tubería.
- La herramienta es fácil de instalar en la sarta, inmediato al levelwind.
- Puede ser corrida en la operación tanto en la bajada de la sarta como en viceversa.
- Cuenta con 75 sensores para determinar diferentes valores de una misma medición, como lo son: Profundidad, velocidad, diámetro externo, ovalidad, espesor de pared, pérdidas de material y defectos de la sarta, ya sean longitudinales o transversales.
- La máxima velocidad a la cual opera efectivamente es de 200 pies por minuto, pero con el aumento de velocidad pierde un poco de resolución y exactitud.
- Detecta y reporta imperfecciones externas de tubería para que los operadores tengan tiempo de reaccionar a cambios en las condiciones de la tubería.
- Cuenta con alarmas visuales y acústicas que pueden ser fácilmente ajustables al iniciar una operación.
- Su principio de medición es electromagnético, funciona utilizando campos magnéticos permanentemente. Altos niveles de magnetización son necesarios para diferenciar corrosión de otras características de la tubería como esfuerzos, variaciones por tensión, y para minimizar los efectos por altas velocidades.
- El sistema cuenta con un sistema de 12 sensores y un sistema eléctrico de alta resolución y que cubre los 360° de la tubería.

- Tiene un formato claro y entendible para la entrega de datos.

La máxima resolución y exactitud posible para el ACIM se presenta en la tabla # 2.

Parámetro	Principio	Máxima resolución	Exactitud accesible
Profundidad	Fricción en las ruedas	0.0005 pulg.	± 1.5%
Velocidad	Calculado de gráficas	-	-
Diámetro Externo	Caliper	0.0005 pulg.	± 0.005 pulg.
Ovalidad	Calculado	-	-
Espesor de pared	Campos Magnéticos	0.0005 pulg.	± 0.005 pulg.
Pérdidas de metal	MFL	-	-

TABLA 3. Parámetros hallados por el dispositivo ACIM, el principio, exactitud y resolución de su determinación.

Este dispositivo ya ha sido probado en la industria y aunque no existen publicaciones de los resultados, algunos documentos expresan su buen funcionamiento, confiabilidad y desempeño. Pero su costo por corrida es tan elevado que puede resultar en muchas ocasiones antieconómico.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Las condiciones de los pozos operados por BPXC, son críticas debido a sus profundidades, mayores de 15.000 pies, sus altos doglegs, desviaciones y la tendencia de estos pozos a aumentar su GOR. Estas condiciones limitan la utilización de la tubería flexible. Las variables identificadas que demarcan este límite son: 1. Cantidad de fluido presente en el pozo. 2. Trayectoria del pozo. Y 3. Material de la tubería flexible. Según lo anterior la única causa que puede ser modificada es la tercera, y su modificación puede ser realizada únicamente por el proveedor de la tubería, Situación que limita a BPXC a prevenir la abrasión mediante medidas preventivas.

La abrasión ha sido manejada por BPXC en sus campos limitando la tubería a 500.000 pies como máximos pies corridos para dejar de utilizar la sarta, pero esta limitación no ha prevenido la presencia de fallas efectivamente.

El material utilizado para la tubería flexible ha ido evolucionando para mejorar la resistencia al desgaste y la capacidad de tensión. El último cambio de tipo de tubería realizado en los Campos Cusiana – Cupiagua disminuyó notablemente la presencia de fallas por abrasión en las intervenciones. Las fallas disminuyeron de 2.8 fallas por año con tubería HS-110 a 1.2 fallas por año con tubería QT-1000. Existe entonces la posibilidad de contemplar el uso de nuevas tuberías por parte del proveedor.

Debe tenerse en cuenta que la utilización de Coilcat durante una intervención para hallar la fatiga de la tubería no considera la corrección en las propiedades de la tubería flexible debidas a perfiles direccionales complejos. La única corrección a la fatiga de la tubería es aplicada a intervenciones con fluidos ácidos. Aunque el CoilCat es una aplicación del contratista, sería importante incluir más parámetros en la discriminación de la fatiga o vida útil de la sarta.

Al caracterizar la matriz de riesgo a la abrasión para los Campos Cusiana-Cupiagua, utilizando la metodología sugerida en el Paper **SPE 81724**– Coiled Tubing Abrasion – **An Experimental Study of Field Failures**, basado en pruebas de laboratorio para definir la categoría de riesgo por abrasión para una intervención con tubería flexible, se encontraron varios parámetros que se deben revisar y si es posible realizar un análisis de sensibilidad para identificar el peso de cada parámetro según su influencia en la presencia de abrasión en la tubería flexible, como son:

- Factores de fricción de los campos (RIH=0.4 y POOH=0.3), compararlos con los teóricos generalmente usados (RIH= 0.3, POOH=0.18) y determinar el valor más acertado para las condiciones actuales.
- Revisar los valores críticos para las inclinaciones de los pozos, anteriormente definida en 25 grados y dogleg definido en 4 grados.
- Re-evaluar las condiciones de fluidos producidos por el pozo. Teniendo en cuenta que las condiciones de la cantidad de fluidos presente en el pozo puede afectar en un 200 por ciento el problema de abrasión.

Sin embargo, a pesar de estos parámetros se clasificaron los pozos satisfactoriamente considerando el impacto de la trayectoria del pozo, a la cantidad de fluido presente en el pozo y al tipo de tubería flexible utilizado.

Este análisis de riesgo y sus resultados, servirá para re-evaluar y determinar los posibles pies corridos de la sarta en cada pozo sin que se presenten fallas por abrasión. Al realizar el análisis para una tubería flexible según los pies corridos en cada pozo se obtendrá un restante de vida útil de 0%. Al llegar a este valor deben tomarse medidas preventivas debido a que la tubería se encuentra en riesgo a presentar abrasión y consecuentemente a fallar, estas medidas preventivas son:

- Realizar una prueba de presión a 7,000 psi para detectar posibles daños por desgaste en la pared de la tubería al iniciar las intervenciones siguientes.
- Realizar una inspección detallada a la tubería flexible durante la intervención siguiente al momento en que se encontró el restante de vida útil de 0% para la sarta. Dicha inspección puede ser realizada con un dispositivo que mida el espesor de pared de la tubería en tiempo real. De esta manera se evalúa el estado actual de la tubería flexible y se decide si no implica un riesgo seguir utilizándolo en las operaciones.
- Realizar intervenciones que no impliquen el manejo de altas tensiones y altas presiones en la tubería flexible y solamente correrlas en pozos identificados con bajo riesgo a la presencia de abrasión.

Un parámetro de alta influencia en la clasificación de los pozos según su riesgo a la abrasión son los doglegs en el pozo, debido a que su rango de valores y su frecuencia es bastante alto, aunque en este análisis no se dio la importancia requerida. La cantidad de fluido en el pozo también tiene influencia en el análisis anterior, pero el parámetro de doglegs en estos pozos debe re-evaluarse y aumentar el peso definido anteriormente.

Del análisis de riesgo realizado a los Campos Cusiana – Cupiagua se identificaron algunos pozos críticos para la utilización de tubería flexible,

llamados “**Pipe Eaters**”, los cuales corresponden en el Campo Cusiana al 6% de los pozos y en el Campo Cupiagua al 8%. También se clasificaron los demás pozos en riesgo medio y bajo, arrojando los siguientes resultados: En Cusiana el 49% de los pozos tienen riesgo medio de abrasión y el 45% restante tiene bajo riesgo de presentar abrasión, mientras en Cupiagua el 55% tiene riesgo medio de abrasión y el 37% restante tiene bajo riesgo de presentar abrasión. Es claro entonces que no se puede dar el mismo valor de pies corridos máximos para todos los pozos, pues sus características son diferentes.

Operativamente una manera de disminuir la fricción en la tubería durante una intervención es ubicar en el BHA un centralizador, el cual no permite que la tubería tenga demasiado contacto con las paredes del pozo, genere alta fricción y genere problemas de abrasión, pero su efectividad se restringe a intervenciones en las que se manejen bajas tensiones.

En algunas operaciones se ha considerado el empleo de lubricadores para reducir la fricción entre el completamiento y la tubería flexible, sin embargo estos fluidos no se han tenido en cuenta debido a posible daño a la formación, altos costos y su corto tiempo de contacto con las paredes de la tubería, debido a las altas tasas de gas presentes en los pozos.

Aunque los dispositivos de medición de espesor de pared de la tubería flexible son una buena opción, se debe evaluar su viabilidad económica y el valor agregado a una intervención de pozo. Se debe tener en cuenta que los dispositivos de espesor de pared están saliendo a la industria y no se ha probado claramente su efectividad, tanto así que las ocasiones en que se ha probado en los Campos Cusiana – Cupiagua se han encontrado déficit en la determinación del espesor de pared y el criterio con el cual se define si la sarta de tubería sigue operando o no.

Una opción viable es la utilización de tubería QT-16Cromo. La tubería flexible 16Cromo ha mostrado buenos resultados en otros campos y sus propiedades muestran mejorías en el material y por lo tanto en la capacidad de resistencia y ductilidad, pero se debe tener presente las condiciones críticas con las cuales se corre una sarta de tubería flexible en los Campos Cusiana – Cupiagua para contemplar la posibilidad de adquirir por lo menos una sarta de tubería flexible de 16Cromo y probarla en las intervenciones realizadas. En este orden debe igualmente analizar su viabilidad económica.

Los reportes de fallas de la tubería flexible de incidentes pasados no están debidamente archivados para referencia y seguimiento de las causas, consecuencias, definición de acciones preventivas y análisis de riesgo, lo cual limitó el análisis realizado. Además no todas fallas tienen un reporte, lo que muestra un déficit en la difusión y seguimiento de estas fallas por parte del contratista. Se debe mejorar la interacción Contratista – Operador para el análisis y solución de problemas operacionales.

“La abrasión es un problema que no se puede eliminar, está latente, pero se puede predecir y evitar”. Por lo tanto hay que seguir trabajando, investigando y analizando los problemas de abrasión.

BIBLIOGRAFÍA

1. HENRIK ASLAK LARSEN, SPE, SCHLUMBERGER, AND BRUCE A. REICHERT, SPE, Precision Tube Technology Inc. “Coiled Tubing Abrasion – An Experimental Study of Field Failures”. SPE 81724, Abril / 2003.
2. KENNETH R. NEWMAN, SPE, CTES, L.P./ VARCO INTERNATIONAL, AND JOHN LOVELL, SPE, SCHLUMBERGER, “A New Approach to Ultrasonic Coiled Tubing Inspection”. SPE 81722, Abril / 2003.
3. P. HARBERS, Rosen Inspection Technologies, “Online Detection of Coiled Tubing Anomalies on a Small Scale for Safe CT Operations”. SPE 94155, Abril / 2005.
4. LARRY SMITH, Precision Tube Technology, Inc. AND JOHN MISSELBROOK, BJ Services. “An Overview of Inspection Technology and Criteria for Inspecting Coiled Tubing”. SPE 38413, Abril / 1997.
5. SCHLUMBERGER, “API RP 5C8, Maintenance and Inspection of Used Coiled Tubing (Draft 7) – Glossary of terms”. Junio / 2002.
6. SCHLUMBERGER, “BP Strings History”, Enero / 2005.
7. SCHLUMBERGER, “CT Strings Usage Summary”, Julio / 2005.
8. BP EXPLORATION COLOMBIA, “Well Operations Manual”, Mayo / 2005, Capítulo 2.4

9. SCHLUMBERGER, "Pipe Management Process BP Colombia Coiled Tubing", Julio / 2005.
10. SCHLUMBERGER, "Reporte de fallas en los Campos Cusiana - Cupiagua", Julio / 2005.
11. SCHLUMBERGER, "Reporte de corridas CT Inspect - Cupiagua", Julio / 2005.
12. DOWELL, SCHLUMBERGER, Coiled Tubing Client School Manual, 1998.