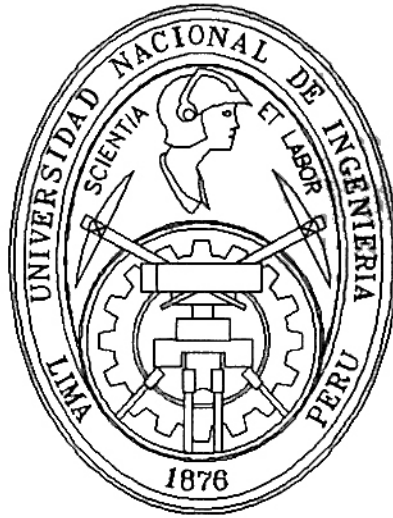


Universidad Nacional de Ingeniería
FACULTAD DE INGENIERIA DE PETROLEO



**"La Tecnología del Coiled Tubing
Aplicada en los Campos del
Noreste Peruano"**

T E S I S

Para Optar el Título Profesional de :
INGENIERO DE PETROLEO

HERBERT MANUEL GOÑAS AGUILAR
Promoción 92

Lima - Perú
1995

RESUMEN

El presente trabajo de tesis pretende dar a conocer el empleo de una nueva herramienta y los beneficios que con ella se pueden lograr en las operaciones del noroeste peruano.

En el desarrollo secuencial se presentan primeramente de manera concreta y detallada todos los conceptos y definiciones necesarias que debemos tener presente para lograr un claro entendimiento de las técnicas aplicadas en los procesos de limpieza de arena en los pozos del noroeste. Posteriormente se presenta una descripción general del equipo, así como también se destacan puntos que involucran la selección adecuada de una sarta de tubería flexible, limitaciones de la misma y otras consideraciones que se hacen necesario mencionarlas.

Seguidamente, presentamos el primer trabajo simulado de limpieza de arena en el noroeste peruano. Con esta simulación pretendemos dar a conocer la efectividad del uso de los servicios de tubería flexible a través de los módulos del Simulador CoilCADE, que muestran claramente procesos y resultados de una óptima limpieza de arena en el pozo Prueba 1.

Finalmente se presenta un análisis económico comparativo con una unidad convencional de servicio de pozos, en el cual demostramos la rentabilidad asociada con los servicios de tubería flexible.

CONTENIDO:

- I. INTRODUCCION
- II. ANTECEDENTES
- III. FUNDAMENTO TEORICO
 - Métodos de Remoción de sólidos en pozos de producción.
 - Selección de fluidos lavadores.
 - Fluidos en movimiento.
 - Sistema de pérdidas de presión por fricción.
 - Régimen de penetración de limpieza.
 - Capacidad de levantamiento de los fluidos
 - Fluidos de levantamiento.
 - Fluidos producidos.
 - Circulación convencional.
 - Fuerzas en la partícula.
 - Velocidad de asentamiento de las partículas.
 - Diseño - Ejecución - Evaluación.
 - 3.1. La Unidad de "Coiled Tubing".
 - 3.2. Criterios para la selección de la tubería.
 - 3.3. Composición química de la tubería.
 - 3.4. Propiedades Físicas.
 - 3.5. Esfuerzos.
 - 3.6. Limitaciones de la tubería.
 - 3.7. Ovalidad.
- IV. ECUACIONES APLICADAS EN EL DISEÑO DE LOS TRABAJOS DE LIMPIEZA DE ARENA EN POZOS PRODUCTORES.
- V. APLICACIONES
 - 5.1. Aplicaciones convencionales.
 - 5.2. Aplicaciones de alta tecnología.
 - 5.3. Instalación del equipo.
 - 5.4. Procedimiento de limpieza.
 - 5.5. Caso Práctico.
- VI. ANALISIS ECONOMICO.
- VII. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.
- VIII. TABLAS.
- IX. FIGURAS.
- X. REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS.

I.- INTRODUCCION:

La Tubería Flexible ("**Coiled Tubing**") es una práctica herramienta que consiste en utilizar una tubería flexible y continua para el reacondicionamiento y la terminación de pozos con la suficiente capacidad de poder trabajar independientemente en pozos activos y completados.

La eficiencia de los servicios de "**Coiled Tubing**" ha mejorado significativamente en los últimos años, principalmente como resultado de los esfuerzos en investigación y desarrollo que se han hecho.

En muchas aplicaciones, las características y confiabilidad de los servicios y equipos de "**Coiled Tubing**" aseguran su selección como el método más práctico y de costo más efectivo para proponer una operación.

Todas las aplicaciones de este sistema dependen de una o más de las siguientes características:

- * El equipo de control de presión del pozo usado con este sistema permite operaciones cuidadosamente realizadas en pozos "vivos".
- * Proporciona un conducto de alta presión para permitir la colocación exacta de un fluido y circularlo en, y en algunos casos fuera, el pozo. En adición las herramientas de fondo de pozo activadas hidráulicamente pueden ser operadas por el bombeo de fluidos a través de la sarta de tubería flexible.
- * El "**Coiled Tubing**" puede ser corrido en el pozo o retirado de él, mientras los fluidos están siendo bombeados.
- * La rigidez y los esfuerzos de la tubería flexible pueden ser usados para empujar o mover herramientas y mecanismos a través de restricciones o pozos horizontales.
- * La instalación de conductores eléctricos o hidráulicos en la sarta permiten operaciones y control de herramientas de fondo de pozo especializadas y equipos.

La combinación de las características básicas y el equipo relacionado con él, aseguran la utilización de las técnicas comunes y el desarrollo adicional de los servicios innovadores del sistema.

II.- ANTECEDENTES:

El origen de los servicios modernos de **"Coiled Tubing"** se remonta a la operación PLUTO, un proyecto para la Segunda Guerra Mundial: "Tuberías tendidas bajo el océano". Sin embargo su verdadero desarrollo se inicia en los años 60 empleando primero tubería de 1/2" y 3/4". Los resultados no fueron como se esperaban debido al límite de gastos de bombeo por el reducido diámetro de la tubería.

Desde 1963, varios tipos de unidades de **"Coiled Tubing"** han estado en operación en toda la industria de gas y petróleo, sin embargo, por las numerosas fallas mecánicas, y limitaciones de presión y caudal estos equipos estuvieron condenados a desaparecer.

A mediados de 1992 la industria y los servicios de **"Coiled Tubing"** celebraron su 30 aniversario con nuevos desarrollos y tecnología en casi todo el área de la industria de petróleo.

Como resultado del desarrollo tecnológico aplicado a la investigación, la tecnología del **"Coiled Tubing"** ha avanzado en muchas áreas, incluyendo bombeo, registros eléctricos e incluso perforaciones a hueco abierto.

En la Selva peruana, en la década de los 80's la compañía Dowell usó por primera vez los servicios de esta herramienta con tubería de 1 1/4", los resultados no fueron como se esperaban debido a los elevados costos de bombeo.

En la actualidad, esta herramienta viene siendo utilizada con gran suceso en el noroeste peruano, realizando principalmente trabajos de limpieza de arena de fractura y acidificaciones matriciales en los pozos de compañías tales como Petroperú, Petrotech, Unipetro ABC, Graña y Montero y Vegsa.

III.-FUNDAMENTO TEORICO:

Desde el inicio de la vida productiva de un pozo, la tendencia de su comportamiento se manifiesta en una declinación natural de su capacidad de producción. Se llega a tal condición en que se hacen necesarios ciertos trabajos (fracturamientos, acidificaciones, limpiezas de incrustaciones y sedimentos, etc.) para mantenerlos económicamente rentables.

En lo que a limpiezas se refiere, estas se pueden hacer usando las unidades convencionales de Servicio de Pozos y las técnicas modernas de **"Coiled Tubing"**.

Las unidades de Servicio de Pozos enfocada como un conjunto de sistemas que cumplen una función específica y que están relacionados unos con otros, realizan su trabajo haciendo uso de un mástil o pluma que permite elevar la tubería de 2 3/8" ó 2 7/8" para introducirlos en el pozo, luego usa una bomba reciprocante para circulación del fluido en el pozo y limpiar arena de fractura o sólidos depositados, matar el pozo o efectuar pruebas de hermeticidad. En la Fig. 1 mostramos los componentes principales de esta unidad.

En trabajos de limpieza de arena con este tipo de unidad, el fluido utilizado es crudo, el cual es bombeado a un régimen promedio de 3 BPM, generando una velocidad de limpieza de hasta 30 pies/hr., lo que significa muchas horas de trabajo cuando se tiene que remover del pozo una gran cantidad de arena.

El concepto operacional del **"Sistema de Coiled Tubing"** involucra correr una sarta continua de tubería de pequeño diámetro en un pozo para realizar algún servicio específico en él sin alterar las completaciones tubulares y/o equipos existentes. Cuando el servicio es completado, la tubería de pequeño diámetro es retirada del pozo y es enrollada en un carrete. En la Fig. 2 mostramos los componentes principales de este sistema.

Durante una limpieza de arena con la unidad de tubería flexible, con bombes alternos (**"batchs"**) de agua gelificada a 1 BPM y Nitrógeno a 260 SCFM, se puede alcanzar velocidades de limpieza de hasta 9 pies/min. (540 pies/hr.) en forros de

5 1/2" y 36 pies/min. (2160 pies/hr.) en tubería de 2 7/8" bajo condiciones ideales de trabajo. Estos parámetros se refieren a servicios en pozos verticales; para pozos desviados u horizontales pueden cambiar. Estos parámetros pueden ser modificados dependiendo de la dureza del relleno y de la facilidad con que este puede ser removido. Como fluidos de levantamiento se puede usar también agua, salmuera, gases, diesel, fluidos gelificados y fluidos espumados.

Como podemos observar debido a la versatilidad del equipo y a los reducidos costos, el uso de la tubería flexible es importante principalmente por las ventajas que ofrece con respecto al empleo de las unidades de Servicio de Pozos convencionales. A continuación se ennumeran algunas de estas ventajas:

- 1.- Disminuye el tiempo usado en corrida de tuberías (bajar y subir tubería).
- 2.- Se opera con menos personal.
- 3.- El pozo puede ser continuamente circulado mientras se está maniobrando la tubería flexible.
- 4.- Se puede operar en pozos que están produciendo.
- 5.- Es fácil correr a través de sartas pequeñas de producción.
- 6.- Reduce el daño de formación.
- 7.- Proporciona mayor seguridad, tanto operativamente como al personal de trabajo involucrado en el servicio.
- 8.- El servicio es más limpio.

La remoción de rellenos (arena, sedimentos, etc) es históricamente la más común de las aplicaciones de los servicios de **"Coiled Tubing"**. El proceso es comúnmente conocido por diversos nombres, incluyendo limpieza de arena, limpieza de rellenos, etc. La razón primaria para la remoción de partículas del pozo es generalmente para restaurar su capacidad de producción. Sin embargo, la remoción de partículas puede ser necesaria por diversas razones, algunas de las cuales son de gran importancia en pozos desviados u horizontales. Típicamente las operaciones de remoción son

diseñadas para:

- Restaurar la capacidad de producción del pozo.
- Permitir el libre paso de "wireline" o herramientas de servicio.
- Asegurar la operación adecuada de dispositivos de control de flujo en el fondo del pozo.
- Mantener un espacio entre el intervalo perforado para permitir un paso completo de herramientas.
- Remover el material que puede interferir con subsecuentes servicios u operaciones de completación en los pozos.

El término limpieza generalmente se aplica a la remoción de algún obstáculo no compactado del fondo del pozo. En otras palabras el término limpieza puede ser dividido en dos categorías:

- Remoción de sólidos (arena de formación y finos, arena de fractura, etc), y
- Remoción de lodo o fango.

Cuando se diseña un tratamiento de remoción de sólidos, la fuente del material de relleno debe ser investigada. En adición, para ayudar a determinar la técnica de remoción más adecuada, las investigaciones deben indicar que un tratamiento secundario en la fuente prevendrá producción adicional del material.

METODOS DE REMOCION DE SOLIDOS EN POZOS EN PRODUCCION:

Las arenas o partículas entran al pozo en los fluidos producidos o es depositada durante los retrabajos (fracturas, pre-squeezes, etc.).

Dependiendo del tipo de relleno encontrado, podemos utilizar cualquiera de los siguientes métodos:

- a. Mecánicos:- Los métodos de limpieza mecánicos se utilizan para remover depósitos duros tales como Sulfato de Bario, Sulfato de Estronio, Cemento, etc. Se usan principalmente motores de fondo acoplados en la punta de la tubería flexible.
- b. Químicos:- Los tratamientos químicos son efectivos sólo

cuando el depósito es soluble en fluidos tales como solventes o ácidos. Estos tipos de depósitos incluyen parafinas, asfaltenos y resinas.

- c. Hidráulicos:- Para rellenos blandos. Especialmente usados en trabajos de limpieza de arena. Este método es usado en los trabajos del noroeste, haciendo uso para ello de la unidad de tubería flexible.

La elaboración del presente trabajo de tesis está centrado principalmente en los trabajos de "limpiezas de arena" luego de un fracturamiento hidráulico en el noroeste peruano. El trabajo se está realizando tanto en pozos que son fracturados con agua (water frac) como en pozos que son fracturados con crudo.

Una limpieza de arena es un trabajo que consiste en la remoción fuera del pozo de la arena de un fracturamiento hidráulico. Estos trabajos pueden realizarse de distintas maneras haciendo uso para ellos distintos equipos con mayor o menor eficiencia de uno con respecto a otro. Este servicio es brindado con gran eficiencia y sustancial reducción de costos con la unidad de tubería flexible.

Las operaciones que involucran limpiezas de arenas o sólidos requieren el bombeo de fluidos que removerán los sólidos y retornarán a superficie.

Cuando limpiamos arena de pozos horizontales o pozos altamente desviados como el presentado en el presente trabajo de tesis, se requieren consideraciones especiales de diseño y ejecución.

Durante la producción u operaciones de remoción de partículas, el material puede acumularse rápidamente en el lado inferior del pozo. Una vez que las partículas se han asentado, es difícil restablecer el transporte de las mismas.

En muchos casos, la velocidad del fluido de limpieza puede ser suficiente para acarrear las partículas de arena a través de la sección horizontal, pero es insuficiente para levantarlas a través del ángulo construido con la vertical del pozo (Fig. 3). Esto se debe a los efectos gravitacionales que

causan la acumulación de partículas en el lado inferior de la sección tubular. Tales efectos son más evidentes en pozos con inclinaciones de 30 a 60°.

Los estudios y la propia práctica han mostrado que la limpieza en un pozo horizontal es optimizada cuando el fluido de levantamiento está en flujo turbulento. Sin embargo, en algunos casos, el flujo turbulento no es posible debido a las restricciones de flujo y presión impuestas por la sarta de tubería flexible o por el tamaño relativo de la completación tubular. En adición el flujo turbulento es difícil de alcanzar sobre la longitud de una sección horizontal donde la tubería flexible no está centralizada.

Para compensar el régimen de flujo laminar resultante y la baja velocidad anular, la reología del fluido debe ser modificada. Alternativamente, en algunos casos, la velocidad anular puede ser mantenida sobre el régimen crítico por el bombeo de "batchs" de líquido y nitrógeno. En tales casos, el líquido seleccionado puede ser capaz de alcanzar flujo turbulento a regímenes relativamente bajos.

Un aspecto importante cuando se diseña los programas de limpiezas de arena es la selección correcta del sistema de fluidos a utilizar. Los fluidos lavadores pueden balancear la presión de fondo del pozo "BHP" (Bottom Hole Pressure) y proporcionar un desplazamiento tipo pistón para la remoción de los sólidos.

SELECCION DE LOS FLUIDOS LAVADORES:

La densidad de los sólidos, el diámetro de la partícula, y la geometría de la partícula (esfericidad) son variables importantes en la selección del fluido lavador adecuado.

Varios factores deben ser considerados cuando seleccionamos el sistema de fluidos para las limpiezas con tubería flexible.

Presión actual del pozo:- La determinación exacta de la presión actual de fondo del pozo es importante para mantener un sistema de circulación que puede ser bombeado al pozo y

retornar a la superficie con los sólidos extraídos. En un programa de limpieza diseñado segura y adecuadamente, la columna hidrostática más las pérdidas de presión por fricción pueden balancear la presión de fondo. Si fuese necesario, un sistema adicional de presión puede ser obtenido ajustando el estrangulador de retorno del fluido.

Régimen de bombeo y velocidad anular:- El régimen de bombeo del fluido y el área de la sección anular definen la velocidad anular promedio del sistema de limpieza. La velocidad de circulación del fluido (V) es determinada dividiendo el régimen de flujo (volumen por tiempo) por el área seccional del ambiente de flujo. Las ecuaciones para obtener la velocidad del fluido están dadas por:

$$V_{tubería} = \frac{0.119Q}{D_b^2} \dots\dots\dots (1)$$

$$V_{anular} = \frac{0.119Q}{D_b^2 - D_c^2} \dots\dots\dots (2)$$

Donde:

- Q : Régimen de bombeo del fluido (BPM)
- D_b : Diámetro interno de la tubería (pies)
- D_c : Diámetro externo del "Coiled Tubing" (pies).

La velocidad anular del fluido es importante para determinar si los sólidos pueden ser levantados del pozo. El diseño del trabajo debe asegurar que el fluido de limpieza pueda suspender los sólidos y acarrearlos fuera del pozo. Otros factores que deben ser considerados son la capacidad de levantamiento que puede proporcionar el fluido de limpieza, las pérdidas de presión por fricción, compatibilidad entre fluidos y lógicamente costos.

FLUIDOS EN MOVIMIENTO:

las tres fases relativas de disturbancia en regímenes de fluidos dinámicos son:

| | | |
|----------------------|---|------------------------|
| Régimen Laminar | : | $N_{Re} < 2000$ |
| Régimen Transicional | : | $2000 < N_{Re} < 4000$ |
| Régimen Turbulento | : | $N_{Re} > 4000$ |

La ecuación del número de Reynolds modificada a las unidades de la industria de petróleo es:

$$N_{Re} = \frac{1,487 D_b V d}{u} \dots\dots\dots (3)$$

Donde:

| | | |
|-------|---|--|
| D_b | : | Diámetro interno de la tubería (pies). |
| V | : | Velocidad del fluido (pies/seg) |
| d | : | Densidad del fluido (lb/fie ³) |
| u | : | Viscosidad dinámica del fluido (cp). |

Las pérdidas de energía del sistema pueden estar directamente relacionadas a la disturbancia del fluido, N_{Re} . En flujo laminar, el fluido está expuesto a baja velocidad de fluido y energía de mezcla, y la pérdida de presión por fricción es mínima. En flujo turbulento, hay significativa mezcla de fluido, alta velocidad, y pérdida de presión por fricción mayor en el sistema. A pesar que los fluidos en flujo turbulento generan más altas pérdidas de presión por fricción en la circulación, la energía de mezcla asociada puede también generar limpiezas de alta energía en el espacio anular.

SISTEMA DE PERDIDAS DE PRESION POR FRICCION:

Por seguridad, generalmente la máxima presión de trabajo para el "Coiled Tubing" es 5000 psi. Las predicciones exactas de pérdidas de presión por fricción son, por lo tanto críticas para mantener seguridad y condiciones efectivas de limpieza.

Las pérdidas de presión por fricción empleando tubería

flexible pueden ser calculadas determinando el número de Reynolds para un fluido de densidad y viscosidad conocidas bombeado a un régimen específico. Una vez que el número de Reynolds es calculado, las pérdidas de presión por fricción para el flujo turbulento en la tubería flexible pueden ser encontradas usando:

$$\frac{\Delta p}{1000 \text{pies}} = \frac{d_i f Q^2}{654 D_b^5} \dots\dots\dots (4)$$

La caída de presión por fricción en la tubería flexible puede ser calculada también a partir de gráficos como una función del régimen de bombeo y fluido lavador utilizado.

Las pérdidas de presión en el anular son igualmente importantes cuando se diseñan programas de circulación, pues pérdidas de presión significantes pueden desarrollarse en el espacio restringido. La determinación de las pérdidas de presión en el anular es crítica cuando tuberías más largas son usadas dentro de las tuberías de producción convencionales.

El flujo de fluido en el anular es diferente debido al incremento del área de la superficie tubular en contacto con el fluido.

Los cálculos de pérdida de presión por fricción en el anular son sensitivos a la excentricidad del tubo (E_c) y al grado de descentralización de la tubería en el anular (Fig. 4). Si el "Coiled Tubing" está en el centro de los forros o tubería de producción, E_c es cero. Sin embargo, debido a la inclinación adicional y a los efectos de gravedad, la descentralización en el anular es evidente. Desde que es imposible predecir valores exactos de excentricidad, un rango de valores de E_c de 0.5 a 0.75 puede ser asumido para servicios verticales y de 0.75 a 0.95 para servicios horizontales.

Para flujo laminar, la caída de presión anular puede ser encontrada usando la ecuación:

$$\Delta P = \frac{Vu\Delta LR_{lam}}{144000(D_b - D_c)^2} \dots\dots\dots (5)$$

Esta ecuación está generalmente limitada para calcular pérdidas de presión en un área anular grande entre el "Coiled Tubing" y los forros o tubería de producción. El factor de corrección de excentricidad R_{lam} para fluidos newtonianos en flujo laminar puede ser encontrado usando la siguiente ecuación:

$$R_{lam} = 1 - 0.72E_c \left[\frac{D_c}{D_b} \right]^{0.8454} - 1.5E_c^2 \left[\frac{D_c}{D_b} \right]^{0.1852} + 0.96E_c^3 \left[\frac{D-c}{D-b} \right]^{0.2527} \quad (6)$$

Sin embargo, los fluidos lavadores en el anular tubería de producción o revestimiento y "Coiled Tubing" están generalmente en flujo turbulento, que ocasionan pérdidas de presión mayores. Para predecir las pérdidas de presión con fluidos newtonianos circulando en el anular de tuberías lisas para un número de Reynolds menor a 100000 podemos usar la siguiente ecuación:

$$\Delta P = \frac{d_l^{0.75} V^{1.75} u^{0.25} \Delta LR_{turb}}{141000(D_b - D_c)^{1.25}} \dots\dots\dots (7)$$

Los efectos de pérdida de presión son significantes cuando el régimen es turbulento.

Adicionalmente, un trabajo de limpieza de arena es realizado para restablecer la comunicación con un intervalo abierto de completación, que es importante para balancear la presión en el anular tan cercanamente a la presión de fondo del pozo como sea posible. Esto minimiza las pérdidas de fluido lavador dentro de la formación y daño de los sólidos

depositados. Cuando se incrementa la velocidad de fluido en el anular, la pérdida de presión por fricción y la presión hidrostática equivalente actúan contra la formación abierta, incrementándose la presión correspondiente. Si la formación toma fluido, el volumen de fluido lavador que retorna a superficie disminuirá a un régimen que mantiene el balance adecuado de presión de fricción y presión anular hidrostática actuando en la formación abierta.

Si el fluido lavador es diseñado para balancear la presión de fondo, alguna presión adicional aplicada al sistema de circulación causa una condición sobrebalanceada. Si la formación es muy permeable, algo del fluido lavador se perderá dentro de la formación una vez que la comunicación con el sistema es establecida.

REGIMEN DE PENETRACION DE LIMPIEZA:

El régimen de penetración del **"Coiled Tubing"** en sólidos empaquetados, asociados con la velocidad anular del fluido, es determinado por la concentración de sólidos en el retorno de fluidos. La dispersión de sólidos lavados causa un incremento en el peso efectivo del fluido de retorno en el anular. Como un resultado, la presión hidrostática diferencial entre los fluidos limpios de lavado en el **"Coiled Tubing"** y los fluidos sucios en el anular se incrementa.

La velocidad de penetración es por lo tanto función del diámetro del relleno a ser removido, el cual determina el volumen de sólidos en suspensión:

- Depende del diámetro interno de la completación.
- Tamaño y longitud de la tubería flexible.
- Tipo de fluido utilizado.
- Tipo de relleno.

CAPACIDAD DE LEVANTAMIENTO DE LOS FLUIDOS:

La velocidad de limpieza también es determinado por la cantidad de partículas sólidas (arena) que el fluido puede levantar. La capacidad de levantamiento para determinados fluidos es la siguiente:

| | | |
|---------------|---|---------------------------------|
| Agua | : | 1 lb. de arena/galón de agua. |
| Gel | : | 3 lb. de arena/galón de gel. |
| Espuma | : | 5 lb. de arena/galón de espuma. |

FLUIDOS DE LEVANTAMIENTO:

- * **Salmuera o agua:**- La disponibilidad general y bajo costo del agua o salmueras ligeras aseguran su uso como un fluido de limpieza en los servicios de pozos. El agua y las salmueras ligeras son comunmente usadas como fluidos de remoción en aplicaciones donde la presión de fondo del pozo y configuraciones tubulares del hueco son apropiadas. En estos casos la presión de fondo del pozo es más grande que la presión hidrostática ejercida por la columna de fluido, y el espacio anular es lo suficientemente pequeño para asegurar altas velocidades anulares requeridas por tales fluidos.
- * **Diesel:**- Los aceites ligeros usados en las operaciones de remoción de partículas poseen características de fluidos newtonianos similares al sistema agua-salmuera. Los más importantes avances de los aceites ligeros son la compatibilidad y la reducción en la densidad del fluido, haciendo factible su uso en pozos con baja presión de fondo.
- * **Fluidos gelificados:**- En los trabajos de tubería flexible se usa como fluido de levantamiento de partículas de arena fluidos gelificados base agua. Estos fluidos son los más comunes para este tipo de trabajos y son también utilizados en operaciones similares en Venezuela y México. Como material de gelificación se usa la goma guar, un polímero que se comporta como un gel estable a las condiciones de presión y temperatura promedios existentes en los pozos del noroeste.

La viscosidad de los fluidos gelificados es dependiente de su formulación y temperatura. Por lo tanto, es importante que el diseño del fluido refleje adecuadamente las temperaturas anticipadas del pozo, y el procedimiento de mezcla seguido en el campo. Como

concentración se usa 1 lb de producto gelificante (goma guar) por barril de agua. A esta concentración se obtiene 38 segundos de viscosidad API suficientes para acarrear arena de fractura 20/40 del fondo del pozo. Variaciones de estos factores en el sistema diseñado pueden resultar en geles sin la suficiente capacidad de acarreo de partículas.

Viscosidad adicional del fluido resulta en incrementos de pérdidas de presión por fricción en la tubería flexible y el anular que pueden restringir el régimen de bombeo. Sin embargo, la capacidad de acarreo de partículas de los fluidos gelificados adecuadamente compensan la reducción en la velocidad anular.

Varios tipos de agentes gelificantes base agua son comunmente usados en la remoción de partículas de arena, muchos de los cuales son derivados de los fluidos de estimulación o fracturamiento.

* **"Batchs" de gel y nitrógeno:**— Los "batchs" de gel y nitrógeno son efectivos en aplicaciones donde los fluidos de tratamiento convencionales están en el límite de su efectividad. En estos casos debe tenerse en cuenta lo siguiente:

- El anular tubería flexible - tubería de producción o forros está en el rango extremo de la capacidad de levantamiento de los fluidos.
- La longitud de la tubería flexible limita el régimen de bombeo requerido debido a la pérdida de presión por fricción.
- La presión hidrostática ejercida por una columna de fluido convencional es muy grande.
- La espuma no es una alternativa práctica.

El diseño del trabajo debe resultar entonces en un esquema de bombeo que asegure que el relleno está siendo penetrado sólo cuando los líquidos están en el ensamblaje de chorros (jets). Cuando el nitrógeno está en este lugar, la tubería flexible puede estar estacionaria.

Los "batchs" de gel y nitrógeno presentan las siguientes características:

- Líquido gelificado seguido por el bombeo de Nitrógeno.
- Reduce la columna hidrostática generada por el fluido.
- Método utilizado para incrementar la velocidad anular de limpieza.
- Para una óptima limpieza se debe estrangular el retorno.

Ventajas:

- Si los "batchs" se distribuyen adecuadamente, se puede obtener la misma presión hidrostática que utilizando espuma.
- Los retornos se manejan fácilmente en la superficie.
- No producen alta fricción.
- Se obtienen turbulencias extremas de manera que permiten remover partículas acumuladas en el lado de abajo de pozos altamente desviados u horizontales.
- Fácil de diseñar y ejecutar.

- * **Gases:-** La remoción de partículas usando solamente nitrógeno como medio de transporte sólo es aplicable en pozos con baja presión de fondo o pozos de gas sensitivos a los líquidos.

El nitrógeno es el gas más usualmente seleccionado para los programas de levantamiento porque es químicamente inerte y sólo ligeramente soluble en líquidos. En la Tabla 1 están listadas las propiedades físicas del nitrógeno y la Tabla 2 proporciona las unidades métricas y americanas de conversión para el nitrógeno.

En pozos de baja presión de fondo o líquidos sensitivos, el nitrógeno es bombeado a altos regímenes para poder transportar la arena a través del anular y

sacarlo fuera del pozo. El transporte de sólidos es directamente dependiente de la velocidad anular de retorno de nitrógeno. Si el régimen de bombeo del nitrógeno es interrumpido durante el lavado, los sólidos en el anular inmediatamente decantan. La erosión del "Coiled Tubing", tubería de producción y equipo de superficie que puede ocurrir a regímenes necesarios para transportar los sólidos en el anular es también un problema.

- * **Fluidos espumados (MIX PROCESS):**- los fluidos espumados pueden ser definidos como una emulsión gas-líquido. Para esta aplicación, el líquido puede ser acuoso o base petróleo, pero el gas siempre es nitrógeno. Los surfactantes son mezclados con la fase líquida en concentraciones cuyos rangos varían de 1 % a 5 % en volumen para reducir la tensión superficial. La turbulencia creada por el nitrógeno y la mezcla húmeda de líquido proporcionan suficiente dispersión para formar un fluido homogéneo y emulsificado.

Los fluidos espumados son generalmente preferidos para limpiezas en pozos de baja presión de fondo. La espuma puede ser generada en hidrocarburos con gradientes de presión en el rango de 0.350 a 0.057 psi/pie, dependiendo de las presiones y temperaturas en el pozo. La reología de las espumas estables se asemejan más estrechamente a los fluidos Bingham Plásticos, donde el esfuerzo de cedencia debe ser superior para iniciar el movimiento del fluido.

FLUIDOS PRODUCIDOS:

Los tipos de fluidos de formación pueden también determinar cómo procederá un programa de limpieza. En un pozo produciendo líquidos (petróleo y agua), los fluidos pueden proporcionar un desplazamiento de sólidos tipo pistón en el anular. Si el fluido producido es gas, estar preparados para "kicks de gas" o pérdidas de retorno cuando se rompen los puentes de arena. En adición, la diferencia entre las

densidades de gas y líquido permite al gas reemplazar los fluidos de limpieza. Esto resulta en pérdida de fluidos de limpieza dentro de la formación, sin tener en cuenta la presión de fondo del pozo.

Cuando limpiamos pozos de petróleo con baja presión de fondo con espumas acuosas, se debe estar preparados para la degradación de la espuma cuando esta se mezcla con el petróleo. El petróleo desestabilizará los regímenes de espuma en la interface de contacto de la emulsión petróleo-agua. Como la espuma se degrada y se mueve a través del anular, el asentamiento de los sólidos de retorno puede ocurrir.

CIRCULACION CONVENCIONAL:

El bombeo de fluidos a través del **"Coiled Tubing"** y el retorno por el anular es la técnica más común para las limpiezas de arena.

Los fluidos compresibles e incompresibles pueden ser usados con la circulación convencional. La selección de un tamaño apropiado de **"Coiled Tubing"** depende de los regímenes mínimos de bombeo, pérdida total de presión por fricción en el sistema de circulación, y la mínima carga requerida para asegurar la limpieza y recuperar la tubería del pozo. El uso de herramientas convencionales de seguridad, tales como válvulas de estrangulamiento no limitan la circulación convencional de los sistemas de limpieza.

FUERZAS EN LA PARTICULA:

En la Fig. 5 mostramos las fuerzas actuantes cuando una partícula de arena está en movimiento en el espacio anular tubería flexible y tubería de producción o revestimiento. De acuerdo con esta figura, tenemos las siguientes fuerzas actuantes:

1.- Peso:

$$W = M_p * g \dots\dots\dots (8)$$

2.- Flotabilidad:

$$\text{Flotabilidad} = M_f * g \quad \dots\dots\dots (9)$$

3.- Fuerza de arrastre:

$$F = \frac{C * A_f * d_f * V_r^2}{2} \quad \dots\dots\dots (10)$$

Donde:

- C : Coeficiente de arrastre de la partícula.
 A_f : Area transversal de la partícula (Pulg.²)
 d_f : Densidad del fluido (lb/gal)
 M_p : Masa de la partícula (lb)
 M_f : Masa del fluido desplazado por la partícula (lb)
 g : Aceleración de la gravedad (pies/seg²)
 V_r : Velocidad relativa del fluido a la partícula (pies/min)

El equilibrio entre estas fuerzas determina la velocidad de asentamiento de una partícula en el fluido.

El coeficiente de arrastre "C" depende del Número de Reynolds de la partícula que está dado por:

$$RE_p = \frac{d_f * V_r * \phi}{u} \quad \dots\dots\dots (11)$$

Donde:

- d_f : Densidad del fluido (lb/gal).
 V_r : Velocidad relativa de la partícula al fluido (pies/min).
 φ : Diámetro de la partícula (pulg).
 u : Viscosidad del fluido (cp).

Para fluidos newtonianos la viscosidad es constante para un gran rango de esfuerzos de corte. Con el Número de Reynolds de la partícula podemos obtener "C" de la Fig. 6.

VELOCIDAD DE ASENTAMIENTO DE LAS PARTICULAS:

Las partículas de arena están constantemente asentándose con el movimiento del fluido. El equilibrio es alcanzado cuando:

$$\text{Peso} = \text{Fuerza de arrastre} + \text{flotabilidad} \quad \dots\dots(12)$$

Entonces:

$$V^2 = \frac{4 * g * (d_p - d_f)}{3 * d_f * C} \quad \dots\dots\dots(13)$$

Donde:

- V : Velocidad de asentamiento (pies/min).
- g : Aceleración de la gravedad (pies/seg²).
- d_p : Densidad de la partícula (lb/pie³).
- d_f : Densidad del fluido (lb/pie³).

La velocidad de transporte de la partícula es por lo tanto la velocidad del fluido menos la velocidad de asentamiento.

Factores que afectan la velocidad de asentamiento:

- Densidad del fluido.
- Viscosidad del fluido.
- Tamaño de la partícula.
- Densidad de la partícula.

Para una adecuada limpieza la velocidad del fluido debe ser por lo menos el doble de la velocidad de asentamiento de las partículas.

DISEÑO-EJECUCION-EVALUACION:

Un paso fundamental en el diseño de cualquier trabajo es un completo entendimiento de los objetivos que se planean alcanzar.

La información requerida para asegurar el proceso de

diseño del trabajo varia con el tipo de aplicación y su complejidad. En el noroeste, las principales áreas de investigación previas a un trabajo de limpieza de arena con tubería flexible se agrupan en tres categorías:

- 1.- Información obtenida de los pozos y reservorios:
 - * Parámetros del reservorio.
 - * Condiciones del pozo.
 - * Limitaciones de la locación de trabajo.
- 2.- Información relacionada a los productos y disponibilidad del servicio:
 - * Disponibilidad y compatibilidad de los productos.
 - * Equipo y disponibilidad de herramientas.
- 3.- Requerimientos regulatorios:
 - * Requerimientos operacionales y limitaciones

La metodología del diseño adoptada para cada trabajo es dependiente de la aplicación u operación a ser realizada, y en muchos casos la experiencia en el campo puede ser la mejor guía. Sin embargo son varios los factores que deben aplicarse en todas las operaciones de tubería flexible realizadas no sólo en el país, sino también fuera de nuestras fronteras. Consecuentemente estos factores deben estar siempre presentes en todas las fases del diseño y ejecución del trabajo.

En las operaciones de limpieza de arena realizadas en el noroeste usando tubería flexible se tiene presente los siguientes factores:

- Seguridad del pozo:- Se requiere una adecuada seguridad para mantener equipo y medio ambiente fuera de exposición a las presiones del pozo y fluidos.
- Seguridad del personal:- Esto es alcanzado usando los equipos de protección requeridos.
- Límites operativos:- La operación y límites de seguridad de todos los equipos y herramientas deben ser conocidas. La operación debe ser diseñada y ejecutada con tales limitaciones.
- Normas operativas:- La operación debe ser realizada como se diseñó, sólo por personal competente y entrenado de

acuerdo con las prácticas operativas aplicables, regulaciones gubernamentales y normas de seguridad.

Los tratamientos de remoción de partículas del pozo son frecuentemente diseñados y realizados en una base regular en un área o campo y deben cumplir con el ciclo lógico **DISEÑO - EJECUCION - EVALUACION**.

A.- CONSIDERACIONES PARA EL DISEÑO:

a.- Características del relleno:

- * Suavidad/dureza y solubilidades.
- * Tamaño y densidad de las partículas.
- * Volumen estimado de material a remover.
- * Presencia de material viscoso.

b.- Completación:

- * Características del revestimiento, tubería de producción o lanas: Peso, tamaño, grado, profundidad, etc.
- * Detalles de la perforación, profundidad, intervalos abiertos, etc.
- * El tipo de completación determina la velocidad anular.
- * Desviación determina la técnica.

c.- Reservorio:

- * Temperatura y presión.
- * Gradiente de fractura.
- * Porosidad y permeabilidad.
- * Sensitividad de la formación.

d.- Producción y equipo de superficie:

- * Historia y registros de producción.
- * Configuración de la producción y equipos de superficie.
- * Almacenamiento y disposición de facilidades y limitaciones.

e.- Carrete:

- * Diámetro, peso y longitud de la tubería.

f.- Complejidad y Costos:

- * La limpieza con nitrógeno es más cara y hasta cierto punto más compleja.

B.- EJECUCION DEL TRATAMIENTO:

Los pasos requeridos para completar exitosamente una operación de limpieza de arenas dependerán en particular de las condiciones encontradas en cada caso. Cuando se prepara un proceso de tratamiento los puntos claves deben ser revisados.

La ejecución de los tratamientos de limpieza de arena están acompañados de dos pasos básicos:

- 1.- Preparación del pozo.
- 2.- Tratamiento y operación de herramientas.

Durante la remoción de rellenos del pozo, es necesario asegurarse que todos los materiales sean transportados a un punto adecuado para la separación y disposición. Con este proceso, debe asegurarse que todos los materiales estén disponibles en áreas que no interfieran con la operación de la cabeza del pozo, equipo de producción o de control de presión. En adición, es importante asegurarse que las condiciones de la boca del pozo sean mantenidas en tal forma que eviten daño a la formación por la introducción de material de relleno. Estas consideraciones aseguran eficiencia, monitoreo adecuado y registros óptimos de los parámetros esenciales durante todas las fases de la operación.

Se debe tener en cuenta lo siguiente:

a.- Precauciones en la ejecución:

- Personal
- Seguridad del pozo
- Equipo

b.- Requerimientos del equipo:

- Equipo de "Coiled Tubing"
- Equipo de control de presión

- Equipo y herramientas de fondo de pozo (chorros, válvulas de retención, conectores, ensamblaje de motores de fondo, etc).
- Equipo auxiliar.

C.- EVALUACION:

La remoción de sólidos del pozo es generalmente evaluada por el comportamiento posterior al trabajo y la eficiencia de la operación.

3.1. LA UNIDAD DE "COILED TUBING":- Está compuesta por las siguientes partes:

CABEZA INYECTORA:

El propósito de la cabeza inyectora de la unidad de "Coiled Tubing" es proporcionar el esfuerzo y la tracción requerida para correr y retirar la tubería flexible en un pozo. La cabeza inyectora consiste de varios sistemas hidráulicos y componentes diseñados para proporcionar al operador un alto grado de control. Un claro entendimiento de estos sistemas y controles es necesario para asegurarnos que el equipo es operado eficientemente y sin riesgos de daño al equipo del pozo, equipo de control de presión, tubería flexible y a la propia unidad.

Características:

El diseño básico y configuración de la cabeza inyectora ha sido desarrollado durante varios años para reunir las especificaciones requeridas.

La potencia de producción de la cabeza inyectora es el factor más importante en la determinación de la capacidad de la unidad de "Coiled Tubing". Consecuentemente, cuando diferenciamos entre modelos de cabezas inyectoras, alguna referencia es generalmente hecha en base a la potencia o capacidad de extracción. La Tabla No. 3 detalla la información del comportamiento

e identifica algunos de los principales componentes usados en el ensamblaje de cabezas inyectoras manufacturadas por Hydra-Rig. Como una comparación previa, otros modelos también son incluidos.

Para ayudar con su explicación y descripción, las funciones y componentes de la cabeza inyectora son divididas como sigue:

- * Cadenas de la cabeza inyectora
- * Tensionadores internos de las cadenas (skates)
- * Tensionadores exteriores de las cadenas
- * Cuello de ganso, que permite una adecuada orientación de la tubería.
- * Indicador de peso, que toma en cuenta el peso de la tubería suspendida y también el efecto de flotación causado por el fluido en el pozo.
- * Motores de mando y frenos.
- * Stripper

La Fig. 7 muestra el modelo típico de cabeza inyectora (HR 125) usada en las operaciones del Noroeste peruano.

Funcionamiento del equipo:

- * Todo el mecanismo está basado en el principio del sistema hidráulico.
- * El motor activa las bombas del sistema hidráulico que a su vez coloca en funcionamiento el motor de inyección.
- * La bajada y sacada de la tubería es realizada por sólo dos motores hidráulicos que se encuentran en la cabeza inyectora.
- * Los motores hidráulicos mueven dos cadenas, las cuales tienen un tratamiento metalúrgico, recubrimiento de Carburo de Tungsteno en su superficie que permite agarrar la tubería.
- * Hay tres cilindros de presión los cuales realizan un efecto de compresión sobre las cadenas y estas sobre la tubería (Acumulador hidráulico).

- * La presión será ajustada dependiendo de la profundidad de la tubería en el pozo.
- * Hay un "Stripper" debajo de la cabeza inyectora el cual cierra alrededor de la tubería para permitir el trabajo en un pozo activo.
- * Para el control del pozo hay un BOP.

CARRETE:

La principal función del carrete es proporcionar la tubería flexible adecuada cuando sea requerida. En adición, este realiza diversas funciones que son igualmente importantes para el éxito de una operación de la unidad. La facilidad de girar es la más significativa, porque esta permite que los fluidos sean bombeados a través de la tubería mientras el carrete rota.

Características:

La variación y evolución del diseño, fabricante diferente y variedad de configuración de la unidad resultan en carretes diferentes que pueden ser usados por las diversas compañías. Sin embargo, las facilidades y componentes pueden ser identificados dentro de los siguientes grupos:

- * Tambor del carrete
- * Manejo del carrete y sistema de frenos
- * "Swivel" del carrete y manifold
- * Ensamblaje del "Levelwind"
- * Accesorios de medida de profundidad
- * Equipo de lubricación de tubería
- * Estructura de protección de choques

En la Fig. 8 mostramos el modelo del carrete de la unidad usado en las operaciones del noroeste.

Durante la tensión entre el carrete y la cabeza inyectora, la tubería sufre una deformación plástica y esto va sobre el cuello de ganso. Por ello es importante mantener la mínima tensión posible entre estos para ayudar a minimizar el esfuerzo total en el cuello de

ganso.

FUENTE DE POTENCIA DE LA UNIDAD DE "COILED TUBING":

La función de la fuente de potencia (Power Pack) puede ser explicado simplemente como el proporcionador de potencia hidráulica para operar la unidad y equipo de control de presión (ejemplo: Sistema del BOP).

A pesar del tipo de unidad para el cual la fuente de potencia es fijada, las funciones y facilidades contenidas dentro de la fuente de potencia serán similares.

Características:

La evolución del diseño de la unidad de "Coiled Tubing" para las normas comunes han resultado en diferentes diseños de las fuentes de potencia que están siendo utilizados.

En general, todos las fuentes de potencia incluirán los siguientes componentes principales:

- * Motor
- * Bombas hidráulicas
- * Válvulas de control de presión
- * Tanque de fluido hidráulico
- * Filtros y coladores
- * Fluido hidráulico
- * Intercambiador de Calor y Válvula termostática
- * Acumulador.

En la Fig. 9 mostramos un típico diseño de una fuente de potencia.

CABINA DE CONTROL DE LA UNIDAD DE "COILED TUBING":

La cabina de control de la unidad contiene todos los controles e instrumentos necesarios que permiten la correcta operación de la unidad. La localización de la cabina de control variará dependiendo de la configuración y tipo de la unidad; sin embargo, la cabina está generalmente situada detrás del carrete, en

línea con la cabeza inyectora. Para ayudar a alcanzar máxima visibilidad de la estación de control, la cabina está comunmente elevada.

El nivel de control e instrumentación fijado dependerá grandemente del modelo y versión de la unidad de **"Coiled Tubing"**. El diseño de los operadores e ingenieros ha resultado en un alto estandar de control y paquete de instrumentación fijado para la generación común de las unidades. El propósito es:

- * Controlar y monitorear la operación haciendo uso de las funciones de la unidad.
- * Controlar y monitorear la operación haciendo uso del equipo de control de presión del pozo.
- * Monitorear y registrar los parámetros principales de operación tales como presión de cabeza, presión de circulación, peso de la tubería que soporta la cabeza inyectora y profundidad de la tubería.

Este control comprensivo y paquete de instrumentos proporcionan al operador condiciones óptimas para operar la unidad. Estos proporcionan tres beneficios importantes para alcanzar la alta calidad de servicio requerida. Estos son:

- * La unidad de **"Coiled Tubing"** puede ser operada segura y eficientemente.
- * Problemas potenciales pueden ser identificados y rectificadas antes que ellos interfieran con la operación de la unidad.
- * Un registro exacto de la sarta de **"Coiled Tubing"** es desarrollado, basado en los factores primarios que influyen la vida útil de la tubería.

Características:

Los controles e instrumentos pueden ser agrupados por funciones como sigue:

- * Tensionadores internos de cadenas de la cabeza inyectora.
- * Tensionadores externos de cadenas de la cabeza

inyectora.

- * Manejo de la cabeza inyectora
- * Carrete
- * Controles de lubricación
- * Unidad de potencia
- * BOP
- * Stripper
- * Medidores principales
- * Equipo de emergencia hidráulico
- * Equipo electrónico.

En la Fig. 10 mostramos los controles de una cabina típica.

EQUIPO DE CONTROL DEL POZO:

Consta de las siguientes partes:

- 1.- "Stripper":- Cumple las siguientes funciones:
 - Controlar la presión del espacio anular entre la tubería flexible y la tubería de producción.
 - No permite alguna fuga de presión y fluido ya sea del pozo o de circulación.
- 2.- Preventor de reventones (BOP):
 - Activado hidráulicamente desde la cabina de control y manualmente desde el propio preventor.
 - Rangos de presión de trabajo hasta 10000 psi.
 - Pesa aproximadamente 1000 libras.

Estos preventores constan de las siguientes partes:

 - * Ariete Ciego:- Sella totalmente para evitar la manifestación del pozo a superficie.
 - * Ariete Cortador:- Corta la tubería flexible en situaciones especiales.
 - * Ariete de cuñas:- Traba la tubería flexible para sostenerla evitando que se precipite al fondo del pozo en caso de tener que cortar esta.

- * **Ariete anular:-** Sella el espacio entre la tubería flexible y la tubería de producción.

En la Fig. 11 presentamos estos elementos para un mejor entendimiento de los mismos.

GRUA:

Es una parte de la unidad de "**Coiled Tubing**", que permite movilizar los distintos componentes para colocarlos en la posición de trabajo en el pozo. La grúa de la unidad utilizada en el noroeste tiene una capacidad de levantamiento de 30 toneladas y una máxima extensión de 60 pies.

EQUIPO DE NITROGENO:

- a. **Unidad de potencia Diesel:-** Suministra la potencia necesaria para operar los sistemas hidráulicos, dinamómetro y los sistemas que recogen y generan calor para producir la evaporación del nitrógeno.
El motor diesel aplica suficientes HP para vaporizar el nitrógeno a los regímenes especificados para la unidad.
- b. **Bomba centrífuga de carga:-** Suministra nitrógeno a la succión de la bomba triplex principal con una cabeza positiva de nitrógeno líquido.
- c. **Bomba Triplex:-** Es una bomba criogénica de desplazamiento positivo que bombea nitrógeno líquido a -320 °F e incrementa la presión de operación al máximo valor de 10000 psi.
- d. **Vaporizador LN₂:-** Esta parte del sistema convierte el nitrógeno líquido a gas a través de la absorción de calor por parte del nitrógeno líquido y que es suministrado por el circuito refrigerante ("Coolant").

- e. **Controles e indicadores:**- Consiste de un panel de control para mostrar y controlar la unidad, descarga de nitrógeno, sistema del dinamómetro, bomba de carga de LN₂, lubricación de aceite, funciones del motor y sistemas hidráulicos.
- f. **Circuito Refrigerante (Circuito del "Coolant"):**- Sistema agua/glicol que colecta el calor generado por la unidad y lo entrega al nitrógeno líquido para producir su evaporación.
- g. **Dinamómetro:**- Es un dispositivo mecánico usado para convertir los HP del motor en calor utilizable en el circuito del refrigerante (circuito del "Coolant").

ESPECIFICACIONES DE LA BOMBA MODELO NP-200 HYDRA RIG:

| | |
|---------------------------|----------------------------------|
| Presión de trabajo | 10000 psi |
| Prueba hidrostática | 15000 psi |
| Caudal mínimo | 200 SCFM |
| Caudal máximo | 1500 SCFM |
| Potencia Hidráulica | 120 HP al freno |
| Temperatura de Operación | Mínima: -20 °F Máxima: 120 °F |
| Potencia del motor diesel | 310 HP al freno |
| Diámetro del pistón | 1.5" |
| Carrera del pistón | 1.38" |
| Velocidad máxima | 600 RPM |

EQUIPO DE BOMBEO:

Consiste de dos bombas triplex, con diámetros de pistón de 5" y 3 3/4" (Unidad convencional) y que pueden desarrollar máximas presiones de 5500 y 10000 psi respectivamente. Además posee 3 bombas centrífugas:

- . RA-56 : Presurizadora y mezcladora.
- . RA-45 : Alimentadora de agua.
- . RB-23 : Bomba de mezclado.

Los controles e instrumentos de esta unidad son principalmente manómetros de presión hidráulica y de descarga de fluido, termómetros y tacómetros.

Las partes de esta unidad son las siguientes:

- a.- "Power End":- Convierte la energía mecánica de rotación en energía alternativa.
- b.- "Fluid End":- Recibe los fluidos a baja presión (30 a 40 psi) y los descarga a una presión mucho mayor (de hasta 15000 psi). Los "fluid ends" de esta unidad convencional son dos bombas triplex (una por cada power end).
- c.- Caja de cadenas:- Convierte las altas revoluciones y bajo torque en el eje del motor en bajas revoluciones y alto torque en el eje de la bomba.

EL PACR (Portable Adquisicion Computer Recorder):

Es un sistema digital para la adquisición de información sobre los parámetros de la operación:

- . Presión
- . Caudal
- . Volumen
- . Profundidad
- . Velocidad de bajada y/o extracción
- . Diámetro exterior máximo y mínimo

El PACR calcula y muestra las variables programadas. Consta de cuatro partes principales:

- . Impresor/graficador
- . Registrador con cinta
- . Teclas

- . Pantallas

TIM (Monitor de integridad de la tubería):

Cumple con las siguientes funciones:

- . El TIM determina el diámetro mayor y menor de la tubería y computa la ovalidad.
- . El TIM es usado para detectar cualquier defecto mecánico en la tubería flexible.
- . Alerta al operador con una alarma cuando los límites establecidos tanto por diámetros como por ovalidad son alcanzados.
- . Se interconecta al PACR y la información viene registrada.

3.2. CRITERIOS PARA LA SELECCION DE LA TUBERIA: (Sarta de tubería ideal)

- 1.- Buen control de calidad
El control de calidad involucra:
 - * Medir diámetros interno y externo
 - * Pruebas de presión
 - * Prueba de dureza
 - * Rayos X
- 2.- Resistencia razonable a presiones de tracción explosión y colapso. Resistencia a la fatiga.
- 3.- Ductilidad
- 4.- Resistencia a la corrosión
- 5.- Reparable en el campo
- 6.- Cumplir con las especificaciones de la industria según Norma NACE MR-01-75.
- 7.- Economía.

3.3. COMPOSICION QUIMICA DE LA TUBERIA:

Es una aleación de acero con bajo contenido de Carbono:

- * Carbono:
 - Bajo contenido de Carbono: Bajos esfuerzos, alta resistencia al H₂S, alta ductilidad.
 - Alto contenido de Carbono: Altos esfuerzos,

baja resistencia al H_2S , baja ductilidad.

- * Azufre:
 - Bajo contenido de Azufre: Alta resistencia al H_2S .

- * Níquel:
 - Alto contenido de Níquel: Alta resistencia, baja ductilidad, baja resistencia al H_2S .

- * Cromo y Cobre:
 - Aumentan la resistencia, no disminuyen la ductilidad.

Fabricación de la tubería:- Existen tres fabricantes activos en todo el mundo que manufacturan sartas de tubería flexible: Precision Tube, Quality Tubing Inc., y Southwestern Pipe Inc. En la Tabla 4, se presentan las propiedades físicas y químicas del acero usado para manufacturar tuberías flexibles.

El primer paso en la fabricación de tuberías flexibles involucra la adquisición de hojas de acero en rollos de 3500 pies. Después de la selección del diámetro de tubería a ser fabricada, la hoja de acero es cortada en láminas continuas de suficiente ancho para formar la tubería flexible. Los 3500 pies de láminas de acero son roladas y luego soldadas para formar un rollo continuo de tubos de acero. El área soldada es inspeccionada con rayos X o análisis de Gammagrafía para asegurar que ésta esté libre de defectos. El soldado de las láminas se realiza a temperaturas de 1650 °F, luego el cuerpo de la tubería es enfriado e inspeccionado a través de una prueba no destructiva. Luego del enfriamiento nuevamente es llevada a temperaturas entre 1100 y 1400 °F para incrementar la ductilidad. Finalmente la tubería es enfriada primeramente en aire y posteriormente en un baño de líquido.

3.4. PROPIEDADES FISICAS:

Las propiedades físicas son determinadas con los ensayos de tensión y compresión.

Las mediciones son hechas aplicando la ley de Hooke, que está dada por la siguiente ecuación:

$$\Delta L = \frac{12 * F * L}{E * A} \dots\dots\dots(14)$$

Donde:

| | | |
|------------|---|-----------------------------|
| ΔL | : | Alargamiento (pulg.) |
| F | : | Peso efectivo (lb). |
| L | : | Longitud de tubería (pies). |
| E | : | Coficiente de elasticidad. |
| A | : | Area (pulg ² .) |

Si nos guiamos en la Fig. 12 tenemos:

- * El punto E, es conocido como el punto de cedencia y corresponde al límite de la zona elástica.
- * El punto B, es conocido como el punto de deformación.
- * El punto U, es el último punto de elongación.
- * En el tramo U-X, se reduce la resistencia pero aumenta el esfuerzo.
- * El punto X, es el punto de ruptura.

3.5. ESFUERZOS:

Esfuerzo Axial:

- * La tensión a la que está sometida la tubería está en función de:
 - . Carga axial
 - . Sección transversal del material.
 - . Distancia radial libre del "Coiled Tubing" y el hueco del pozo.
 - . Radio externo del "Coiled Tubing".

Esfuerzos Radiales y tangenciales:

- * Están en función de:
 - . Presión dentro y fuera de la tubería flexible.
 - . Radio interno y externo.

De acuerdo con estos tres esfuerzos principales se predice que la cedencia ocurre primero en la superficie interna. Por lo tanto la condición de cedencia de la superficie interna debe ser considerada para determinar los límites de la tubería.

Durante las operaciones de tubería flexible, la tubería está expuesta a diferentes esfuerzos, de los cuales los más severos son:

- * Al pasar a través del cuello de ganso.
- * Tensiones de carga cuando se está colgando en el pozo.
- * Diferentes presiones internas y externas.
- * Cargas de compresión en desviaciones grandes y pozos horizontales.

La tensión en la sarta de tubería flexible es mayor justo debajo de la cabeza inyectora. Los factores que pueden afectar la tensión son:

- * Composición de la sarta de tubería flexible.
- * Flotación.
- * Obstrucciones y atascamiento de la tubería.

De acuerdo a estos puntos considerados y de acuerdo con la Fig. 13 tenemos que la tensión cuando se la tubería dentro del pozo está dada por:

$$T_b = \text{Peso (TF)} - (\text{Flotación} + \text{Arrastre}) \dots\dots\dots (15)$$

Y que la tensión cuando se saca la tubería del pozo está dada por:

$$T_s = \text{Peso (TF)} + \text{Arrastre} - \text{Flotación} \dots\dots(16)$$

La compresión es el efecto opuesto a la tensión. La ley de Hooke se aplica, pero el pandeo puede ocurrir debido a:

- * Fuerza de compresión.
- * Tamaño de la tubería.
- * Diámetro del pozo/tubería.
- * Longitud de la tubería.

3.6. LIMITACIONES DE LA TUBERIA:

1.- Vida útil debido a fatiga y corrosión:

- Fatiga debido a flexión y presión:

- * Es el mecanismo de daño más importante.
- * El radio de cedencia R_y se define como el punto en donde cualquier flexión adicional causa una deformación plástica y está definida por:

$$R_y = \frac{Er_o}{\sigma_y} \dots\dots\dots(17)$$

Donde:

- E : Módulo de elasticidad de Young (Psi).
- r_o : Diámetro externo de la tubería (pies).
- σ_y : Esfuerzo de cedencia (Psi).

- * El radio de cedencia para diferentes tamaños de tubería flexible es mostrado en la Tabla 5.
- * Por lo tanto, el "Coiled Tubing" es llevado a su límite plástico en cada ciclo a través del cuello de ganso y el

carrete.

- * La presión interna en el punto de flexión causa deformación tangencial plástica aún cuando la presión por si misma es insuficiente para causar deformación plástica.
- * Esto resulta en un aumento en el diámetro y una disminución en el espesor de las paredes.

La tubería tiene una vida útil limitada antes de que pueda sufrir fallas y/o roturas, un hecho que es bastante conocido dentro de la industria. Como resultado de esto la tubería flexible no ha podido obtener su pleno potencial debido a su cuestionable pronóstico y a la confiabilidad de la tubería en si.

- Corrosión:

- * El espesor de las paredes se reduce debido a la corrosión ácida aun cuando sean usados inhibidores.
- * La oxidación de la superficie y la exposición al H_2S contribuyen a la corrosión.
- * La corrosión generalmente ocurre en puntos localizados. Estos puntos son áreas de menor resistencia y son susceptibles a la fatiga.

Muchas de las operaciones de tubería flexible se llevan a cabo en un medio ambiente corrosivo (ejemplo: Batches de ácido). Se pueden tomar medidas para reducir el deterioro adicional que este ocasiona por medio del empleo de inhibidores. No obstante, nunca se pueden eliminar los efectos en toda su totalidad.

- Fatiga debido a ciclos de presión solamente:
 - * Los esfuerzos residuales en el "Coiled Tubing" mientras se halla en el carrete o en el pozo son iguales al esfuerzo de cedencia del material.
 - * Cuando la presión es incrementada, las cargas combinadas aumentan y el material se deforma plásticamente.
 - * Aunque en mucho menos medida que la fatiga debido a la flexión, la presión, contribuye a la disminución de la vida útil de la tubería.

2.- Límites de presión y tensión:- Está en función de:

- Materiales del "Coiled Tubing".
- Radio externo en el diámetro máximo.
- Radio interno en el diámetro máximo, y
- Presión interna y externa.

3.- Límites de Diámetro y forma ovalada:

- Aumento máximo de 6% en el diámetro exterior.
- Disminución en el diámetro exterior de 4% como máximo.
- Límite de ovalidad de 110%.

De acuerdo con estos tres tipos de límites para el "Coiled Tubing" se llega a la conclusión:

- El diámetro se incrementará cuando se expone a altas presiones.
- La presión máxima permitida en la tubería flexible ocurre cuando está en el carrete.
- Los estándares de la industria establecen que las presiones de prueba que soportan deben ser 150 % mayores que las máximas presiones de trabajo.
- La presión de cedencia será la menor cuando el diámetro es máximo.

3.7. OVALIDAD:- La ovalidad se define como:

$$\% \text{ ovalidad} = \left[\frac{\text{diámetro mayor}}{\text{diámetro menor}} - 1 \right] * 100 \quad \dots\dots(18)$$

- La flexión de la tubería en el carrete y sobre el cuello de ganso tiende a causar ovalidad.
- La ovalidad reduce la resistencia a la presión de colapso de la tubería.
- La ovalidad es un factor importante a tener en cuenta en pozos de alta presión y cuando realizamos circulaciones inversas, pues se presenta el riesgo de colapso de la tubería cuando la presión externa es mayor que la presión interna.
- La ovalidad y las fuerzas de tensión reducen significativamente la presión de colapso de la tubería, por lo tanto es necesario un método para medir la ovalidad de la tubería. Este método lo constituye el TIM (Tubing Integrity Monitor).

IV.- ECUACIONES USADAS EN EL DISEÑO DE LOS TRABAJOS DE LIMPIEZA DE ARENA EN POZOS PRODUCTORES: LIMPIEZA DE ARENA:

1. VELOCIDAD DE PENETRACION (V_p):

$$V_p = Q*CCA \dots\dots\dots(19)$$

Donde:

- V_p : Velocidad de penetración (lb/min).
- Q : Caudal de bombeo del fluido (gal/min).
- CCA : Capacidad de carga de arena (lb/gal).

2. TIEMPO PARA PENETRAR EL RELLENO (T) - Tiempo de suspensión de arena:

- Peso de la arena:

$$W = V*d \dots\dots\dots(20)$$

Donde:

- W : Peso de la arena (lb).
- V : Volumen de arena (gal).
- d : Densidad de la arena (lb/gal).

Por lo tanto:

$$T = \frac{W}{V_p} \dots\dots\dots(21)$$

Donde:

- T : Tiempo para penetrar el relleno (min.)
- W : Peso de la arena (lb)
- V_p : Velocidad de penetración (lb/min).

3. CANTIDAD DE ARENA (NSx):

$$NSx = \frac{\textit{Altura de arena}}{\textit{Capacidad}} \dots\dots\dots(22)$$

4. VOLUMEN TOTAL DE GEL (VG):

a. Volumen de gel para suspensión de arena (VG_s):

$$VG_s = \frac{W}{CCA} \dots\dots\dots (23)$$

Donde:

- VG_s : Volumen de gel para suspensión de arena (Bbl).
 W : Peso de arena (lb).
 CCA : Capacidad de carga de arena (lb/gal).

b. Volumen de gel para circulación (VG_c):

$$VG_c = 0.5 * D * C \dots\dots\dots (24)$$

Donde:

- VG_c : Volumen de gel para circulación (Bbl).
 D : Profundidad de limpieza (pies)
 C : Capacidad del "Coiled Tubing", tubería de producción o forros (Bbl/pie).

Esta ecuación no es afectada por el factor 0.5 si usamos un bombeo mixto (MIX PROCESS).

Por lo tanto:

$$VG = VG_s + VG_c \dots\dots\dots (25)$$

V.- APLICACIONES:**5.1. APLICACIONES CONVENCIONALES:**

- 1.- Limpiezas de arena (realizado principalmente después de los trabajos de fracturamiento hidráulico).
- 2.- Acidificaciones Matriciales:- Permite ubicar con precisión el ácido en los intervalos de tratamiento.
- 3.- Remoción de parafinas.
- 4.- Ubicar con precisión tapones de cemento.
- 5.- Perforación de tapones de cemento.
- 6.- Perforar utilizando Dyna Drill.
- 7.- Aligerar la columna hidrostática del fluido en el pozo utilizando N_2 .
- 8.- Matar pozos.
- 9.- Limpiar rellenos del interior de la barra de sondeo atascada.
- 10.- Circular fluidos especiales para remover incrustaciones y sedimentos.

5.2. APLICACIONES DE ALTA TECNOLOGIA:

- 1.- Perforación con motores de fondo en pozos desviados y horizontales ("Coiled Tubing Drilling").
- 2.- Pescar válvulas, cables de registro.
- 3.- Como tubería de producción:
 - * Para ayudar a fluir un pozo por restricción del área.
 - * Energizar el pozo utilizando N_2 .
 - * Disminuir la relación de agua en pozos productores de gas con baja presión de formación.
- 4.- Fijar o asentar tapones.
- 5.- Con perfiles:
 - * Registrar pozo horizontal.
 - * Baleo
 - * Correlación de profundidad del pozo.

El registro con tubería flexible (CTL) es un

sistema específicamente diseñado e ingeniado para utilizar herramientas y grabar parámetros en pozos donde las condiciones no permiten el uso de sistemas convencionales.

5.3. INSTALACION DEL EQUIPO:

Todo trabajo de tubería flexible debe efectuarse bajo prácticas de seguridad apropiadas, de modo que el personal involucrado en una operación no sufra lesiones y que se prevenga la pérdida de equipos.

La instalación del equipo de tubería flexible constituye la primera etapa de cualquier operación con esta unidad y de su adecuada ejecución depende en gran parte el éxito del trabajo a desarrollar. A continuación se indica el procedimiento parcial a seguir para efectuar el montaje del equipo en tierra. Estos pasos y límites deben de seguirse durante el montaje:

- 1.- Inspeccionar los daños que pudieron haber ocurrido durante el transporte de la unidad hasta el pozo.
- 2.- Colocar el equipo viento a favor o cruzado con respecto a la cabeza del pozo, si fuera posible. La unidad debe estar ligeramente apartada de la línea con respecto al árbol de modo que la grúa no quede atravesada entre la cabeza del pozo y el carrete.
- 3.- Calzar con tacos el remolque y asegurarse de que esté puesto el freno del vehículo.
- 4.- Verificar la velocidad del viento. El montaje y desmontaje debe efectuarse a vientos menores a 40 Km/hr., mientras que las operaciones pueden efectuarse con vientos de hasta 64 Km/hr.
- 5.- Extender y bajar los estabilizadores de la grúa.
- 6.- Luego de asegurarse que todas las bases/estabilizadores están totalmente extendidos, asentados sobre una superficie firme y adecuadamente ajustados, se puede comenzar a elevar la grúa.
- 7.- Luego se procede a instalar el conector a la cabeza

del pozo, seguido por el BOP y luego la cabeza inyectora.

8. Girar el carrete directamente al inyector, ajustando previamente al mínimo la presión del carrete.
- 9.- Las líneas de tratamiento de la unidad de bombeo y de la unidad de nitrógeno se conectan a un manifold lateral en el carrete, permitiendo de este modo que los fluidos bombeados viajen a través de la tubería flexible a una presión y caudal establecidos.
- 10.- Una línea de retorno es también montada hacia una tina para recolectar los fluidos (agua y gel) y arena provenientes del pozo. Si el fluido de retorno es crudo, se deriva a un tanque de recolección o batería.

5.4. PROCEDIMIENTO DE LIMPIEZA:

Una vez instalado el equipo (Fig. 14) el procedimiento de trabajo es como sigue:

- 1.- Se colocan todos los indicadores de control en la posición correcta; esto es:
 - * Presión en el carrete de tubería entre 500 a 700 psi.
 - * Presión en los skates fijada en 200 psi para iniciar el movimiento de la tubería, la cual se va ajustando conforme descendamos o ascendamos en el pozo.
 - * Posición adecuada y ajuste de los demás indicadores.
- 2.- Se liberan los frenos del rollo, de la cabeza inyectora y empezamos el proceso de bajada. La velocidad de bajada dependerá del operador (pudiéndose alcanzar hasta 250 pies/min.). Una vez que se encuentra el tope de arena se tiene una caída de peso en el control, se levanta unos cuantos pies la tubería (presión en el carrete entre 800 a 1000 psi) y empezamos el bombeo. Es

recomendable llenar primero la tubería con la capacidad correspondiente de gel. Luego se bombea 1 min. de Nitrógeno a una velocidad equivalente a 1 barril seguido por el bombeo de 1 barril de gel. Este proceso es repetido hasta que llegamos a la profundidad de limpieza. La velocidad de limpieza (penetración) dependerá del lugar en donde nos encontremos (forros o tubería de producción). Los rangos de velocidad de limpieza son presentados en la Tabla 6.

- 3.- Estando en la profundidad de limpieza, se bombean batchs sucesivos de gel y nitrógeno, hasta que el retorno en superficie no muestre presencia de arena. Seguidamente se bombea el tiempo necesario de Nitrógeno para dejar la tubería flexible libre de fluido.
- 4.- Simultáneamente se levanta la tubería flexible a una profundidad sobre el tope de arena encontrado, esperamos 2 horas por posible decantación de arena tiempo después del cual volvemos a bajar a la profundidad de limpieza. Si encontramos el mismo fondo, el pozo está limpio, se levanta la tubería, se desarma el equipo y se procede a desocupar la locación. Caso contrario el trabajo debe ser repetido para satisfacer las necesidades de la operación.

Si no se emplea el método de bombeo de "batchs" de gel y nitrógeno, se bombea simultáneamente gel y nitrógeno a un régimen establecido, lo que permite una mejor eficiencia de levantamiento de las partículas de arena. Este proceso es conocido como un bombeo mixto (MIX PROCESS) y es el método usado en la simulación del **Caso Práctico** en el presente trabajo de tesis.

5.5. CASO PRACTICO:

El presente trabajo de tesis me permite alcanzar a

ustedes una propuesta Técnica y Económica para la limpieza de arena con la unidad de tubería flexible en el pozo Prueba-1.

Todas las fórmulas y ecuaciones presentadas anteriormente permiten realizar cálculos de manera manual para un posterior análisis a nuestros resultados. Sin embargo estas ecuaciones y otras más complejas son usadas internamente por el Simulador "CoilCADE" para presentarnos resultados de manera más rápida y segura.

Previamente permítanme describir algunas de las características del programa de simulación para Tubería Flexible, "CoilCADE".

"CoilCADE" ha sido desarrollado para ayudar al ingeniero en el diseño, ejecución y evaluación de tratamientos con tubería flexible. Sus módulos pueden ser usados para monitorear fatiga de la tubería flexible, vida útil de la tubería, determinar si la tubería puede alcanzar o no la profundidad deseada en pozos desviados u horizontales o el diseño de una limpieza de arena o remoción de cualquier otro material del pozo. Los módulos de cálculos de CoilCADE versión 2.1 incluyen los siguientes:

- Presión de Fricción ("Friction Pressure")
- Limpieza con espuma ("Foam Clean Out")
- "ProSTAR"
- Simulador del Pozo ("Wellbore Simulator")
- Fuerzas en la Tubería ("Tubing Forces")
- "CoilLIMIT"
- "CoilLife"

"Friction Pressure":- Este módulo es usado para determinar el gradiente de presión por fricción para varios fluidos que están fluyendo en una configuración dada del pozo.

Este módulo calculará la presión por fricción para los siguientes modelos reológicos:

- Plástico de Bingham

- Ley de Potencia
- Espuma
- Gas
- Newtoniano

Este módulo puede calcular la presión por fricción para múltiples fluidos y múltiples caudales. Para todos los casos, el modelo asume que el flujo es hacia abajo de la tubería flexible y retorna por el espacio anular entre el **"Coiled Tubing"** y forros o tubería de producción. Es importante entender que el modelo calcula la caída de presión debido solamente a la fricción. El modelo no es un simulador y no considera los efectos hidrostáticos.

"Foam Clean Out":- Este módulo calcula la caída de presión por fricción dentro de la tubería y el anular, la calidad de la espuma en varios puntos a lo largo de la dirección del flujo, el régimen al cual los sólidos viajan desde el fondo del pozo a la superficie y el volumen mínimo de fluido requerido para limpiar el pozo.

Este modelo realiza todos los cálculos a condiciones de fondo del pozo, la alta compresibilidad del Nitrógeno y su efecto sobre la presión por fricción y la densidad de la espuma hace necesario calcular los cambios de estado a que está sujeto en pequeños intervalos. El modelo **"Foam Clean Out"** realiza cálculos iterativos sobre cada 100 pies de sección de tubería entre el fondo del pozo y superficie. Un límite superior de 92 % de Nitrógeno es impuesto en el transporte del fluido.

"ProSTAR":- Es otro software que asiste al ingeniero en el diseño de una operación de limpieza del pozo usando tubería flexible.

Uno de los mayores usos de la tubería flexible es la remoción de arena o materiales similares del pozo. Esta operación involucra la circulación de un fluido a

través de la tubería flexible hacia la cara del material, donde este es levantado y transportado a la superficie a través del anular entre la tubería flexible y la tubería de producción o forros. Una importante consideración en el diseño de una operación de limpieza es la apropiada selección del fluido y caudal de circulación. Ellos deben ser escogidos tal que:

- La presión del fondo del pozo está dentro de los límites para controlar el pozo.
- La presión en la tubería flexible no exceda los límites de seguridad de operación.
- Los materiales deberán ser levantados eficientemente a superficie.

"Wellbore Simulator":- Es un simulador numérico que usa las ecuaciones para conversión de masa y momento para modelar el flujo de fluidos y transporte de partículas en el pozo durante una operación de tubería flexible. Estas ecuaciones son usadas para calcular los regímenes de fluidos y sólidos, presiones de circulación y cabeza y condiciones en el fondo del pozo durante este tratamiento.

Varias partes del simulador describen matemáticamente a otros procesos físicos que pueden ocurrir, inclusive pérdida de circulación, caídas de presión a través de los orificios (jets) del ensamble de fondo y estrangulamientos de superficie, cambio de los valores PVT de los fluidos inyectados y fluidos del reservorio, y la generación de acumulaciones de sólidos en secciones desviadas del pozo.

"Tubing Forces":- Una determinante consideración cuando se va a utilizar tubería flexible, es si puede ser corrida dentro del pozo a la profundidad deseada. Este módulo puede predecir cuan lejos la tubería flexible puede ser corrida dentro de las secciones desviadas del pozo antes que alcance un punto llamado **"lockup"**, punto

a partir del cual la tubería no puede ser empujada más en el pozo. La longitud de tubería flexible corrida antes de alcanzar el "lockup" es limitada por los esfuerzos de tensión de tubería y las fuerzas de fricción que ocurren cuando la tubería flexible contacta las superficies de la tubería de producción, forros o hueco abierto.

Los efectos de varios parámetros en el éxito o falla de un trabajo con tubería flexible pueden ser evaluados con este software. Diferentes parámetros de la tubería flexible, presiones del pozo, fluidos del wellbore y parámetros referentes a herramientas corridas con la tubería flexible, pueden ser evaluadas en conjunto con las características del pozo para determinar un colocamiento apropiado de la tubería. Otros resultados de importancia son el análisis de cargas en la herramienta en el fondo del pozo para varias cargas en superficie, predecir las cargas en el indicador de peso y máximo esfuerzo a la cual la tubería flexible puede estar sujeta.

"CoilLIMIT":- Determina los límites de presión y tensión que se pueden aplicar a una tubería flexible bajo condiciones dadas del pozo. Usando el principio de Von Misses (Incipient Yield Criteria) el modelo determina los límites de presión y tensión a la cual la tubería flexible comenzará a fallar. El modelo puede predecir cuando el primer resquebrajamiento en la tubería puede ocurrir.

"CoilLife":- Es un complejo modelo matemático que fue derivado de un extensivo programa de pruebas de fatigas a la tubería flexible. Este modelo calcula el daño a la tubería debido a la secuencia de presión y ciclos de doblamiento.

DE LA SIMULACION:

La información previa a la simulación (tanto para el pozo, equipo y fluidos) y los resultados obtenidos de ella se presentan en las tablas y gráficos respectivos.

El pozo **Prueba-1** tiene una profundidad medida de 5800 pies y un máximo ángulo de desviación de 45° tal como se observa en el gráfico "Trayectoria 3-D del Pozo". El tope de arena se encuentra a 5414 pies.

El gráfico "CoillIMIT - Plot" nos muestra las máximas tensiones y presiones permitidas a la sarta de tubería flexible. Este gráfico es el resultado de presiones y tensiones aplicadas a la tubería incluyendo trabajos anteriores.

El gráfico "ProSTAR - Mínimo Caudal de Flujo para Suspensión" muestra los efectos de la viscosidad del fluido de limpieza y el caudal necesario para mantener las partículas en suspensión.

Los resultados del "Simulador del Pozo" nos indican que la primera partícula de arena llega a superficie a los 121 minutos, haciendo uso de los volúmenes de gel y nitrógeno indicados y desarrollando las presiones y velocidades respectivas.

El gráfico "Simulador del Pozo - Porcentaje de Sólidos a Superficie" muestra claramente el momento en que la primera partícula llega a superficie hasta que el 100 % de partículas de arena dejan el pozo (200 min.).

El gráfico "Simulador del Pozo - Historia de Presión de Superficie" muestra los efectos de la presión generada a la tubería flexible, la presión de bombeo y la presión de cabeza desarrollada durante el tratamiento.

El gráfico "Simulador del Pozo - Historia de Presión de Formación" muestra la presión ejercida en el tope como en el fondo del intervalo de tratamiento.

En el gráfico "Simulador del Pozo - Historia del Régimen de Retorno" observamos el caudal al que retornan los fluidos acarreando partículas de arena.

En el gráfico "Simulador del Pozo - Velocidades Anulares vs Profundidad" observamos las velocidades generadas en el anular durante el trabajo, a un tiempo intermedio y al final del tratamiento.

El gráfico "Simulador del Pozo - Concentración de Sólidos en el Anular" muestra la variación de la concentración de partículas de arena desde el inicio al fin del tratamiento,

Los gráficos "Fricción en el Anular" y "Fricción en la Tubería Flexible" muestran los efectos de la presión de fricción generada tanto en la tubería flexible como en el espacio anular a los regímenes respectivos.

El gráfico "Indicador de Carga de la Tubería Flexible" muestra las cargas soportadas por la tubería desde superficie hasta el fondo del pozo.

VI.- ANALISIS ECONOMICO:

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

En las tablas adjuntas presentamos detalladamente los cargos por limpieza de arena para el pozo en análisis.

**CARGOS POR LIMPIEZA DE ARENA - TUBERIA FLEXIBLE
SERVICIOS:**

| CANTIDAD | P/U (US\$) | UNIDAD | DESCRIPCION | 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 |
| 386 | 0.52 | Pie | Limpieza de arena por pie | 200.72 |
| 5800 | 0.11 | Pie | Bombeo a través de tubería flexible | 638.00 |
| 1 | 770.00 | P/O | Cargo básico por unidad de nitrógeno | 770.00 |
| 1 | 350.00 | P/O | Transporte de nitrógeno líquido | 350.00 |
| SUB-TOTAL (US\$) | | | | 5192.30 |

PRODUCTOS:

| CANTIDAD | P/U (US\$) | UNIDAD | DESCRIPCION | MONTO (US\$) |
|-------------------------|-----------------------|---------------|--------------------|-------------------------|
| 240 | 9.96 | Lb. | Agente gelificante | 2390.40 |
| 870 | 2.12 | Gal. | Nitrógeno líquido | 1844.40 |
| SUB-TOTAL (US\$) | | | | 4234.80 |
| TOTAL (US\$) | | | | 9427.10 |

Los resultados de la simulación muestran un tiempo total de 307 min. (aproximadamente 5 horas) para la ejecución del trabajo en sí. A este tiempo debemos añadirle aproximadamente 4 horas para armado y desarmado del equipo más una hora como medida de seguridad. Es decir bajo las condiciones óptimas de operación tal como se diseña el trabajo emplearemos 10 horas desde que se ingresa a la locación hasta que se sale de ésta.

El servicio de tubería flexible será pagado por el pozo cuando éste haya producido:

$$9427.10/16.72 = 564 \text{ Bbl}$$

Es decir en un tiempo de:

$$564/120 = 4.7 \text{ días.}$$

Una unidad convencional de servicio de pozos, para realizar el mismo trabajo de limpieza de arena presenta los siguientes parámetros técnicos y económicos:

CARGOS POR LIMPIEZA DE ARENA - UNIDAD CONVENCIONAL**SERVICIOS:**

| DESCRIPCION | TIEMPO (Hr) | COSTO (US\$/Hr) | COSTO TOTAL (US\$) |
|--|----------------|--------------------|--------------------------|
| Tiempo para armar y desarmar equipo | 4 | 180.00 | 720.00 |
| Tiempo para bajar a la profundidad de interés | 6 | 180.00 | 1080.00 |
| Tiempo de limpieza | 20 | 180.00 | 3600.00 |
| SUB-TOTAL | | | 5400.00 |

PRODUCTOS:

| DESCRIPCION | CANTIDAD (Bbl) | COSTO (US\$/Bbl) | COSTO TOTAL (US\$) |
|---------------------|-------------------|---------------------|--------------------------|
| Producción diferida | 300 | 16.72 | 5016.00 |
| SUB-TOTAL | | | 5016.00 |
| TOTAL | | | 10416.00 |

De los resultados observamos que el pozo pagará los servicios de una unidad convencional de servicio de pozos cuando este haya producido:

$$10416/16.72 = 623 \text{ Bbl}$$

Es decir en un tiempo de:

$$623/120 = 5.2 \text{ días.}$$

VII- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES:

- 1.- El análisis de costos muestra la eficiencia y economía de los servicios de la unidad de tubería flexible comparada a una unidad convencional de servicio de pozos. Esto se refleja claramente en el tiempo usado para la recuperación de la inversión que es de 4.7 días frente a los 5.2 días de la unidad convencional de servicio de pozos.
- 2.- El **"Coiled Tubing"** proporciona mayor seguridad para la ejecución de este tipo de trabajos, tanto para el personal, pozo, equipos y medio ambiente; el cual es un punto muy importante que se tiene que considerar de acuerdo al Reglamento para la Protección Ambiental de las Actividades de Hidrocarburos que en su Título I - Artículo Primero establece normas y disposiciones a nivel nacional para el desarrollo de las actividades de exploración, explotación, transformación, transporte, comercialización, almacenamiento y actividades conexas en el aprovechamiento de los recursos hidrocarburíferos en condiciones que estas no originen un impacto ambiental y/o social negativo para las poblaciones y ecosistemas.
- 3.- La eficiencia que se viene demostrando en estos trabajos de limpieza de arena con tubería flexible son la mejor garantía para seguir incursionando en otros servicios (squeezes, acidificaciones matriciales, etc) y estar siempre al nivel de los avances que cada día nos ofrece la tecnología.
- 4.- Una ventaja importante de los servicios de **"Coiled Tubing"** es que el fluido usado para limpiar el pozo puede ser agua, gel y nitrógeno o una combinación de estos. Los servicios convencionales usan crudo lo que a la larga incrementan los costos del trabajo.
- 5.- Operativamente, el servicio de tubería flexible es más seguro, pues permite trabajar sin problemas en pozos que están produciendo. Además en pozos con problemas de pérdidas de circulación, estas pueden ser controladas

diseñando un programa de bombeo que permite restablecer la comunicación con la superficie.

- 6.- Como toda tecnología, esta presenta sus limitaciones. Principalmente esta limitación lo constituye la vida útil de la tubería, la cual es función del número de ciclos (pases) que esta realiza sobre el cuello de ganso. Las investigaciones han demostrado que un punto de la tubería que ha realizado 250 ciclos debe ser cambiada.
- 7.- Cuando se bombean fluidos corrosivos a través de la tubería flexible, se recomienda lavar ésta bombeando soda cáustica para neutralizar los efectos que los agentes corrosivos puedan producir.

X.- REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS:

- "Coiled Tubing Engineering Manual": Schlumberger-Dowell.
- "Coiled Tubing Operator Manual": Schlumberger-Dowell.
- "Coiled Tubing Execution Course": Schlumberger-Dowell (Julio - Agosto, 1995)
- "Coiled Tubing Handbook": World Oil's - Edición 1993.
- "El Ingeniero Civil en la Guerra"- Volumen 3: Instituto de Ingenieros Civiles (1948).
- "Cómo mejorar la eficiencia de las limpiezas de arena en pozos desviados": World Oil (Diciembre de 1978).