

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA DE PETROLEO



“OPERACIONES DE WORKOVER CON COILED TUBING
EN EL NOR-OESTE PERUANO”

TESIS:

PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE
INGENIERO DE PETROLEO

Pedro Carlos Hernández Sotomayor

Promoción: 91 - II

LIMA - PERU - 1998

SUMARIO

El presente trabajo de tesis pretende dar a conocer el empleo de la tubería flexible y los beneficios que con ella se puede lograr en las operaciones de Workover.

Durante el desarrollo del trabajo se presenta una descripción del equipo, medidas de seguridad observadas durante el workover, aspectos que involucran la selección adecuada de una sarta de tubería flexible, limitación de la misma y otras consideraciones que son necesarios de mencionarlas. En el desarrollo secuencial se presentan de manera concreta y detallada los conceptos y definiciones necesarias que debemos tener presente, para lograr un claro entendimiento de las técnicas aplicadas en los procesos de workover.

Como una aplicación practica se presenta un trabajo de cementación forzada. Donde se muestra la efectividad del uso de la tubería flexible.

A continuación se presenta el análisis económico comparativo con una unidad convencional de workover, en el cual se demuestra la rentabilidad asociada con los servicio de tubería flexible.

CONTENIDO

INTRODUCCION

I DESCRIPCION DE EQUIPO DE UNA UNIDAD DE TUBERIA FLEXIBLE

- 1.1 Tubing Inyector de Cabeza
- 1.2 El Carrete de Tubería Flexible
- 1.3 Preventor de Reventones
- 1.4 Unidad de impulso por Potencia Hidráulica
- 1.5 Consola de Control
- 1.6 Equipo Adicional

II SEGURIDAD DEL WORKOVER CON TUBERIA FLEXIBLE

- 2.1 Programa de Seguridad
- 2.2 Requerimientos de Pre-trabajo
 - 2.2.1 El Operador
 - 2.2.2 La Compañía Contratista
 - 2.2.3 Power Packs
 - 2.2.4 Preventores de Reventones
 - 2.2.5 Inyector de Tubing
- 2.3 Seguridad en el Area de Trabajo
- 2.4 Seguridad General
 - 2.4.1 Prueba por Presión
- 2.5 Seguridad durante las Operaciones

III. TECNOLOGIA Y CAPACIDADES DE LA TUBERIA FLEXIBLE

- 3.1 Propiedades de la Tubería Flexible
- 3.2 Limitaciones por Reventón
- 3.3 Limitaciones por Colapso
- 3.4 Máxima Distorsión de Energía
- 3.5 Hidráulica de la Tubería Flexible
- 3.6 Comportamiento de Abollamiento
- 3.7 El Efecto del H₂S
 - 3.7.1 Cuatro Tópicos principales que deben tomarse en cuenta
- 3.8 Soldadura y Unión
- 3.9 Como las cargas afectan la vida de la tubería flexible

IV. CEMENTACION FORZADA CON TUBERIA FLEXIBLE

- 4.1 Equipo Principal
 - 4.1.1 Unidad de Tubería Flexible
 - 4.1.2 Trailer Manifold
 - 4.1.3 Laboratorio y Oficina
 - 4.1.4 Camión de control de Sólidos
 - 4.1.5 Tancaje
 - 4.1.6 Conjunto de Fondo
 - 4.1.7 Offshore
- 4.2 Diseño de Squeeze
 - 4.1.2 Diseño General
- 4.3 Consideraciones de Pre-trabajo

- 4.3.1 Integridad del Tubing
- 4.3.2 Trabajo de Línea Deslizante
- 4.3.3 Limpieza de Suciedad
- 4.3.4 Aislamiento de Perforación
- 4.3.5 Guías de Lechada de Cemento
- 4.3.6 Tiempo de bombeo
- 4.3.7 Perdida de Fluido
- 4.3.8 Desarrollo de Nodo
- 4.3.9 Preparación
- 4.4 Diseño de Lechada para cementación Squeeze con tubería flexible
 - 4.4.1 Introducción al Laboratorio de Campo
 - 4.4.2 Tiempo de fraguado Reducido
 - 4.4.3 Consideraciones de la lechada de Cemento
 - 4.4.4 Tipo de Pozo
 - 4.4.5 Costra y Revoque
- 4.5 Procedimiento General
 - 4.5.1 Procedimiento en el Nor-Oeste
- 4.6 Limpieza de Cemento
 - 4.6.1 Reversando Cemento Vivo
 - 4.6.2 Contaminando la Lechada de Cemento
 - 4.6.3 Limpieza por Circulación de Jet
- 4.7 Prueba de la Cementación Squeeze

- V. **SUB-ESCARADO (UNDERRAMING)**
- 5.1 El Sub-escareador
- 5.2 Tipos de Sub-escareadores
- 5.3 Aplicaciones Comunes
- 5.4 Herramienta de Apoyo
- 5.4.1 El Motor
- 5.4.2 Desconexión Hidráulica
- 5.4.3 Substitutos de Circulación
- 5.5 Fluido de Limpieza del Pozo
- 5.5.1 Tipos de Fluidos y Acondicionamiento
- 5.5.2 Reductores de Fricción
- 5.5.3 Limpieza del Pozo
- 5.5.4 Polímeros de Barrido
- 5.5.5 Consideraciones para Pozos Desviados
- 5.6 Consideraciones Operacionales
- 5.6.1 Antes de Correrlo en el Pozo
- 5.6.2 Minimizando Derrames Potenciales
- 5.6.3 Corriendo el Conjunto de Fondo en el Pozo
- 5.6.4 Precauciones Especiales con Metanol
- 5.7 Sub-escareado
- 5.7.1 Abriendo la Herramienta
- 5.7.2 Asentando la Vía
- 5.7.3 Rates de Penetración
- 5.7.4 Peso Sobre la Broca
- 5.7.5 Tratamiento con un Atascamiento

- 5.7.6 Barrido de Alta Viscosidad
- 5.7.7 Sacando del Pozo
- 5.7.8 Tiempo de una corrida de Sub-escareado

VI. PESCA

- 6.1 Ventajas y Limitaciones
- 6.2 Herramienta de Pesca de Tubería Flexible
 - 6.2.1 Conector de Tubería Flexible
 - 6.2.2 Válvulas Check
 - 6.2.3 Enchufes de Pesca y pescadores de Gancho de Cable
 - 6.2.4 Enchufe de Pesca de Deslizamiento Hidráulico
 - 6.2.5 Pescado de Gancho de Cable de Deslizamiento Hidráulico
 - 6.2.6 Desconexión Hidráulica Mejorada
 - 6.2.7 Martillo Hidráulico
 - 6.2.8 Acelerador
 - 6.2.9 Motor de Pesca
 - 6.2.10 El Receptáculo de Carnada
 - 6.2.11 Uniones Articuladas
 - 6.2.12 Centralizadores Hidráulicos
- 6.3 Configuraciones de la Sarta de Herramienta
- 6.4 Planificación de un Trabajo de Pesca
 - 6.4.1 Costo versus Chances de Exito
 - 6.4.2 El Pozo
 - 6.4.3 Sobre Tracción al Pescado

- 6.4.4 Longitud del Lubricador
- 6.5 Conduciendo un Trabajo de Pesca
 - 6.5.1 Instalar un Nuevo Conector
 - 6.5.2 Asegurar que todas las Conexiones están Ajustadas
- 6.6 Prueba de función de las Herramientas Hidráulicas
- 6.7 Consideraciones Especiales
 - 6.7.1 Desgaste de la Tubería Flexible
 - 6.7.2 Cortando Tubería Flexible

VII ANALISIS ECONOMICO

VIII CONCLUSIONES

IX RECOMENDACIONES

X TABLAS

XI FIGURAS

XII REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS.

INTRODUCCION

Evolución del equipo de tubería flexible

Desde 1963, varias unidades de tubería flexible han estado en operación en la industria de petróleo y gas, sin embargo, debido a numerosas fallas mecánicas, este equipo casi estuvo condenado a su extinción.

El concepto operacional de un sistema tubería flexible involucra correr una sarta continua de tubing de pequeño diámetro dentro de un pozo para ejecutar un servicio específico sin perturbar los tubulares de completación y equipo existente. Cuando el servicio es completado, el tubing de menor diámetro es recuperado del pozo y es enrollado en un gran carrete para transportarlo del lugar de trabajo.

La primera tubería flexible enrollada fue fabricada de segmentos de 50 ft. de 1.315 pulg. OD, los cuales fueron soldados en los extremos. Este tubing fue después enrollado sobre un carrete de un total de 15,000 ft de longitud.

Comúnmente, existen tres fabricantes activos que proporcionan toda la tubería usada para servicio de contratistas en todo el mundo y son: Precisión Tube Technology, Quality Tubing Inc., y Southwestern Pipe Inc. todos ubicados en Houston.

Nuevos avances en tecnología de tubería flexible están siendo explorados por cada uno de estos fabricantes.

Estos productores utilizan acero al carbono. La lista completa de los componentes químicos de este acero es listado en la Tabla 1. En 1992, Precision Tube Technology inicio la fabricación de la tubería flexible de titanio. Las propiedades mecánicas de esta sarta son mostrados en la Tabla 2.

Una lista general del diámetro externo (OD) y pesos de tubería flexible disponibles comercialmente son mostrados en la Tabla 3. En adición, la tabla también muestra las limitaciones de presión y carga axial. Los regímenes de presión de tubería y carga axial incrementan al incrementar el peso del tubing.

Hasta el año 1985, la tubería flexible era de acero de baja resistencia (≤ 60 ksi especificado grados mínimos de resistencia a la ruptura), estos materiales de baja resistencia causaron limitaciones en resistencia a la tensión y resistencia a la fatiga. Por lo tanto, la vida de servicio de la tubería flexible fue generalmente corto y las fallas ocurrían continuamente.

Entre 1985 y 1991, se realizaron mejoras en el proceso de manufacturación, la misma que mejoró las cualidades y se obtuvo un mayor grado de resistencia de la tubería flexible (70 y 80 ksi SMYS).

Y por lo tanto la resistencia mecánica, performance de la fatiga, integridad de la tubería, y resistencia a la corrosión fue mejorado.

CAPITULO I

1. DESCRIPCION DE UN EQUIPO DE UNIDAD COILED TUBING

El diseño predominante en uso hoy en día incorpora el mecanismo de inyector de cabeza (inyector head) vertical con cadena de contra rotación. La siguiente descripción del equipo se aplicará a unidades específicas de los componentes de soporte de este inyector de cabeza.

La tubería flexible es un sistema transportable accionada con energía hidráulica, fue para correr y sacar sartas de tubería continua concéntrica a sartas de tubería de producción o casing de mayor diámetro interno (ID). Al presente, la tubería flexible esta disponible en rangos de tamaño de 3/4" OD hasta 2 3/8" OD.

Los componentes básicos de la unidad de tubería flexible son los siguientes:

- ° Tubing inyector en cabeza (Tubing inyector head)
- ° Carrete de tubería flexible (Coiled tubing reel)
- ° Pila preventora de reventones en cabeza.
- ° Unidad de impulso por potencia hidráulica.
- ° Consola de control.

Un sistema simplificado de una unidad de tubería flexible es mostrado en la Fig. 1. El diseño y operación de cada componente será detallado posteriormente.

1.1 Tubing inyector de cabeza

Son diseñados para ejecutar tres funciones básicas:

- ° Proporcionar el encaje para insertar el tubing dentro del pozo contra la presión o para vencer la fricción del wellbore.
- ° Controlar la velocidad de entrada del tubing dentro del pozo, bajo varias condiciones del pozo.
- ° Soportar todo el peso del tubing suspendido y acelerarlo a velocidad de operación cuando se lo extrae del pozo.

El tubing puede ser corrido abierto en la parte final, o puede ser usado para transportar herramientas o aparatos al fondo unidos al final del tubing.

La Fig. 2 muestra un inyector de cabeza de tubería flexible simplificado instalado y un preventor de reventones. Se muestra un diagrama de corte de una cabeza de inyección de tubería flexible de Bowen Oil Tool en la Fig. 3 el cual es representativo del diseño básico de un inyector de cabeza. El tubing inyector de cabeza manipula la sarta continua de tubing utilizando dos cadenas de tracción **sprocket-drive** opuestos, los cuales son impulsados por motores hidráulicos de contra rotación. Estas cadenas son fabricadas con blocks entrelazados montados entre las cadenas de enlace y maquinado para acomodar la circunferencia de la sarta de tubería flexible.

Los blocks entrelazados dentro de la cadena son forzados sobre la tubería por una serie de rodillos accionados por compresión hidráulica que imparten la fuerza requerida para establecer el sistema de impulso por fricción.

El inyector de cabeza es equipado también con un sistema de arco cilíndrico, llamado guía de tubing (tubing, guide), el cual es montado directamente sobre una rueda motriz dentada y usado para recibir la tubería flexible desde el carrete y guiarlo hacia el interior de los bloques de cadena. El ensamblaje de la guía de tubing incorpora una serie de rodillos que son montados sobre un marco arqueado de 90° con un radio de curvatura cercano al radio del carrete del tubing. En general, la guía de tubing tendrá un radio de curvatura de 60 a 72 pulg. para tubería flexible de 1 1/4 pulg. y 2 pulg. Mayores tamaños de tubería flexible requieren un mínimo de 84 pulg. de radio de curvatura.

En la base del inyector de cabeza, un **stuffing box** operado hidráulicamente es posesionado a lo largo de la línea central de la tubería flexible cuando este es asegurado en el ensamblaje del mecanismo de cadenas.

El **stuffing box** contiene un elemento elastómero que es comprimido contra el tubing. Esto aísla la presión anular del wellbore de la atmósfera. Si la faja de jebe (elemento elastómero) se desgasta durante las operaciones de servicio, los elementos elastómeros seccionados pueden ser

reemplazados aún con el tubing en el pozo. La mínima presión de trabajo del **stuffing box** esta en el rango de 5,000 psig, pero es diseñado generalmente para trabajar en presiones hasta 10,000 psig.

The load cell está también ubicado en la parte inferior del inyector de cabeza. Este aparato hidráulico es conectado al panel de control de operaciones para monitorear el peso del tubing y la fuerza requerida para sacar el tubing.

El inyector de cabeza es soportado sobre el wellhead en una de dos formas. Ya sea mediante patas telescópicas o elevada hidráulicamente por una estructura de acero llamada comúnmente "jack stand".

Las patas telescópicas son usadas generalmente en levantamiento de equipo, donde la altura del inyector de cabeza o el diseño de la cabeza del pozo no permite el uso de jack stand. Cuando las patas telescópicas son usadas dentro de los cuatro perímetros de las aberturas ubicadas sobre el marco del inyector de cabeza y asegurados con pines a la altura requerida.

En levantamiento de equipo donde se dispone de superficies libres (ejem. plataformas costa afuera), es recomendado que el inyector de cabeza sea soportado por un jack stand. Una vez que se alcanza la altura deseada, Las cuatro patas son ajustados y asegurados en el lugar. La base del jack stand distribuye el peso del inyector de cabeza uniformemente alrededor del perímetro del **stand**.

El beneficio de usar un jack stand sobre patas telescópicas incluye mayor estabilidad, amplitud en soltar el soporte del wuinche superior en servicios no críticos, y seguridad.

En todos los casos, el inyector de cabeza deberá asegurarse al suelo o a la estructura con por lo menos una cadena desde el frente de la cabeza (frente al carrete) y dos cadenas desde la parte posterior. Para minimizar los momentos creados en la cabeza del pozo, las cadenas que son usadas para estabilizar el inyector de cabeza no serán aseguradas a la cabeza del pozo.

1.2 El carrete de la tubería flexible

Es un carrete de acero con un núcleo (core) de 60 a 72 pulg. y una pestaña de reborde de 9 ft. de diámetro. Para este tamaño de tambor puede almacenarse cerca de 26,000 ft de tubing de 1 pulg. de OD o 22,000 ft de tubing de 1 1/4 pulg, de OD (Fig. 4).

La capacidad para otros tamaños de tubing dependen del tamaño del núcleo. El **inboard tubing end** es conectada a través del hueco o abertura en el extremo del eje del carrete a una unión rotatoria montada directamente al eje. Esta unión rotatoria es asegurada a una sección de tubería estacionaria, el cual es después conectada a un sistema de bombeo de fluido o gas. Como resultado, se puede mantener bombeo continuo y circulación durante todo el trabajo. Una

válvula de paso de 10,000 psig es proporcionado entre el tubing y el eje del carrete para separar el tubing de las líneas de la bomba de superficie en caso de emergencia.

En adición a los servicios de bombeo de fluido, algunas sartas de tubería flexible son usadas para servicios de registros eléctricos por cable. El cable es corrido dentro de la tubería flexible y terminado sobre el eje del carrete at a **pressure bulkhead**. El cable multiconector es después corrido desde **the pressure bulkhead** a una cabeza de conexión eléctrica rotante similar al encontrado en unidades eléctricas wireline. Sobre los carretes equipados para brindar servicios con líneas eléctricas, esta conexión es ubicada sobre el eje del carrete opuesto a la unión de rotación para fluido.

La rotación del carrete es controlado por un motor hidráulico que es montada para impulso directo sobre el eje del carrete u operado por un mecanismo de cadena y rueda dentada. Este motor es usado para mantener un control constante sobre el tubing y mantener la tubería enrollada ajustadamente sobre el carrete. Durante la inserción del tubing dentro del pozo, una ligera contra presión es mantenida sobre el motor del carrete para permitir al inyector de cabeza jalar a la tubería del carrete y mantener la tensión entre el inyector y el carrete.

Cuando el tubing es recuperado del pozo, la presión sobre el motor del carrete es incrementado permitiendo que la rotación del carrete se mantenga con la tasa de extracción del inyector de tubería (tubing inyector).

El tubing es guiado sobre el carrete a través de un mecanismo llamado "montaje del nivel de enrollado" para alinear apropiadamente la tubería cuando es enrollada o desenrollada del carrete.

El montaje de nivel de enrollado mide el ancho del carrete y puede ser levantado a la altura deseada para alinear la tubería en lo alto entre la guía del inyector de tubing (inyector tubing guide) y el carrete. El mecanismo contador de tubing es generalmente montado sobre el nivel del enrollado. El mecanismo contador consta de una serie de ruedas en contacto con la tubería flexible las cuales están engranadas para medir mecánicamente los pies de tubería despachada.

Detalles adicionales de seguridad también podrían estar incluidos en el empaque del carrete para proporcionar un freno activado hidráulicamente. La principal función del freno del carrete es parar la rotación del tambor si el tubing se parte accidentalmente entre el carrete y el inyector de cabeza. Este sistema de freno no tiene la intención de parar un despacho incontrolado del tubing, sino solamente ofrece resistencia y movimiento lento del carrete cuando se baja tubería flexible al pozo. Muchas unidades

incorporan un dispositivo en su sistema de energía hidráulica para imponer una contra presión en el motor para disminuir la velocidad del carrete. Otras unidades emplean un sistema de freno por fricción de cojines que aplicado hidráulicamente en el diámetro exterior disminuye el movimiento del carrete.

1.3 Preventor de Reventones

El (BOP) Preventor de Reventones esta compuesto de cuatro empaquetadores operados hidráulicamente, generalmente calibrado para una mínima presión de trabajo de 10,000 psig.

Los cuatro compartimientos del BOP están equipados (de arriba a bajo) con empaquetadores ciegos, empaquetadores cortadores de tubing, empaquetadores de deslizamiento, y empaquetadores de tubería. Los empaquetadores ciegos son usados para sellar el pozo en superficie cuando se pierde el control del pozo. Los empaquetadores ciegos sellan cuando elementos elastómeros en las empaquetaduras son comprimidos unos contra otros. Para que los empaquetadores ciegos trabajen apropiadamente, el tubing y otras obstrucciones a través de los casquetes de las empaquetaduras deberán ser removidos. Se debe recalcar que el sello de presión sobre las empaquetaduras ciegas esta diseñado para retener la presión de abajo solamente.

Los cortadores de tubing son usados para partir mecánicamente si la tubería se atasque debajo del BOP o cuando es necesario cortar la tubería y remover el equipo de superficie del pozo. El termino "cortador" es un nombre errado. En realidad son placas que se pegan al tubo y los fuerza mecánicamente para que la tubería falle. El corte es deformado y deberá ser enderezado para retornar a su geometría original.

Las empaquetaduras de deslizamiento están equipados con dientes unidireccionales que se mueven contra la tubería cuando se activa para soportar el peso de la tubería. También pueden ser usadas para asegurar la tubería contra altas presiones del pozo que pueden sacar a la tubería fuera del pozo.

Los empaquetadores de tubería o **stripping rams**, son equipados con sellos de elastómeros preformados que se ajustan al OD del tubing que se esta usando. Cuando se cierra contra el tubing, ellos aíslan la presión anular del wellbore debajo de la empaquetadura.

Las empaquetaduras ciegas y las empaquetaduras cortadoras de tubing son generalmente separados de las empaquetaduras de deslizamiento y las empaquetaduras de tubería por una abertura de salida de la brida en el cuerpo del BOP que es usada como una "línea de muerte" durante el control de pozos. Una válvula calibrada a la máxima presión de trabajo permitida, usualmente 10,000 psig, es montada

sobre la brida y unida con la conexión apropiada. En esta conexión, una línea de alta presión es corrida para unir la línea de muerte (kill line) al BOP. Si es necesario, la válvula de brida con salida lateral sobre el BOP puede tener retorno o ser usado para reversar fluidos. La práctica de reversar fluidos a través de la línea de muerte exponen a las empaquetaduras inferiores de los BOP y casquetes a sólidos, suciedad, y otros fluidos de retorno, los cuales pueden afectar adversamente la performance de la empaquetadura.

En servicios de workover que requieren retorno de circulación del wellbore a la superficie (limpieza de sólidos, acidificación, etc.), un "flow-tee" separado es montado directamente debajo del BOP.

Esta conexión flow-tee deberá ser equipado con una válvula calibrada con la misma presión que la válvula del BOP. Sobre todos los cuerpos del BOP, la empaquetadura ciega y la empaquetadura de tubing tienen compartamientos equipados con puertos que permiten uniformizar la presión dentro del cuerpo de la empaquetadura. Esto permite diferenciales de presión para activar las empaquetaduras. La unión sobre la parte superior del BOP se conecta con el **stuffing box assembly** en la parte inferior del inyector de cabeza. La parte inferior del BOP puede ser empaquetado o ajustado con un sello "O-Ring".

1.4 Unidad de Impulso por Potencia Hidráulica

Son calibrados para operar todas las unidades componentes de la tubería flexible. En la Fig. 5, se muestra un paquete típico de impulso hidráulico en operaciones offshore.

1.5 Consola de control

La consola de control a sido diseñado por varios fabricantes, normalmente todos los controles están posicionados sobre una consola remota. Una consola de panel de control simplificado es mostrado en la Fig.6. La consola montada sobre patines puede ser colocada en un lugar cercano al pozo, o donde lo requiera el operador.

La consola incluye todos los controles y medidas requeridas para operar y monitorear los componentes de la unidad de tubería flexible. El carrete y el motor del inyector de cabeza son activados desde el panel de control a través de válvulas que determinan la dirección del movimiento del tubing y velocidad de operación. También se ubican sobre la consola sistemas de control que regulan el manejo de las cadenas, **stripper rubber**, y preventor de reventones.

1.6 Equipo Adicional

En adición de los componentes básicos de la unidad de tubería flexible descrito en los parrafos anteriores, varios

equipos adicionales son usados para ejecutar operaciones de workover o servicio de pozo. Esto incluye bomba de fluidos, bomba de nitrógeno, tancaje de mezcla y retorno, entubamiento para bomba y línea de retorno.

CAPITULO II

2. SEGURIDAD DEL WORKOVER CON TUBERIA FLEXIBLE

Considerando que los trabajos de reacondicionamiento de pozos con tubería flexible, presentan riesgos, debido fundamentalmente a las presiones utilizadas y al ser un equipo en desarrollo es conveniente precaver la seguridad del personal humano así como de los equipos.

2.1 Programas de seguridad.- Un paso preliminar en obtener seguridad en operaciones de tubería flexible es revisar los programas de seguridad del operador y de la compañía que ofrece el servicio. Para asegurar la eficiencia y una operación segura, el proceso de selección de los servicios de tubería flexible incluirá la siguiente información de seguridad:

- ° filosofía
- ° Procedimientos
- ° Records (daños y tiempo perdido en accidentes)
- ° Necesidad de inspección de equipo.
- ° Estructura de la organización.
- ° Agenda para charlas.

Estos items definen como la compañía contratista provee el ambiente de seguridad para el trabajo de su personal.

La cooperación del operador y la compañía contratista puede asegurar que los riesgos potenciales son idénticos y tomar las medidas correctivas.

2.2 Requerimientos de Pre-Trabajo

2.2.1 El Operador

Antes de mover una unidad de coiled a la locación una inspección previa al lugar de trabajo deberá ser conducida por el operador. Varios items a ser considerados son indicados aquí para áreas de onshore y offshore.

Onshore

- ° Inspeccionar caminos, puentes, líneas aéreas, y locación previo al movimiento de la unidad de tubería flexible y identificar cualquier problema o limitación.
- ° Inspeccionar la locación para identificar riesgos (ejem. eléctrico, fuego, ambiente, etc.).
- ° En el lugar el supervisor localizará las líneas de flujo, cables de potencia, líneas de inyección, y cables en tierra previo a la fijación de amarres o anclas.

Offshore

- ° Revisar las limitaciones de carga de la cubierta de la

plataforma como es especificado en el diseño de la construcción.

- ° Identificar las áreas de peligro Clase I, División 1 y 2 delineado en el API RP 500B (MMS INC G-230 y G-231).
- ° Determinar la capacidad de levantamiento de la grúa y las limitaciones relativas a la longitud de la grúa (pluma) y de la inspección de la grúa, prueba, records de mantenimiento, y calificaciones del operador han de presentarse en la locación.
- ° Identificar las limitaciones de espacio de la plataforma para levantamiento de equipo y proponer un plan preliminar para ubicación de equipo.
- ° Prepararse para potenciales consecuencias y riesgos al equipo de producción resultante del trabajo propuesto en el pozo (Fluidos del pozo conteniendo ácido no gastado, cemento contaminado, etc).

Previo a la iniciación de la operación de workover, el operador deberá recibir la aprobación en forma escrita (o verbal) del supervisor de distrito.

El operador deberá obtener información del Material de Seguridad para todos los productos químicos y fluidos de tratamiento que están en la locación. Esta información deberá estar disponible en la locación para la seguridad del personal expuesto a los químicos durante el servicio de

pozo. En adición, los operadores también deberán estar preparados para trabajar y disponer de los fluidos de workover y productos de una manera consistente con las normas dadas por Minerals Management Service (Mayo, 1988).

2.2.2 La compañía contratista

Antes que la unidad de tubería flexible sea operada en la locación, la contratista deberá asegurarse que el tubing y equipo han sido apropiadamente preparados para el trabajo de servicio solicitado.

Los siguientes items deberán ser ejecutados por la compañía de servicio previa a la salida del equipo.

- ° Un permanente "depth flag" de algún tipo deberá ser usado sobre el OD del tubo cerca de 300 ft del extremo final del tubing. Este es usado para verificar la profundidad cuando se saca tubería del pozo.
- ° La tubería flexible deberá ser "encurtido" con un volumen suficiente de un apropiado ácido clorhídrico (HCL) para remover óxido, costras y suciedad ajena a la propia tubería. El ácido después deberá ser desplazado con una solución neutralizante de soda cáustica.

- ° La tubería flexible deberá ser presurizada en una prueba con 5,000 psig con líquido después del "encurtimiento" y mantenido por 5 minutos como mínimo.
- ° Una válvula de la bola deberá ser unida al final de la tubería flexible. Con una válvula abierta, desplazar líquido en el tubing con nitrógeno, permitiendo a la presión disminuir por cerca de 10 psig y después cerrar la válvula para mantener una cubierta de nitrógeno en el tubing.

2.2.3 Power packs

- ° Asegurarse que todos los escapes de manifold y silenciadores están envueltos y aislados para actuar de acuerdo con los requerimientos de protección de personal estipulados en el API RP 14C.
- ° Todos los power packs deberán ser equipados con capturadores de chispas y contenedores de contaminantes que contengan polulantes y prevengan una descarga accidental al medio ambiente.
- ° Todos los motores diesel deberán ser equipados con dispositivos operados a control remoto o de parada automática.

2.2.4 Preventores de Reventones

- ° Los preventores de reventones (BOPs) deberán ser operados hidráulicamente por controles ubicados en la consola del operador.
- ° El orden como debe estar conformado la pila del BOP de arriba a bajo es como sigue (Fig. 7):
 - Empaquetaduras ciegas.
 - Empaquetaduras cortadoras.
 - Línea para matar el pozo de retorno con válvula de aislamiento.
 - Empaquetaduras deslizantes unidireccionales.
 - Empaquetaduras del tubing.

2.2.5 Inyector de Tubing

- ° Onshore, Las cabezas inyectoras deberán estar equipadas con 4 patas telescópicas para estabilizar y soportar apropiadamente al inyector.
- ° Offshore, las cabezas inyectoras sería equipada con un jack stand ajustable y recipientes contaminantes las cuales se ajusten con la base del jack stand cuando trabajen sobre plataformas de producción.

2.3 Seguridad en el Area de Trabajo

En cualquier operación de servicio de pozo, el operador y personal de la contratista deberían de participar en una

reunión inicial de seguridad previo al trabajo, y conducir una reunión de seguridad. Los puntos de la reunión deberían incluir:

- ° Discutir sobre el trabajo y procedimiento que serán usados para realizar el trabajo en forma segura.
- ° Enfatizar los procedimientos generales de seguridad (ejem. cascos de seguridad, zapatos de seguridad, protección de ojos y oídos, áreas de no fumadores).
- ° Identificar las rutas de evacuación y las áreas de seguridad en el área de trabajo. Específico a las operaciones de offshore, todo el personal deberá leer las recomendaciones de seguridad y estar familiarizado con los varios tipos de alarma y los lugares siguientes:

Estación de evacuación sobre cuartos de la plataforma.

Tipo I de chalecos salvavidas y lo relacionado con los mecanismos de supervivencia.

Manual de emergencia para Parar las operaciones.

- ° Discutir sobre cualquier riesgo o peligro que pudiera haber sido identificado en las inspecciones hechas en la locación previo al trabajo (huecos en las vías transitables, pasamanos dañados, etc.).

Ubicación de todos los extinguidores de fuego disponible en la plataforma o locación. Un

extinguidor debe estar ubicado cerca de la consola del operador y uno en la cercanía de los puntos de seguridad a lo largo de la ruta de evacuación.

- ° Hacer provisiones para transportar un cambio adicional de ropa a las locaciones remotas. Ropas que han sido saturadas con sustancias tóxicas o inflamables deberán ser cambiadas.
- ° Los envases de plástico vacíos no deberán ser almacenados en la locación o usados de cualquier manera para recoger los fluidos de retorno del pozo. La recolección de los fluidos de hidrocarburo en los envases de plástico ha sido conocido como el origen de fuego debido a la inestabilidad del material plástico a disipar la acumulación de la electricidad estática.
- ° Mantener todas las herramientas manuales en una condición limpia y apropiada condición de trabajo.
- ° Identificar a los nuevos miembros del personal de tal forma de darle instrucción especial previamente a la realización del trabajo.

2.4 **SEGURIDAD GENERAL**

Instalando equipo. Una vez que el equipo ha sido descargado en la locación y posesionado apropiadamente con respecto a la orientación de la ubicación, el levantamiento

de equipo puede comenzar.

Los siguientes items son una guía de seguridad para el equipo de tubería flexible y componentes de soporte en la instalación de equipo:

- ° Cuando se instala un equipo sobre la cabeza de pozo (wellhead), deberán ser usadas conexiones de brida como una regla.
- ° Toda bomba y líneas de retorno deberán ser aseguradas con cadenas y amarres.
- ° En todo workover peligroso o programas que utilizan ácido y que se requiere flujo de retorno a superficie, una unión en T (Flow tee) deberá ser montada debajo de la columna de BOP. Esta unión de flujo en T deberá ser equipado con una válvula de aislamiento para ser usada como una línea de conexión de retorno o para matar el pozo (Kill line). (Fig. 8).
- ° Si el workover requiere operaciones con presiones en cabeza en exceso de 3,000 psig, un set adicional de empaquetador de tubing (pipe rams) controlado manualmente deberá ser instalado debajo de la unión de flujo en T. En adición, una línea para matar el pozo (kill line) debe ser corrida desde la bomba y conectada al BOP. (Fig. 9).
- ° La línea de retorno/estrangulador y la línea para matar el pozo deberá estar equipado con dos válvulas full-

opening y un múltiple de estrangulador (**choke manifold**) con presiones fijadas por lo menos al equivalente a la presión fijada de las empaquetaduras de los preventores.

- ° La cabeza de inyección sería estabilizado con las cuatro patas telescópicas o un jack stand y asegurado con un mínimo de 3 cadenas. En adición el inyector deberá estar equipado con una escalera para permitir el acceso a la cabeza para mantenimiento.
- ° Cuando se usan cadenas y amarres para asegurar el equipo y líneas de bombeo y retorno, verificar que las cadenas estén aseguradas a la estructura de la plataforma y los sujetadores estén orientados para ser cerrados mediante la acción de la manivela hacia abajo.
- ° Asegurarse que todos los tanques de retorno estén equipados con balconcillos elevados para transitar por ellos o soportes portables.
- ° Identificar áreas potenciales de deslizamiento, tropiezo, y caída donde mangueras y equipo muestren riesgo de movilidad.

2.4.1 Pruebas por Presión

La máxima presión de trabajo disponible identificado aquí se refiere a 5,000 psig. Durante la prueba de presión, el área de trabajo deberá estar libre de personal que no

este directamente involucrado en la condición de la prueba.

- ° El equipo de tubería flexible deberá lavarse con agua u otro líquido previo a la conducción de la prueba de presión si es posible.
- ° El equipo de tubería flexible y el sistema BOP deberá ser probado a baja presión 200 a 300 psig, contra la corona y la válvula de swab previa a la prueba a alta presión.
- ° El equipo de tubería flexible y el sistema de BOP deberá ser probado como sigue:

El equipo, la columna de BOP, el equipo relacionado con el control, incluyendo estranguladores y manifold de cierre (kill manifolds), y válvulas de seguridad deberán ser probadas a la máxima capacidad fijada de trabajo de equipo.

Cada válvula en el estrangulador y en los manifolds de cierre, y las líneas de retorno deberán ser probados "secuencialmente" a cada punto de aislamiento a la máxima capacidad de presión fijada para la columna del BOP.

- ° Los sistemas de BOP deberán ser probadas:

Cuando es instalado.

Por lo menos cada 7 días.

Después de reparaciones que requiere desconectar

un sello a presión en el ensamblaje, de modo que el sello afectado será probado a presión.

- ° Todo personal involucrado en operaciones de workover deberá participar semanalmente con BOP de perforación para que ellos se familiaricen con las apropiadas medidas de seguridad.

2.5 SEGURIDAD DURANTE LAS OPERACIONES

No es posible hacer un listado de los diferentes items que conciernen a las operaciones de tubería flexible, sin embargo se mencionarán los más importantes:

- ° En ningún momento los hidrocarburos producidos se circularán en reversa hacia arriba de la sarta de tubería flexible.
- ° En ningún momento el gas natural será inyectado hacia abajo por la tubería flexible para levantamiento a chorro, lavado con espuma (foam washing).
- ° Emplear todas las medidas de seguridad necesarias para manipular los materiales cáusticos de workover para operaciones de personal.
- ° Cuando se usen fluidos como nitrógeno, CO₂, etc. en trabajos de workover, es recomendable usar mangueras de alta presión certificadas.
- ° Colocar madera contrachapada bajo conexiones de transferencia de mangueras que transportan nitrógeno o

CO₂ para prevenir el daño de las estructuras en el evento de un derrame.

- ° El nitrógeno líquido y CO₂ pueden causar severas quemaduras a las personas en contacto con la piel.
- ° Estar preparado para derrames de petróleo que puedan ocurrir durante el levantamiento de equipo o durante su desarme. También estar preparado para posibles descargas de crudo por derrames de conexiones durante el workover. Colocar hierbas de gras remojados con jabón alrededor del lugar de trabajo permitirá la remoción de crudo de los suelos y minimizar las caídas y resbalamientos potenciales.
- ° Durante el workover, el pozo deberá ser monitoreado continuamente y no debe ser dejado sin atención en ningún momento a menos que este cerrado y asegurado.
- ° El ácido bombeado a través de la tubería flexible deberá ser inhibido apropiadamente para proteger el material de la tubería flexible y deberá ser manipulado solamente por personal específicamente entrenado para este servicio. Las bombas de lavado de las unidades de tubería flexible no están diseñadas para dar servicio de acidificación.

CAPITULO III

TECNOLOGIA Y CAPACIDADES DE LA TUBERIA FLEXIBLE

3.1 Propiedades de la tubería flexible

El mínimo radio de curvatura (R) que una tubería flexible de 70 Ksi puede estar sujeto y permanecer en estado elástico puede ser calculado usando la ecuación:

$$R = E(D/2) / S_Y \quad (\text{pulg.})$$

E es el modulo de elasticidad del acero (30×10^6 psi), D es el OD de la tubería (pulg.), y S_Y es la fuerza de ruptura del acero (70,000 psi). Utilizando esta ecuación, los siguientes radios mínimos de curvatura han sido calculados para varios tamaños de tubería flexible ver tabla 4.

La tubería flexible es enrollada sobre carreteles con un rango de diámetro interior de 4 a 8 ft (2 a 4 ft de radio). Basados sobre los radios mínimos de curvatura calculados para mantener condiciones elásticas, la tubería es doblada más allá de su límite elástico y formado hacia la deformación plástica. En una operación típica de servicio de tubería flexible, la tubería sufrirá los siguientes eventos de dobles y estiramiento rectilíneo:

° La tubería es extraída del carretel por inyector de

cabeza. El motor del carretel resiste la extracción poniendo la tubería flexible en tensión y estirando rectilineamente la curvatura **primaria** de la tubería flexible.

- ° Cuando la tubería flexible llegue a la guía de tubería, la tubería es cargada alrededor de un radio cuyo rango varía de 54 a 98 pulgadas, aproximadamente equivalente al respectivo diámetro interior del carretel.
- ° La tubería es puesta en forma rectilínea nuevamente a medida que es jalada por la guía de tubos y hacia las cadenas del inyector de cabeza.

Estos tres eventos constituyen uno de los ciclos de dobles de la tubería flexible. Cuando al tubing es extraído del pozo y enrollado sobre el carretel, los mismos dobleces ocurren y la tubería es sujeta a otro ciclo completo de dobles en el orden inverso. Seis eventos de dobles ocurren en el viaje redondo de entrada y salida del pozo. La ubicación de estos eventos de dobles están mostrados en la Fig. 10.

Estos ciclos de deformación plástica de la tubería están contenidos dentro de los límites definidos de esfuerzo-esfuerzo interno cuando la tubería realiza un ciclo sin presión interna. Sin embargo cuando la tubería flexible realiza un ciclo aplicando presión interna, cambios significativos físico y geométrico ocurre en la tubería.

3.2 Limitaciones por Reventón

En adición a la presión interna de la tubería flexible durante los ciclajes la tubería empieza a hincharse incrementando su diámetro. Este hinchamiento ocasiona que las paredes del tubing adelgacen lentamente. A medida que la presión interna se incrementa, el efecto del "embalonamiento" será mas severo.

Pruebas ejecutadas por Southwestern Pipe Inc. en 1991 en varias secciones de tubería flexible muestran que el diámetro de tubería se incrementa versus el número de ciclos de curvatura (enrollamiento), en la Fig. 11 por ejemplo una tubería de 1 1/4 pulg. OD, 0.087 WT, 70 Ksi de cedencia fue probado con presiones internas de 2,500 psig y 5,000 psig. Las dos curvas representan el embalonamiento o crecimiento del diámetro de la tubería a medida que la tubería es enrollada de un radio de 72 pulgadas.

El gráfico muestra que el diámetro se incrementa más en la tubería de presión interna de 5,000 psig que en la tubería que fue enrollada con solamente 2,500 psig de presión interna.

La prueba de 5,000 psig muestra que la falla de la tubería ocurre cerca de 150 ciclos o enrollamientos, pero la prueba de 2,500 psig fue enrollada 500 veces antes de fallar. Esta prueba representa dos eventos de curvatura, por lo tanto, para los datos de prueba del acero de 70 Ksi de cedencia se consideró representativa de que sucede durante

operaciones de campo, el número de ciclos para fallar deberá ser dividido por tres.

Como la resistencia del material se incrementa, la razón de un ciclo de campo a tres ciclos de prueba no parece ser cierto. Datos de prueba preliminares sugieren que mayor resistencia de materiales tiene mayor ciclo de vida en las pruebas de campo que el predicho por la relación de 1:3 derivado por comparaciones con resultados de pruebas.

Las dinámicas de las condiciones del cuerpo de la tubería cuando es deformado plásticamente bajo presión limitan la validez del cálculo teórico del reventón de la tubería utilizando los métodos en API BULLETIN 5C3. Por lo que varias compañías están ejecutando independientemente pruebas y evaluaciones de problemas de "embalamiento" relativos a la presión interna. Otros factores que deben ser considerados cuando se intente determinar la verdadera condición y subsecuente limitación de presión de la tubería son el grado de corrosión interna y externa de la tubería, la exposición a sulfuro, y grietas en superficie tales como cortes y abolladuras. Hasta que no se obtenga una información conclusiva para determinar la presión interna de trabajo de la tubería flexible sobre la vida de la sarta, el standard general de la industria es de 5,000 psig como la presión máxima de trabajo.

3.3 Limitaciones por colapso

Una tubería flexible nueva es casi perfectamente redonda (100% redondo) hasta que es fijado en el carretel de servicio. Debido al pequeño radio de curvatura, la tubería se deformará en una forma ligeramente oval (99% de redonde) como esta haga la emboltura inicial. Esta disminución en redonde es conocido como grado de ovalidad. Como el tubing es continuamente enrollado y desenrollado del carretel y sobre la guía de tubo, el porcentaje de ovalidad puede incrementarse de uno a cuatro por ciento.

Varias investigaciones están en camino para determinar el efecto de la ovalidad del tubing sobre el colapso de la tubería. Investigaciones realizadas inicialmente sugieren que a medida que la tubería flexible inicie a deformarse lentamente alejándose lentamente de la verdadera redonde, la resistencia de colapso cae dramáticamente. Sin embargo, subsecuentes pruebas sobre varios tamaños de tubería flexible sugieren que la reducción de la resistencia de colapso como un resultado de la ovalidad es menos severo.

La aplicación de carga de tensión axial en la tubería puede ser mas dañino a la resistencia al colapso en el servicio convencional de la tubería flexible que en la deformación. En el servicio de tubería flexible convencional, las cargas por tensión son aplicadas en la forma de peso de tubería y arrastre cuando se jala del pozo. La resistencia al colapso de la tubería puede disminuir

cuando varían las cargas de tensión. Como las cargas de tensión aplicadas se aproximan a la mínima fuerza de ruptura de la tubería, esta empezara a estirarse permanentemente y continuará estirándose hasta el punto de máxima tensión aplicada. Una vez que esto ocurra, la tubería perderá su principal resistencia y será mas susceptible al colapso que el calculado en el API BULLETIN 5C3.

En adición, secciones de tubería sujetas a esfuerzos en exceso de la mínima cedencia, tendrá una significativa presión de reventón reducida comparado con el resto de la tubería.

3.4 Máxima distorsión de Energía

Esta teoría de Hencky-Von Mises es usada generalmente para cuantificar la resistencia al colapso de la tubería flexible con respecto a las cargas de tensión. Dado un material específico de cierta fuerza de ruptura, WT de tubería, y OD de la tubería, los cálculos de la teoría de Máxima distorsión de Energía generan elipses de stress o fatiga que predicen el comportamiento de la tubería con respecto a la resistencia de reventón y colapso.

La Fig. 12 es un ejemplo de una elipse de fatiga para una tubería flexible de 1 1/4" de OD, 0.087 pulg. WT, y 70 Ksi cuando esta sujeto a cargas de tensión (cuadrante II y III). Los cuadrantes I y IV de la elipse de fatiga, Los cuales definen el reventón de la tubería y las limitaciones

de la presión de colapso en compresión están siendo re-evaluadas y han sido omitidos de esta discusión. Sin cargas de tensión sobre la tubería, la resistencia al colapso esta en su máximo teórico. Los cálculos de la teoría de Máxima distorsión de Energía son generalmente corridos al 100% de la mínima fuerza de ruptura de acero. A medida que las cargas de tensión se aproximen a la mínima fuerza de ruptura de la tubería flexible la resistencia al colapso cae a cero.

Pruebas adicionales por los principales productores y compañías de servicio de tubería flexible están siendo ejecutadas para verificar la Teoría de Máxima Distorsión de Energía en sus predicciones y conclusiones. Desafortunadamente, la Teoría de Máxima Distorsión de Energía no incluye consideraciones de ovalidad de la tubería o magulladuras superficiales. Como resultado, no hay datos cuantitativos disponibles para relacionar la disminución de la resistencia al colapso de la tubería con el grado de ovalidad del tubo.

3.5 Hidráulica de la Tubería Flexible

Inicialmente los servicios de tubería flexible se desarrollaron la capacidad de bombear fluidos a través de la tubería durante retrabajos concéntricos. La caída de presión por fricción de fluidos se convirtió extremadamente grande a medida que la tasa de bombeo se incrementa debido al diámetro pequeño de la tubería flexible. Una tubería

flexible de 5,000 psig de presión límite de trabajo restringen severamente el rango de tasa de bombeo disponibles para varios fluidos.

Varios factores deberán ser considerados cuando se diseñe una operación de bombeo con tubería flexible. Los principales items a ser considerados son:

- ° ID (Diámetro Interno) de la tubería
- ° Longitud de la tubería flexible.
- ° Tipo de fluido y reología
- ° Temperatura promedio del fluido
- ° Viscosidad del fluido
- ° Densidad del fluido y gravedad específica.

La tasa de bombeo versus la caída de presión de la tubería flexible puede ser determinado usando esta información. Una serie de curvas han sido desarrollados por los fabricantes de tubería flexible para predecir la caída de presión debido a la fricción para varios fluidos y tamaños de tubería flexible. Una revisión de estas curvas durante el diseño del servicio propuesto permite a los operadores y a las compañías de servicio de tubería flexible determinar la presión de superficie necesario para alcanzar los fluidos requeridos a través de la longitud enrollada de tubing. Un ejemplo de estas curvas esta en la Fig. 13.

3.6 Comportamiento de Abollamiento

La tubería flexible también está limitada en lugares donde altas cargas compresivas son aplicadas axialmente a la tubería en la superficie con cargas de arrastre pozo abajo. Cuando cargas opuestas son aplicadas sobre los extremos de la tubería flexible, la tubería se comportará como una columna larga, delgada sin soporte. Como resultado, las fuerzas compresivas aplicadas a una tubería flexible, sin soporte, en exceso se abolle o doble. La tubería flexible primero tomará una forma de onda sinusoidal con grados de latitud en un plano. La tubería finalmente se deformará en una hélice a medida que se incrementa las cargas en la superficie. La Fig. 14 muestra configuraciones sinusoidales y helicoidales de la tubería flexible bajo cargas compresionales.

La fuerza requerida para empujar la tubería flexible dentro de un pozo crece rápidamente una vez que la tubería es forzada hacia una hélice. El arrastre por fricción desarrollado como la tubería sea forzada contra el pozo o paredes del casing vencerá, por último la carga de superficie. Esta condición se le conoce con el término "lockup" (carcel) y efectivamente arresta la tubería. Si las cargas de superficie incrementa más, la tubería falla en rotura en el ángulo crítico de doblamiento.

Otra limitación del acero de la tubería flexible es la deformación permanente de la tubería que predispone la

formación de una hélice en condiciones de descanso. La deformación plástica como esta sea desarrollada sobre carreteles con diámetros de tubos pequeños crea un asiento permanente en la microestructura del metal. Aún si la tubería es enderezada mecánicamente a través de cadenas del inyector de cabeza, esta aún mantiene por un largo período la longitud de un carretel al cual fue enrollado manteniendo la forma de hélice. El término usado para describir esta tubería pre-deformada es curvatura residual.

Varios factores afectan el abollamiento o doblamiento de la tubería flexible a medida que es introducida al pozo abierto o pozo entubado. En general, los eventos de doblamiento son mas pronunciados en secciones horizontales que en pozos verticales. El máximo lateral alcanzado en el cual la tubería flexible puede ser corrida, varia con el OD de la tubería flexible, WT, diámetro del pozo, fluidos del pozo y tipo de completación.

3.7 El efecto del H₂S

Los efectos del H₂S sobre la serviciabilidad de la tubería flexible es particularmente importante desde que el H₂S reduce la resistencia útil del acero debido a la fatiga por fraccionamiento producida por el sulfuro. La aplicación para aceros en el rango de resistencias consideradas para tubería flexible de mayor grado puede ser limitado por el H₂S debido a sus complicaciones (Fig. 15). Adicionalmente,

los aceros de menor resistencia comúnmente usada en tubería flexible también son susceptibles a la expansión interna del hidrógeno y fraccionamiento inducido por el hidrógeno (hydrogen-induced craking HIC).

El H₂S también puede reducir la resistencia a la fatiga de aceros de alta resistencia.

La mayor experiencia de campo con tubería flexible en ambiente sulfuroso ha sido obtenido con materiales de baja resistencia (60 y 70 ksi grado SMYS). En general, parece que el fraccionamiento en estos materiales no han sido un problema principal. Sin embargo varias fallas de la tubería flexible no son examinadas por el origen que ocasionó la falla.

3.7.1 Cuatro tópicos principales deben tomarse en cuenta:

1) Evaluación de la tubería flexible usada de las aplicaciones de servicio corrosivo, esto puede ser realizado mediante análisis metalúrgico para evaluar la presencia de corrosión localizada o fraccionamiento relacionado al cuerpo del tubo o áreas soldadas.

Adicionalmente, pruebas de tensión y explosión sobre las secciones usadas del tubing proveerá una información útil sobre los efectos del esfuerzo interno cíclico y defectos del trabajo en frío u otros cambios físicos sobre las propiedades mecánicas de tubería flexible.

2) Efectos del trabajo en frío sobre el fraccionamiento debido a fatiga por sulfuro. Las pruebas deberán ser conducidas sobre tubería flexible nueva y usada para determinar el rol del trabajo en frío sobre la resistencia al fraccionamiento debido a la fatiga por sulfuro. Se deberá tener especial atención al comportamiento de las soldaduras; tubería flexible de alta resistencia; y los efectos de la resistencia interna de varios ciclos sobre el performance de la tubería flexible.

3) Efectos del procesamiento y tratamiento de calor sobre el performance de la tubería flexible.

Las pruebas deberán conducirse sobre el tubing tal como fueron manufacturados y con aquellos que tuvieron varios ciclos de trabajo de esfuerzo interno con tratamientos de calor y procesamiento de historias. El objetivo estará sobre la optimización de la resistencia del fraccionamiento debido a la fatiga por sulfuro y recuperación del performance de la tubería flexible después de uso prolongado.

4) Experiencia de los registros de tubería flexible.

La experiencia del servicio con tubería flexible para aplicaciones de workover y producción deberá documentarse. Enfoque particular deberá dirigirse hacia el desarrollo de una base de datos de ingeniería conteniendo los usos exitosos y las fallas con tubería flexible.

3.8 Soldadura y Unión

La tubería flexible es manufacturada por procesos de soldadura de costura con resistencia eléctrica de alta frecuencia. Este proceso es rápido, y la calidad puede variar grandemente dependiendo del control de los parámetros de soldadura. Adicionalmente, durante la fabricación y uso de campo, los rollos son soldados para producir sartas mas largas de tubería flexible o para empalmar sartas después de remover el tubing dañado. Por lo tanto, para garantizar una soldadura deberá monitorear e inspeccionar para asegurar la alta calidad de la costura soldada.

Un tratamiento de calor del tubing tal como fue manufacturado es importante para obtener una buena soldadura de la costura.

Una soldadura no calentada producida por un proceso de resistencia eléctrica puede tener variaciones de microestructura, los cuales pueden acelerar la corrosión a lo largo de la línea de fusión en ciertos ambientes de servicio.

La soldadura normalizada (tratamiento de calor) ayuda a proporcionar una microestructura más uniforme en el área soldada y reduce la posibilidad de fallas de corrosión localizadas.

Con el uso de tubería flexible a un ritmo acelerado, mas y mas consideraciones se esta dando al uso de aleaciones no convencionales.

Las aleaciones resistentes a la corrosión pueden resistir al ataque de dióxido de carbono y H₂S, y otros ambientes del campo petrolero. Las aleaciones de Titanio son altamente resistentes a la corrosión y tiene significativamente menor peso, una ventaja más en algunos casos. Algunos aceros inoxidable y aleaciones base níquel, tales como 22-25Cr acero inoxidable cuplez, aleación 825, y aleaciones C-276, pueden ser producidos a niveles de resistencia mucho mayores que los aceros convencionales. Es posible obtener sartas de tubería flexible de estos materiales con resistencias hasta 150 ksi para aplicaciones especiales.

3.9 Como las Cargas afectan la Vida de la Tubería Flexible

- ° La presión interna de la tubería flexible, combinada con el doblamiento sobre el arco guía y el carretel, es una causa principal de la ruptura de la tubería.
- ° La carga axial del peso de la tubería no parece ser un factor significativo en la vida del tubing, siempre que la carga este mantenida dentro de los límites permisibles.
- ° Severas distorsiones del tubing empiezan a ocurrir a un bajo número de ciclos a la presión interna de la tubería flexible sobre 2,500 psig cuando el tubing esta sujeto a un arco guía de radio de curvatura de 50 pulg.

que es el que se usa corrientemente. En realidad, esta distorsión inicial puede empezar a ser un problema a una presión interna menor de 2,500 psig. Extrapolando los datos de la Fig. 16, sin embargo, indican una rápida disminución en este problema a bajas presiones.

- ° A una presión interna de la tubería flexible de 1,000 psig o menos, no parece ocurrir deformación excesiva de la tubería (previo a la rotura completa). La rotura es procedida por el desarrollo de pequeñas rajaduras y solamente llegan a ser evidentes con la pérdida de presión interna en la tubería flexible.
- ° Pruebas y análisis de laboratorio muestra que la falla empieza en la superficie exterior del tubing. Estos sugieren que la condición de superficie es crítica a la longevidad del tubing.
- ° Cuando el movimiento es repetitivo o cíclico a través de la misma área es necesario, que una presión interna de la tubería flexible y los ciclajes se mantengan a un mínimo.

CAPITULO IV

4. CEMENTACION FORZADA CON TUBERIA FLEXIBLE

El éxito logrado en las cementaciones forzadas han permitido eliminar la producción excesiva de gas o agua Reparación primaria de cementación, y modificación de los perfiles de inyección o producción. La misma que se ha realizado mediante el uso de tubería flexible para la cementación. Los trabajos han sido exitosamente aplicados en condiciones diferentes del pozo y a temperaturas ambientes tan bajas como -45°F.

Tubería flexible ha sido usada para ejecutar trabajos de workovers (Fig. 17). Inicialmente fue usado para reparaciones de canalización, en forma posterior los programas han permitido expandir e incluir cierre de perforados. Los procedimientos para el squeeze han sido ajustados y comúnmente pueden ser ejecutados con una inversión cercana al 25% del costo equivalente cuando se usa equipo convencional de squeeze.

Cierre de Gas

La excesiva producción de gas resulta comúnmente de canales detrás de la tubería cementada, o migración de la capa de gas mientras el petróleo es producido.

Un workover de cierre de gas viene a ser necesario

cuando el GOR de un pozo excede de (10,000 scf/stb).

Cierre de Agua

La producción excesiva de agua resulta debido a canales detrás de la tubería, irrupción inicial de inyección de agua (water-flood). El cierre de agua es mas difícil que el cierre de gas y requiere mas cemento y/o múltiples squeezes.

Modificación de un pozo de Inyección

Este tipo de squeeze es ejecutado usualmente para cerrar una zona ladrona. Generalmente, las modificaciones del perfil de inyección son los mas difíciles de realizar. Grandes volúmenes de agua de mar relativamente fría han sido inyectados en estos pozos a tasa altas y también altas presiones, lavando la roca de cementación. Las presiones de fractura son mucho menores debido al fracturamiento termal, el cual ha ocurrido a través del uso de agua de mar de 80-90°F.

Son ejecutados buenos squeezes en estos pozos usando agregados expandidos, mica, espuma, cemento tixotrópico u otras mezclas especiales y técnicas de hesitación.

Squeeze Post-fractura

A la fecha, solamente un pozo fracturado a sido squeezeado usando tubería flexible. El pozo fue fácilmente squeezeado usando mezcla de cemento clase G. El

procedimiento involucra cemento fino y varias resinas y plásticos los que son evaluados para pozos similarmente fracturados y otras aplicaciones especiales.

Las principales innovaciones que cubren el uso de tubería flexible para la cementación forzada se centran al rededor de 1) equipo, 2) diseño de cemento y control de calidad, 3) preparación, 4) procedimientos de cementación, y 5) procedimientos de limpieza.

4.1 Equipo Principal

Las figuras 17 y 18 ilustran un equipo de tubería flexible de workover que incluye lo siguiente:

4.1.1 Unidad de tubería flexible.

Una unidad típica de tubería flexible usada para cementación squeeze es una unidad mástil montada en un remolque de tractor. Estas unidades de tubería flexible llevan 15,000 ft de 1.75 pulg de OD de tubería y puede ser levantado y listo a correr en el pozo cerca de 45 minutos después de llegar a la locación. Cada unidad de tubería flexible puede ser dividido en siete partes principales, incluyendo la bomba triplex montada en el tractor, cabina de operaciones, incluyendo la casa del carretel, cabeza de inyección, mástil, pila BOP y sistema acumulador. En adición al equipo requerido para operar la unidad de tubería flexible, la instrumentación a bordo recientemente incluye

un computador en línea (on line) para monitorear todas las presiones, pesos y velocidades de corrida, un monitor de integridad del tubing para medir el OD del tubing, ovalidad y advertir para impedir fallas por fatiga, y un densímetro para medir la temperatura y densidad de todos los fluidos bombeados a través de la tubería flexible.

4.1.2 Trailer Manifold

Construcciones para manifold de squeeze y un tanque de campo fueron construidos expresamente para Tubería Flexible de Workovers (Fig. 17 y 18). La construcción de manifold de squeeze provee la flexibilidad de dirigir los fluidos a bajo de la tubería flexible o tubería flexible por producción del anular del tubing mientras se toman retornos por el lado opuesto. Los fluidos de retorno pueden ser dirigidos a través de chokes duales y sobre el tanque de campo u otro tanque externo donde ellos pueden ser fácilmente medido para comparar el volumen bombeado dentro del pozo versus el volumen de retorno.

En adición al equipo pesado, válvulas de escape de presión y calibradores, los diseños especiales del manifold están equipados con equipos de seguridad contra altas presiones, y estranguladores en línea con medidores de presión en dirección contraria al flujo y en dirección del flujo que son críticos en operaciones de cementación squeeze.

Un compresor de aire está disponible para bombear aire a todas las líneas para protegerlos del congelamiento. El campo tiene un conjunto de cinco tanques de 20 bbl cubiertos y venteados (abiertos). Los tanques cuadrados permiten el almacenamiento y medida del retorno del squeeze antes de enviarlos a tanques o camiones externos cercanos.

4.1.3 Laboratorio y oficina

Un pequeño remolque tiene montado un laboratorio y oficina en el equipo instalado standard. El laboratorio contiene celdas de alta presión, alta temperatura para pruebas API de pérdida de fluido, un consistómetro atmosférico y un baño de agua caliente. Todo el cemento es craqueado por pérdida de fluido previo al bombeo y una muestra representativa es puesta en el baño de agua para un rápido chequeo de cualquier indicación de problema.

4.1.4 Camión de control de sólidos.

Este camión ha sido especialmente diseñado para separar el cemento sólido en la limpieza de cemento. La limpieza de cemento después de un squeeze es dirigido hacia este camión el cual contiene shale shakers y centrífugas para su separación del agua.

4.1.5 Tancaje

En el lugar frecuentemente incluyen 4 tanques de 500 bbl, dos contienen agua producida o agua de mar para matar el pozo el gas del wellbore hacia la formación previo al squeeze. En adición, hay otros tanques para medir fácilmente los rates de retorno y separar el fluido de retorno sucio del fluido relativamente limpio.

El cemento es mezclado en tandas y probados en el lugar previo al trabajo de bombeo. Después de ello, el cemento es transferido de los tanques a través de mallas a baja presión a bombas de alta presión y por dentro del manifold de squeeze para remoción de tierra a alta presión y retornado a la unidad de tubería flexible, Cuando se requiere para preparación de pre-trabajo, el ácido es bombeado directamente a la unidad de tubería flexible.

4.1.6 Conjunto de fondo

Las unidades de tubería flexible para workover no usa desconectores hidráulicos o válvulas check. Típicamente utiliza el conector de tubería flexible y un inyector. Dos tipos básicos de inyectores son usados, dependiendo del tipo de limpieza a ser ejecutada. Si exceso de cemento será circulado, un inyector combinado es usado (Fig. 19), este tipo de inyector convierte de un inyector no restrictivo de gran volumen a un inyector de alta velocidad de chorro cuando una bola es bombeada por la tubería flexible y se

asienta sobre la parte inferior media del inyector. Esta combinación permite al cemento ser bombeado a través del inyector con una mínima restricción y permite incrementar la acción de un chorro de alta presión para limpiar el cemento.

4.1.7 Offshore.

Se han empleado plataformas semisumergibles y sistemas de elevación más pequeña debido a que las unidades de tubería flexible son más pequeñas.

Los operadores utilizan un sistema de tubería flexible bajo el nivel del mar, este sistema consiste de un carretel de tubing montado sobre una embarcación y un inyector montado sobre el árbol de navidad bajo el nivel del mar. El Tubing corre directamente a través del mar desde el carretel hacia el inyector, el cual es bajado con la asistencia de buzos a lo largo de guías al cabezal bajo el mar. La mayoría de sistemas de tubería flexible están diseñadas para profundidades de agua de 1,000 ft pero se espera que puedan ejecutar operaciones a mayores profundidades a medida que evolucionen los equipos.

4.2 Diseño de Squeeze

4.2.1 Diseño general

Estos son los procedimientos básicos en un diseño de squeeze:

- ° Identificar la extensión del problema. Revisar la historia de producción, características de reservorio y registros disponibles.
- ° Establecer una correlación de profundidad base mediante el examen del extremo final del tubing y del tapón intermedio a ser colocado en el pozo a ser squeezeado.
- ° Decidir el tipo de limpieza para el tamaño de tubería flexible disponible en el área.
- ° Emplear una compañía de cementación que sea familiar con el lavado en un procedimiento de squeeze y tenga excelente calidad en el control y prueba de equipo. Discutir los procedimientos a seguir y las condiciones del pozo. Discutir los procedimientos propuestos junto con todos los contratistas en una reunión de planificación de pre-trabajo para ultimar los detalles.

4.3 Consideraciones de Pre-Trabajo

4.3.1 Integridad de tubing.

Purgar cualquier exceso en el interior del anular de cualquier bolsón o paquete de gas y líquido. Elevar la presión en el interior del anular a una presión apropiada. No exceder la presión de estallido (reventón) del casing exterior o la presión de colapso del tubing de producción. Estar seguro de considerar los factores de seguridad necesarios basados en las condiciones del tubing. Si se detecta una fuga, ubicar su origen y repararlo antes del squeeze o modificar el programa de squeeze.

4.3.2 Trabajo de Línea deslizante (Slickline)

Remover la válvula de seguridad de subsuelo y limpiar el pozo para evitar obstrucciones que puedan interferir con el squeeze. Reparar orificios que puedan haber estado ocultos, reemplazar válvulas de gas lift con fugas. Cualquier problema notado con las válvulas en cabeza deberán corregirse en ese momento.

4.3.3 Limpieza de suciedad

Si se encuentra que los perforados designados para el squeeze están cubiertos con suciedad, utilizar una unidad de tubería flexible para limpieza a chorro, escarear o limpiar por circulación en la profundidad deseada.

4.3.4 Aislamiento de Perforación

Para proteger la zona inferior de un squeeze se puede usar un packer inflable, tapón de arena, o lodo pesado. Si se usa un tapón intermedio para proteger los perforados inferiores, se recubre la parte superior del packer con CaCO_3 seguido por una capa de arena. Estos sirven para mantener el packer en su lugar contra la presión squeeze, y permitir la recuperación del packer después de circular el relleno de la superficie del packer y limpiar por acidificación el CaCO_3 .

En adición, retenedores de squeeze inflable han sido usados con éxito para proteger los perforados de intervalos superiores.

4.3.5 Guías de lechada de cemento

Llenar el programa de diseño del cemento (Fig. 20) y tener el diseño de la compañía de servicio y pre-probar la mezcla de cemento para concordar en un criterio. La mezcla de cemento común es el cemento clase G, con agentes de pérdida de fluido retardadores, surfactantes, anti-espumante, y otros aditivos especiales para la resistencia del cemento, pérdida de circulación, o resistencia a los ácidos.

4.3.6 Tiempo de bombeo

Los tiempos de espesamiento son ajustados típicamente de 5 a 9 hr y 70 unidades de viscosidad a temperaturas y presiones que se ajustan a las condiciones reales de fondo durante el squeeze. Un consistómetro de prueba presurizado es utilizado para la prueba a una temperatura de circulación ajustada a las condiciones reales para modelar condiciones reales de un squeeze.

4.3.7 Perdida de fluido

En general el criterio común la pérdida de fluido (filtrado) para un cemento de 15.8 lb-gal es de 40 a 100 cc/30 min. a 1,000 psi de diferencial de presión a través de una malla API de filtrado a la temperatura de circulación de fondo. Note que el peso de cemento es un factor importante en la elección del cemento. El peso ligero del cemento para squeeze contra una formación permeable sería elegido basado sobre la cantidad de los cementos livianos, tienen mas fluido para perder antes de una excesiva deshidratación, desarrollando nodos de cemento o aún taponeando completamente los perforados.

4.3.8 Desarrollo de Nodo

El desarrollo del nodo es probablemente mas importante que el valor de pérdida de fluido. Mayor pérdida de fluido generalmente significa mayor desarrollo del nodo. Una guía

general es inspeccionar cuidadosamente la permanente deshidratación siguiente a 30 min. o mayor tiempo de prueba de filtrado a presión y temperatura. El revoque compactado debe ser por lo menos tan alto como la profundidad del vacío que se espera sellar. Recuerde que el cemento pierde fluido en lugares adyacentes a una superficie permeable cuando se aplica presión.

Altas razones de pérdida de fluido es la razón de muchas solidificaciones rápidas y bajo desarrollo de revoque han sido ligados a reducidos squeeze exitosos.

Un trabajo típico de cementación debería haber terminado y limpiado el pozo dentro de 4 a 7 horas de la mezcla de cemento inicial. Mayores tiempos resultarían en atascamiento de tubería flexible u operaciones de escareo para limpiar cemento indeseado en el pozo.

4.3.9 Preparación

- ° Para obtener las temperaturas estática de fondo y de circulación se usan grabadoras electrónicas para una mejor data que ayude a un diseño más exacto del tiempo de espesamiento y control de la pérdida de filtrado.
- ° Acidificar y lavar todos los perforados a ser squeezeados para limpiar las vías de cemento y obtener mejor agarre.
- ° Poner el pozo en producción, cuando sea posible, para

remover los finos y suciedad.

- ° Correlacionar el final de la tubería flexible al localizador de tubing con wireline hasta el tapón intermedio como profundidad final.
- ° Medir el volumen de la tubería flexible; no dependen de los volúmenes calculados.
- ° Desplazar el gas del pozo con agua de formación compatible dentro del pozo. Esta agua ayudará a disminuir la temperatura de fondo y establecer una gradiente hidrostática conocida.

4.4 Diseño de Lechada para Cementación Squeeze con Tubería Flexible

4.4.1 Introducción al Laboratorio de Campo

Para asegurarse que la lechada de cemento bombeada durante los trabajos de tubería flexible sean exactamente la misma como la mezcla piloto diseñada por el vendedor, el uso de un laboratorio portable fue usado para realizar pruebas del cemento usado en el campo. Los principales instrumentos utilizados en un laboratorio portable son un consistómetro atmosférico y una celda de alta presión para pérdida de fluido. La perdida de fluido de una mezcla de lechada de cemento en el campo es la principal prueba de control de calidad que es corrida en un laboratorio portable. Mantener

una baja pérdida de fluido es importante para prevenir la deshidratación prematura en los intervalos perforados.

4.4.2 Tiempo de fraguado reducido

Los tratamientos de cementación squeeze involucran un tiempo de fraguado (WOC) de por lo menos 24 hrs. después de la operación. Este es un procedimiento normal en muchas áreas de operación, pero debido al alto costo de equipo, una adicional reducción en el tiempo de fraguado fue considerado de alta prioridad. Una decisión temprana a cerca de re-squeezear o poner al pozo nuevamente en producción reduciría grandemente estos costos, de modo que un estudio fue iniciado para investigar el esfuerzo compresivo de los nodos de cemento y la costra o revoque en vez que el cemento mismo. Esto fue realizado mediante la modificación de un analizador de cemento ultrasónico de modo que el revoque o los nodos de cemento pudieran ser analizados.

Los revoques o nodos que se forman en y alrededor de los perforados durante los trabajos de squeeze desarrollan un esfuerzo compresivo 4 veces más rápido que una misma lechada. El esfuerzo compresivo de un revoque o nodo fue en exceso de 5,000 psi en el momento en que una lechada comparable alcanzaba 1,500 psi (Fig. 21). Este dato permitió operaciones de campo para ejecutar una prueba de influjo (inflow test) con 10 a 12 horas seguidas del trabajo de squeeze, reduciendo de ese modo el tiempo transcurrido en la

locación un total de 12 horas.

4.4.3 Consideraciones de la lechada de cemento

Después de un considerable número de pozos que han sido squeezeados se encontró que los pozos de inyección con agua fueron los que tuvieron mayores problemas. Las condiciones de la formación cambian después de la inyección de agua fría de mar. La temperatura de fondo se reduce causando el deterioro de la gradiente de fractura de modo que la formación no soportaría largamente una columna de fluido. Esto complico los trabajos de squeeze con tubería flexible desde que la presión requerida para reversar el exceso de cemento es la mayor que debe soportar la formación durante toda la operación.

En pozos que requieren el corte de agua, y particularmente en pozos de inyección de agua, grandes volúmenes de cemento pueden ser inyectados antes que se obtenga substancial resistencia a la presión de reversa. Varios tipos de cementos han sido usados en estos tipos de pozos.

Los cementos tixotrópicos y el normal clase G con agregados, gilsonita o arena han sido tratados con resultados variables.

Comúnmente es imposible lograr un trabajo exitoso a menos que grandes cantidades de cemento (200 a 250 bbl) son inyectados dentro de la formación. Recientemente, se ha

demostrado que el cemento espumado puede ser bombeado a través de la tubería flexible. Este tipo de lechada tendría buen potencial de éxito en pozos de inyección de agua debido a su mayor rendimiento y baja densidad.

El concepto de usar cemento tixotrópico o cemento espumante se centra alrededor de la idea de llenar un vacío con cemento y permitir las propiedades tixotrópicas para crear una barrera para la lechada de cemento de cola, clase G, que es usado para obtener presiones de squeeze requeridos. El cemento espumoso tiene propiedades tixotrópicas, pero no tiene el alto esfuerzo del gel de los cementos tixotrópicos regulares.

Un cemento tixotrópico permite que el cemento pueda ser bombeado en estado fluido, pero forma una consistencia rígida gelatinosa cuando está en estado estático. En la cementación forzada, la técnica de hesitación o el ciclo de bombear y parar es repetido hasta que se alcance presión suficiente para completar el trabajo.

4.4.4 Tipos de pozo

La mayoría de trabajos de squeeze realizados fueron realizados en pozos de alto corte de agua o alto GOR. Esto usualmente indica un canal de agua o gas y tiene conexión sobre el diseño de la lechada como relacionada con el control de la pérdida de filtrado. Otros tipos de pozos considerados para trabajos de squeeze son los pozos de

inyección, los cuales fueron discutidos anteriormente.

Cuando un pozo a ser squeezeado tiene un alto corte de agua, la lechada de cemento es diseñada con pérdidas de fluido ligeramente altos (pérdida de fluido de 75 a 90 cc/30 min).

La pérdida de fluido es incrementado para permitir una deshidratación más rápida de cemento lo que sucede en secciones altamente permeables de los canales de agua o canales vacíos.

El volumen de tratamiento también es incrementado para asegurarse que hay cemento disponible para llenar los grandes vacíos o canales.

En pozos de alto GOR, las lechadas de cemento son diseñadas para que tengan una pérdida de filtrado de cerca de 40 a 60 cc/30min.

Los cementos son diseñados para ser lo más delgado posible sin excesiva agua libre y problemas de asentamiento. Las fallas en squeeze en pozos con canales de gas conocidos es alto cuando no se ha inyectado suficiente volumen de cemento dentro de los canales. Una pequeña cantidad de cemento sellará el gas temporalmente. El gas irrumpirá fuera del canal original y formará otro canal cercano al primero.

Manteniendo o un cemento delgado con una pérdida de fluido reducida permitirá que más cemento entre en canal de gas antes de llenarlo completamente. Últimas investigaciones conducen a que centros de molienda más fina (menor de 10

micrones) permiten que más cemento sea inyectado a mayor profundidad dentro de los canales.

Ocasionalmente un pozo tiene un alto corte de agua o alto GOR. En estos pozos un sistema de cemento dual es algunas veces usado. Cemento con alta pérdida de fluido es colocado a través de los perforados inferiores (los que están más al fondo) del intervalo donde comúnmente existe un canal de agua. Un cemento más delgado y de baja pérdida de fluido es colocado después en la parte superior del intervalo con la tubería flexible ya que el cemento más delgado es capaz de entrar en canales estrechos de gas cerca al tope de los perforados.

En adición al control de la pérdida de fluido, los cementos son probados para ver si tiene agua libre excesiva y asentamiento para asegurarse contra una falsa lectura de presión en la superficie que resulta del asentamiento antes que la presión normal de squeeze.

Estas pruebas son monitoreadas tanto en laboratorio como en el campo.

4.4.5 Costra y revoque

El propósito de un squeeze con tubería flexible es colocar una cantidad controlada de revoque dentro y contra los perforados abiertos para sellarlos.

La cantidad de costra depositada no debe ser muy grande como para impedir un acceso limitado allí y debajo de los

perforados después de reversar o circular el cemento. El revoque debe, sin embargo, ser suficiente para llenar totalmente los perforados de modo que se obtenga el mejor sello.

Pérdidas de fluido API han sido usados para definir que lechadas de cemento son aceptable para realizar squeeze con tubería flexible, pero estudios han mostrado que se debe dar más atención al revoque y no al volumen filtrado.

Para la prueba se utiliza una celda de filtrado de alta presión (HP) que tiene la misma área de filtrado como una celda convencional, pero la altura interna es 8.5 pulg. Esto permite formulaciones de cemento que producen revoques hasta de 150 mm de alto para ser probados ha una apropiada presión diferencial de squeeze. El la tabla 5 se muestra una prueba típica de pérdida de fluido con los diferenciales de presión aplicadas en el fondo del pozo en cementación forzada.

Se hallaron tres pruebas principales con la celda de alta presión:

- ° Altura del revoque con respecto a la pérdida de fluido API.
- ° Calidad del revoque.
- ° Sensitividad de la temperatura sobre el revoque.

La cantidad de filtrado producido en la celda de alta presión representa la cantidad de revoque depositado en el

fondo durante un squeeze. Se observó que la altura producida del revoque de cementos de diferente formulación en la celda de alta presión varían considerablemente aun teniendo similar pérdida de fluido API (Fig. 22). Una comparación extrema entre dos formulaciones de cemento que tiene casi la misma pérdida de fluido API de 40 cc/30min. se halló que producían revoques con alturas de 6 y 35 mm. El revoque mínimo requerido producido en el fondo por un diferencial de presión es aquel que llene completamente un perforado ideal. Usando un modelo simple se mostró que este estaba cercano a los 35 mm. La formulación de cemento que produjo un revoque de 6 mm. de altura no sería adecuado para un perforado de squeeze desde que la mayor parte de cemento estará en la forma de lechada. Esto significa que puede ser lavado cuando se reversa o circula el cemento después de squeeze.

La calidad del revoque, o grado de firmeza, es una medida de cuan sólido o líquido es el revoque. Esta propiedad es medida bajando una varilla de acero suavemente sobre la superficie del revoque para medir su altura y después aplicando una libra (1 lb.) de fuerza a la varilla para medir la cantidad de penetración dentro de la costra. El revoque más suave, o mas líquido tendrá mayor penetración.

Se encontró que la firmeza depende de la formulación del cemento y totalmente independiente de la pérdida de fluido. Por ejemplo dos lechadas las cuales ambas producían

un revoque de 42 mm. tenían diferentes cantidades de penetración, 3 mm. (7%) y 40 mm (95%). El revoque con 95% de penetración fue extremadamente húmedo y muy fácil de deformar.

Una lechada para squeeze que produce revoques firmes tiene muchas ventajas. Un revoque firme en los perforados es mas resistente al lavado o chorro y menos probable a ser removido durante este proceso. Los revoque suaves, los cuales actúan mas como un liquido es menos capaz de resistir las presiones de squeeze y puede resultar en mayor incidencia de las fallas de un squeeze. (Fig. 23).

Las sensibilidad del revoque producido en cantidad a las pruebas de temperatura dependen de la formulación del cemento. Un ejemplo comparativo es mostrado en la Fig. 24. La lechada 2 es considerablemente mas sensitiva que la lechada 1 desde que esta produce una mayor cantidad de costra a 195°F que a 165°F. Una lechada que produce una cantidad similar de revoque a ambas temperaturas se cree que es una ventaja debido a la posible variabilidad de temperatura de trabajo a trabajo.

Un squeeze exitoso es mas probable si la cantidad de revoque es controlado dentro de un rango estrecho sobre el rango esperado de la temperatura de fondo.

Durante el estudio, llego a ser claro que las lechadas eran menos sensitivas a la temperatura y fueron coincidentemente las mismas lechadas que producían revoques

firmes. Evaluaciones de campo muestra que lechadas que exhiben firmeza y poca sensibilidad a la temperatura causan menos problemas en el campo, particularmente a la reducida incidencia a los trabajos de sub-escareado.

En adición, el siguiente proceso fue desarrollado por los vendedores para evaluar la lechadas de cemento potencialmente aceptables.

- ° Ejecutar pruebas de fluido API a una temperatura apropiada.
- ° Parar la prueba ya sea a los 30 mm. o después de 25 cc. de filtrado producido. Tomar el tiempo hasta el final de la prueba (T).
- ° Bajar un eje de consistómetro lentamente sobre el revoque y medir su altura del **eje** sobre la celda (también hacer esto sobre la prensa de filtrado, pero sin el revoque para determinar la lectura cero). Ho.
- ° Aplicar 1 lb. de fuerza a la paleta y medir la altura del eje sobre la celda (Hp).
- ° Determinar lo siguiente:

Perdida de fluido API.

Altura de revoque = Hc - Ho

Revoque a los 30 min.

$$= \frac{(H_c - H_o)\sqrt{30}}{\sqrt{T}}$$

Penetración del revoque - Hc - Hp

Sobre el rango de 40 menos 60 mls./30 min de pérdida de fluido, la altura del revoque a los 30 min, deberá ser siempre mayor de 10 mm. y la penetración no excedería de 5 mm.

4.5 Procedimiento General

Habiendo diseñado el trabajo y las preparaciones completas, con el equipo en locación para el squeeze, las siguientes guías son usadas para los trabajos de squeeze:

- ° Un lavado ácido pre-squeeze para limpiar los túneles de los perforados y las costras. Un lavado ácido típico incluye:

12% HCL/10% Xileno 20 gls/ft.

12:3 lodo ácido 20 gls/ft.

3% NH₄ CL 20 gls/ft.

Luego el ácido es introducido a presión dentro del pozo, para el lavado del pozo.

- ° 5 a 15 bbl de agua fresca o KCL de espaciador.
- ° 10 a 100 bbl de cemento. El volumen de cemento depende de la longitud del intervalo a squeeze, tamaño de casing y tipo de squeeze.

Una regla para el volumen asume un vacío total detrás de la casing en todo el intervalo a ser cementado más el volumen interno del casing desde el TD hasta 50 ft. por encima de los perforados superiores. Un factor de

eventualidad por trabajos previos en pozos similares en el área y vacíos esperados también pueden ser incluidos.

- ° 5 a 30 bbls de agua fresca o KCL de espaciador.
- ° 15 a 300 bbl de 1.5 a 3 lb/bbl de walan gel bio-polímero.

El volumen depende del tipo de limpieza a ser ajustada. La limpieza por circulación típicamente requiere un mayor volumen de gel para asegurar que el cemento es adecuadamente diluido y el wellbore es limpiada completamente de cemento.

- ° 100 a 300 bbls de agua producida o agua preparada consiste de 1/2 lb/bbl de walan gel bio-polímero. El propósito principal del gel es limpiar y desplazar del wellbore todo el cemento y polímero, y limpiar los tubulares en el camino de salida del pozo.
- ° Un acelerador opcional de cemento de 10 a 30 bbl tal como cloruro de calcio (CaCl) puede también ser incluido. El acelerador es comúnmente agregado dentro del volumen de agua que será dejado adyacente al intervalo de squeeze para promover la rápida cura de cemento siguiendo a la limpieza.

4.5.1 Procedimiento en Nor-Oeste

- ° Bombear dentro del pozo cerca de 5 bpm con 1.5 a 2

volúmenes de wellbore de agua producida filtrada, agua de mar inhibida, o Agua con KCL y 0.2% de surfactante opcional en el primer volumen de 200 bbl para promover la limpieza. El fluido es siempre filtrado y es calentado típicamente de 140 a 160°F dependiendo de BHT (temperatura de fondo).

- ° Correr en el pozo con tubería flexible cuando la presión del wellbore es menor que 1,500 psig. Bombear el agua dentro de la tubería flexible mientras la corrida en el pozo concuerde con la carga del wellbore.
- ° Reducir la tasa de bombeo de la tubería flexible al mínimo cuando se este cerca de TD. Corregir de acuerdo a la profundidad de squeeze. Elevar y bajar la tubería flexible con una boquilla a 10 ft del TD.
- ° Enfriar (desplazar) el wellbore con la boquilla de tubería flexible ubicada a 10 pies del fondo bombeando el agua de carga por la tubería flexible.
- ° Iniciar el bombeo de espaciador seguido por el cemento con la boquilla de 10 ft del fondo. La tubería flexible es frecuentemente movida arriba y abajo como el cemento atraviese la tubería flexible. En la superficie de tubería flexible debería estar bajado a la profundidad indicada cuando el cemento empieza a salir de la boquilla. La inyección del agua es continuada hacia abajo por el anular del tubing de producción y la

tubería flexible a una tasa reducida para prevenir la migración de gas dentro del fluido en el wellbore. Fluido de bajo peso (tal como diesel) puede ser necesario a ser bombeado abajo por el anular del tubing de producción y la tubería flexible para prevenir presiones excesivas de fondo de squeeze en reservorios de baja presión. Calcular la presión de fondo del pozo basado en los volúmenes y pesos dentro del tubing de producción.

- ° Cuando 4 bbl de cemento hayan salido de la boquilla, jalar del pozo. Mantener la boquilla cerca de 100 ft debajo del tope de cemento para minimizar el chance de dilución de cemento.
- ° Si no se hizo previamente mientras se estaba en el cemento, cerrar el bombeo de agua en la tubería flexible por el anular del tubing de producción previo al recubrimiento de los perforados con cemento. Un squeeze tipo braidenhead puede ser ejecutado agregando en el cemento uno por uno, o un squeeze corrido puede ser realizado por el monitoreo de la presión con el estrangulador totalmente cerrado hasta lograr conseguir la presión squeeze deseada. Estar seguro de jalar la boquilla de la tubería flexible al menos 10 a 50 ft sobre el tope de los perforados tan rápido como la presión squeeze empieza a desarrollarse. Mantener moviendo la tubería flexible lentamente todo el tiempo.

Reciprocarse sobre los perforados hasta que la presión de squeeze deseado para esta etapa se alcance (1,000 a 1,500 psig de sobrepresión en los perforados). Jalar la tubería flexible del pozo mientras se llene el exceso de cemento. Mantener la presión deseada a través del estrangulador del manifold como el cemento y los fluidos de lavado son bombeados hacia abajo de la tubería flexible.

- ° Jalar la boquilla hasta 100 ft sobre el peor caso de tope de cemento (PCTC). El PCTC es la altura de cemento asumiendo que no fue bombeado cemento afuera. Medir el tiempo de este de modo que la boquilla este fuera del cemento cuando el espaciador de agua alcance la boquilla.

Permitiendo un error cuando los cálculos de donde el PCTC esta, la tasa de bombeo de la tubería flexible puede ser reducida a cerca de 1/2 BPM una vez que todo el cemento haya salido de la boquilla.

- ° mantener una 1,000 a 1,500 psig de sobrebalance en los perforados de 10 a 15 min.
- ° Continuar bombeando hacia abajo por la tubería flexible mientras se mantenga la presión de squeeze. mantener la presión tomando retorno a través de los estranguladores de superficie y calibradores de retorno. Ello deberá ser uno por uno. Con la tubería flexible en PCTC mas

100 ft. lentamente elevar la presión squeeze hasta 2,500 psi presionando por detrás del estrangulador. Mantener la presión por cerca de 10 a 15 min.

° Tratar de construir una presión squeeze a 3,500 psig de sobrebalance en los perforados durante los siguientes 5 a 40 minutos dependiendo del pozo y procedimiento.

° Mantener presión de 3,500 psig de sobrebalance para un tiempo de squeeze total de una hora.

La tubería flexible deberá ser movido lentamente (constantemente y ocasionalmente) para asegurarse que la tubería flexible permanece libre en caso de cálculos erróneos. Monitorear siempre los retornos cuando se bombea.

° Cerrar el estrangulador y paralizar todo para monitorear la presión del pozo (WHP) por 5 minutos. Notar la tasa de leak-off, si hay alguna.

° Liberar lentamente la presión squeeze y reversar a fuerza hasta tener 2,000 psig de WHP o circular mientras se mantiene una presión squeeze positiva de 500 a 1,000 psig en los perforados. Iniciar la limpieza de cemento.

4.6 Limpieza de Cemento

Han sido empleados dos métodos exitosos para limpiar el cemento remanente del wellbore después de liberar la presión squeeze.

El primero involucra reversar circulando el cemento a 2,000 psig de presión del wellbore. El segundo método involucra aplicación de chorros a través del cemento con el mismo sistema bio-polímero y después circular el exceso de cemento a 500-1,000 WHP.

4.6.1 Reversando cemento vivo

Cemento vivo puede ser reversado dentro de la tubería flexible si por lo menos una hora de tiempo de espaciado continua. Si una limpieza viva (reversando lechada de cemento no contaminado por la tubería flexible) será ejecutada, proceder como sigue:

- ° Con la boquilla de tubería flexible sobre el PCTC, establecer la circulación debajo del coiled por el anular del tubing de producción y hacia arriba por la tubería flexible. mantener una presión de 2,000 psig de WHP mientras se reversa el cemento.
- ° Correr en el pozo con tubería flexible hasta el PCTC mientras se toma el retorno de la tubería flexible. Establecer una velocidad de corrida que mantenga la presión deseada del pozo.
- ° Correr en el pozo en la bajada de la tubería flexible, como se marco previamente al inicio del squeeze. Continuar reversando hasta que retorno limpio sea obtenido en superficie.

- ° Después de obtener fluido limpio en el retorno por la tubería flexible sean vistos en superficie, ejecutar una o mas pasadas de jet. Recordar que un mínimo de 1,000 psig de WHP es requerido.
Bombear agua producida filtrada a 2 BPM sobre y debajo de perforados y a través de los perforados a 1.5 bpm.
- ° Elevar la presión del wellbore a 2,000 psig. paralizar la operación y monitorear por 5 a 10 min. Notar la tasa de leak-off, si hay alguna.
- ° Empezar el desplazamiento desde el fondo con gas lif o nitrógeno. Medir el retorno. Un sub-balance o presión diferencial negativa de 1,500 psig es necesario para prueba de influjo. Para lograr esto, el desplazamiento de gas cerca de 4,000 ft de profundidad vertical verdadera normalmente es necesitado.
- ° Sacar del pozo mientras se mantiene un mínimo de presión de fondo de 1,500 a 2,000 psig.
- ° Cuando la tubería flexible este fuera del pozo, cerrar la válvula de suaveo y desplazar la tubería flexible con MeOH para protección de congelamiento, si requiere.

4.6.2 Contaminando la lechada de cemento

Si todo el cemento no puede ser revertido dentro de la tubería flexible con una hora dejada, la lechada puede ser contaminada por la limpieza a chorro a través del cemento

con un sistema de bio-polímero walan. Para contaminar una lechada de cemento y después reversarlo hacia arriba por la tubería flexible para limpiar, proceder como sigue:

- ° Con la boquilla de la tubería flexible sobre el PCTC, establecer circulación debajo de la tubería flexible y arriba de la tubería flexible por el anular de la tubería de producción con el sistema bio-polímero. mantener 1,500 a 2,000 de presión WHP presionando por detrás del estrangulados de superficie.
- ° Bombear en el pozo a tasa máxima para diluir el cemento uno a uno con bio-polímero.
- ° Reducir la tasa de la bomba a 1.5 bpm a través de los punzonados para evitar el lavado de los nodos. Ajustar la tasa de descenso para reflejar la tasa de bombeo de la tubería flexible.
- ° Incrementar la tasa de bombeo al máximo debajo de los perforados.

No exceder la profundidad previamente establecida para evitar el levantamiento de sólidos indeseables que puedan comprometer el trabajo.
- ° Sacar del pozo mientras bombea bio-polimero a tasa máxima para lograr una tasa de dilución final de 1.5 a 1. Ajustar la velocidad de la tubería flexible adecuadamente.
- ° Cerca del tope del peor caso de cemento contaminado

parar las operaciones de tubería flexible. Proceder como se resalto anteriormente para la reversa de cemento vivo.

4.6.3 Limpieza por Circulación de Jet

Para limpiar usando circulación de jet, proceder como sigue:

- ° Bombear la bola de asiento en la boquilla combinada.
- ° Mantener un mínimo de 500 a 1,000 psig mientras se aplica el chorro.
- ° Bombear al pozo a una tasa máxima para diluir el cemento uno a uno por volumen con bio-polímero.
- ° Reducir la tasa a 1.5 bpm a través de los punzonados (perforados) para evitar el lavado de los nodos. Ajustar a un rate descendente para tener una idea de la tasa de bombeo de la tubería flexible.
- ° Incrementar la tasa de bombeo al máximo debajo de los perforados y la profundidad deseada en el fondo. Tener cuidado de no exceder la profundidad previamente correlacionada en el fondo para evitar el levantamiento indeseable de sólidos que puedan comprometer el trabajo.
- ° Parar el bombeo, pero subir a superficie a una tasa que es el 80% de la tasa de la bomba para asegurar que todo el cemento diluido este sobre la boquilla. Continuar

- subiendo hasta alcanzar la tubería de cola.
- ° Repetir la secuencia anterior desde la tubería de cola hasta la profundidad final como lo anterior.
 - ° Sobre la tercera pasada de lavado hacia abajo, bombear el acelerador de cemento, si va a ser usado, para ubicarlo cerca a los perforados squeezeados en la tercera pasada hacia arriba del pozo.
 - ° Accionar el dispositivo para el agua y continuar sacando del pozo a una tasa cerca de 80% teniendo cuidado de lavar completamente todos los accesorios (niples, mandriles, etc.).
 - ° Al salir del pozo, proteger los 3,000 ft superiores del pozo contra el congelamiento con agua o metanol y dejar el pozo cerrado con presión suficiente para mantener una presión positiva dentro de los perforados entre 500 a 1,000 psi. Alternativo a esta operación se puede recircular-reversar nitrógeno en el tope del wellbore mientras se extrae del pozo. Monitorear los volúmenes de retorno y ajustar la presión como se necesite para mantener presión positiva todo el tiempo.

4.7 Prueba de la Cementación Squeeze

Ejecutar una prueba de inyección de presión de 1 a 5 días siguientes al squeeze. Un tiempo WOC mínimo deberá ser 2 veces el tiempo de espesamiento de la lechada.

También puede ejecutarse una prueba de influjo estableciendo una caída de presión de 1,500 psig sub-balanceada en los perforados squeezeados. Monitorear los niveles de fluido en el pozo, anotar los cambios y determinar la tasa de influjo. Si la tasa de influjo excede los 60 bpd, se deberá squeezear de nuevo.

Después de la prueba de la cementación squeeze, balear el pozo y ponerlo a producción.

CAPITULO V

Sub-escariado (UNDERREAMING)

Herramientas a través de tubería puede ser usada para ejecutar limpieza de pozos concéntricos. Usando sub-escareadores para remover incrustaciones y excesos de cemento después de un trabajo de squeeze ahorra tiempo y reduce costo por el reemplazo de operaciones con equipo convencional en áreas remotas, offshore y en pozos con grandes tubing.

La Fig. 25 muestra un sub-escareador usado en conjunción con tubería flexible. Las unidades de Tubería Flexible normalmente usan tubing de 1 1/2 pulg. y 1 1/3 pulg. de OD. Estas unidades incluyen una bomba triple de 600 HP montada sobre la unidad, el cual es usada para bombeo de fluidos en diferentes operaciones. El inyector de cabeza esta montado sobre un mástil con un pescante (trolley) eliminando la necesidad de un guinche. Estos mástiles permiten la ubicación de lubricadores con una longitud de 32 a 42 ft, dependiendo de la altura del árbol y del tipo de mástil que esta siendo usado.

La columna de BOP comúnmente utiliza cuatro empaquetaduras o arietes empaquetadores (deslizamiento, tubería, y dos sets de corte/ciego). Una unión substituta es instalada debajo de la columna BOP para proporcionar

flexibilidad para bombear hacia abajo por anular del tubing de producción y la tubería flexible.

Un manifold de circulación en reversa es disponible también para permitir la circulación en reversa o circulación convencional.

5.1 El sub-escareador (The underreamer).

Un sub-escareador (Fig. 26) es una herramienta diseñada para pasar a través de una restricción, abierto por debajo la restricción para limpiar el pozo en todo el gauge (en todo el ancho) y después cerrado de nuevo para ser sacado del pozo. Normalmente la restricción es la sarta de tubería de producción completado con el perfil de nipples, mandrels y otros accesorios tubulares. Una luz de 0.25 pulg. es deseable, pero 0.125 pulg. es satisfactoria a través de una restricción corta como un nipple. El sub-escareador abrirá a un diámetro menor de 0.5 pulg. que el ID del forro.

Los diámetros mas comunes de forros son 7 pulg., 26 lb/ft y 7 pulg., 29 lb/ft con diámetro interno nominal de 6.276 pulg. y 6.184 pulg. respectivamente. Sub-escareadores con configuraciones de paletas de 5.74 pulg. de OD son standard para forros de 7 pulg. La herramienta es actuada por bombeo a través de la tubería flexible y presurización sobre un pistón, el cual se mueve dentro del cuerpo para abrir las paletas. El pistón es mantenido abierto por diferencial de presión a través de la herramienta.

5.2 Tipos de Sub-escareadores

Existen diferentes modelos de sub-escareadores, pero la mayoría se ajusta en dos categorías principales. Herramientas lock-blade, y Non-locking (no fijada).

Las herramientas lock-blade incorporan un mecanismo que asegura las paletas en lugar mientras que el trabajo esta en proceso. Esto asegura que las paletas no se cierren, resultando en la formación de un pozo guía. La desventaja de este tipo de herramienta es que el seguro puede no desembragarse al final de la operación, el cual lo hace imposible de sacar la herramienta a través de la tubería u otras restricciones. Cuando esto ocurre es necesario desconectarlo de la herramienta, sacar la tubería flexible del pozo y comenzar las operaciones de pesca. En algunos casos el tubing deberá ser extraído del pozo para recuperar el sub-escareador, el cual está trabajando en posición abierta.

Las herramientas Non-locking depende enteramente de la presión hidráulica para mantener las paletas abiertas. Aunque el riesgo de este tipo de herramienta es significativamente menor que los del tipo lock-blade, estos tienen otros problemas. En algunos casos, particularmente donde el pozo guía ya existe, un sub-escareador Non-locking es mas difícil de mantener abierto y puede resultar en un tamaño del pozo menor que el esperado.

La mayoría de los sub-escareadores incorpora un molino piloto debajo las paletas. Si un pozo menor ya existe, un molino piloto continuará por este pozo y forzará al sub-escareador hacia el interior de la pared del casing, resultando en el incremento del torque, reduciendo el rate de penetración y el daño potencial del forro o casing.

5.3 Aplicaciones Comunes

La aplicación mas común para los sub-escareadores es la remoción de cemento dejado después de las operaciones de squeeze con tubería flexible. En algunos casos, grandes puentes (nodes) de cemento se forman alrededor de los perforados de squeeze o cemento endurecido antes de reversar el exceso de cemento, creando así restricciones que deberán ser removidos antes que el rebaleo sea ejecutado. El sub-escareador es usado también para limpiar incrustaciones y relleno duro que no puede ser removido de los forros por chorros lavadores con boquillas de Tubería Flexible.

Aunque un molino puede ser usado en estos casos, el pozo resultante tendría un tamaño cercano al del tubing, dejando una funda sobre las paredes del forro. Esta funda podría desalojarse durante operaciones subsecuentes, tales como baleo, resultando posiblemente en atasques de herramientas. Los perforados no serían eficientes debido a que las cargas tendrían que penetrar la funda dejada y perdería energía antes de alcanzar al forro.

5.4 HERRAMIENTAS DE APOYO

Varias herramientas son corridas junto con sub-escareadores de tubería flexible. Algunos son obviamente necesarios, tales como el motor, mientras que otros pueden ser utilizados basados en aplicaciones particulares. La Fig. 27 muestra un conjunto de fondo típico.

5.4.1 El motor

Un motor de lodo de desplazamiento positivo es usado para rotar el sub-escareador. Cuando se trabaja a través de tubing de 4 1/2" OD de diámetro y de mayor tamaño, es usado un motor de 3 1/2" de OD. Esto permite a la herramienta pasar fácilmente a través de una restricción mínima de 3.725 pulg.

5.4.2 Desconexión Hidráulica

Una desconexión hidráulica deberá emplearse siempre cuando se realiza sub-escariado con tubería flexible. Este es accionado al soltar una bola y bombada a través del carretel con 2 a 3 barriles del asiento de desconexión de la bola.

Cuando la bola se asienta, se aplica presión a la tubería flexible, rompiendo los pines que conectan las dos porciones de la desconexión y permite a la tubería flexible ser extraída del pozo. La porción inferior de la desconexión que permanece en el pozo incorpora un cuello

pescante interno que facilita las operaciones de pesca. La desconexión hidráulica deberá ser corrida sobre el motor debido a que la bola no puede caer a través del motor. Se debe tener cuidado en la selección de una desconexión hidráulica desde que la mayoría no están diseñadas para ser corridas con motores. La desconexión deberá ser diseñada de modo que el torque sea transmitido a través de la herramienta en una manera tal que no aplique fuerza a los pines cortantes, y este deberá aguantar vibración y cargas cíclicas asociadas con la rotación del motor.

5.4.3 Substituto de Circulación

Una vez que el sub-escariado es completado, normalmente es deseable incrementar el rate de bombeo para limpiar el pozo. Para hacer esto, el motor y el sub-escariado deberán ser by-paseados debido a la caída de presión a través de estas herramientas. Un sustituto de circulación en el

5.5 Fluidos de Limpieza del pozo

Muchos tipos diferentes de fluidos han sido usados con operaciones de sub-escareadores.

5.5.1 Tipos de fluido y acondicionamiento

El agua de mar es fácilmente obtenible y es el fluido elegido. El agua producida es también usada periódicamente. Independiente del fluido, una unidad de filtrado es usado

para limpiar el fluido. Los pasajes del fluido relativamente pequeños a través del sub-escareador puede taponearse fácilmente si la arena u otros sólidos son introducidos dentro de la tubería flexible.

5.5.2 Reductores de Fricción

El uso de reductores de fricción permite mayores tasas de circulación, mayor eficiencia de barrido, minimiza esfuerzos sobre el conjunto de fondo y mejora la eficiencia del desplazamiento positivo del motor. Cuando es utilizada tubería flexible 1 3/4 pulg., una concentración en volumen de 0.05 a 0.10 % es usado. Si se usa una tubería flexible de 1 1/2 pulg., la concentración se incrementa a 0.1 % en volumen. No se ha observado beneficios adicionales a concentraciones en volumen mayores de 0.1 %.

5.5.3 Limpieza del pozo

Los recortes deberán ser removidos del wellbore si se desea un éxito en las operaciones y solamente el fluido ascendente por el pozo puede acarrearlos al exterior.

Esto requiere suspensión de sólidos y una velocidad total del fluido hacia la superficie mayor que la velocidad de asentamiento de los sólidos. La mayor velocidad del fluido hacia la superficie por el forro y tubing mejora la limpieza del pozo.

5.5.4 Polímeros de Barrido de alta Viscosidad

Los polímeros de alta viscosidad son usados para ayudar a la limpieza del pozo. El polímero usado es el BIOZAN, un polímero biodegradable natural mezclado a 3.5 lb por barril en agua fresca. El Biozan proporciona una viscosidad máxima de 150,000 a 200,000 centipoise (cp) y una viscosidad inferior no menor de 40 cp.

Un polímero de barrido es bombeado después de 40 a 50 ft. de sub-escareado, o mas si las condiciones del pozo así lo requiere. Después que el sub-escareado es completado, una pequeña píldora de polímero es bombeado seguido por dejar caer la bola para abrir el substituto de circulación. Una píldora más grande es bombeada detrás de la bola y desplazado por el substituto de circulación con fluido. La píldora que va delante de la bola limpia los cortes al rededor del motor y sub-escareador y la píldora más grande ayuda a remover los cortes, los cuales pueden caer por los costados del pozo durante el sub-escareado.

5.5.5 Consideraciones para pozos desviados

En pozos altamente desviados, los sólidos caen al costado mas bajo del pozo. Los polímeros barredores se mueven hacia arriba sobre los sólidos dejándolos en el pozo. Cuando se bombea barredores en pozos altamente desviados. la mitad del barrido es bombeado fuera del sub-escareador y hacia arriba a través del intervalo que ha sido sub-

escareado.

El sub-escareado es después jalado al tope calculado de la píldora de polímero. El bombeo es reanudado mientras que el sub-escareador rota y corre de nuevo hacia abajo a través de la píldora. Esta recoge los sólidos del lado inferior del pozo y los suspende en el polímero para ser llevados fuera del pozo.

5.6 Consideraciones Operacionales

Lo siguiente son pautas para sub-escareo con tubería flexible.

5.6.1 Antes de correrlo en el pozo

Una vez que la unidad de tubería flexible ha sido movida al pozo y preparado para las operaciones, el ensamblaje de sub-escareado es llevado a cabo. Esta instalación (Fig. 27) consiste de lo siguiente:

- ° Conector con cuello de pesca (fishing neck).
- ° Dos válvulas check.
- ° Substituto de circulación
- ° Motor de fondo
- ° Sub-escareador.

5.6.2 Minimizando derrames potenciales

Para minimizar el riesgo de fugas en el fondo o back-

off durante el sub-escareado, tres medidas de precaución deberán ser tomadas.

Primero, cada parte del montaje deberá ser asegurado y enroscado con el torque correcto.

Segundo, especialmente cuando se usan con herramientas especiales, varias roscas deberán ser usadas. Sin embargo, conexiones cross-overs los mantendrá en un mínimo absoluto.

Tercero, realizar pruebas de presión sobre las herramientas correctamente.

Mientras se recoge el conjunto de fondo, las herramientas podrían ser enroscadas a través del sustituto de circulación y probado a presión con 3,000 psi a través de la tubería flexible antes de recoger el motor y sub-escareador. Esto asegura que la integridad de la conexión bajo presión es adecuado.

Después de la instalación del motor y sub-escareador, el conjunto de fondo deberá ser probada su funcionamiento en superficie. El rate de flujo al cual el sub-escareador se abre y el motor empieza a girar serían notados.

Una vez que la sarta de herramientas es presurizada y probado su funcionamiento, el lubricador es enroscado y probado por presión. Es preferible ejecutar la prueba de presión por bombeo a través del sustituto de la bomba, en vez de a través de la tubería flexible. El bombeo a través de la tubería flexible podrá abrir las paletas del sub-

escareador y ocasionar que este se cuelgue en el árbol o sobre restricciones en el pozo.

5.6.3 Corriendo el conjunto de fondo en el pozo

El conjunto de fondo puede ser corrido al fondo con el pozo fluyente o cerrado, dependiendo de las condiciones. El pozo es dejado fluyente y el levantamiento a gas es incrementado para maximizar la velocidad del wellbore. Empezando el máximo levantamiento por gas mientras se corre en el pozo permite al sistema estabilizarlo antes de alcanzar el fondo. Si es necesario bombear en algún punto mientras se corre en el pozo, no bombear a un rate que pueda abrir las paletas del sub-escareador a menos que sea absolutamente necesario.

5.6.4 Precauciones especiales con Metanol

La unidad de Tubería Flexible es protegida usualmente del congelamiento con metanol. El metanol provee pobre lubricación para el rotor y estator en el desplazamiento positivo del motor. Para prevenir el daño del motor, el metanol es bombeado fuera de la tubería flexible previo a la extracción del motor. Si el motor es instalado, el metanol es desplazado a un rate menor que el requerido para operar el motor una vez que el equipo de fondo este en el forro.

Después que la tubería flexible esté completamente desplazada con fluido de potencia, el rate de bombeo es

incrementado a un rango óptimo de operación. Una vez que la presión de bombeo y el rate están estabilizados, el sub-escareado puede comenzar.

5.7 Sub Escareado

Aunque los procedimientos dependen de las aplicaciones, las siguientes pautas pueden ayudar en la planificación de las operaciones:

5.7.1 Abriendo la Herramienta

Cuando se abre el sub-escareador, es importante que los brazos no estén contraídos. Abriendo la herramienta en una funda puede dañar la herramienta o evitar que abra completamente. En tales casos, un pozo piloto puede ser perforada en vez de un pozo a todo su ancho. Para evitar esto, el sub-escareador sería extraído a un punto donde no hay restricción, pero debajo alguna sección donde no se desea sub-escareado (tales como perforados squeezeados). Una vez que el sub-escareador esté en posición el bombeo es iniciado de $\frac{1}{2}$ a 1 bpm (barriles por minuto) mientras se observa la presión de bombeo para asegurar que las herramientas estén abiertas.

La velocidad de corrida deberá ser mantenida debajo de los 30 fpm (pies por minuto) cuando se sub-escarea en el forro desde un punto inicial hacia abajo de la restricción o relleno. Esto permite al sub-escareador actuar como un

casing scraper, limpiando cualquier pequeña restricción o relleno. Cuando se encuentra la primera restricción significativa, la presión de bombeo incrementará y el indicador de peso mostrará una pérdida de peso, indicando que el sub-escareador ha encontrado una restricción.

5.7.2 Asentando la vía

Cuando una restricción es encontrada, deberá tener cuidado de permitir al sub-escareador de asentar su vía. Esto es hecho aplicando peso a la herramienta muy lentamente y permitiendo a la herramienta perforar. Después de hacer 1 a 2 pies en esta manera, 500 lb. de peso puede ser aplicado sobre la herramienta mientras se observa la presión para detectar un atasco.

Una vez que la presión de bomba se estabilice y no ocurra atascamiento, el peso puede ser incrementado de 700 a 800 lbs, permitiendo que los parámetros se estabilicen nuevamente. Una vez que esto ocurra, si la perforación toca un tapón duro, el peso puede ser incrementado a 1,000 lb. La presión deberá ser observada muy cuidadosamente durante este período.

5.7.3 Rates de penetración

El máximo rate de penetración normalmente será una función del peso sobre el perforador al cual el motor se

atasca. dureza del material, capacidad de limpiar el pozo y otros parámetros. Los rates de sub-escareado en cemento de squeezes reciente son de 15 a 30 pies por hora, pero puede variar significativamente dependiendo de la dureza. Las incrustaciones pueden ser escareadas de 30 a 50 pies por hora, pero algunas secciones duras esto cae a valores de 1 a 2 pies por hora.

5.7.4 Peso sobre la broca

El peso en el fondo es otro parámetro importante. Típicamente de 500 a 1,000 lb. es mantenido cuando se perfora cemento o incrustaciones. Si la herramienta se atasca frecuentemente, puede ser necesario aplicar menos peso (100 a 200 lb) para intervalos cortos. En pozos altamente desviados, es difícil determinar el peso actual en el fondo en el indicador de peso. El supervisor del trabajo deberá mantener constante la presión de bombeo en vez que el peso sobre el fondo en esta situación.

5.7.5 Tratamiento con un atascamiento

Los atascamientos son perjudiciales para la vida del motor y reduce el rate promedio de penetración. Un atascamiento es indicado por un rápido incremento en la presión de la bomba sin incrementar el rate de bombeo. La diferencial de presión a través de un motor es una función de las rpm (revoluciones por minuto) del motor. Adicionando

peso sobre el fondo se incrementa la acción corrosiva del sub-escareador, reduciendo la velocidad del motor e incrementando la presión de la bomba. El incremento en la presión de una velocidad de operación normal al punto al cual el motor para completamente es llamado la presión incremental de atascue.

La presión incremental de atascue depende del modelo de motor pero está alrededor de 600 psi. Para prevenir al motor de un completo atascamiento y tener un alto torque sobre la tubería flexible, un incremento en la presión de bombeo de 500 psi podría ser considerado un atascue, y deberá tomarse una apropiada acción.

Cuando ocurre un atascue, el bombeo es descontinuado y la presión permitida to bleed off, asegurando que el motor este parado. Antes de reiniciar el bombeo, el sub-escareador deberá ser levantado 10 a 30 ft. Esto reduce el potencial para realizar un back-off en la conección del conjunto de fondo. Solamente después que la presión de bombeo este estable se podrá bajar el sub-escareador a la profundidad de la restricción. Cuando se reanude el sub-escareado, el rate de penetración deberá reducirse al mínimo hasta que los parámetros se escareo estén estabilizados.

5.7.6 Barrido de alta viscosidad

El agua de mar como fluido de potencia no es eficiente para levantar los recortes, de este modo por cada 50 a 100

ft de sub-escareo, dependiendo de la cantidad de material escareado, un polímero de alta viscosidad deberá prepararse para acarrear los recortes hacia arriba del casing. La presión de bombeo incrementará mientras se bombea el polímero de alta viscosidad hacia abajo por la tubería flexible.

5.7.7 Sacando del pozo

Una vez que el objetivo TD ha sido alcanzado con el sub-escareador, dos pases adicionales deberían darse (de 30 a 50 ft/min.) desde el tailpipe (tubo de diámetro reducido que se añade al extremo inferior del tubo revestidor de fondo) a la profundidad de limpieza del pozo para asegurar que todas las restricciones han sido removidas. Esta operación es fácil con tubería flexible debido a la facilidad de reciprocación con este equipo. Un polímero de barrido final deberá ser bombeado, seguido por la bola para abrir el substituto de circulación. Una vez que el substituto de circulación se abra, el rate de bombeo puede ser incrementado a la máxima presión de operación de la Unidad de Tubería Flexible (4,000 psi) para circular al polímero de barrido al mas alto rate posible. Con esto se levantan los sólidos fuera del pozo y ahorra el tiempo de bombeo.

Una vez que el barrido este dentro del tubing, la tubería flexible puede ser sacada del pozo mientras el

bombeo continua, puesto que la tubería flexible es extraída a rate menor que la velocidad del fluido en el anular. Esto ahorra tiempo comparado con quedarse en el forro y circulando a través del motor y sub-escareador hasta que el último polímero barredor alcance la superficie.

5.7.8 Tiempo de una corrida de sub-escareado

El tiempo de rotación de sub-escareado esta limitado a un máximo de 12 horas por corrida. Si los atasques son excesivos, entonces el tiempo de corrida es cortado a ocho horas. Esto es debido a la fatiga del conjunto de fondo y la tubería flexible cerca al conector, resultante de la vibración del motor y el torque transmitido. También, las paredes del sub-escareador pueden obturarse, evitando que puedan retraerse dentro del cuerpo de la herramienta si el tiempo de corrido es excesivo.

Cuando se alcanza el máximo tiempo de corrida, un polímero barredor es bombeado como si el trabajo fuese completado y el conjunto de fondo es sacado fuera del pozo. Cerca de 30 ft. de tubería flexible es cortado y un nuevo conector es instalado. El sub-escareador y la desconexión hidráulica son reemplazados, y todo el conjunto de fondo es inspeccionado visualmente antes de volverlo a correr en el pozo.

CAPITULO VI

PESCA

Las operaciones de pesca con tubería flexible incluyen remoción de tapones intermedios (bridge plug) inflables, mandriles asegurados fijos en nipples, tubería flexible, conjunto de fondo tubería flexible y wireline (Fig. 28).

6.1 Ventajas y Limitaciones

La tubería flexible tiene diferentes ventajas. Este ofrece resistencia a la tensión adicional a la de las líneas trenzadas y la capacidad de usar herramientas pesadas en muchas aplicaciones. La capacidad de circular fluido a través del sistema puede ser beneficioso en muchas situaciones. Un costo relativamente bajo, rápido levantamiento de equipo y un tiempo de viaje veloz son ventajas en ciertas aplicaciones.

Aunque la tubería flexible tiene muchas ventajas, también tiene desventajas cuando se compara con los equipos de workover convencional. La resistencia a la tensión, relativamente baja restringe ejercer mucha tracción e inhabilitado para el uso de bent subs, wall hooks (gancho controlador de barrenas) y algunos tipos de mecanismos de deslizamiento que son incorporados dentro de enchufes de pesca (overshots) y pescadores de gancho de cable (spears).

La tubería flexible es mas cara que las operaciones de cable trenzado. Para evaluar apropiadamente como un candidato de pesca con tubería flexible y realizar las apropiadas decisiones durante la operación, el supervisor deberá entender completamente las ventajas y desventajas. resistencia y limitaciones de la tubería flexible.

6.2 Herramientas de Pesca de Tubería Flexible

A continuación se verán las principales herramientas usadas en los trabajos de tubería flexible.

6.2.1 Conector de tubería flexible

Conectores tipo deslizante que emplean un cuello pescante cuando se pesca con tubería flexible. La principal mejora en esta herramienta es la incorporación de una herramienta capaz de realizar trabajos duros de 2 3/8 pulg. de hilos regulares para herramientas grandes, el cual incrementa la resistencia y minimiza la longitud del equipo de fondo por la eliminación de los crossovers.

6.2.2 Válvulas Check

Estas válvulas son usadas normalmente durante operaciones de pesca debido a que los pozos tienen algo de presión en cabeza.

6.2.3 Enchufes de pesca y pescadores de gancho de cable

Varios tipos de enchufes de pesca son usados, especialmente cuando se pesca con tubería flexible. Estas herramientas no tienen mecanismos de deslizamiento cuando son usados con tubería flexible. Si el pescado no puede ser sacado después cerrar el overshot, es necesario activar el desconector hidráulico y dejar herramientas adicionales en el pozo.

Dos innovaciones han ayudado a minimizar la cantidad de pescado adicional dejado en el pozo si el pescado no puede ser recuperado.

6.2.4 Enchufes de pesca de deslizamiento hidráulico

Un enchufe de pesca de deslizamiento hidráulico fue desarrollado, lo cual permite a la herramienta ser liberada del pescado mediante bombeo a través de la tubería flexible. Esto es usado principalmente para pescar tapones intermedios (bridge plugs) inflables.

6.2.5 Pescado de gancho de cable de deslizamiento hidráulico

Los cuellos de pesca internos son usados en algunas desconexiones hidráulicas y tapones sentados en perfiles de nipples (profile nipples). Los enchufes de pesca de deslizamiento hidráulico fueron desarrollados para asegurar este cuello y permite a la herramienta para ser

desenganchada si el pescado no puede ser removido.

6.2.6 Desconexión hidráulica mejorada

La desconexión hidráulica es empleada para proporcionar una vía para desacoplar del pescado si el intento de pesca no logra ser un éxito. Es también usado para minimizar la cantidad de pescado adicional dejado en el pozo. Por lo tanto, la desconexión hidráulica sería corrido a mayor profundidad en la sarta de pesca como sea posible. Si es posible, esta herramienta sería corrida debajo de los martillos. Si se requiere una desconexión, los martillos pueden ser removidos del pozo. Si los martillos son dejados en el pozo complicaría las operaciones de pesca debido a la longitud extra porque los martillos adicionales reducen la efectividad del martilleo con la sarta de pesca.

La desconexión consiste de dos secciones los cuales son conectados por pines cortantes.

Los primeros desconectores no fueron diseñados para vibraciones. Los pines fueron expuestos al impacto del martillo y podría cortarlos si la herramienta fuese corrida debajo del martillo.

Herramientas mejoradas están disponibles actualmente con pines cortantes protegidos de los impactos y pueden ser corridos debajo los martillos como son mostrados en la Fig. 29 a la 32.

6.2.7 Martillo Hidráulico

El martillo provee impacto y ayuda a vencer la falta de resistencia a la tensión de la tubería flexible.

Cuando se seleccione un martillo para usarlo con tubería flexible deberá considerarse los siguientes cuatro parámetros:

- ° Longitud mínima debido a la restricción del lubricador.
- ° Suficiente retardo para la apropiada tensión de carga a ser jalada.
- ° Adecuado impacto.
- ° Suficientemente durable y fuerte para operación continua.

6.2.8 Acelerador

El acelerador es diseñado para mejorar el impacto del martillo aplicado al pescado. La fuerza de impacto es una función del peso de la barra y el cuadrado de la velocidad durante la acción de martilleo. El acelerador maximiza la velocidad del peso de la barra, maximizando de ese modo la fuerza de impacto.

6.2.9 Motor de pesca

Como se dijo inicialmente, una desventaja principal de la tubería flexible es incapacidad de rotar la sarta.

Durante operaciones de pesca es frecuentemente deseable

rotar un overshoot siendo usado en conjunción con un bent sub o wall hook (gancho centrado de barrena). Para proporcionar esta flexibilidad, un motor de fondo es requerido.

Drillex, en cooperación con BP Exploration, modificaron un motor de 3.5 pulg OD para reducir el torque y longitud. La Fig. 31 muestra una sarta de pesca que incorpora un motor de pesca.

6.2.10 El receptáculo de carnada (The bait receptacle)

Cuando un motor es usado en una sarta de pesca , el desconector hidráulico deberá ser corrido sobre el motor. La desconexión es impulsado por una bola que es soldada, la cual no pasa a través del motor.

Cuando un pescado que es sujetado no puede ser sacado, y un overshoot de deslizamiento hidráulico no puede ser utilizado, el motor deberá ser dejado en el pozo. Una herramienta fue necesaria para permitir la recuperación del motor y disminuir las cantidades de herramientas dejadas en el pozo.

El receptáculo de carnada, es una herramienta de dos secciones como la desconexión hidráulica. Sin embargo, los pines que conectan las secciones son cortados por martilleo o aplicación de cargas de tensión. La cantidad de carga puede ser ajustada por el número de pines instalados. Esta herramienta es corrida entre el motor y el overshoot. Una vez que el pescado esta sujetado, el receptáculo de carnada es

cortado y la sarta de herramienta cae a la sección inferior del receptáculo de carnada la cual es recuperada del pozo.

La sección inferior del receptáculo incorpora un cuello de pesca. Cuando sarta de herramientas esta fuera del pozo, el motor es removido y un gancho de pesca de liberación hidráulica es instalada para sujetar al cuello de pesca.

6.2.11 Uniones articuladas (Knuckle joints)

Estos son usados cuando el pescado es pequeño y bien lejos del centro del pozo. Las uniones articuladas son empleadas con centralizadores hidráulicos mientras que los bent subs (0.5, 1 y 2°) son utilizados con motores (Fig. 30 y 32).

6.2.12 Centralizadores hidráulicos

En algunas aplicaciones, los centradores hidráulicos son usados para centrar herramientas en el pozo. Los centralizadores son comúnmente usados sobre el bent sub para proporcionar una cobertura total cuando se rota sobre el tope del pescado o debajo de una unión articulada para alcanzar la parte alta del pozo (Fig. 33).

6.3 Configuraciones de la Sarta de Herramienta

Hay, por su puesto, varias configuraciones de herramientas. De las Figuras 29 hasta la 33 muestran configuraciones de herramientas típicas. La Fig. 29 muestra una disposición de la herramienta para una primera recuperación de un pescado. No hay centralización o mecanismo que rote la sarta de herramienta. La sarta de herramienta mostrada en la Fig. 30 incorpora un centralizador hidráulico para ayudar a centrar la herramienta. Esta es de mucha ayuda en pozos de alto ángulo. Las Figuras 31 y 32 usan un motor de desplazamiento positivo (PDM) para ayudar a recuperar el pescado. En la Fig. 32, un bent sub es colocado debajo del PDM. En algunos casos, los motores de desplazamiento positivo o uniones articulada son usadas en conjunción con un centralizador hidráulico para lograr una cobertura total del pozo y alcanzar el lado alto del pozo como es mostrado en la Fig. 33 y hay varias otras combinaciones.

Estas son unas de las mas usadas, pero otras también son usadas.

6.4 Planificación de un Trabajo de Pesca

Cuando se planifica una operación de pesca las siguientes áreas son consideradas muy importantes:

6.4.1 Costos versus chances de éxito

Antes de indicar una operación de pesca, los supervisores de área evalúan los chances de éxito para una operación con tubería flexible comparados con un equipo de workover. También deberá estimar un costo estimado para este tipo de trabajo. Basados sobre estas dos premisas de información, ellos evalúan la alternativa de pesca con tubería flexible contra las otras alternativas.

Si el soporte económico procede con tubería flexible para los trabajos de pesca, este proceso de evaluación de las operaciones de pesca contra las otras alternativas deberán continuar contra las otras alternativas durante todo el trabajo. Si llega a ser obvio que los costos excederán el estimado original o el chance de éxito es reducido debido a eventos subsecuentes, una nueva determinación deberá ser hecha concerniente al siguiente paso apropiado en la operación, si con tubería flexible u con otra herramienta.

6.4.2 El Pozo

Los supervisores deberán comprender totalmente las condiciones del pozo y del pescado. Un wireline tag corrido con un bloque de impresión es una necesidad para garantizar que el cuello de pesca (fishing neck) esta expuesto a determinar su condición y el tope del pescado. Preferiblemente, una impresión descentralizada deberá usarse para determinar si el pescado esta sobre el lado alto del

pozo.

6.4.3 Sobretracción al pescado (Overpull at the fish)

La cantidad de sobretracción disponible al pescado es una función de la resistencia a la tensión de tubería flexible, profundidad del pozo, y desviación del pozo. Idealmente por lo menos 10,000 lbs. de sobretención es necesario para accionar los martillos. Algunos vendedores de tubería flexible ofrecen programas de computadora para ayudar en la estimación disponible de sobretracción antes de instalar el equipo. La Tabla 6 muestra un performance típico y capacidades para un tipo de tubería flexible.

Los parámetros de performance de la tubería flexible son significativamente reducidas de la data publicada debido a que ocurrió una falla durante la operación.

La Tabla 7 compara las propiedades típicas de performance y parámetros de trabajo para un tipo de tubería flexible.

6.4.4 Longitud del Lubricador

El lubricador deberá ser lo suficientemente largo para sostener la sarta de pesca y el pescado cuando este enganchado y llevado a superficie.

Para tomar ventaja de la longitud de lubricador disponible, el conjunto de fondo deberá ser optimizado. Esto incluye minimizar los crossovers y dejar de correr

herramientas no esenciales.

La longitud del lubricador es importante para planificar el conjunto de fondo. Este determina cuanto peso de barra puede ser usada, o si el pescado es de suficiente longitud.

6.5 Conduciendo un Trabajo de Pesca

Lo que viene a continuación son pasos básicos de control de calidad previo al trabajo cuando se levanta y arma el conjunto de fondo.

6.5.1 Instalar un nuevo conector

Cuando se empieza una operación de pesca, un nuevo conector tipo sled deberá instalarse. Este deberá ser probado a la sobretracción máxima teórica que puede ser vista en el pozo.

6.5.2 Asegurarse que todas las conexiones están ajustadas

Cuando un conjunto de fondo va ser sometido a una acción de martilleo o tensión es muy importante que este suficientemente ajustado. Los hilos deberán ser completamente limpiados, y con los hilos bien encajados y aplicado con un correcto torque. El conjunto de fondo deberá ser visualmente inspeccionado y aplicar torque a cada

conexión en cada corrida para asegurarse que está ajustada.

6.6 Prueba de Función de las Herramientas Hidráulicas

Bombear a través de overshots de deslizamiento hidráulico o pescantes y motores de desplazamiento positivo para asegurarse que están funcionando y determinar a que tasa de bombeo actúan.

6.7 Consideraciones Especiales

Cuando se intenta sujetar un pescado, y cuando se tracciona sobre un pescado, la misma sección de enrollamiento es jalado a través de la conexión en S (goose neck) repetidamente. La tubería flexible podría convertirse oval, resultando en una reducción significativa de la resistencia a la tensión, resistencia interna y resistencia al colapso.

6.7.1 Desgaste de la Tubería Flexible

Como la tubería flexible es corrido en y sacado del pozo, el movimiento sobre la conexión en S y alrededor de carrete resulta realmente en un desgaste del metal. Aunque esto no es un problema significativo en la mayoría de las operaciones, este puede tener serios problemas durante las operaciones de pesca.

Después de 60 ciclos de intentar sujetar un pescado o tencionado, deben darse consideraciones para soltar el

pescado, sacarlo del pozo y cortar 100 ft. del enrollado antes de reasumir las operaciones de pesca. Esto mueve el área fría de trabajo debajo del inyector de cabeza de modo que una nueva sección de trabajo trabaje a través de la conexión en S (goose neck) y reduce la posibilidad de falla.

6.7.2 Cortando Tubería Flexible

Cortadores químicos podrían usarse para cortar tubería flexible cuando este se atasca. Ellos proporcionan un corte limpio que es más fácil de pescar con un overshot. Los cortadores jet pueden agrandar a la tubería flexible en el punto de corte, haciendo que la pesca sea muy difícil e incrementar la probabilidad que el tope del pescado se dañará cuando se intente instalar un overshot.

Deben tenerse consideraciones de cortar la tubería flexible arriba en el tubing de producción debido a que un overshot puede ser instalado mucho más fácil. Esta ventaja probablemente supera la desventaja de tener un pescado para una tubería flexible pequeña fuera en un forro de producción grande. En la mayoría de los casos, debido al hélice natural del enrollado, el final del pescado podría estar en la parte alta del pozo, haciendo difícil pescarlo con un overshot que pasar a través de un tubing de 4 1/2".

CAPITULO VII

ANALISIS ECONOMICO

El análisis económico presentado en la presente tesis es un trabajo comparativo de servicio de squeeze realizado con la unidad de tubería flexible y un equipo convencional de workover de servicio de pozos.

En las tablas adjuntas presentamos detalladamente los cargos para squeeze para el pozo en análisis.

COSTO DE CEMENTACION FORZADA CONVENCIONAL

SERVICIOS

	CANTIDAD	UNIDAD	PRECIO U.	
MILLAJE CEMENTADOR	1X8	Milla	3.59	28.72
MILLAJE BULK	1X8	Milla	3.59	28.72
MILLAJE CISTERNA, TRANS. DE AGUA				
MILLAJE PICK UP OPERADOR (I.V)	2X8	Milla	1.44	23.04
CARGO POR CISTERNA	1	C	431.29	431.29
FORZAR CEMENTO:	1	C	3212.28	3312.20
P.S.M. o RECIRCULADOR DE LECHADAS	1	C	355.00	355.00
MANIFOLD - CEMENTAC. FORZADA	1	C	350.00	350.00
MONITOR REGIST. ELECTRONICO	1	C	450.00	450.00
VOLUMEN DE ACIDO BOMBEADO	420	Gal.	0.28	117.60
TRANSPORTE DE SOLUCION ACIDA	1	C	25.37	25.37
MANIPULEO DE MATERIALES	172.30	pie 3	2.33	401.46
MEZCLA DE MATERIALES	172.30	pie 3	0.86	148.18
TRANS. DE MATERIALES CARGO MIN.	1	C	129.38	129.38
TOTAL SERVICIOS US\$				5801.04

	CANTIDAD	PIE 3	TON
CEMENTO Sx	260.00	260.00	11.08
ADITIVOS LB.	115.00	2.30	0.05
		262.30	11.13

CEMENTO: 40 BBL
 DENSIDAD: 15.0 #/GAL
 RENDIMIENTO: 1.32 ft³/ Sx
 AGUA: 6.0 GAL por Sx
 FILTRADO: 300 cc
 BOMBLEAR: 120 MIN.

MATERIALES

	CANTIDAD	UNIDAD	PRECIO U.	IMPORTE
D-6L ANTIESPUMANTE 0.5 GL/10 BBL AGUA	1.2	GAL	53.14	63.77
CD-32 DISPERSANTE 0.5%	80	LB	7.91	632.80
CLORURO DE CALCIO (80 #/Sx), 3%	6.0	Sx	44.0	264.00
FL,-52 REDUCTOR DE FILTRADO 0.18 %	29.0	LB	11.07	321.03
MEZCLA HCL-HF: 6-1.5% GAL=420				
CLATROL-3, INCH, ARCILLAS	0.4	Gal.	22.50	9.00
J-10, SURFACTANTE	0.8	Gal.	42.20	33.76
C-15 INCH CORROSION	0.8	Gal.	43.80	35.04
Z-3, SEC. HIERRO	8.0	Lb.	4.00	32.00
HCL 7.5 %	420	Gal.	0.58	243.60
M-1 BICLORURO DE AMONIO	78	Lb.	3.40	265.20
TOTAL MATERIALES US\$				1,900.20

HERRAMIENTAS

	CANTIDAD	UNIDAD	PRECIO U.	IMPORTE
MILLAJE PICK UP OPERADOR (1-V)	2XB	Milla	1.44	23.04
CARGO POR FIJAR RBP @ 9000	1	C	940.21	940.21
CARGO POR FIJAR PKR @ 8960	1	C	1,351.38	1351.38
CARGO POR RECUPERAR PKR DE 8960	1	C	S/C	0.00
DISPONIBILIDAD POR MES/FRACCION	1	C	1,168.80	1,168,80
TOTAL HERRAMIENTAS US\$				3,483.43

TOTAL PARCIAL (US%) 11,184.67

UNIDAD CONVENCIONAL

DESCRIPCION	TIEMPO (Hr)	COSTO (US\$/Hr)	COSTO TOTAL (US\$)
Tiempo para armar y desarmar equipo	2	140.00	280.00
Tiempo para sacar tubería de producción (en barras) 9000'	5	140.00	700.00
Bajar Broca/Scraper	6	140.00	840.00
Circular sacar Broca/Scraper	6	140.00	840.00
Bajar Calib. Sentar Tapón (con tubería) y sacar tubería	12	140.00	1680.00
Bajar Cañería paker	6	140.00	840.00
Trabajo de Remedio	4	140.00	560.00
Sacar Cañería con paker	6	140.00	840.00
Bajar Broca/Scraper, limpiar cemento	8	140.00	1120.00
Circular Sacar Broca/Scraper	6	140.00	840.00
Bajar tubería de producción	5	140.00	700.00
		TOTAL	9,240.00

GRAN TOTAL (US\$) 20,424.67

COSTO DE CEMENTACION FORZADA CON TUBERIA FLEXIBLE

SERVICIOS

	CANTIDAD	UNIDAD	PRECIO U	
Laboratorio de Prueba	1	C	10.20	10.20
Camión con Cemento	1x8	Hilla	3.59	28.72
Camión de Bombeo	1x8	Hilla	3.59	28.72
Camión Mezclador	1x8	Hilla	3.59	28.72
Control de Sólidos	1	C	431.29	431.29
Tanque de medida	1x8	Hilla	3.59	28.72
Metanol	100	Galones	0.20	20.00
Bomba de Carga	1	C	455.00	455.00
Tanque para el agua	1x8	Hilla	3.59	28.72
Transporte de Nitrógeno	1	C	28.72	28.72
Solución de Nitrógeno	450	Galones	0.30	135.00
Transporte del ácido	1	C	28.72	28.72
Solución ácida	540	Galones	2.50	1350.00
TOTAL SERVICIOS US\$				2602.53

	CANTIDAD	PIE ³	TON
CEMENTO Sx	33.00	33.0	1.400
ADITIVOS LB.	15.00	0.3	0.006
		33.3	1.406

CEMENTO : 9.20 BBL

DENSIDAD: 15.8 #/GAL

VOLUMEN : 1.56 Pie³/Sx

AGUA : 4.68 GAL por Sx

PERDIDA DE FILTRADO: 40cc/30min

TIEMPO DE ESPESAMIENTO: 12 Hrs.a

250 °F sin aumento a viscosidad

RESISTENCIA A LA COMPRESION:

1,550 lbs/pg² después de 24 hrs.

a 250°F

MATERIALES

	CANTIDAD	UNIDAD	PRECIO U.	IMPORTE
Sílica pulverizada CD-32 40%	15	Lb.	15.0	225.0
Aditivo contra pérdida de circulación 0.5%	3	Lb.	87.0	261.0
Agente de suspensión 0.4%	2	Gal.	60.5	121.0
Látex	1.2	Gal.	50.0	60.0
Antiespumante 0.05%	2	Lb.	75.0	150.0
0.022 gal. De estabilizador de látex por saco	1	Gal	90.5	90.5
0.2 gal. de Retardador de fraguado por saco	1	Gal	52.0	52.0
TOTAL MATERIALES US\$				959.5

HERRAMIENTAS

	CANTIDAD	UNIDAD	PRECIO U.	IMPORTE
Millaje del Up Operador	1x8	Millas	1.26	10.8
Reasentar PKR inflable @ 9000	1	C	850.0	850.0
Recuperar PKR inflable @ 9000	1	C	S/C	00.0
DISPONIBILIDAD POR MES/FRACCIÓN	1	C	1010.0	1010.0
TOTAL HERRAMIENTAS US\$				1870.8

TOTAL PARCIAL (US%): 5432.83

SERVICIO CON TUBERIA FLEXIBLE

CANTIDAD	P/U (US\$)	UNIDAD	DESCRIPCIÓN	MONTO US\$
1	89.78	Min.	Kilometraje, cargo por unidad	89.78
1	1264.80	P/O	Cargo básico de bombeo	1264.80
1	462.00	P/O	Cargo por instalación de cabeza inyectora	462.00
1	1417.00	P/O	Cargo básico de tubería flexible	1417.00
9000	0.33	Pie	Bombeo a través de tubería flexible	2970.00
1	510.00	P/O	Bombear Nitrógeno Líquido	510.00
1	4500.00	P/O	Cargo Básico de cementación forzada	4500.00
1	2550	P/O	Cargo básico de ácido bombeado	2550.00
			SUB TOTAL	13,763.58

GRAN TOTAL (US\$): 19,196.41

POZO: Revestidora de 7pg.
 Tubería de producción de 2 7/8"
 Tubería flexible de 1 1/2"

Antes de la operación, el pozo producía 260 B/D de petróleo con relación gas/petróleo de 20,000 scf/stb, la temperatura estática de fondo es de 250°F.

El cemento se bombeo con la tubería flexible (Tf) de 1 1/2" hasta los 9,000 ft. de profundidad para sellar por cementación forzada los punzados originales. Seguidamente se desalojó el cemento y se disparó otro intervalo de la zona productora. Al reactivarse el pozo, su producción aumentó a 550 B/D y su relación gas/petróleo bajó a 5,000 ft³ por barril. El cemento se bombeo por la tubería flexible y se recirculó para desalojarlo a través del espacio anular con la sarta de producción. El costo de la operación fue 6.4% mas bajo de lo abría sido si la tarea se hubiese efectuado de modo convencional con la tubería de producción. El costo de la operación con la tubería flexible se pagó en 5 días de producción adicional.

VIII CONCLUSIONES

La tubería flexible ofrece muchas ventajas sobre los tubing de unión convencional incluyendo el ahorro de tiempo, flexibilidad de bombeo, colocación de fluido, daño de formación reducida y seguridad.

El ahorro que se puede obtener en las operaciones de squeeze con tubería flexible comparado con el método convencional está alrededor del 10%

Utilizando tubería flexible para operaciones de remedio se demuestra gran ventaja económica y operativa sobre el uso de equipos de workover convencional.

Debido a la naturaleza de la tubería flexible, varios eventos ocurren durante la vida de la sarta de tubing, en cual reduce teóricamente las tasas de presión por colapso y la explosión por presión.

La revisión y mejora de la lechadas de cemento y los cambios en las técnicas de campo han mejorado la performance y éxito de los trabajos de squeeze con tubería flexible.

IX RECOMENDACIONES

Si el squeeze mostrara una caída de presión instantánea mayor de 500 psi. o si parece que el cemento está fracturando, reduce la presión y reconstruir los nodos de cemento repitiendo la elevación de la presión.

El trabajo de squeeze debe ejecutarse en el primer intento para la eficaz remoción de la lechada remanente y no sea necesario el escarear cemento antes de volver a cañonear la formación.

Evitar en lo posible el trabajo de pesca, cuando se realice un squeeze. Utilizando herramientas en perfectas condiciones y los operarios deben ser altamente calificados.

XII. REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- * Sas-Jaworsky (II), A: "Coiled Tubing Operations and Service-Part 1-The Evolution of Coiled Tubing Equipment," World Oil. (November 1991).
- * Sas-Jaworsky (II), A: "Coiled Tubing Operations and Service-Part 2-Workover Safety," World Oil. (December 1991).
- * Sas-Jaworsky (II), A: "Coiled Tubing Operations and Service-Part 3-Tube Technology and Capabilities," World Oil. (January 1992).
- * Moore, S.D. "The Coiled tubing Boom," Petroleum Engineer International. (April 1991).
- * Welch, J.L., R.K. Stevens: "Coiled Tubing Operations and Services-Part 9-Fishing," World Oil. (September 1992).
- * Welch, J.L., R.R. Whitlow: "Coiled Tubing Operations and Services-Part 8-Under-reaming," World Oil. (July 1992).
- * Welch, E.J., L. Gantt, W. Crow: "Coiled Tubing Operations and Services-Part 7-Cementing," World Oil. (June 1992).
- * Moore, S.D.: "Thru-Tubing Inflatables Find Workover Niche," Petroleum Engineer International. (July 1991).
- * Joe P. Pavlich, Chris Greaves and Timothy M. Edwards, "Designing slurries for coiled tubing cement squeezes". World Oil. (June 1992).

- * E. J. Walker, "How loads affect coiled tubing life," World Oil. (January 1992).
- * Dr. Russell D. Kane., Dr. Michel S. Kayard., "Factors Affecting Coiled Tubing Serviceability," Petroleum Engineer International. (January 1993).
- * Handbook., Dowell Schlumberger, . "Coiled Tubing"
- * Handbook., Halliburton Energy Services, . "Coiled Tubing"
- * Handbook., Quality Tubing, Inc., "Coiled Tubing"