

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL COMAHUE

FACULTAD DE INGENIERÍA

DEPARTAMENTO DE GEOLOGÍA Y PETRÓLEO



“COILED TUBING, APLICACIÓN PARA EL DESAHOGO
DE UN POZO POR INYECCIÓN DE N₂”

PROYECTO INTEGRADOR PROFESIONAL

Previo a la obtención del título de:

Ingeniero en Petróleo

Autores: Perello, Agustín Eduardo

Perfumo Lucero, María José

Director: Esteban González

Neuquén, mayo 2023



AGRADECIMIENTOS

Un trabajo final como el que culminamos representa un arduo trabajo y es la expresión máxima de todos los años que ambos dedicamos al estudio. Agradecemos a nuestros seres queridos quienes día a día nos impulsaban a seguir apostando por nuestra educación, a nuestros compañeros y profesores que nos brindaron su sabiduría y acompañamiento incondicional.

Agradecemos a toda la institución que nos formó durante los años de estudio, particularmente al profesor González quien con su gran sentido humano siempre enseñó desde los valores más allá que desde la rigidez, por ser un gran modelo de referencia para todo nuestro curso y especialmente nuestro tutor.

Este proyecto representa años de esfuerzo y dedicación por lo que jamás nos alcanzarán las palabras para agradecer a cada persona que aportó a este gran logro.

RESUMEN

El presente proyecto integrador profesional está enfocado en la unidad de *Coiled Tubing*. Las operaciones con *Coiled Tubing* son cada día más frecuentes y conforme la tecnología y sus aplicaciones se expanden, la aceptación va creciendo. Esta unidad se ha convertido en una herramienta esencial, la cual sirve para ejecutar los trabajos y operaciones de intervención a pozos con mayor rapidez y precisión.

El objetivo de dicho trabajo es difundir conocimiento sobre dicha unidad y sus capacidades a cualquier persona que quiera conocer la unidad. Para ello se describirá qué es un *Coiled Tubing* y la diferencia con la unidad de *Coiled Tubing*, la concepción de la tubería, las características y limitantes que tiene, como está conformado el equipo, cuáles son sus componentes y respectivas funciones.

Por otra parte, luego de comprender el funcionamiento y las limitaciones de la herramienta, con el fin de exponer sus capacidades, se verá los servicios e intervenciones que podemos realizar a un pozo. Y se finaliza realizando una descripción operativa completa de un servicio, para este caso se realizará el desahogo de un pozo mediante el uso de nitrógeno. Este servicio de aligeramiento de columna de fluido con gas, se refiere al proceso de levantar o alzar el fluido de un pozo inyectándole el gas, en este caso, nitrógeno, abajo del pozo a través del *Coiled Tubing*. Al inyectar el nitrógeno a la columna de fluido, hará que este ejerza menos presión que la formación, y obligará al líquido a salir del pozo.

Palabras claves: tubería flexible; unidad de tubería flexible; aplicaciones; servicio al pozo; nitrógeno; reparación; desahogo.



ABSTRACT

This P.I.P is focused on the Coiled Tubing unit. Coiled Tubing operations are becoming more frequent and as the technology and its applications expand, acceptance is growing. This unit has become an essential tool which serves to execute well intervention works and operations more quickly and accurately.

The objective of this work is to spread knowledge about the Coiled Tubing unit and its capabilities, to anyone who wants to know about this unit. For this, it will be described what a Coiled Tubing is and the difference with the Coiled Tubing unit, the conception of the pipe, the characteristics and limitations it has, how the equipment is made up, with its components and respective functions.

On the other hand, having already understood the operation and limitations of the tool, in order to expose its capabilities, we will see the services or interventions that we can perform on a well. And we will finish by making a complete operational description of a service, for this case the relief of a well with nitrogen. The fluid column lightening service with gas refers to the process of lifting the fluid from a well by injecting the gas, in this case nitrogen, down the well through the Coiled Tubing. Injecting the nitrogen into the fluid will cause it to exert less pressure than the formation, and forcing fluid out of the well.

Key words: coiled tubing; coiled tubing unit; well service; applications; repair; unloading; nitrogen.



ÍNDICE

CONTENIDO

AGRADECIMIENTOS	2
RESUMEN	3
ABSTRACT	4
Capítulo 1 – INTRODUCCIÓN	7
1.1 COILED TUBING (C.T.) / TUBERÍA FLEXIBLE (T.F.)	7
1.2 UNIDAD DE COILED TUBING	7
1.3 ORIGEN DEL COILED TUBING	8
Capítulo 2 – CARACTERÍSTICAS DEL COILED TUBING	12
2.1 TIPOS DE COILED TUBING SEGÚN SU FORMA	12
2.1.1 SARTAS NO TELESCÓPICAS	12
2.1.2 SARTAS TELESCÓPICAS	12
2.1.3 SARTAS TELESCÓPICA VERDADERAS	13
2.2 VIDA ÚTIL Y ESFUERZOS PRESENTES EN COILED TUBING	13
2.2.1 CICLOS DE FATIGA POR DOBLADO	16
2.2.2 CARGAS DE PRESIÓN INTERNA	20
2.2.3 CARGA AXIAL APLICADA	23
2.2.4 CORROSIÓN EN COILED TUBING	26
2.2.5 DAÑOS MECÁNICOS EN COILED TUBING	27
2.3 EVALUACIÓN DE LA VIDA ÚTIL	27
2.4 DOCUMENTACIÓN PARA CADA CARRETE DE COILED TUBING	28
Capítulo 3 – DESCRIPCIÓN DE LA UNIDAD DE COILED TUBING	30
3.1 UNIDAD DE POTENCIA	30
3.2 CARRETE DE TUBERÍA	31
3.3 CABINA DE CONTROL	36
3.4 CABEZA INYECTORA	39
3.5 EQUIPO DE CONTROL DEL POZO	43
3.6 EQUIPO AUXILIAR	46
UNIDAD DE INYECCIÓN DE NITRÓGENO	47
Capítulo 4 – HERRAMIENTAS DE FONDO DEL COILED TUBING	51
4.1 CONECTORES PARA TUBERÍA FLEXIBLE	52
4.2 VÁLVULAS DE CONTRAPRESIÓN (CHECK VALVE)	54
4.3 BOQUILLAS	55
Capítulo 5 – APLICACIONES DEL COILED TUBING	56
Capítulo 6 – APLICACIÓN DEL COILED TUBING PARA EL DESAHOGO DE UN POZO POR INYECCIÓN DE N ₂	57
6.1 INTRODUCCIÓN	57



6.2 PRE-OPERATIVA – REQUERIMIENTOS – CONSIDERACIONES PARA EL DISEÑO	57
6.3 CUIDADOS ESPECIALES PARA LAS OPERACIONES Y MANIPULACIÓN DE NITRÓGENO	59
6.4 REQUERIMIENTOS GENERALES DE TRABAJO	59
ELECCIÓN DEL MÉTODO DE ALIGERAMIENTO	60
6.5 MONTAJE DE EQUIPO EN LOCACIÓN - PROCEDIMIENTOS GENERALES DE ARMADO	60
6.6 INICIO DE OPERACIÓN DE DESAHOGO DE UN POZO-PROCESO DE ALIGERAMIENTO	63
6.7 PROCEDIMIENTNO PARA RETIRAR LA TUBERIA Y DESMONTAJE DE EQUIPO EN LOCACIÓN	66
PROCEDIMIENTO DE DESARMADO	67
Capítulo 7 – CASO DE APLICACIÓN	68
CONCLUSIONES	72
ANEXO I	73
ANEXO II	75
ANEXO III	76
Bibliografía	79

CAPÍTULO 1 – INTRODUCCIÓN

1.1 COILED TUBING (C.T.) / TUBERÍA FLEXIBLE (T.F.)

COILED TUBING (C.T.) por su nombre en inglés, y su traducción al español es tubería flexible (T.F.), se define como cualquier tubo fabricado de manera continua en longitudes que requieren que sea enrollado en un carrete durante el proceso de fabricación. Los diámetros generalmente varían entre 0.75 y 4.5 pulgadas, y se comercializan en carretes sencillos, en longitudes que exceden los 30000 ft en aceros que han soportado esfuerzos desde 55000 PSI (del acrónimo en inglés pounds square inch, en español libra por pulgada cuadrada) hasta 120000 PSI, aunque se han producido diámetros más grandes de hasta 6.625 pulgadas en longitudes cortas para pruebas.¹ En la actualidad empresas como Tenaris y NOV-Quality Tubing tienen en sus catálogos C.T. que soportan esfuerzos de 140000 PSI.²

Las características físicas del coiled tubing son análogas a las de la tubería convencional de diámetro similar, con la ventaja de que no es necesario colocarla tramo por tramo para bajarla o retirarla del pozo, ya que se le desenrolla o enrolla en un carrete accionado mecánicamente como si fuera una manguera, permitiendo así un mejor y más ágil almacenamiento y transporte. Por ser una tubería rígida-flexible puede ser introducida en el pozo con mucha más facilidad desde la superficie, esta característica la hace atractiva para ser utilizada en los pozos muy desviados y horizontales.

Algunas de las principales ventajas de estas tuberías con respecto a las unidades convencionales de perforación y reparación de pozos son: una rápida movilización, aceleración de las operaciones debido a que no es necesario efectuar interrupciones para realizar la conexión de tuberías, repercutiendo directamente en menores costos operacionales, y brindando mayor seguridad a la hora de trabajar en condiciones de pozo vivo, además al contar con una sarta continua, permite bombear fluidos en cualquier momento, independientemente de la posición o la dirección del recorrido.⁴ Dichas ventajas resultan útiles para las siguientes operaciones, limpieza de pozos, operaciones de cementación, pesca, estimulación, inducción con nitrógeno, adquisición de registros de pozos, disparos, control de arenas, operaciones de terminación, perforación y limpieza con motor de fondo.

1.2 UNIDAD DE COILED TUBING

La unidad de coiled tubing está conformada por un conjunto de equipos necesarios para llevar a cabo las operaciones en el campo con la tubería flexible continua.⁵ Para una mayor comprensión de la unidad se puede descomponer en 6 (seis) elementos básicos:

- 1 Unidad de potencia: Es la encargada de generar la potencia hidráulica y neumática requerida para operar la unidad del coiled tubing.
- 2 Cabina de control: Es el lugar donde el operador del equipo monitorea y controla la tubería.
- 3 Cabeza inyectora: Es la parte encargada de suministrar en superficie la fuerza necesaria para introducir y retirar la tubería del pozo.
- 4 Carrete: Es la parte encargada del almacenamiento de la tubería y su posterior transporte.

¹ The Schlumberger Energy Glossary, 1998. https://glossary.oilfield.slb.com/es/terms/c/coiled_tubing_string

² National Oilwell Varco, 1995. Houston, Texas. <https://www.nov.com/products/true-taper-xr-enhancement>

³ Tenaris, 2001. Milán: Italia. <https://www.tenaris.com/en/products-and-services/coiled-tubing>

⁴ Coiled Tubing Manual, 2005. CTES. Texas, USA.

⁵ The Schlumberger Energy Glossary, 1998. https://glossary.oilfield.slb.com/es/terms/c/coiled_tubing_unit

- 5 Equipo de control del pozo: Es la parte encargada de brindar el control necesario del fluido a presión del pozo durante condiciones de funcionamiento normal y situaciones de contingencia que requieran control de emergencia.
- 6 Equipo auxiliar: Son aquellos equipos que se anexan a las partes mencionadas anteriormente, las cuales son necesarias para realizar las operaciones en campo de manera segura.

Las dimensiones y capacidades de los componentes de la unidad de tubería flexible determinan el tamaño y la longitud de la sarta de tubería flexible que se puede usar dentro de la unidad.

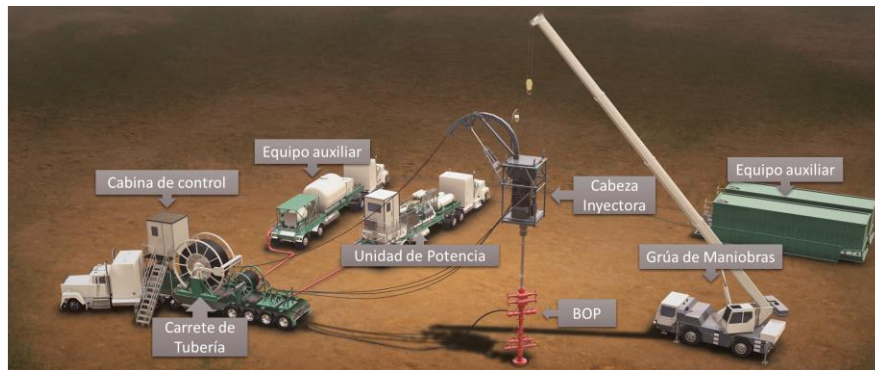


Figura N°1: Esquema de una Unidad de Coiled Tubing. Mobile Data Technologies, 2009.

<http://mobiledatatech.com/applications/coiled-tubing/>.

1.3 ORIGEN DEL COILED TUBING

El desarrollo del C.T. comenzó en 1944 en la Segunda Guerra Mundial con el proyecto PLUTO un acrónimo para “tubería bajo el océano” con el objetivo de transportar combustible desde Inglaterra a Europa continental y abastecer a los ejércitos aliados a lo largo del Canal de la Mancha. La versatilidad de ésta es que se enrolla con rapidez en los carretes ubicados en la superficie de embarcaciones.

La mayor parte de las líneas estaban fabricadas con uniones de 12 metros soldados entre sí para formar secciones de 1220 metros, estas tuberías tenían 3 pulgadas de diámetro interior y un espesor de 0.212 pulgadas. Estas secciones de tubos se soldaban extremo con extremo, se enrollaban en tambores flotantes de 40 pies de diámetro y se remolcaban con embarcaciones para tendido de cables, la longitud de las líneas oscilaba entre 48 y 113 kilómetros.

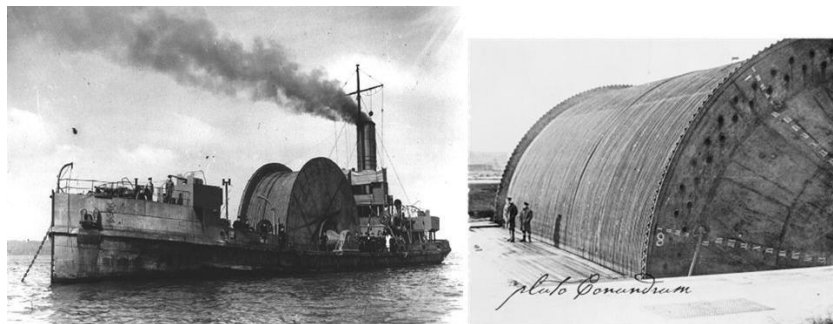


Figura N°2: Operación PLUTO. Coiled Tubing Manual, 2005. CTES. Texas, USA.

En la década de los sesentas, se utilizó el coiled tubing, para lavar arena, recuperar válvulas de seguridad de fondo de pozo y extraer fluidos de pozos con nitrógeno. Posteriormente, las aplicaciones C.T. se expandieron para incluir tratamientos ácidos y tratamientos por fractura hidráulica, bajada de herramientas, cambios de tuberías, perforación, levantamiento artificial, y terminación de pozos.

En 1964 las compañías California Oil y Bowen Tools, desarrollaron la primera unidad que opero la tubería flexible, efectuando su primer trabajo completamente funcional en la limpieza de arena en varios pozos de la costa del Golfo de México. Esta primera unidad de C.T. constaba de un carrete de 2.7 metros de diámetro el cual almacenaba un C.T. de 138 pulgadas de diámetro soldada con uniones cada 9 metros y alcanzaba una longitud de aproximadamente 4500 ft. La cabeza inyectora operaba mediante el principio de dos cadenas verticales enrolladas que giraban una enfrente de la otra en contra rotación con bloques sujetadores para soportar o sostener la tubería solo por fricción, en este primer equipo de C.T. no se utilizó ningún cuello de ganso y en su lugar la tubería fue ajustada sin soporte. El estopero stripper era un simple tipo de sello anular que se activaba hidráulicamente para sellar alrededor de la tubería en cabezales de pozos con presiones relativamente bajas.

A finales de los 60's y comienzos de los 70's, tanto la Bowen Tools, como la Brown Oil Tools continuaron mejorando sus diseños para adecuarlos a tuberías flexibles de hasta 1 pulgada de diámetro externo A mediados de los 70's, más de 200 de las unidades de C.T. diseñadas originalmente estaban en servicio. A finales de los 70's, varias compañías fabricantes (Uni-Flex Inc., Otis Engineering e Hydra Rig Inc.) también comenzaron a influir en el diseño de cabezales de inyección mejorados. Como resultado de todo ello, la actividad de las unidades de tubería flexible que operan en todo el mundo aumentó desde 1965 hasta la fecha.^{6 7}

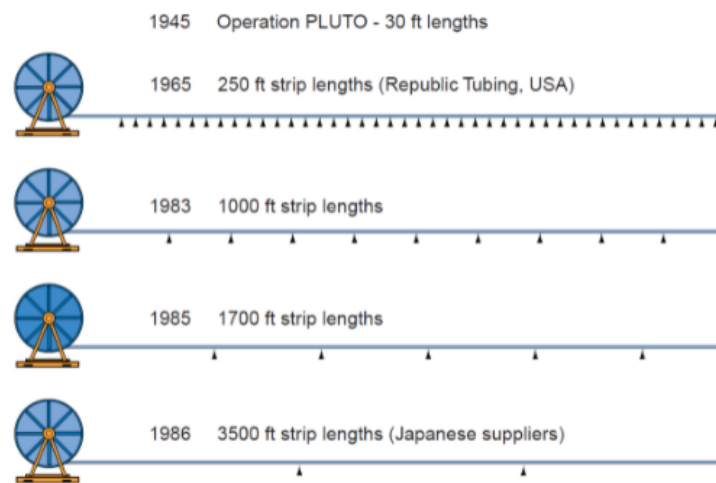


Figura N°3: C.T. Construction String. Coiled Tubing Manual, 2013. NOV-CTES. Texas, USA.

Además, con las mejoras asociadas a la confiabilidad de la sarta de tubería C.T., contribuyeron en gran forma al crecimiento continuo de la industria del C.T. Actualmente, es usual que las unidades de C.T. estén formadas por tubería fabricada que no requiere soldaduras. Adicionalmente, los diámetros del C.T. han seguido aumentando para mantenerse al paso con los requisitos de resistencia asociados con las nuevas demandas del mercado.

⁶ Rodriguez E. 2018. *Tratamientos químicos Dynadrill*. Ecuador C.A. <https://www.dynadrill.com.ec/origen-del-coiled-tubing/#:~:text=El%20desarrollo%20de%20tubulares%20continuos,la%20Mancha%20para%20suministrar%20combustible>.

⁷ PetroWiki, 2013. *Historia de la tecnología de tubería flexible*. SPE https://petrowiki.spe.org/History_of_coiled_tubing_technology

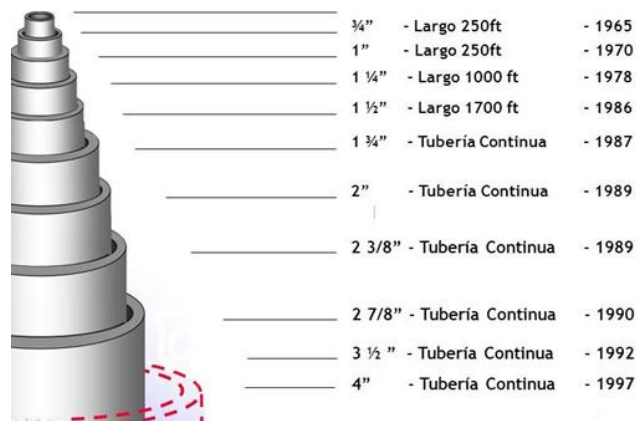


Figura N°4: Evolución de los diámetros del C.T. en función de los años. Loughlin, Michael J., Plante, Mark 1998. History of and Applications for a Coil-Tubing-Conveyed.⁸

En agosto de 2005, se estimaba que un poco más de 1060 unidades de C.T. estaban disponibles alrededor del mundo, de las cuales Canadá y los Estados Unidos contribuyen aproximadamente con 254 y 253 unidades adicionales, respectivamente. El número total de unidades trabajando había crecido, desde aproximadamente 850 unidades reportadas en febrero de 2001, y se espera que continúen en aumento.

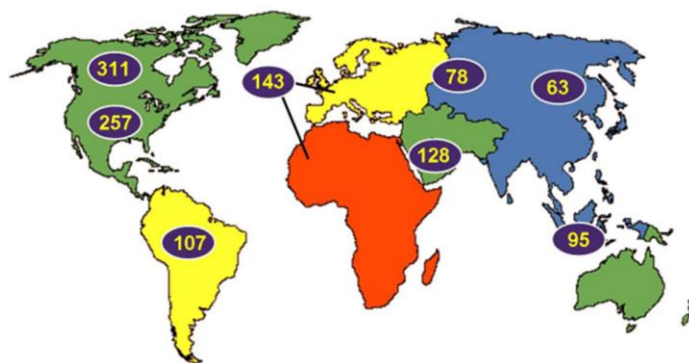


Figura N°5: Equipos de C.T. por región, International Coiled Tubing Association. 2005. International Coiled Tubing Association. 2005. An Introduction to Coiled Tubing, History, Applications, and Benefits. Texas, USA.

El C.T. estableció su nicho primero como una herramienta para la limpieza de pozos con costos reducidos. En años recientes, esos trabajos convencionales de limpieza de pozos y estimulación con ácido cubrían más de las tres cuartas partes del total de los ingresos relacionados con el C.T. Más recientemente, fracturas hidráulicas y perforación han emergido como las dos áreas de más alto crecimiento. Los ingresos de estas dos utilizaciones de C.T. han crecido desde casi cero hace diez años, hasta aproximadamente el 15% en años recientes.⁹

⁸ Sanabria, V., 2016. Introducción al Coiled Tubing. CPVEN. Venezuela. <https://slideplayer.es/amp/16110264/>

⁹ International Coiled Tubing Association. 2005. An Introduction to Coiled Tubing, History, Applications, and Benefits. Texas, USA.

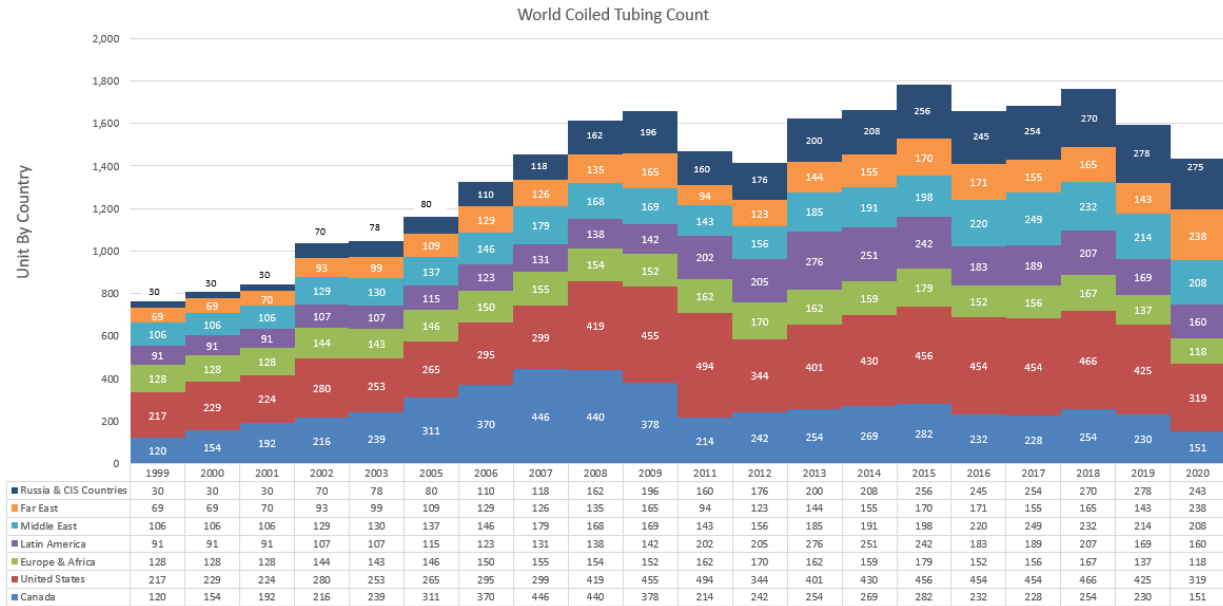


Figura N°6: Recuento de Unidad de C.T. desde 1999 al 2020. ICoTA, 2020. *Recuentos de plataformas CTU, Coiled Tubing Unit.* Canadá. <https://www.icota-canada.com/page-18107>

CAPÍTULO 2 – CARACTERÍSTICAS DEL COILED TUBING

2.1 TIPOS DE COILED TUBING SEGÚN SU FORMA

A la hora de caracterizar y/o identificar una tubería de un C.T. un parámetro que los distingue entre sí a la hora de su confección es la forma geométrica. Normalmente, según su geometría de fabricación de las paredes, se pueden clasificar en tres tipos de Coiled Tubing:

- Sartas no telescópicas.
- Sartas telescópicas.
- Sartas telescópicas verdadera.

2.1.1 SARTAS NO TELESCÓPICAS

Los C.T. no telescópicos fueron los primeros en ser utilizados, estos son tuberías que presentan un único tipo de espesor. Dichas tuberías presentan limitantes debido a su distribución de peso, por lo que en general, se utilizan en pozos someros, dado que no requieren mucha longitud de tubería.

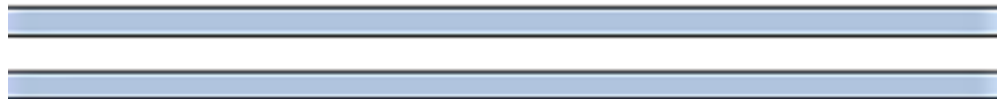


Figura N°7: Esquema de distribución del grosor de paredes de una sarta no telescópica.

2.1.2 SARTAS TELESCÓPICAS

Las sartas de C.T. telescópicas que también son llamadas "sartas de espesor variable" son diseñadas de forma tal que contienen múltiples secciones de diferentes espesores de pared. Este espesor va variando según la posición en la que se encuentre en la sarta y no necesariamente varía en forma gradual de más grueso al más delgado, visto desde la parte superior hasta el fondo. Cabe destacar que el diámetro externo de la sarta permanece constante y el que varía es el interior.¹⁰

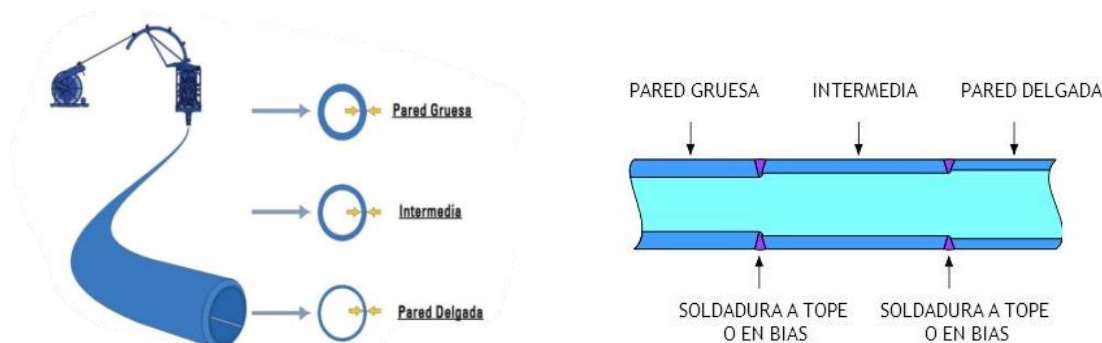


Figura N°8: Esquema de distribución del grosor de paredes de una sarta telescópica. ^{8 10}

Por sus características físicas presentadas anteriormente, surge una de las principales ventajas de esta cañería, la cual es una reducción en el peso debido a una distribución más eficiente del mismo, lo que incrementa el punto de cedencia a nivel de superficie.

¹⁰ Vidarte A. 2021. Coiled Tubing. Jóvenes Profesionales Argentinos. https://www.youtube.com/watch?v=-eGDV5J5RPo&ab_channel=J%C3%B3venesProfesionalesArgentinos

2.1.3 SARTAS TELESCÓPICA VERDADERAS

Los C.T. conocidos como TRUE-TAPER™ o traducido al español “telescópico verdadero”, es una nueva optimización del diseño de tubería flexible que logra una conicidad lineal que va variando gradualmente el grosor del fleje plano de acero a diferencia del C.T. presentado anteriormente, reduciendo las concentraciones de tensión y las soldaduras parciales mientras optimiza los factores de seguridad y la relación resistencia-peso.

Esto hace que se maximice el alcance horizontal, para los clientes que operan en aplicaciones de pozos con alcance extendido, mientras mantiene los niveles de rendimiento y cumple con los estrictos requisitos de peso.¹¹

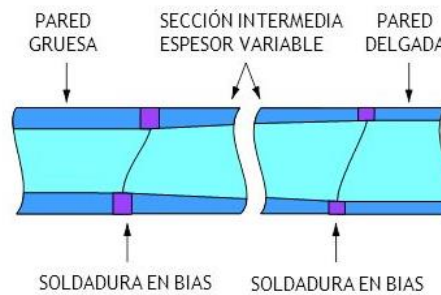


Figura N°9: Configuración de una tubería True-Taper.⁸

2.2 VIDA ÚTIL Y ESFUERZOS PRESENTES EN COILED TUBING

En el uso normal de una operación, la tubería almacenada en el carrete de servicio se desenrolla dentro del pozo a la profundidad designada y luego se recupera de regreso al carretel de servicio, para su almacenamiento y posterior transporte a la próxima locación de trabajo. En toda operación, el C.T. está expuesto a varios esfuerzos, de los cuales algunos están aplicados a puntos específicos, mientras que otros afectan a toda la tubería.

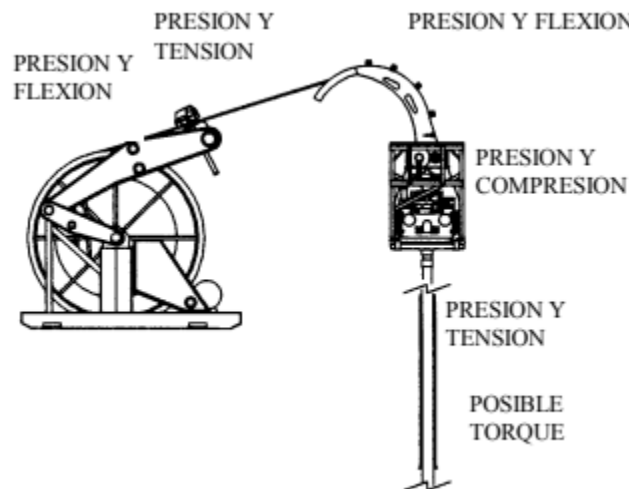


Figura N°10: Esquema de la distribución de esfuerzos presentes en la tubería. Coiled Tubing Client School Manual, 1996. Dowell Schlumberger. Francia.

¹¹ National Oilwell Varco, 1995. Houston, Texas. https://www.youtube.com/watch?v=P8sOouEFVQo&ab_channel=NOV

Para una comprensión más adecuada sobre las repercusiones de una operación rutinaria en la vida útil de la tubería, primero debemos refrescar las siguientes definiciones:

- Esfuerzo: Es la carga dividida entre el área de sección transversal.
- Capacidad de resistencia de una tubería: Es aquella aptitud o condición que ofrece una tubería para reaccionar y evitar cualquier tipo de falla. Se encuentran las siguientes resistencias:
 - Resistencia a la tensión: Es la tensión o esfuerzo que soporta la tubería al ser traccionada sin excederse del margen de seguridad.
 - Resistencia al colapso: Es la tensión o esfuerzo que soporta la tubería al ser sometida por una fuerza ejercida externamente sin generar deformación.
 - Resistencia a la compresión: Es la tensión o esfuerzo a la que se somete una tubería al ser comprimida o cargarle peso.
 - Resistencia interna: Es la tensión o esfuerzo, que soporta la tubería internamente sin generar deformación.
- Falla: Ocurre cuando una parte del cuerpo de la tubería cesa de realizar satisfactoriamente la función para lo cual estaba destinado.

Las tensiones en el C.T. son causadas por las presiones internas y externas y la fuerza axial que pone a la tubería en tensión o compresión. Las fuerzas externas, también, son responsables de causar un campo de tensión en el material de la tubería.¹² Un método que es aceptado para la predicción de las fallas en tuberías, debido a las presiones y las tensiones, es el método de los esfuerzos combinados de Von Mises. Sumado a esto, se debe tener en cuenta los efectos como el de pandeo helicoidal, el crecimiento del diámetro y el par, puntos que se desarrollarán en detalle a continuación, de los cuales, son de suma importancia dado que si se exceden los límites planteados se asumirá que el C.T. falla.¹³

La condición de rendimiento de Von Mises se usa comúnmente para describir el rendimiento del acero bajo estados combinados de tensión. El límite de rendimiento inicial se basa en la combinación de los tres esfuerzos principales:

- Esfuerzo tangencial/circunferencial: Es debido a la presión interna aplicada a toda la longitud de la sarta.
- Esfuerzo axial: Es el esfuerzo producido en la tubería debido a una fuerza de tensión o compresión.
- Esfuerzo radial: Es el esfuerzo que reduce el espesor de pared de la tubería como resultado de los efectos combinados circunferencial y de axial.

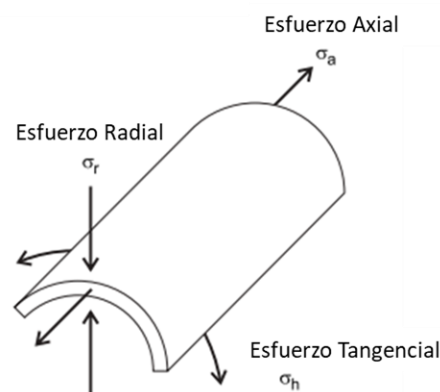


Figura N°11: Principales esfuerzos presentes en la tubería. Coiled Tubing Manual, 2013. NOV-CTES. Texas, USA.

¹² Newman, K., 1991. Coiled Tubing Pressure and Tension Limits. Artículo SPE 23131. Europa, Aberdeen, Reino Unido.

¹³ Coiled Tubing Manual, 2013. NOV-CTES. Texas, USA.

Se debe tener en cuenta, que estos esfuerzos están determinados por la geometría del C.T. y el pozo, así como las siguientes tres variables:

- Presión interna.
- Presión externa.
- Fuerza axial (tensión o compresión).

En algunas situaciones, la tubería también puede estar sujeta a un par. Si este par es significativo, entonces se produce la torsión de la tubería, causando esfuerzos de cizallamiento.

La curva límite calculada por la condición de fluencia de Von Mises representa donde el C.T. comenzaría a ceder, como puede apreciarse en la Figura N°12. Un método para dibujar la curva límite es mantener constante la presión externa en cero para la mitad superior (que representa la zona de estallido) y mantener la presión interna constante en cero para la parte inferior (que representa la zona de colapso). La ecuación de Von Mises ahora tiene solo dos variables, la fuerza axial real y la presión interna para la porción de estallido, y la presión externa para la porción de colapso. El peso también se puede calcular mediante el uso de ecuaciones. Por lo tanto, esta curva se puede dibujar frente a la fuerza axial real o la fuerza axial efectiva conocida como peso.

Las gráficas resultantes de diferencia de presión versus fuerza axial son elípticas. En el caso de Peso, la elipse es horizontal, el lado izquierdo de la elipse está truncado, debido a la tensión helicoidal del pandeo y esta comienza en el eje Y, cuando el peso se vuelve negativo.¹⁴

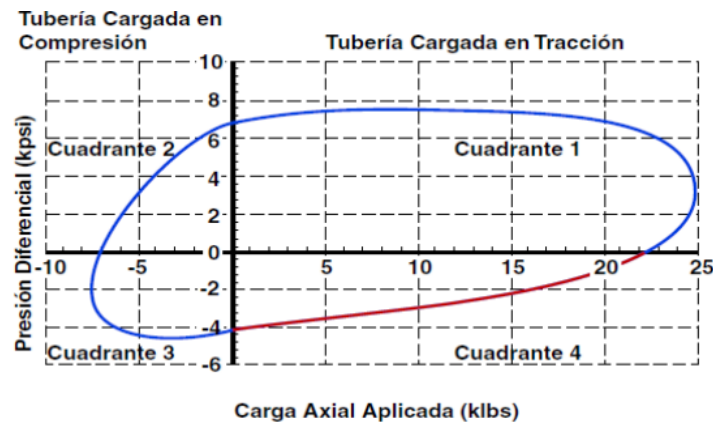


Figura N°12: Diagrama de Von Mises para un C.T. Well Control School, 2003. Harvey Louisiana, USA.

Aunque la combinación de dos curvas límites para presión cero y presión máxima introduce un pequeño margen de seguridad, es deseable tener un mayor margen de seguridad. Entonces, de esta curva teórica calculada se pasa a una curva de "límite de trabajo" la cual tiene en cuenta un mayor margen de seguridad al aplicarle un coeficiente de seguridad, ver Figura N°13. Se utilizan diferentes factores de seguridad para el estallido y para el colapso, el factor de seguridad para el colapso debe ser más conservador, ya que la tensión de Von Mises no tiene en cuenta la ovalidad y este aumenta la probabilidad de colapso de la tubería, dicho tema se desarrollará con mayor profundidad a continuación.

¹⁴ Coiled Tubing Manual, 2013. NOV-CTES. Texas, USA.

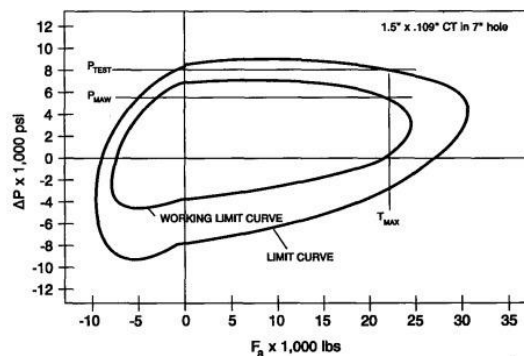


Figura N°13: Diagrama de Von Mises para un C.T. con su respectiva curva de límite de trabajo. Newman, K., 1991. Coiled Tubing Pressure and Tension Limits. Artículo SPE 23131. Europe, Aberdeen, Reino Unido.

Para evitar que el C.T. falle a la hora de una operación en el campo, es importante que estos límites se entiendan y se controlen de manera adecuada, para ello es necesario comprender los siguientes fenómenos:

1. Ciclos de fatiga por doblado.
2. Cargas de presión interna
3. Carga axial aplicada.
4. Corrosión.
5. Daños mecánicos y puntos de soldadura.

Todos los factores que se mencionan anteriormente, al actuar individualmente o en combinación, contribuirán a una eventual falla en la tubería.¹⁵ Dichos factores están interrelacionados de alguna u otra manera, pero pueden analizarse por separado. El efecto de la corrosión en el C.T. debe considerarse para las tres primeras limitaciones.

2.2.1 CICLOS DE FATIGA POR DOBLADO

Como se menciona durante este capítulo, debido al modus operandi de este servicio se dan rutinas operativas que contribuyen a la reducción de su vida útil. El factor más importante y predominante es la fatiga debido a los ciclos repetidos de flexión.

Este fenómeno conocido como fatiga, está asociado con la plasticidad cíclica que causa cambios sistemáticos en la estructura cristalina del metal, y termina desarrollando grietas microscópicas. Estas grietas pequeñas se propagan incrementándose con cada ciclo, creciendo en tamaño y uniéndose para formar una más grande que se propaga hasta fracturar la tubería. El número de ciclos requeridos para que la grieta propagada tienda a fallar, se refiere a la vida útil o fatiga del objeto. Cada ciclo de carga se considera para consumir alguna porción de la vida de la fatiga disponible y en un resumen de daño por fatiga acumulada. Cuando esta cantidad llega a acumular el 100%, se espera que ocurran fallas en la tubería.¹⁵

Para la comprensión de este fenómeno consideramos la relación existente entre la tensión y la deformación del acero. Esta contribuirá a definir la reacción del C.T. durante un servicio rutinario. La Figura N°14, muestra una curva típica de tensión y deformación del acero de alta resistencia y baja aleación. La tensión del material se puede observar en el eje Y, y la deformación en el eje X.

¹⁵ American Petroleum Institute, 1996. *Práctica Recomendada para las Operaciones con Tubería Flexible en los Servicios de Pozo de Petróleo y Gas*. API RP 5C7. Washington, DC.

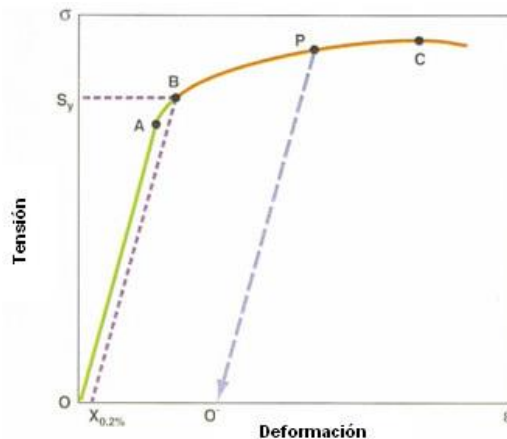


Figura N°14: Curva de tensión y deformación del acero. Sas-Jaworsky II, A. 2006. Desempeño de la Tubería Flexible. SAS Industries Inc. y Petrolnews.net. Houston, USA.

A medida que se aplica tensión, se observa una deformación. La ley de Hooke establece que la tensión es equivalente a la deformación multiplicada por el módulo de elasticidad del material. Esta relación está representada por la línea $O-A$ en la Figura N°14. El módulo de elasticidad define la pendiente y la tensión en el punto A , es conocido como el límite de proporcionalidad. Directamente por sobre el límite de proporcionalidad se encuentra el punto B , que se describe como el límite elástico. Si la tensión en el acero se mantiene por debajo del límite elástico, la deformación será elástica y desaparecerá cuando se retire la fuerza que la provoca.

A medida que se vayan aplicando cargas, la tensión en el material puede llegar a superar el límite elástico y alcanzar el punto B , que es el umbral de fluencia plástica. El umbral de fluencia plástica es la tensión que corresponde al inicio de la deformación plástica del material. Una vez que se alcanza este punto, se inicia la deformación plástica y el material comienza a estirarse. El API adoptó un valor estándar de compensación de deformación de 0.2% para ubicar el umbral de fluencia plástica en la curva de tensión y deformación y determinar el límite elástico de los aceros aleados de manera lógica. En la figura N°14, está representado por la línea punteada $B-X_{0.2\%}$.

La inclinación de la línea $P-O'$ también se define por el módulo de elasticidad del material e intersecta al eje X de deformación plástica, como resultado de una situación de deformación. Si se le añade tensión, se alcanza el punto C , que representa la carga límite que soporta dicho material antes de provocar su rotura.¹⁶

FATIGA POR FLEXIÓN

La fatiga más significativa ocurre cuando la tubería es doblada más allá de sus límites elásticos. Esto ocurre mayormente en las zonas del carretel y el arco guía, y en menor medida a lo largo del pozo.¹⁷

Cuando la tubería continua se enrolla inicialmente en un carretel de servicio o de almacenamiento de madera tras el fresado, el acero se deforma plásticamente. La Curva $O-P$ en la Figura N°14 representa esta deformación plástica. Cuando la tensión aplicada a la tubería cesa, la deformación producida es permanente y tiene un valor representado por la línea $P-O'$. La tensión experimentada por el material puede comprenderse al considerar el grado de flexión al que el tubo fue expuesto. El radio mínimo de flexión (R) al que la tubería flexible puede someterse y permanecer en estado elástico puede calcularse mediante la siguiente ecuación:

¹⁶ Coiled Tubing Client School Manual, 1996. Dowell Schlumberger. Francia.

¹⁷ American Petroleum Institute, 1996. *Práctica Recomendada para las Operaciones con Tubería Flexible en los Servicios de Pozo de Petróleo y Gas*. API RP 5C7. Washington, DC.

$$R = \frac{E \left(\frac{D}{2}\right)}{S_y} \quad (\text{pulgadas}) \quad \text{EC. 1A}$$

Donde:

- E : Es el módulo de elasticidad del acero (generalmente 30×10^6 PSI).
- D : Es el OD del tubo (pulgadas).
- S_y : Es el límite elástico del acero (PSI).

Mediante esta ecuación, se han calculado los radios mínimos de flexión para varios tamaños y grados de C.T. En la Tabla N°1, se presentan los distintos radios de curvatura según la American Petroleum Institute, 1996. *Práctica Recomendada para las Operaciones con Tubería Flexible en los Servicios de Pozo de Petróleo y Gas*. API RP 5C7. Washington, DC.:

Coiled Tubing Specified OD D (inches)	Yield Radius of Curvature R_Y (inches)	Size of Shipping Spool Core R_S (inches)	Typical Reel Core Radii R_{REEL} (inches)	Typical Tubing Guide Arch Radii R_{TGA} (inches)
0.750	161	24	24	48
1.000	214	24	20-30	48-54
1.250	268	30	25-36	48-72
1.500	321	36	30-40	48-72
1.750	375	36	35-48	72-96
2.000	429	40	40-48	72-96
2.375	509	48	48-54	90-120
2.875	616	54	54-58	90-120
3.500	750	65	65-70	96-120

Tabla N°1: Comparativa de la curvatura de radio de doblado (R_y), el núcleo del carrete de envío (R_s), los radios del núcleo del carrete de la tubería (R_{reel}) y los radios típicos de arcos guía de la tubería (R_{TGA}).

Las tuberías flexibles se enrollan en carretes con diámetros que oscilan entre los 1.2 y los 3.6 metros (4 y 12 pies). En base a los radios mínimos de flexión, para mantener las condiciones elásticas expuestas en la Tabla N°1, la tubería flexible se curva más allá de su límite elástico hacia la deformación plástica para ser almacenada o enrollada en los carretes. En una operación típica de C.T., la tubería sufrirá curvaturas y enderezamientos (Figura N°15), tal como se describe debajo:

1. El inyector extrae la tubería del carrete. El motor hidráulico del carrete opone resistencia, colocando a la tubería en tensión y enderezando su primera flexión.
2. Cuando llega al cuello de cisne, se dobla en promedio en un radio de entre 48 pulgadas y 120 pulgadas, parecido al radio del reborde del carrete de servicio.
3. Luego se endereza nuevamente a medida que atraviesa el cuello de cisne y las cadenas del inyector.

Estas tres situaciones de flexión y enderezamiento se repiten en sentido contrario cuando la tubería es extraída del pozo, sumando un total de seis curvaturas, conocidas comúnmente como una carrera o viaje.

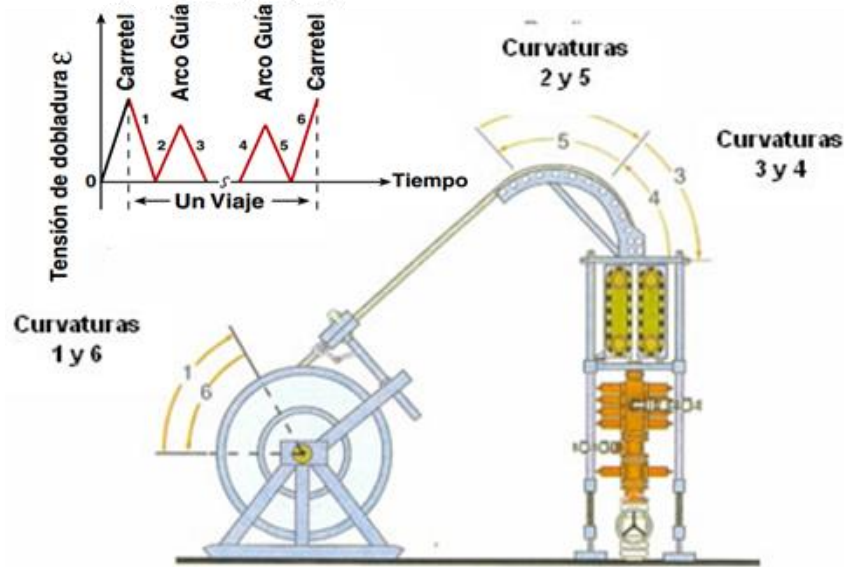


Figura N°15: Curvaturas y enderezamientos típicos en una operación de C.T. Sas-Jaworsky II, A. 2006. Desempeño de la Tubería Flexible. SAS Industries Inc. y Petrolnews.net. Houston, USA. & Well Control School, 2003. Harvey Louisiana, USA.

La magnitud de la deformación plástica con cada ciclo de flexión depende, cómo vimos en la ecuación EC 1A₂ del radio de flexión, las dimensiones de C.T. y el límite elástico del material. Por lo tanto, el radio del arco guía y el diámetro del carrete tienen un profundo efecto en la vida de fatiga de la tubería. La presión interna durante la deformación plástica amplifica el daño por fatiga. Para estimar el daño por fatiga acumulado para un segmento del C.T., se debe conocer el número de ciclos de flexión, la magnitud de la deformación plástica y la presión en cada ciclo.

La duración en servicio de los ciclos de flexión será mayor con un C.T. de mayor espesor de pared que con uno de menor espesor de pared. Asimismo, a medida que aumenta el radio de flexión de la tubería flexible, la vida útil del ciclo de flexión también aumenta. Sin embargo, los aumentos en los tamaños del diámetro externo de la tubería flexible reducirán la duración en servicio, aunque las relaciones del diámetro con el espesor de pared del tubo y los valores equivalentes de deformación y curvatura se mantengan constantes.

Las siguientes observaciones hechas se extraen del paper publicado por la SPE número 22820, en donde se compara el comienzo la fisura en el caño para los distintos escenarios. Es decir, el número de ciclos requeridos para que la grieta haga fallar la tubería, el cual lo expresa en forma de porcentaje de cuanto más duró respecto a los otros escenarios.

Los escenarios que se plantean son los siguientes:

- Aumentar el radio del cuello de cisne de 50 pulgadas a 72 pulgadas.
- Aumentar la pared del C.T. de 0.87 pulgadas a .109 pulgadas.
- Disminuir el diámetro del C.T. de 1.5 pulgadas a 1.25 pulgadas.
- Distintas condiciones de presión interna.

Estas variables se aprecian en las abscisas de la imagen central de la Tabla N°2, y la duración de la tubería antes de la falla en el eje de las ordenadas.

Las conclusiones obtenidas de comparar dichos escenarios son las siguientes:

- Al aumentar el radio del cuello de cisne de 50 pulgadas a 72 pulgadas incrementó la vida útil del C.T. para el caso de 1.25 x 0.087 pulgadas y 3000 PSI de presión interna, en un 54 %. En el caso de 1.5 x 0.109 pulgadas, 5000 PSI de presión interna, la vida útil de C.T. aumentó en un 64 % debido al cuello de cisne más grande.
- Una pared de cañería más gruesa, aumentó significativamente la vida útil del C.T. para casos de alta presión, como se resume en la Tabla N°2.
- El tamaño del C.T. más pequeño, tiene una vida significativamente más larga. La Tabla N°2 muestra el aumento de la vida debido a la disminución del tamaño de la cañería con un espesor de pared constante de 0.109 pulgadas.¹⁸

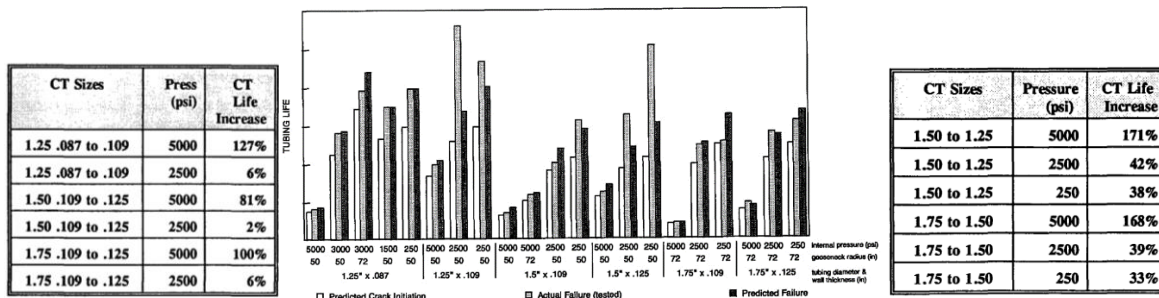


Tabla N°2: Vida útil del C.T. al variar sus propiedades físicas. Society of Petroleum Engineers. 1991. *Coiled Tubing Life Modeling*. Artículo SPE 22820. Texas, USA.

El correcto estado de las soldaduras de la tubería, también tiene un rol crítico al predecir la vida útil de una sarta de tubería flexible. Las soldaduras oblicuas o bias (Figura N°9) entre las placas de acero conservan un porcentaje mayor de vida útil con valores de entre el 80% y el 90% respecto del total de la vida útil de la tubería. Sin embargo, las soldaduras realizadas entre los extremos de los tubos tradicionalmente, es decir soldadura a tope (Figura N°8), no tienen buenos resultados cuando se las somete a tensiones en el ciclo de flexión, con valores que varían entre un 20% y un 40% de la duración total de la vida útil de la tubería.

2.2.2 CARGAS DE PRESIÓN INTERNA

Si ahora se combina el proceso de dobladura del C.T., con las cargas de presión interna a la que está sometida, se torna difícil obtener una predicción de la vida útil. Numerosas pruebas efectuadas, confirman que esta combinación reduce significativamente la vida útil por fatiga de la cañería cuando se compara con el ciclo de vida de la tubería no presurizada.

En la Figura N°16 se observa para varios grados del C.T. de 1.25 pulgadas de diámetro externo y un espesor de pared de 0.095 pulgadas un análisis de la fatiga de los ciclos de flexión en función de la presión interna. Se evidencia que a mayor presión interna hay una menor duración en el servicio. Sin embargo, cabe destacar que se necesita cierta presión interna para alcanzar la máxima duración en servicio. Esta presión interna mínima es aproximadamente entre el 6 al 7% de la presión de fluencia interna, la cual parece reforzar la estabilidad radial del tubo cuando se sufre una deformación plástica.

Al analizar los productos de mayor dureza estos no tienen un rendimiento tan bueno como las tuberías flexibles de materiales de menor dureza en servicios de baja presión. Pero, cuando la presión interna de la tubería aumenta, los

¹⁸ Society of Petroleum Engineers. 1991. *Coiled Tubing Life Modeling*. Artículo SPE 22820. Texas, USA.

productos de mayor dureza demuestran una mayor duración en servicio en comparación con los productos del C.T. de menor dureza.

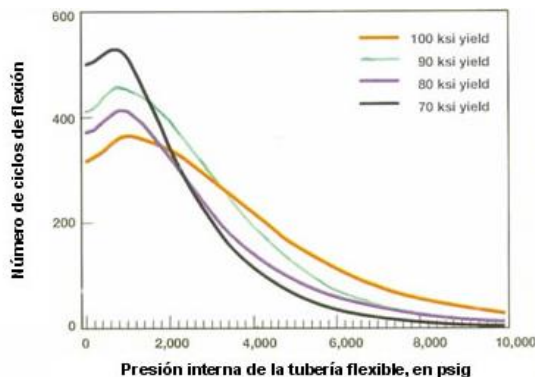


Figura N°16: Comportamiento del C.T. a partir del número de ciclos por flexión y distintas presiones internas a la que está sometido. Sas-Jaworsky II, A. 2006. Desempeño de la Tubería Flexible. SAS Industries Inc. y Petrolnews.net. Houston, USA.

Otra observación que se denota es que cuanto mayor sea la carga de presión interna, mayor será la velocidad de daño causado por fatiga. Además de esto, la magnitud del daño por fatiga, no puede aplicarse a la vida útil de trabajo de forma lineal. Se debe considerar que, a partir de una carga dada de ciclos de doblado, aplicada en la etapa tardía de la vida de trabajo de la tubería, causa mayor daño de fatiga que la carga equivalente de ciclos de doblado aplicada más tempranamente en la vida de trabajo del tubo.

Cuando el C.T. se somete a la deformación plástica causada por los ciclos de doblado con carga interna de presión, el diámetro del tubo flexible tiende a crecer o a tomar forma de globo. Aun cuando la carga de presión interna se encuentre bastante por debajo de las tensiones de fluencia del material, el cuerpo del tubo queda sometido a tensiones de anulares y radiales que provocan que el material se distorsione en un fenómeno descrito como crecimiento diametral.

En resumen, los principales factores que influyen en el crecimiento diametral son las propiedades del material, el radio de dobladura, la carga de presión interna y la geometría del C.T. (diámetro exterior y espesor de pared).

CRECIMIENTO DEL DIÁMETRO

Otro aspecto negativo del ciclo de flexión del C.T. con presión interna como se menciona anteriormente, es el crecimiento diametral. La Figura N°17 ilustra un crecimiento diametral en contraposición con ciclos de flexión a presión para un C.T. de 1.25 pulgadas de diámetro externo, 0.095 pulgadas de espesor de pared y 80000 PSI. En resumen, como el C.T. va atravesando ciclos de flexión con presiones internas superiores al 15% de la presión mínima de fluencia interna, el diámetro externo del tubo aumenta permanentemente. Este efecto "globo" provoca que las paredes del tubo se reduzcan levemente y a medida que la presión interna aumenta, el efecto globo se torna más severo.

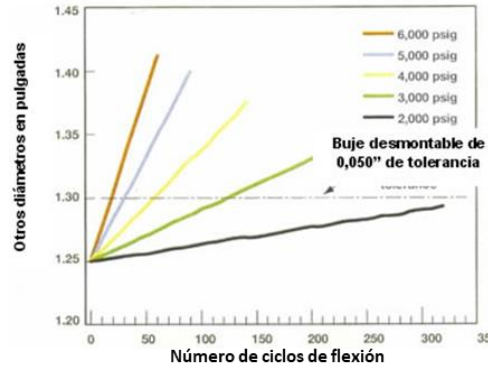


Figura N°17: Crecimiento diametral de un C.T. sometido a ciclos de flexión a presión. Sas-Jaworsky II, A. 2006. Desempeño de la Tubería Flexible. SAS Industries Inc. y Petrolnews.net. Houston, USA.

Para servicios de alta presión, el grado de crecimiento diametral de la estructura del tubo desempeña un rol importante al determinar cuándo debe retirarse de servicio una sarta de tubería flexible, ya que el diseño de las tolerancias del equipo de presión en superficie es ajustado. El conjunto del stripper, contiene bujes de bronce que evitan la extrusión del elastómero de los elementos empaquetadores. Estos bujes tienen un diámetro interno que es ligeramente mayor que el diámetro exterior especificado del C.T.

El C.T. no puede atravesar nuevos bujes cuando el crecimiento supera las 0.05 pulgadas de su diámetro externo, por ejemplo, para una tubería flexible de 1.25 pulgadas, la tolerancia de crecimiento diametral es de 1.30 pulgadas de diámetro externo, lo que limita su servicio a una fracción de la duración en servicio proyectada.

El crecimiento diametral se ve afectado de la siguiente manera:

- Al aumentar la carga de presión interna aumenta la velocidad de crecimiento del diámetro exterior del C.T.
- El crecimiento porcentual en relación a su diámetro es mayor para C.T. de diámetros mayores que C.T. de diámetros menores.
- Los C.T. con materiales de mayores resistencias a la fluencia tienen menor crecimiento diametral que los de menor resistencia a la fluencia.

Como una consecuencia del crecimiento diametral, el C.T. experimenta un adelgazamiento de sus paredes. Asumiendo que la sección transversal del cuerpo del tubo permanezca constante, a medida que el diámetro crece, la redistribución del material produce que las paredes del tubo se adelgacen.

Los nuevos C.T. son casi un 100% redondos hasta ser enrollados en los carretes de servicio o almacenamiento. Debido al radio de flexión reducido del carrete, el tubo adquiere una forma levemente oval (98% a 99% redonda) cuando se enrolla por primera vez. La disminución de la redondez se conoce como grado de ovalidad, el cual se obtiene mediante la división de la diferencia máxima de las mediciones del diámetro externo del tubo (tomadas en la circunferencia) sobre el diámetro determinado del tubo. La ovalidad generalmente se representa como un cambio porcentual en la redondez del tubo.

$$Ovalidad = \frac{(D_{MÁX} - D_{MÍN})}{D_{NOMINAL}} \times 100 \quad \text{EC. 1B}$$

Donde:

- $D_{MÁX}$: Diámetro exterior máximo.
- $D_{MÍN}$: Diámetro exterior mínimo.
- $D_{NOMINAL}$: Diámetro exterior especificado.

Como la tubería está continuamente enrollándose y desenrollándose del carrete y pasando sobre el cuello de cisne, la ovalidad del tubo puede aumentar entre un 1% y un 5%. Ensayos muestran que a medida que la redondez del C.T. disminuye, la resistencia al colapso baja drásticamente. El API RP 5C7; *Práctica Recomendada para las Operaciones con Tubería Flexible en los Servicios de Pozo de Petróleo y Gas*, publicó un método de predicción del colapso del C.T. que incorpora los efectos de la ovalidad, la tensión y la carga de torsión. Empleando ecuaciones registradas en el API RP 5C7, la Figura N°18 ilustra las predicciones de presión de colapso para varios grados de C.T. de 1.25 pulgadas de diámetro externo y 0.095 pulgadas de espesor de pared, con 2% de ovalidad.

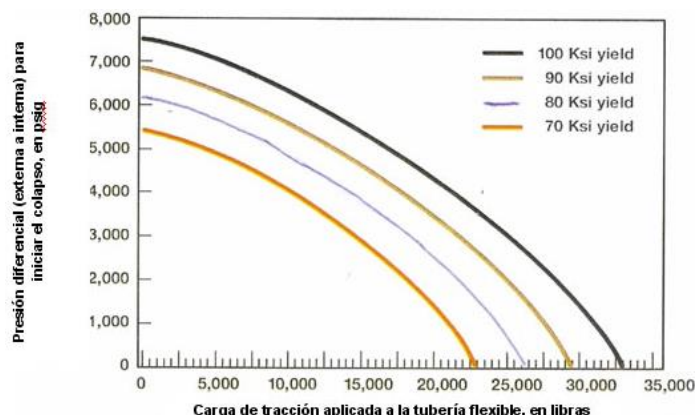


Figura N°18: Variación de la presión al aplicarle tracción a la cañería. Sas-Jaworsky II, A. 2006. Desempeño de la Tubería Flexible. SAS Industries Inc. y Petrolnews.net. Houston, USA.

2.2.3 CARGA AXIAL APLICADA

Antes de poder definir el esfuerzo axial, se deben definir dos tipos de fuerzas axiales: la "fuerza real" y la "fuerza efectiva", también conocida como el "peso". La fuerza real es la fuerza axial real en la pared de la tubería, medida por un medidor de tensión. La fuerza efectiva es la fuerza axial si se ignoran los efectos de la presión.

La fuerza efectiva o peso es importante por dos razones:

1. El indicador de peso en una unidad de C.T. mide el peso, no la fuerza real.
2. Cuando el bucle aparece depende de la fuerza efectiva. De esta manera, la carga por bucle helicoidal es una fuerza efectiva.

La fuerza real es importante porque es la fuerza requerida para calcular el esfuerzo axial y con ello determinar los límites del C.T. a la tensión. El esfuerzo axial, es causado por la fuerza axial (tensión o compresión) aplicada en el C.T. Cuando la tubería flexible está en tensión el esfuerzo axial, es la fuerza axial dividida por el área de la sección transversal.

En servicios convencionales con C.T., de pozos verticales las cargas de tracción se aplican en la forma de peso y arrastre de tubo cuando se lo extrae del pozo. En todas las tuberías, la resistencia al colapso disminuye cuando el tubo está expuesto a cargas de tracción mayores. Sin embargo, se desarrolla una condición mecánica secundaria en el servicio convencional de tubería flexible que afecta drásticamente la resistencia al colapso. En pozos desviados las fuerzas aplicadas para empujar la tubería dentro del pozo, no será fácilmente detectado por el indicador de peso. Un gran número de fuerzas que actúan sobre la tubería, deberán tomarse en cuenta para predecir las cargas efectivas a las que estará sujeta la sarta dentro del pozo. Los factores que afectan las fuerzas de la tubería son:

- Efecto de flotación: Se refiere al peso de la tubería flexible tomando en cuenta los efectos de los fluidos internos y externos de la tubería, su densidad con su correspondiente efecto de flotación.

- Estado mecánico del pozo: Son las fuerzas correspondientes por la fricción y/o arrastre aplicadas a la tubería debido a los cambios en desviación y azimut en la trayectoria del pozo.
- Pandeo residual: Es la fuerza o fricción generada al pasar la tubería por el stripper y en el pozo causada por la flexión natural de la tubería almacenada en el carrete. El sello que produce el stripper para mantener segura la presión del pozo, genera una fuerza de fricción sobre la tubería. En pozos de alta presión la presión impuesta por el stripper dificulta la inyección de la tubería dentro del pozo.

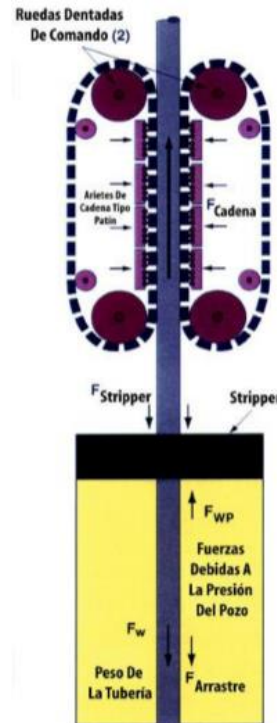


Figura N°19: Cargas axiales aplicadas al C.T. Well Control School, 2003. Harvey Louisiana, USA.

- Pandeo: Es la fuerza de compresión generada cuando se mete la tubería en pozos altamente desviados. Esta se produce dependiendo de la fuerza efectiva. Se puede manifestar de dos distintas maneras: Pandeo sinusoidal, es cuando se empuja la tubería dentro del pozo hasta cierto nivel donde la tubería toma una onda de forma sinusoidal. La carga en este punto es descrita como carga crítica de pandeo. Al continuar ejerciendo esta fuerza a la tubería la longitud de onda se reducirá formándose un Pandeo Helicoidal (periodos cortos de las ondas de tubería), como se muestra en la Figura N°20. Si la fuerza de compresión excede la carga de pandeo helicoidal, el C.T. forma una hélice en el orificio. Esta hélice causa una tensión de flexión axial adicional en la cañería, que debe agregarse a la tensión axial.

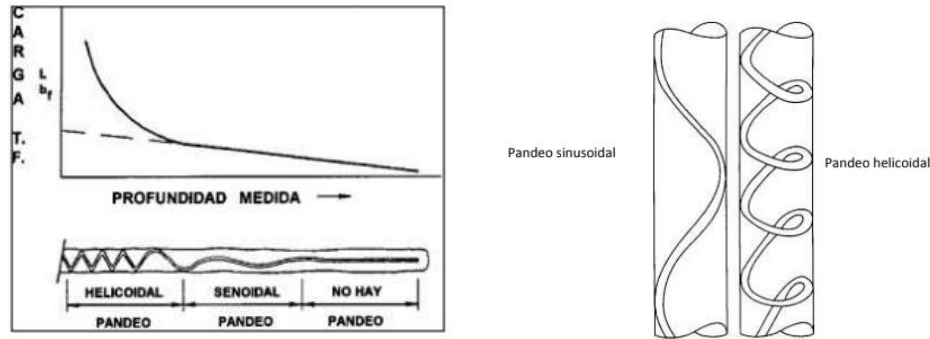


Figura N°20: Pandeo sinusoidal y helicoidal generados en el C.T. Martínez González, J.L. 2010. Aplicaciones con Tubería Flexible en pozos petroleros. Tesis presentada en Universidad Nacional Autónoma de México.

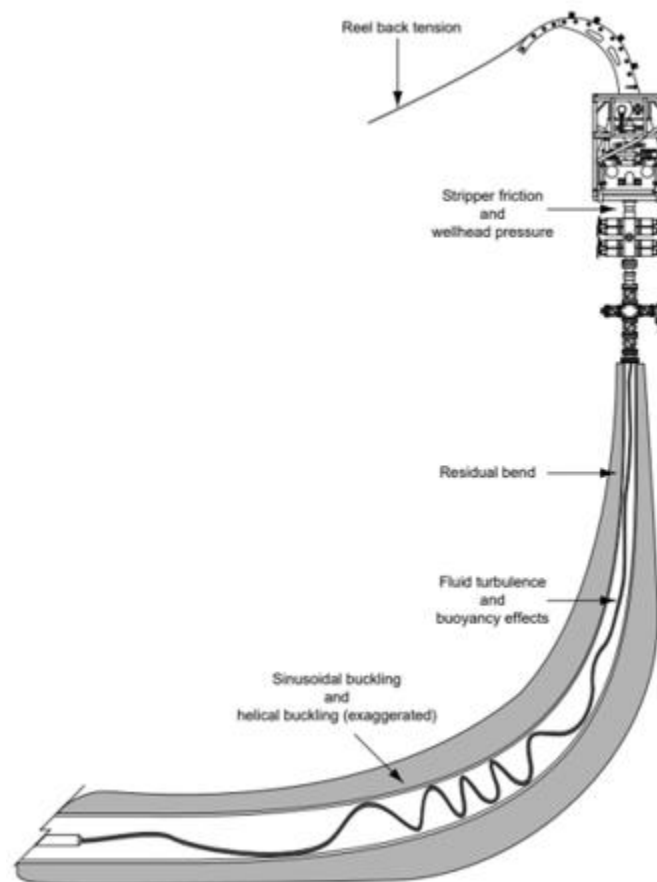


Figura N°21: Fuerzas sobre el C.T. Coiled Tubing Client School Manual, 1996. Dowell Schlumberger. Francia.

En la Figura N°22 se muestra una gráfica de fuerza contra presión de pozo para varios diámetros de tubería, lo cual nos determina la cantidad de fuerza necesaria en la cabeza inyectora para vencer el empuje ejercido por la presión del pozo, además de las condiciones de la tubería para soportar los esfuerzos de compresión sometida.

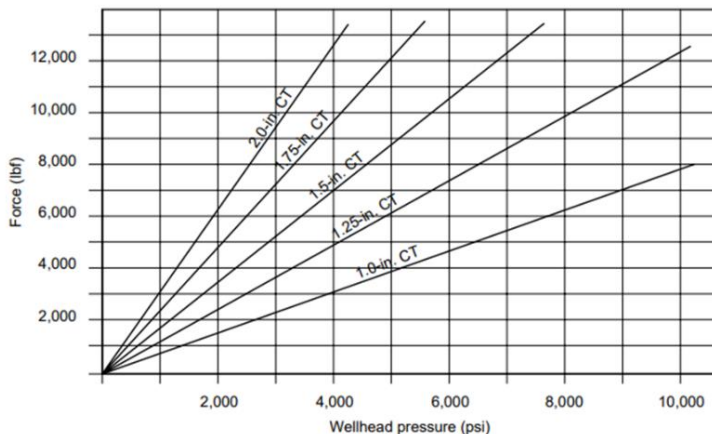


Figura N°22: Fuerzas contra la presión del pozo aplicadas a distintos diámetros de C.T. Coiled Tubing Client School Manual, 1996. Dowell Schlumberger. Francia.

2.2.4 CORROSIÓN EN COILED TUBING

La corrosión es un factor muy importante que afecta directamente la vida útil del C.T., este daño puede ocurrir en todo momento, desde la operación de los fluidos bombeados y los fluidos del pozo hasta su transporte y almacenaje, causa una serie de efectos perjudiciales como puede ser la reducción de la resistencia utilizable del C.T., especial de las presiones de trabajo, debido al adelgazamiento de las paredes y las picaduras por la pérdida del material al reaccionar químicamente los fluidos al estar en contacto con la tubería, ocasionando colapso, estallido y bajando su rendimiento al que pueden ser sometidos. También se reduce los ciclos de servicio debido a la mayor susceptibilidad a la fractura prematura por a la corrosión y las picaduras que actúan como iniciadores de grietas por corrosión bajo tensión relacionadas con H₂S y/o CO₂. La corrosión es la causa número uno de la falla prematura por fatiga y constituye el 92% de las fallas relacionadas con la fatiga.

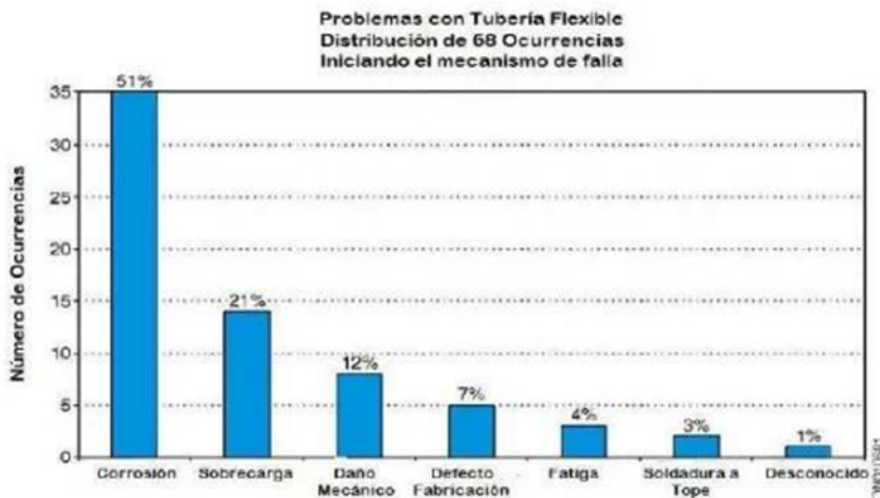


Figura N°23: Distribución de 68 ocurrencias para distintos mecanismos de falla de C.T. Coiled Tubing Operations Manual, 2008. Halliburton, USA.

Existen varias fuentes de corrosión que se deberán identificar para determinar el método a utilizar para cada caso:

- Fluidos corrosivos de tratamiento interno y externo.
- Gases amargos externos.

- Fluidos residuales internos.
- Condiciones atmosféricas externas.

Los tipos de corrosión más comunes, que pueden presentar los C.T. son:

- Corrosión general.
- Corrosión galvánica.
- Corrosión atmosférica y filiforme.
- Corrosión por picaduras y grietas.

Para contrarrestar estos efectos las compañías fabricantes de C.T. trabajan con aleaciones resistentes a la corrosión, ya que la fuerza requerida para pasar la tubería a través del stripper en un pozo de alta presión puede aumentar significativamente con una superficie rugosa de la tubería. Por otra parte, el óxido o las incrustaciones acumuladas pueden afectar el equipo de medición de profundidad y monitoreo de tuberías.¹⁹

2.2.5 DAÑOS MECÁNICOS EN COILED TUBING

Estos daños son ocasionados por un inadecuado manejo de la tubería produciendo marcas sobre el cuerpo del C.T. al utilizar otras herramientas como pueden ser cuñas o cadenas. Causando deformaciones permanentes al C.T. y por ende una disminución de su vida útil en estos puntos de la tubería.



Figura N°24: Daños mecánicos de una tubería. Presentación de Schlumberger.

2.3 EVALUACIÓN DE LA VIDA ÚTIL

La vida de la tubería estará dictada por varios factores que como se vio anteriormente incluyen la presión interna, el radio del cuello de ganso, las dimensiones del carrete, la erosión y la corrosión entre otros. Si bien existen varios métodos usados en determinar la vida de la tubería, el objetivo de todos es predecir la vida útil restante de un segmento de C.T..²⁰

- En cualquier ubicación en una cadena de propiedades variables.
- Después de una secuencia compleja de eventos de flexión.
- Sujeto a condiciones de presión cambiantes.

Numerosos factores afectan la capacidad de estos modelos para lograr este objetivo, incluyendo:

- Precisión del propio modelo de fatiga.
- Precisión de los datos de entrada.
- Integridad del historial operativo de la cadena C.T.

¹⁹ Coiled Tubing Operations Manual, 2008. Halliburton, USA.

²⁰ Coiled Tubing Manual, 2013. NOV-CTES. Texas, USA.

- Método de contabilidad (seguimiento) utilizado para aplicar el modelo de fatiga a un C.T.

La entrada a estos modelos generalmente incluye:

- Daños iniciales por fatiga acumulada.
- Ubicaciones de daños físicos (abolladuras, corrosión, raspaduras, etc.).
- Diámetro del C.T.
- Grosor de la pared del C.T.
- Ubicaciones de soldaduras (sesgo y tope).
- Radio de flexión para cada evento de flexión.
- Presión dentro del C.T. en cada evento de flexión.
- Propiedades del material de C.T.
- Número de eventos de flexión.

Por lo que para evaluar los efectos de la fatiga por flexión en la vida útil del C.T., se desarrollaron simuladores mecánicos de evaluación, en donde se la expone a tensiones similares a las del equipo de campo. El ciclo de flexión fue adoptado como la unidad de medida estándar para el análisis de la fatiga.

Los proveedores del servicio C.T. utilizan sistemas de software de simulación de fatiga y de adquisición de datos para hacer el seguimiento del historial de la operación de la sarta de C.T. mientras se está utilizando en el campo. Esta historia operacional permite que la vida de la sarta de C.T. sea monitoreada, y reemplazar la sarta antes de que falle.

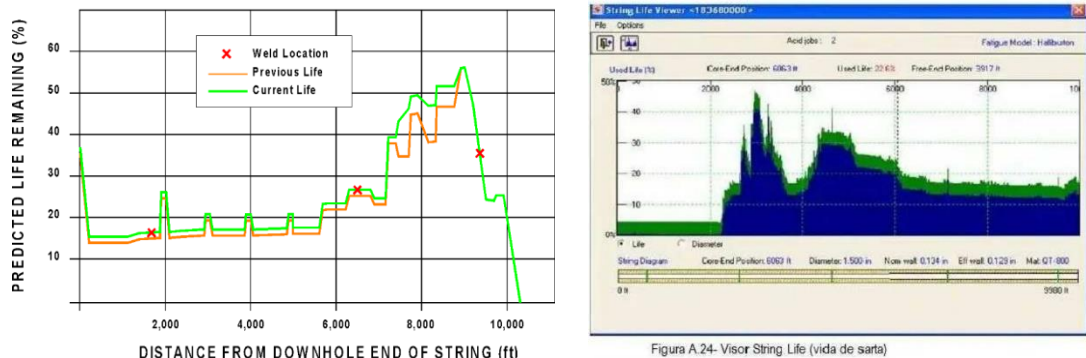


Figura N°25: Predicción de la vida útil del C.T. a través de una simulación de fatiga. International Coiled Tubing Association. 2005. An Introduction to Coiled Tubing, History, Applications, and Benefits. Texas, USA. (imagen izquierda). Coiled Tubing Operations Manual, 2008. Halliburton, USA. (imagen derecha).

La Figura N°25 es un ejemplo de dos programas de simulación de fatiga, que muestra la cantidad de vida de un C.T. que ha sido usado durante dos operaciones abajo de pozo.

2.4 DOCUMENTACIÓN PARA CADA CARRETE DE COILED TUBING

Todos los carretes fabricados para C.T. reciben un número único de identificación que se asigna a tiempo de su fabricación. La documentación de cada carrete de C.T. debe incluir su número de identificación, diámetro exterior de la tubería, grado (dureza del acero) del material, espesor de pared, posiciones de la soldadura y longitud total.



Shipping Spool

Footage / Gauge

920	0.204	2321070-8
1515	0.1980	2325048-9
795	0.175	3021061-8-B1
1600	0.175	5330049-1
515	0.156	5349028-1-A
1140	0.156	2853059-9-B
1660	0.145	0601071-2-A
540	0.134	2921085-2-B
855	0.134	2921086AX-7-B
935	0.125	3136060-9-A
2410	0.125	3136060-8
2410	0.125	3136060-7
2410	0.125	3136060-6
1675	0.125	3136060-5-B

String Number **11834**

PTT Order No. 04-0154/1

Customer Name B.J. SERVICES

Product Code 150-T(125-204)8-C (BJSG)

Manufacturing Date 3/13/2004

Metal Wood CWR

Size-ID No. 160X95X80-0167

Total Footage **19380**

Comments: **EST. WT. 40,228 LBS.**

Completed by _____ Date _____ Checked by _____ Date _____

Form PHS-07-1.2-B Rev. 3-03-15-000

Figura N°26: Documentación del carrete de madera para C.T. Presentación clases Terminación y reparación de pozos, Cervera Jorge.

PRECISION TUBE TECHNOLOGY REPORT OF TEST, INSPECTIONS AND ANALYSES Certificate No. **5044**

CUSTOMER INFORMATION

Customer: BJ Services Co. Houston, TX

Customer P.O. 422987

PTT Order No. 04-0154-1

Date Completed 3/16/04

String Number **11834**

Remarks: BJ Specification Sour Service Requirements

Page 1 of 2

TUBING INFORMATION

Tubing Grade HS-80™ CM

Size: 1.500

Wall Thickness in .125, .134, .145, .156, .175, .190, .204

Length ft 19,280

MECHANICAL PROPERTIES

Master Coil Number	QC Test Number	Yield Strength (0.2% Offset), psi	Ultimate Tensile Strength, psi	Tensile Test Type	Percent Elongation (2 in. Gage)	Full Body Stress Relief Temp °F	FPM	ID Flash Cut	Rockwell HR			ASTM A450
									Bare	Weld	Flare	
2321070	018872	82,300	90,700	FB	31	1080	20	N/A	95.8	99.8	OK	OK
3114680	018873	81,300	90,500	FB	32	1080	195	N/A	94.6	97.8	OK	OK

NDE TESTS RESULTS

Master Coil Number	QC Test Number	Eddy Current Tests		OD Laser Micrometers	CM X-Rays	PSI	TME	Water pH Level	Gauge ball size in.	Nitrogen Parts & Wtgs	Freedom Proof
		Sector	Backlog								
2321070	018872	Acceptable	Acceptable	Acceptable	Acceptable	11100	30	Acceptable	0.875	Acceptable	No
3114680	018873	Acceptable	Acceptable	Acceptable	Acceptable	11100	30	Acceptable	0.875	Acceptable	No

CHEMICAL ANALYSIS, Wt %

Master Coil No.	Heat No.	C	Mn	P	S	Si	Ca	Ni	Cr	Mo	V	Nb	Ti	Al	Other
2321070	328802	110	770	.014	.001	.330	273	182	808	.001	.002		.018	.028	
3118680	318859	110	790	.012	.001	.330	273	181	807	.001	.002	.001	.018	.028	
3115048	325861	110	780	.015	.001	.340	271	155	807	.001	.001		.017	.028	
3021084	318811	110	770	.013	.001	.330	279	158	817	.001	.001		.018	.027	
5330049	311256	120	780	.013	.001	.340	287	152	804	.001	.001		.018	.041	
5349028	323843	120	780	.012	.001	.340	285	155	799	.001	.001		.018	.040	
2853059	317808	110	800	.011	.001	.320	255	172	571	.001	.001		.018	.031	
0601071	327889	110	780	.010	.001	.330	274	184	803	.001	.001		.018	.037	
2921085	327889	120	780	.014	.001	.330	272	187	591	.001	.001		.017	.042	

I certify the above tests, inspections and reports are true and accurate. The products of this certificate were manufactured to the requirements of Precision Tube Technology's P10-0001 certified quality.

3/16/04

Figura N°27: Reporte de inspección y análisis de la tubería. Precision. Presentación clases Terminación y reparación de pozos, Cervera Jorge.

Un carrete de C.T. puede contener una tubería fabricada con un grado de acero determinado o con una combinación de grados de acero, que se seleccionan de acuerdo a un procedimiento documentado provisto por el fabricante. La maleabilidad del producto de C.T. debe ser mantenida por el fabricante durante todos los procesos de fabricación y pruebas. Los requerimientos del comprador a menudo incluyen la maleabilidad producida por el grado del acero.²¹



Figura N°28: Carrete de transporte de la compañía Tenaris. <https://www.tenaris.com/es>

²¹ Well Control School, 2003. Harvey Louisiana, USA.

CAPÍTULO 3 – DESCRIPCIÓN DE LA UNIDAD DE COILED TUBING

Como se menciona anteriormente en el CAPÍTULO 1.2, la unidad de coiled tubing se compone de 6 (seis) unidades básicas las cuales son las necesarias para realizar las operaciones estándar en el campo.

- 3.1 Unidad de potencia.
- 3.2 Carrete de tubería.
- 3.3 Cabina de control.
- 3.4 Cabeza inyectora.
- 3.5 Equipo de control del pozo.
- 3.6 Equipo auxiliar.

3.1 UNIDAD DE POTENCIA

La unidad de potencia consiste en un motor de combustión interna diésel con una transmisión para acoplar las bombas hidráulicas. Dichas bombas suministran la potencia hidráulica requerida mediante mangueras de alta presión para operar los componentes del equipo de C.T. La unidad cuenta con válvulas de control de presión, filtros, intercambiadores de calor y controles de emergencia para mantener la presión en todos los sistemas en caso de que fallara el motor.

Resumiendo, los componentes principales de una unidad de potencia son los siguientes:

- Motor.
- Bombas Hidráulicas.
- Válvulas de Control de Presión.
- Tanque de Hidráulico.
- Filtros.
- Intercambiadores de Calor y Termostato.
- Acumulador.



Figura N°29: Unidad de potencia de una unidad de Coiled Tubing. <https://www.nov.com/products/coiled-tubing-power-packs>

A su vez el sistema está diseñado de tal forma, que permite alimentar a otros dos sistemas:

- Un generador de corriente alterna que suministra la energía a las partes eléctricas y al sistema de alumbrado.
- Un compresor requerido para suministrar aire y operar los sistemas neumáticos de la unidad (bomba que acciona el estopero, lubricación de las cadenas de la cabeza inyectora y el sistema de arranque del motor).

Existen varios tipos de configuraciones de las unidades de potencia los cuales están en función de las necesidades de operación, por esta razón el montaje de la unidad de potencia varía de la siguiente manera:

- Unidad de potencia en otro semirremolque por separado.



Figura N°30: Unidad de potencia en un semirremolque por separado. <https://premiercoil.com/powerpack-hpu/>

- Sobre una plataforma con fuente de potencia independiente.



Figura N°31: Unidad de potencia sobre una plataforma con fuente de potencia independiente.

<https://crwlp.com/products/power-packs/>

- Integrada en el mismo patín de la cabina de control.



Figura N°32: Unidad de potencia integrada en el mismo patín de la cabina de control y montada en un patín independiente. <https://www.energydais.com/stewart-stevenson/trailer-mounted-coiled-tubing-units-9323/>

3.2 CARRETE DE TUBERÍA

El carrete de tubería también conocido como carrete de servicio o reel en inglés sirve como mecanismo de almacenamiento del C.T. durante el transporte y como el dispositivo de bobinado durante las operaciones. El carrete se fabrica de acero, cuenta con un tambor central (núcleo) con diámetros que varían de acuerdo a los diámetros de la tubería a emplear usualmente de las 48 pulgadas a 92 pulgadas.

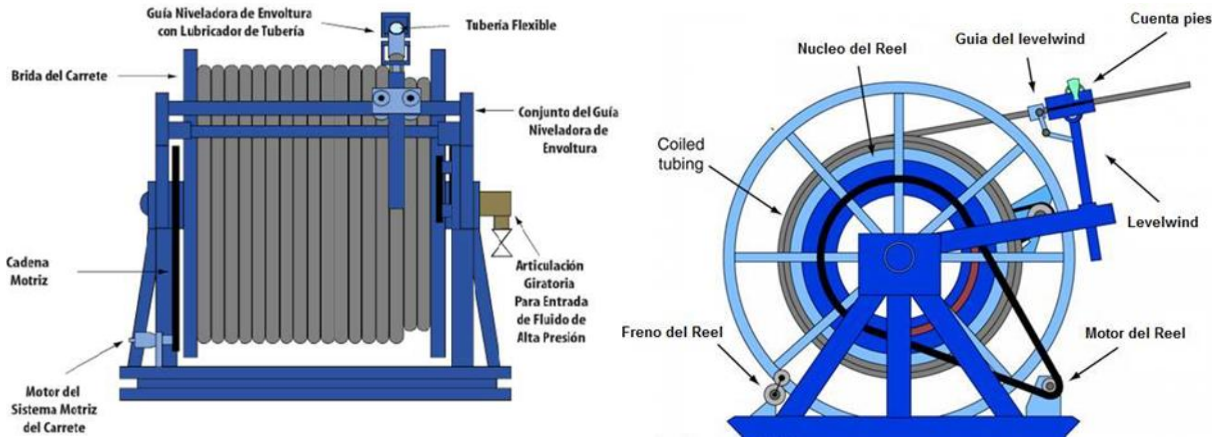


Figura N°33: Esquema simplificado de los componentes del carrete del Coiled Tubing. Well Control School, 2003. Harvey Louisiana, USA. (imagen izquierda). Castro, P.A., Castro, A.M., 2017. Proyecto integral de ingeniería, Universidad de América. Bogotá D.C. (imagen derecha).

La capacidad teórica del carrete puede ser calculado utilizando la fórmula EC. 2:

$$L = (A + C) * A * B * K \tag{EC. 2}$$

Donde:

- L = Capacidad teórica del carrete [ft].
- A = Altura de apilamiento de la tubería [in].
- B = Ancho entre alas [in].
- C = Diámetro del núcleo del tambor del carrete [in].
- K = Constante en función de los diferentes diámetros de tubería [ft/in³].

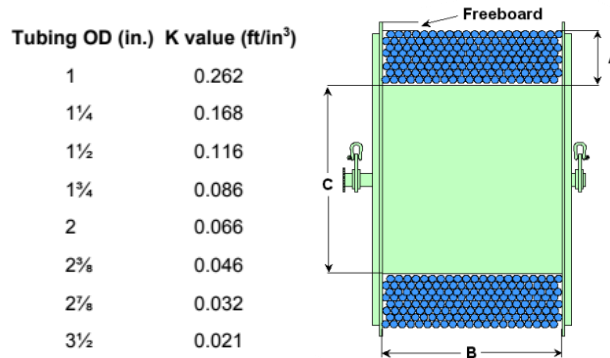


Figura N°34: Esquema de la capacidad teórica del carrete. Williams, T. y Deskins G. 2001. Sound Coiled-Tubing Drilling Practices. Maurer Technology Inc. Houston, Texas, USA.

La ecuación EC. 2 es válida para un enrollado perfecto de la tubería alrededor de carrete, y cabe destacar que es una condición dificultosa de lograr en la práctica.

El extremo interno de la unidad está conectado a través del segmento hueco del núcleo del carrete (ver Figura N°35), a una articulación giratoria de alta presión (ver Figura N°36) montada directamente en el núcleo. Esta unión giratoria permite el bombeo de fluidos de manera continua a la sarta del C.T. mientras gira el carrete. Se encuentra montada en el eje del carrete y cuenta con un juego de empaques que evitan la fuga de líquidos durante las operaciones.

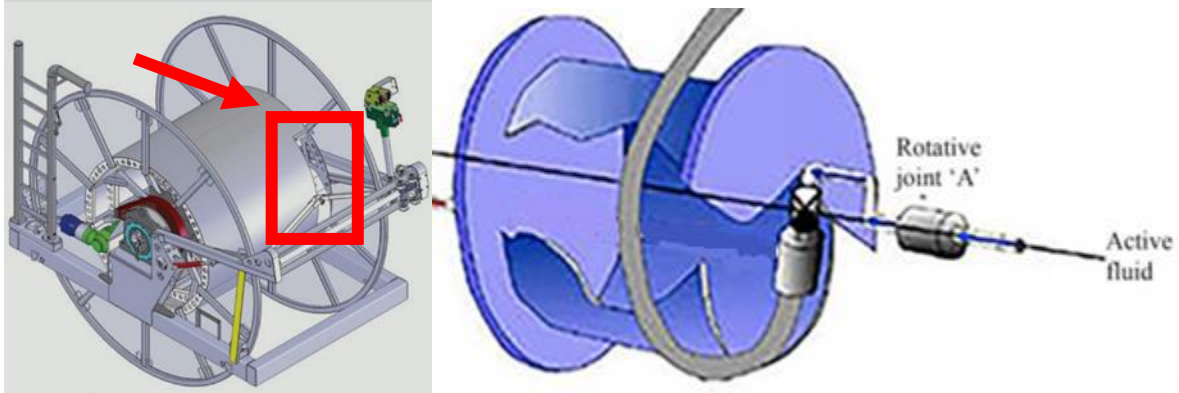


Figura N°35: Salida de la tubería del carretel. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2405656121000225>

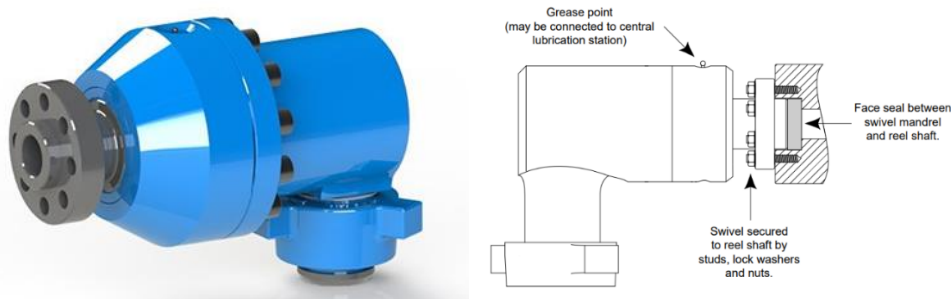


Figura N°36: Junta rotativa. <https://www.nxltech.com/products/coiled-tubing/rotating-joints> (imagen izquierda) Coiled Tubing Client School Manual, 1996. Dowell Schlumberger. Francia. (imagen derecha).

Típicamente, entre la tubería y el núcleo del carrete existe una válvula de cierre de alta presión para usarla en caso de emergencia y así poder aislar la tubería de las líneas de bombas de superficie. El carrete debe tener un mecanismo para evitar el movimiento accidental de rotación del tambor, cuando se requiere esta condición. En todo caso, la estructura de soporte del carrete deberá estar asegurada para prevenir su movimiento durante las operaciones de trabajo.

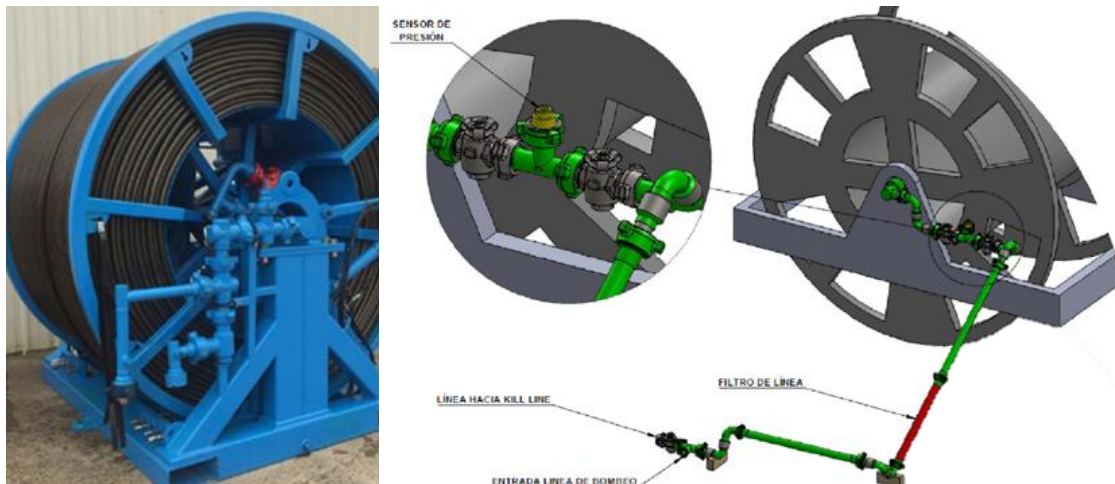


Figura N°37: Esquema del ingreso del fluido al carretel. Presentación de CWS <https://docs.google.com/presentation/d/19sG-ra7rHA1zFQkIviO8pZORpXTeAoyM/edit#slide=id.p14>

El carrete no suministra la fuerza para introducir y recuperar la tubería dentro del pozo; sin embargo, la rotación del carrete se controla mediante un motor hidráulico (ver Figura N°38), que puede estar montado en el bloque del carrete

para dar tracción directa o puede ser operado por el conjunto motor de cadena y rueda dentada. Este motor se usa para mantener una tracción constante en la tubería, manteniendo en consecuencia la tubería envuelta ajustadamente en el carrete.



Figura N°38: Motor hidráulico. Well Control School, 2003. Harvey Louisiana, USA.

Durante la inyección de la tubería, se mantiene una ligera contra presión en el motor del carrete para permitir que el inyector tire, desenvolviendo la tubería del carrete, al mismo tiempo que mantiene la tubería en tensión entre el inyector y el carrete. La tensión provista por el carrete sobre la tubería entre el carrete y el inyector, se llama comúnmente la contra tensión del carrete.

Cuando se recupera tubería del pozo, la presión del motor del carrete se incrementa para permitir la rotación del carrete de manera que se mantenga a la par con la velocidad de extracción del inyector de tubería. El sistema motor del carrete debe producir suficiente tracción para proveer a la tubería la tensión requerida para doblar la tubería sobre el arco guía y llevarlo hacia el carrete.

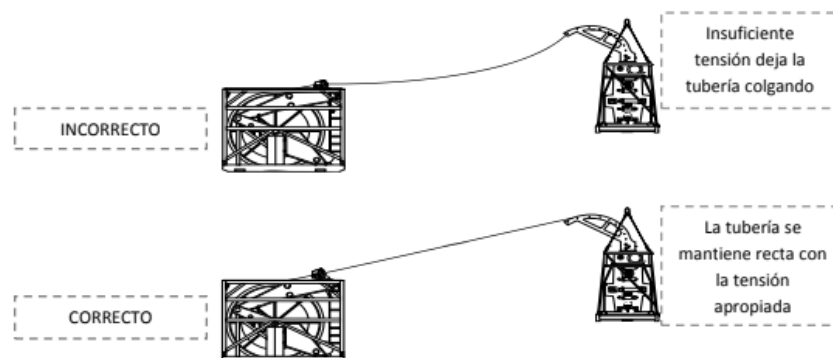


Figura N°39: Esquema de una correcta tensión de una tubería. Martínez González, J.L. 2010. Aplicaciones con Tubería Flexible en pozos petroleros. Tesis presentada en Universidad Nacional Autónoma de México.

La tubería es guiada al carrete de servicio utilizando un mecanismo de servicio llamado el conjunto de guía niveladora (devanador) que alinea apropiadamente la cañería a medida que se envuelve o se desenrolla en el carrete. El conjunto de guía niveladora, cruza a todo lo ancho del tambor del carrete de servicio y puede elevarse a cualquier altura, lo cual alineará la cañería entre el arco guía de tubería y el carrete. La guía niveladora, debe ser suficientemente fuerte como para manejar las cargas de doblado y cargas laterales de la tubería.

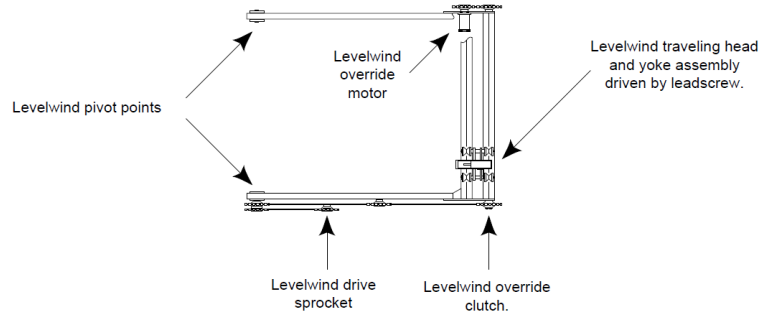


Figure 8. Hydra-Rig reel levelwind assembly.

Figura N°40: Conjunto de guía niveladora o devanador. <https://drillingcontractor.org/going-the-distance-28006> (imagen izquierda). Coiled Tubing Client School Manual, 1996. Dowell Schlumberger. Francia. (imagen derecha).

Generalmente, en el conjunto de la guía niveladora está montado un contador de profundidad mecánico, que típicamente incorpora una serie de ruedas con rodillos colocados en contacto con la tubería para cuantificar la cantidad de C.T. introducida o recuperada. También, hay otro contador en la cabeza inyectora, por debajo de las cadenas, que proporciona una medida más real, al eliminar las diferencias de profundidad por desfaseamiento.



Figura N°41: Cabezal mecánico que incluye odómetro de tubería. <https://www.drillingcontractor.org/real-time-capabilities-inspection-systems-fine-tune-coiled-tubing-21482>

En muchos casos, el carrete de servicio está equipado con un sistema para lubricar el exterior del C.T. evitando así la corrosión atmosférica y reduciendo las cargas de fricción que se generan en la tubería al pasar por el stripper. El sistema de lubricación debe ser conforme a todas las regulaciones locales y gubernamentales. Por otra parte, existen rociadores que atomizan lubricantes sobre el carrete y no son recomendados debido a que éstos son altamente inflamables.

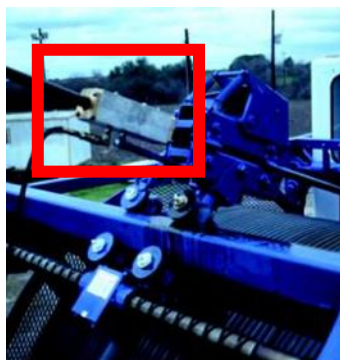


Figura N°42: Lubricador. Well Control School, 2003. Harvey Louisiana, USA.

También, se le suman ítems adicionales de seguridad en el conjunto del carrete, para proveer un sistema de frenos activado hidráulicamente. La función principal del freno del carrete, es la de detener la rotación del tambor si es que la tubería se parte accidentalmente entre el carrete y el inyector, o si ocurre una condición de escape descontrolado. Este sistema de frenos no tiene la intención de detener la tubería descontrolada en el modo de escape, sino solamente ofrecer resistencia para disminuir la velocidad de la rotación del carrete.

Cuando se transporta el carrete, el freno evita la rotación del carrete y el extremo libre de la tubería se encuentra sujetado en tensión con una abrazadera o grampa a la guía niveladora, ya que el C.T. almacenado en el carrete de servicio tiene tensiones residuales internas que crean una condición para la potencial desenvoltura y salto hacia afuera como resorte o látigo. La guía niveladora puede también estar equipada con una grampa operada hidráulicamente o neumáticamente, que puede ser manipulada para asegurar la tubería en la barra longitudinal del marco de la guía niveladora de envoltura.

Resumidamente las funciones del carrete son:

- Mecanismo almacenador de C.T.
- Provee tensión atrás y controla las cambras del C.T.
- Control del C.T. mientras se enrolla.
- Freno cuando el C.T. no se mueve.
- Bombeo de fluidos mediante la tubería y la unión giratoria.

3.3 CABINA DE CONTROL

La cabina de control varía según cada fabricante, desde la ubicación de la cabina hasta según su configuración según el tipo de unidad de C.T. o de las condiciones de diseño que el cliente establece, sin embargo, contiene todos los controles e instrumentos de cada componente del equipo que interviene para realizar una operación segura y eficiente de la sarta de C.T. cuando es introducida y retirada de pozo y están posicionados en una consola.



Figura N°43: Cabina de control de la Unidad de C.T. <https://oilproduction.net/workover/item/339-coiled-tubing-dual-jet-pump-para-la-limpieza-de-pozos>

En algunos modelos, la cabina se eleva durante las operaciones con un sistema de gatos neumáticos, para facilitar la visibilidad requerida y realizar la intervención con la máxima confiabilidad, efectividad y seguridad; al verificar las condiciones de los componentes externos: carrete, cabeza inyectora y de la operación en general, mediante la consola de control la cual, se encuentra dentro de la cabina con instrumentos de medición.



Figura N°44: Cabina de control. <https://www.nov.com/products/cerberus-modeling-software> (imagen izquierda). <https://energynews.ca/2018/11/copper-tip-adds-brand-new-high-capacity-conventional-coiled-tubing-unit-to-their-fleet/> (imagen del centro). <https://www.servagroup.com/coiled-tubing/> (imagen derecha).

Un diagrama simplificado de un tablero de control se puede observar a continuación.

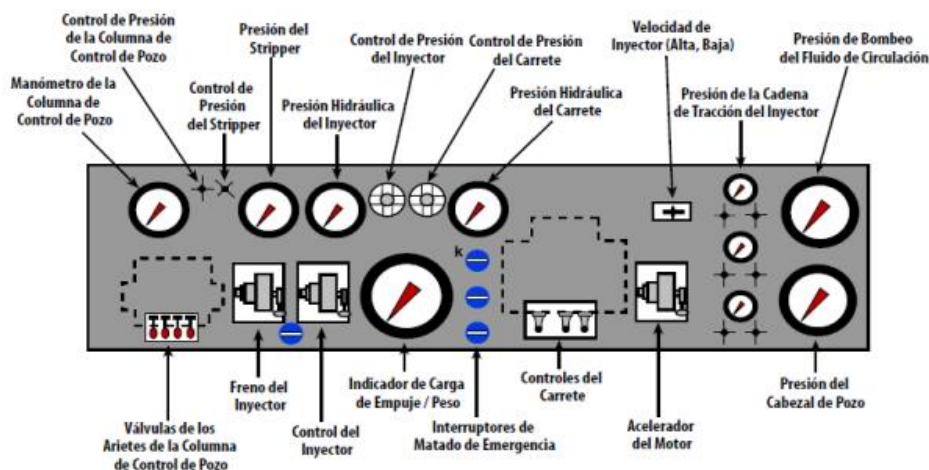


Figura N°45: Esquema panel de control. Well Control School, 2003. Harvey Louisiana, USA.

A continuación, se muestra una consola completa con todos los controles e indicadores requeridos para operar y controlar todos los componentes que se hallan en uso. Los motores del carrete y el inyector se operan desde el tablero de control a través de válvulas que determinan la dirección del movimiento y la velocidad de operación de la tubería. También están ubicados en la consola los sistemas de control que regulan la cadena de transporte, el conjunto del stripper y varios componentes para el control del pozo.





Figura N°46: Consola de la cabina de control de la Unidad de C.T. Sanabria, V., 2016. Introducción al Coiled Tubing. CPVEN. Venezuela. <https://slideplayer.es/amp/16110264/>

- | | | |
|--|---|-------------------------------------|
| 1. Presión de sistema (0-3000 PSI) | 14. BOP Control (ram ciego, corte, cuña y anular) | 28. Acelerador del motor |
| 2. Presión de stripper 1 (0-3000 PSI) | 15. Abrir – Cerrar ventanas de stripper | 29. Tracción final (0-3000PSI) |
| 3. Presión de stripper 2 (0-3000 PSI) | 16. Joystick subir – bajar tubería | 30. Tracción media (0-3000PSI) |
| 4. Llave de suministro stripper 1 | 17. Indicador de peso (lb) | 31. Tensión de cadenas (0-3000PSI) |
| 5. Llave de descarga stripper 1 | 18. Torque del inyector (0-3000PSI) | 32. Carga tracción final |
| 6. Llave de suministro stripper 2 | 19. Contra tensión del carrete (0-3000PSI) | 33. Carga tracción media |
| 7. Llave de descarga stripper 1 | 20. Llave lubricación de cadena | 34. Carga tensión de cadenas |
| 8. Velocidad del inyector (200 PSI) | 21. Llave lubricación del carrete | 35. Descarga tracción final |
| 9. Presión suministro BOP (0-3000PSI) | 22. Apagado de emergencia | 36. Descarga tracción media |
| 10. Presión neumática (joystick, acelerador) (0-160 PSI) | 23. Corneta | 37. Descarga tensión |
| 11. Bomba de aire de emergencia | 24. Regulador de torque | 38. Presión de circulación (PSI) |
| 12. Freno de carrete (0-3000 PSI) libera con 400 PSI | 25. Cambio velocidad Alta – Baja | 39. Hell head pressure |
| 13. Presión sistema Stripper (0-3000 PSI) | 26. Velocidad del inyector | 40. Freno de carrete |
| | 27. Regula contra tensión del carrete | 41. Movimiento en over ride |
| | | 42. Level wind |
| | | 43. Dirección movimiento de carrete |

El D.A.S. (Data acquisition system) es el equipo de cómputo electrónico, ubicado en la cabina de control el cual es necesario para registrar en tiempo real y almacenar en memoria como mínimo los siguientes parámetros:

- Presión interna de la tubería
- Presión en el espacio anular tubería flexible/tubería de producción.
- Caudal de circulación.
- Volumen acumulado de fluidos bombeados.
- Peso y esfuerzo de tensión de la tubería flexible.
- Velocidad de introducción o extracción de la tubería flexible.
- Profundidad de operación de la tubería flexible.
- Esfuerzos y cargas axiales a lo largo de la tubería en los viajes de la tubería al pozo. Esfuerzos o cargas sinusoidales, helicoidales o de pandeo
- Contador mecánico y digital de profundidad.
- Manómetros para indicar las condiciones de todos los sistemas del equipo y pozo.
- Presión del pozo.
- Válvulas de control.
- Freno del carrete.
- Sistemas para el control de enrollamiento en el carrete de la tubería, válvulas y manómetros para mantener la presión adecuada al lubricador de tubería.

- Control para cerrar o abrir los arietes del conjunto de preventores (BOP).
- Paro automático de emergencia.
- Control de la unidad de potencia.
- Equipo electrónico.
- Presiones hidráulicas del sistema de control de pozo.
- Presión hidráulica de la contra presión del carrete.
- Presión hidráulica del sistema motriz del inyector.
- Presión hidráulica del estopero.
- Presión de operación del inyector de tubería y dirección.
- Arranque y parada del grupo motriz o fuente de poder.



Figura N°47: DAS (Data adquisition system). Well Control School, 2003. Harvey Louisiana, USA.

3.4 CABEZA INYECTORA

La cabeza inyectora es un sistema mecánico que proporciona la fuerza de reacción y la estabilidad necesaria para desplegar y recuperar la tubería de longitud continua y está diseñada para efectuar tres funciones básicas:

1. Proporcionar la fuerza para introducir la tubería dentro del pozo en contra de la presión o para superar la fricción de las paredes del pozo.
2. Controlar el rango de entrada de la tubería en el pozo.
3. Soportar el peso de la tubería suspendida y cuando es acelerada a velocidades de operación cuando se extrae del pozo y de sensores de medidores de peso y profundidad.



Figura N°48: Coiled tubing Injector Head, Hydra Rig HR-660 Series. <https://www.hydroservtech.com/coiled-tubing-equipment.html>

La cabeza inyectora tiene los siguientes componentes: guía de la tubería, cadenas, motores hidráulicos e indicador de peso.

La guía de la tubería también conocida como cuello de ganso o arco guiador está ubicado directamente encima del inyector, como puede verse en la Figura N°49. El cuello de ganso soporta la tubería a lo largo de todo el radio de doblado (90+ grados) y guía la tubería del carrete dentro de los blocks de cadena. El conjunto del arco guía, incorpora una serie de sistema de rodillos a lo largo del arco para soportar la tubería y también incluye una serie de rodillos superiores para centrar la tubería a medida que viaja por el arco guía y en gran medida la alineación de la guía contribuye a la vida del C.T. El número, tamaño, material y espaciamiento de los rodillos puede variar significativamente, según los diferentes diseños de arco guía de tubería.



Figura N°49: Arco guiador. Coiled Tubing Manual, 2005. CTES. Texas, USA.

El radio del arco guía de tubería se define como el radio de curvatura del eje central de los rodillos inferiores.

CT OD (in)	Reel Core Radli (in.)	Tubing Guide Arch Radli (in.)
¾	24	48
1	20-30	48-54
1¼	25-36	48-72
1½	30-40	48-72
1¾	35-48	72-96
2	40-48	72-96
2½	48-54	90-120
2¾	54-58	90-120
3¾	65-70	90-120

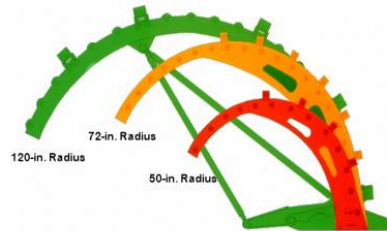


Figura N°50: Radio del cuello de ganso, tomando en cuenta el diámetro del C.T. Williams, T. y Deskins G. 2001. *Sound Coiled-Tubing Drilling Practices*. Maurer Technology Inc. Houston, Texas, USA.

Todos los tipos de inyector manipulan la sarta continua de tubería utilizando dos cadenas de tracción opuestas con mando a piñón o rueda dentada, los que están movidos por motores hidráulicos contra rotatorios.

Los motores hidráulicos son los responsables de suministrar la tracción requerida sobre los bloques de la cadena de tracción para mover la tubería dentro y fuera del pozo. Los motores utilizados están sincronizados a través de una caja de velocidades para operar el movimiento de las cadenas. Una serie de catarinas (sprockets) están conectados a cada uno de los motores hidráulicos para operar dos cadenas independientes. Un sistema de contrapeso hidráulico provee el frenado dinámico cuando la presión hidráulica de los motores hidráulicos cesa. Muchos motores tienen frenos actuados mecánicamente, que se sueltan hidráulicamente y vienen como componentes internos que traban automáticamente cuando la presión hidráulica cesa en el motor. En otros casos se utilizan frenos mecánicos externos separados.

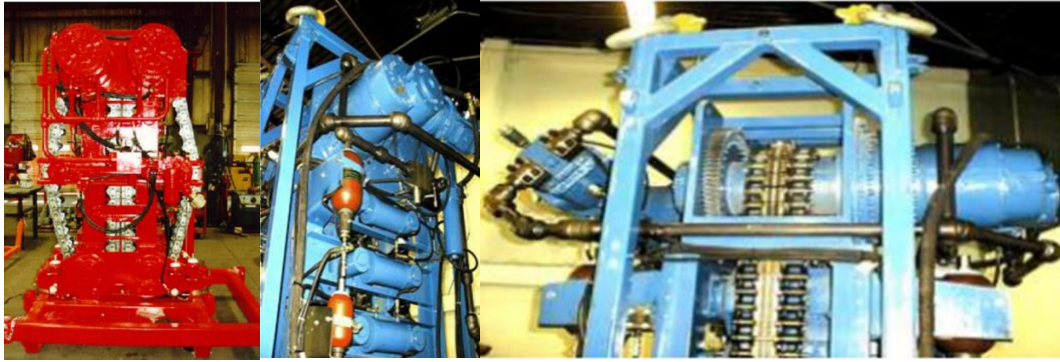


Figura N°51: Motor hidráulico. Coiled Tubing Manual, 2005. CTES. Texas, USA.

El concepto operativo fundamental del inyector, es que usa cadenas de tracción fabricadas con bloques de agarre montados entre los eslabones de las cadenas. Estos bloques de agarre están diseñados para minimizar el daño de la tubería y deben ser fabricados para ajustar la circunferencia de la sarta de C.T. El conjunto de tracción de cadenas, opera bajo el principio de la fricción moderada. Existen varios tipos de cadenas, las más comunes son:

- Los diseños de grapa block tipo “S” que tienen roles o apoyos incorporados en el ensamblaje de los eslabones de la cadena.
- Los diseños de grapa block tipo “R”, en el cual la grapa block se mueve con apoyos incorporados en el diseño de la cabeza inyectora.

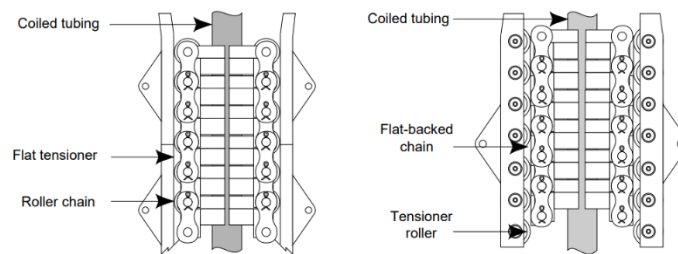


Figura N°52: La imagen derecha es una cadena tipo R y la izquierda es una cadena tipo S Coiled Tubing Client School Manual, 1996. Dowell Schlumberger. Francia.

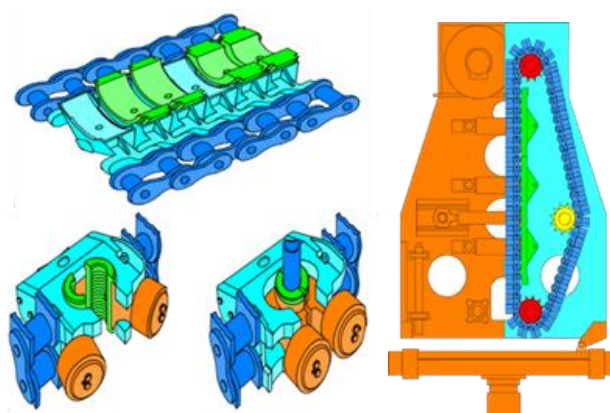


Figura N°53: Despiece completo de las cadenas, bloques y posición en la cabeza inyectora. Sanabria, V., 2016. Introducción al Coiled Tubing. CPVEN. Venezuela. <https://slideplayer.es/amp/16110264/>

Como se menciona anteriormente el C.T está agarrada por bloques de agarre opuestos con suficiente fuerza normal aplicada de manera que las fuerzas de fricción resultantes en los bloques de agarre. Cuando la tubería es introducida

en el pozo, la carga en las cadenas se incrementa y se requiere aumentar la fuerza de los blocks, para mantener una fricción eficiente. Esto se logra por medio de un sistema de tensión de cadenas, usando presión hidráulica a través de engranes o catarinas y estas deben ser mayores que las cargas axiales de la tubería (tensión o compresión) y menores que la fuerza requerida para colapsar el tubo. Es por este motivo que se usan cilindros hidráulicos para alimentar la presión de tracción y la consiguiente fuerza normal aplicada a la tubería flexible.

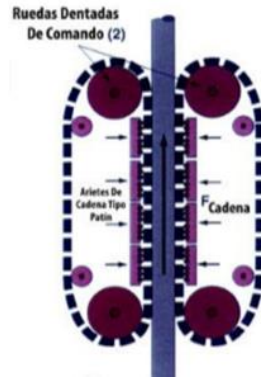


Figura N°54: Cargas aplicadas al C.T. por las cadenas. Well Control School, 2003. Harvey Louisiana, USA.

Adicionalmente estos diseños de cargado por cadena requieren de un sistema de emergencia para mantener la tracción, para el caso de una pérdida de presión hidráulica de la fuente de potencia. Típicamente, esto consiste en un acumulador y una bomba hidráulica manual, ubicada en la cabina de control.

Con el transcurso del tiempo las inversiones de carga provocarán que el sistema motor de cadena se desgaste y se estire. Típicamente la tensión de la cadena debe ir aumentando cuando se está insertando, para evitar el pandeo de la cadena.

Es de suma importancia que la cabeza inyectora tenga un indicador de peso que mida la carga de tensión de la tubería justamente por encima del stripper, para que el operador desde la unidad durante el servicio verifique el peso de la tubería y la fuerza necesaria para sacar la tubería del pozo. El incremento de peso está en función de la profundidad que se está operando, por lo que una disminución observada en el indicador nos manifiesta una obstrucción o resistencia en el pozo. Este dispositivo opera hidráulicamente y/o electrónicamente.

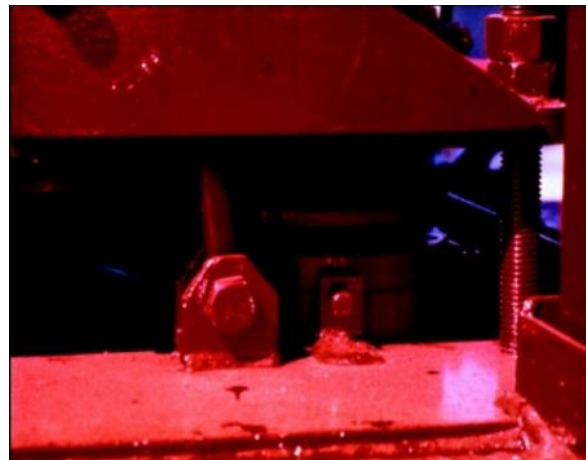
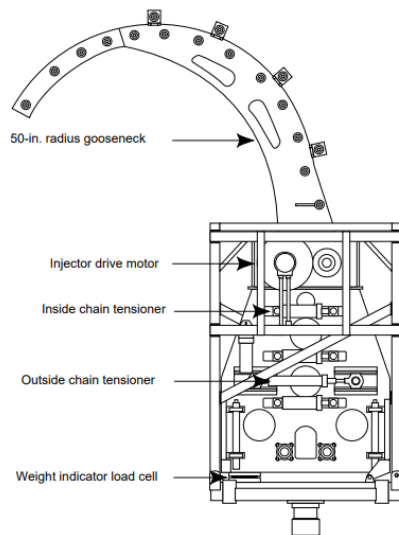


Figura N°55: Celda de carga de tensión de la tubería Coiled Tubing Client School Manual, 1996. Dowell Schlumberger. Francia. Well Control School, 2003. Harvey Louisiana, USA. (imagen derecha)

Por debajo de la cabeza inyectora y antes de conjunto de control de pozo se suele colocar una guía anti-pandeo, como su nombre lo indica evita que el C.T. se pandee. Ya que en este punto se somete a la tubería a una fuerza por parte de la cabeza inyectora de empuje en dirección hacia el pozo y por contraparte aparece la fricción del stripper con la tubería, la cual es opuesta a esta última.

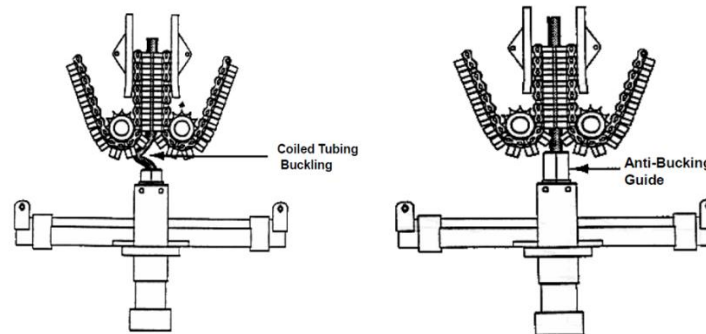


Figura N°56: Guías anti-pandeo. <https://www.linkedin.com/pulse/carruyo-racifo-carruyo-6674844023896752128/?originalSubdomain=es>



Figura N°57: Ejemplo de un C.T. doblado por ausencia de guía anti-pandeo. Cerberus for coiled tubing, 2012. NOV Nacional Oilwell Varco. Texas, USA.

3.5 EQUIPO DE CONTROL DEL POZO

Por debajo de la base de la cabeza inyectora se halla todo el equipo de control de pozo, este se puede dividir en dos partes fundamentales: un mecanismo de stripper hidráulicamente operado que se posiciona a lo largo del eje central de la tubería y se encarga del control de presión primario y luego, por debajo se encuentra el arreglo de preventores de reventones (BOP) de la unidad de C.T.

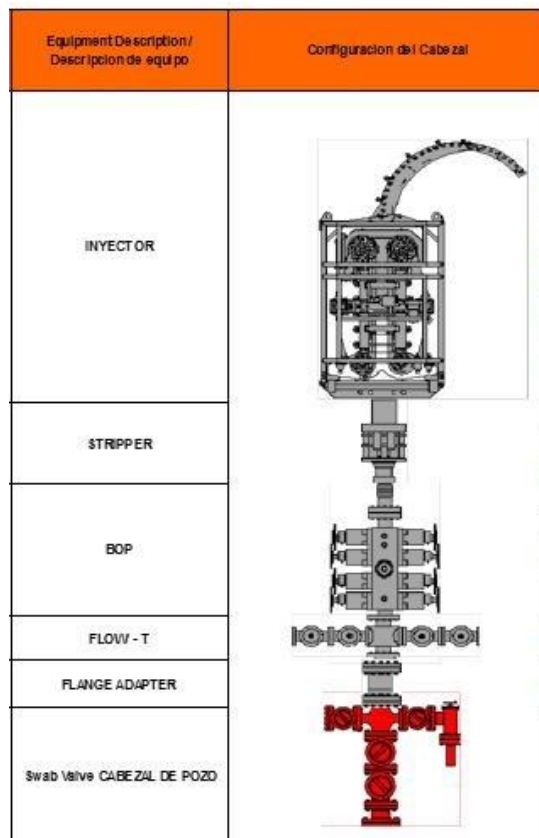


Figura N°58: Equipo de control de pozo. <https://docplayer.es/88963232-Pablo-andres-castro-gantiva-maria-alejandra-castro-sanchez.html>

Se menciona anteriormente, el stripper o estopero es el dispositivo de control de presión primario en el arreglo de los preventores de reventones de la unidad de C.T. Permite trabajar en pozos fluyentes ya que las presiones son controladas por dos elementos de sello (uretano y nitrilo). El estopero está diseñado para proveer el sello de presión firme o empaque alrededor de la tubería, cuando se lo corre dentro del pozo o cuando se lo extrae se logra energizando los insertos empaquetadores del estopero forzándolos contra la tubería. El mecanismo de operación es hidráulico y se realiza desde la cabina de control. La presión de trabajo máxima estándar especificado para el conjunto del stripper es de 10000 PSI, pero algunos de los nuevos conjuntos de stripper están diseñados para presiones de trabajo de hasta 15000 PSI.

Existen varios tipos de strippers, los más comunes son el convencional y el de ventana. En el sistema de stripper convencional, es necesario desmontar la cabeza inyectora para cambiar los elementos de sello, mientras que en el tipo ventana pueden cambiarse en cualquier momento durante el desarrollo de la operación.

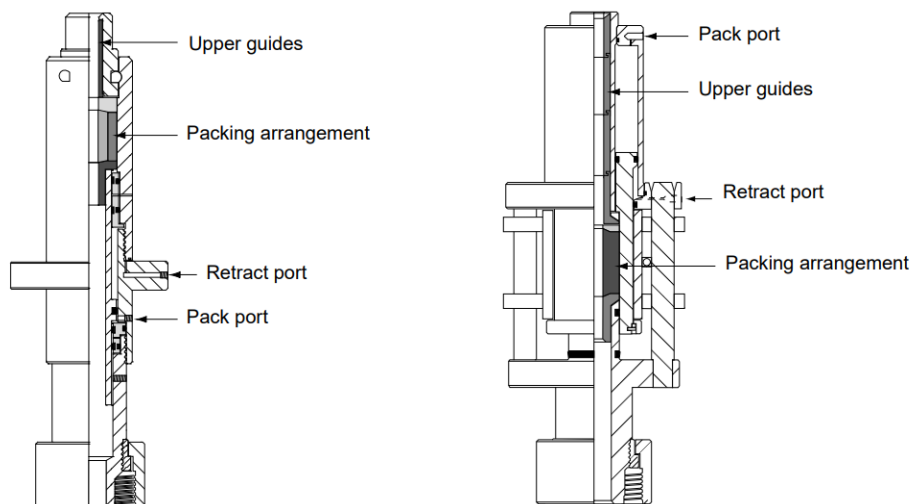


Figura N°59: Tipos de strippers: en la imagen izquierda es de tipo convencional y a la derecha de ventana. Coiled Tubing Client School Manual, 1996. Dowell Schlumberger. Francia.

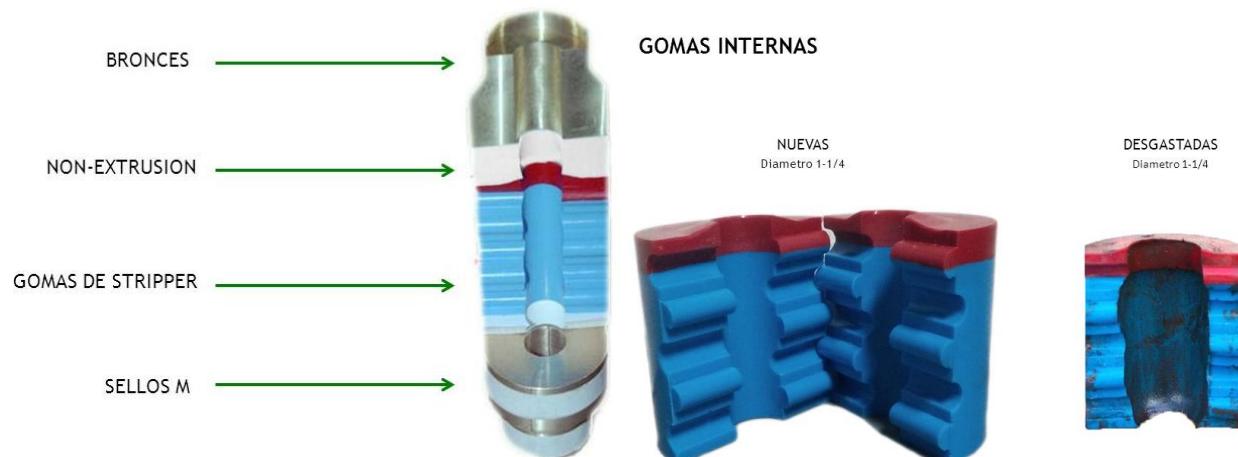


Figura N°60: Vista en corte de stripper y los componentes internos. Sanabria, V., 2016. Introducción al Coiled Tubing. CPVEN. Venezuela. <https://slideplayer.es/amp/16110264/>

Resumiendo, las funciones del estopero:

- Mantiene una barrera primaria contra la presión del pozo y fluidos.
- Asegura y alinea la cabeza inyectora con el equipo de presión y control del pozo.
- Da un soporte a el C.T. entre las cadenas de la cabeza inyectora y el sello del estopero.

Los preventores de reventones o BOP proporcionan un medio de control eficiente y seguro de las presiones del pozo durante una operación normal o de emergencia. La configuración de los rams del preventor y la línea de matar, facilitan las operaciones de control. El conjunto de preventores está equipado con cuatro juegos de rams y se instalan sobre el árbol de válvulas, o sobre la mesa rotaria de equipos convencionales. Son operados desde la cabina de control a través del circuito hidráulico y de un acumulador neumático (nitrógeno). Para cierres de emergencia, los acumuladores proporcionan la energía requerida para activar el juego de rams que permite el control del pozo, o bien, pueden ser cerrados manualmente.

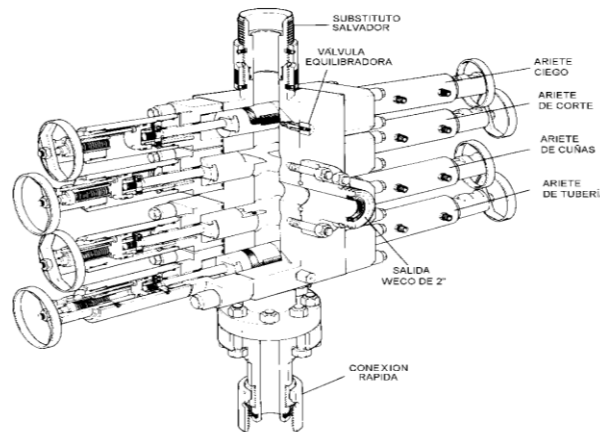


Figura N°61: BOP cuádruplex. <https://www.drillingformulas.com/coiled-tubing-equipment-overview/>

El sistema de preventores se debe utilizar en cada operación de servicio. Está equipado de arriba hacia abajo, con rams ciegos, rams de corte de tubería, rams de cuñas y rams anulares.

- a) Rams anular. Cierra herméticamente el pozo alrededor de la tubería.
- b) Ariete de cuñas. Utilizados para sujetar la tubería sin dañarla y evitar movimiento en caso que se presente una alta presión, que pudiera expulsarla.
- c) Rams de corte. Cierra y corta la tubería.
- d) Rams ciegos. Efectúan un sello total del pozo cuando no hay tubería dentro del preventor o al perder el control del pozo, el sello se logra con los elementos de elastómero en los arietes y son comprimidos uno contra otro.
- e) Válvula igualadora. Permite igualar la presión en el interior del preventor para abrir los rams.
- f) Línea de matar. Se ubica en la parte media del cuerpo del preventor y permite bombear fluidos para el control del pozo.²²

3.6 EQUIPO AUXILIAR

Grúa de maniobras: Es el sistema de izaje con que cuenta la unidad de C.T. El principio de funcionamiento está basado en la activación de pistones hidráulicos (gatos), con brazos de palanca telescópicos, que permite girar y ajustar la longitud requerida para realizar maniobras durante la instalación, operación y desmantelamiento. Esta puede ser integrada en la unidad o incorporada en otro equipo modular.²³

Unidad de bombeo de fluidos: Las bombas de fluidos que se utilizan para las operaciones con tubería flexible, comúnmente utilizadas son las triplex y pueden estar integradas a la unidad de tubería flexible o en forma modular.

Choke manifold: Conjunto de válvulas de alta presión y sensores, utilizados para proporcionar el control de fluidos de tratamiento a contraflujo.

²² American Petroleum Institute, 1996. *Práctica Recomendada para las Operaciones con Tubería Flexible en los Servicios de Pozo de Petróleo y Gas*. API RP 5C7. Washington, DC.

²³ Well Control School, 2003. Harvey Louisiana, USA.

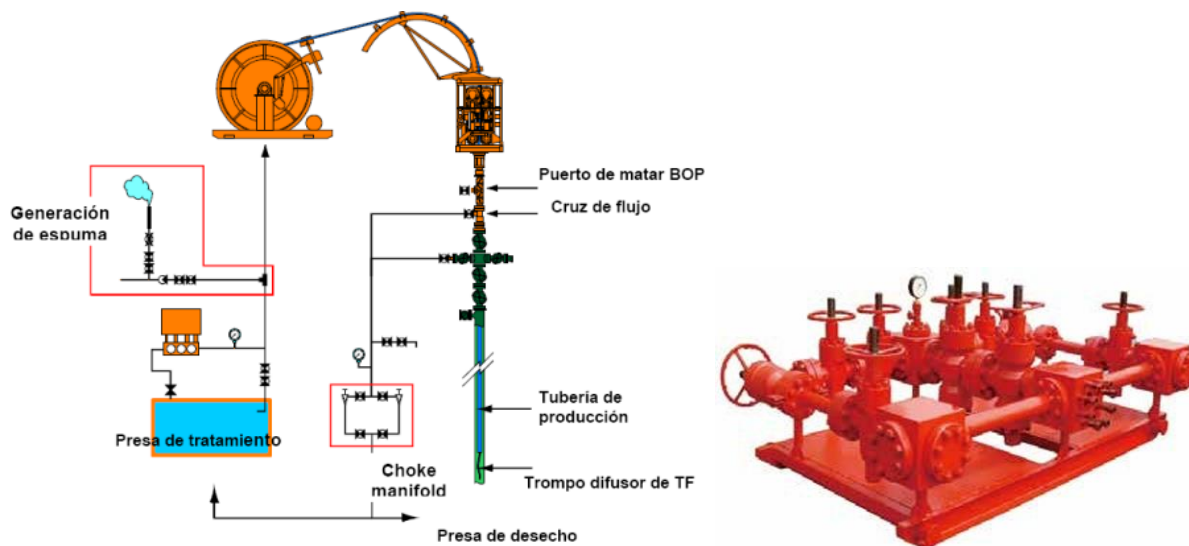


Figura N°62: Choke manifold y su ubicación en un layout. Martínez González, J.L. 2010. Aplicaciones con Tubería Flexible en pozos petroleros. Tesis presentada en Universidad Nacional Autónoma de México. (imagen izquierda).

<https://urenenterprise.com/choke-and-kill-manifold/> (imagen derecha).

UNIDAD DE INYECCIÓN DE NITRÓGENO

La unidad de nitrógeno forma parte de la unidad auxiliar con la que cuenta la unidad de C.T., para el desarrollo de trabajos a pozos en donde se requiera este tipo de servicios con nitrógeno. La porción criogénica de la unidad de nitrógeno es la responsable del transporte, bombeo y gasificación del nitrógeno líquido.



Figura N°63: Unidad de nitrógeno. hydra-rig-nitrogen-products-brochure.

El equipo para manejo de nitrógeno consiste en un circuito de circulación de nitrógeno. que empieza en el recipiente o tanque de almacenamiento, donde el nitrógeno líquido se almacena y transporta. Estos tanques son especialmente construidos en acero inoxidable aislado, capaces de soportar el frío extremo del contacto con el nitrógeno líquido. Estos tanques son en realidad un tanque de almacenamiento de nitrógeno líquido dentro de un tanque de vacío. El nitrógeno que se encuentra en condiciones líquidas dentro del tanque es bombeado mediante una bomba centrífuga criogénica (Figura N°63) a una bomba criogénica de alta presión, suelen ser unas triplex de acero inoxidable (Figura N°64), que presuriza el sistema, si el nitrógeno líquido no se circula, entonces se evaporaría en la toma y la bomba de alta presión perdería su impulso. El nitrógeno líquido no usado, se envía de retorno al tanque de almacenamiento.

Existen dispositivos para ventear, discos de ruptura y manómetros que controlan el estado del tanque en determinados momentos y evitan que se acumule presión dentro del tanque.



Figura N°64: Bomba centrífuga Criogénica. hydra-rig-nitrogen-products-brochure.



Figura N°65: Bomba Criogénica de alta presión. hydra-rig-nitrogen-products-brochure.

La bomba criogénica descarga el nitrógeno líquido dentro de la etapa de transferencia de calor que se conoce como gasificador, donde se convierte en gas nitrógeno y luego se descarga a un múltiple de pruebas. A esto se suma a todos los controles necesarios para su manejo.



Figura N°66: Tablero de control. https://www.google.com/imgres?imgurl=http://rigsmarket.com/wp-content/uploads/2015/11/20151005_111021.jpg?v%3D1638146257&tbid=qc8OjllqdF3rdM&vet=1&imgrefurl=http://rigsmarket.com/main/nitrogen-equipment/nitrogen-840k-direct-fire-automated/&docid=R0vYFXnV9ugRYM&w=640&h=360&hl=es-US&source=sh/x/im#imgrc=qc8OjllqdF3rdM&imgdii=wTKsHWzOyzK3M

Las unidades de nitrógeno se clasifican por el método por el cual se genera el gas nitrógeno a través de su gasificador y pueden ser llama directa, aire ambiente y co-generativo.

- **LLAMA DIRECTA:** El diseño de llama directa incorpora un quemador de tipo llama abierta, para calentar el glicol a medida que se lo hace circular a través de un serpentín expuesto al calor. El glicol se circula luego a través de un intercambiador de calor que calienta el nitrógeno líquido. Esto lo convierte del estado líquido al estado gaseoso. El equipo de llama directa puede generar altos caudales de bombeo. Su principal desventaja

es que la llama abierta, lo convierte en un equipo extremadamente peligroso en locaciones donde existe la posibilidad de que haya gas libre o vapores combustibles.

- **AIRE AMBIENTE:** Las unidades de ambiente natural, usan un cerramiento o compartimento en el cual el calor procede del escape de un motor, un fluido de enfriamiento de motores y la hidráulica para calentar el aire atrapado. El nitrógeno líquido, circula a través de los serpentines dentro del comportamiento y absorbe el calor que lo convierte al estado gaseoso. Estas unidades trabajan bien, son silenciosas, pero tienen escasa eficiencia cuando el medio ambiente se torna más frío.
- **CO-GENERATIVO:** Las unidades co-generativas usan del calor de los motores, el fluido de enfriamiento de los motores, los sistemas hidráulicos y dinamómetros (frenos de agua) para convertir el nitrógeno líquido en gas. Muchos sistemas hidráulicos están diseñados para crear cargas falsas para generar calor en los motores.

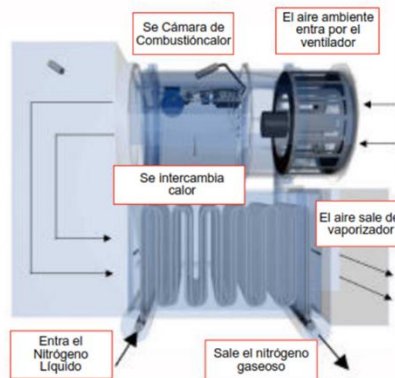


Figura N°67: Gasificador. Presentación de Schlumberger.

Ejemplo de una unidad de nitrógeno de la compañía CalFrac: la cual cuenta con un motor Caterpillar 3406 – 490 HP, 1 bomba triplex de alta presión Texas S.W. Criogenics con pistones de 1 5/8 pulgadas x 1.5 pulgadas de carrera y un caudal que va de los 250 scfm (standard cubic feet per minute) a los 3000 scfm. La bomba de baja es una centrífuga boster de Hydra Rig de 1.5 pulgadas x 1.5 pulgadas x 6 pulgadas de accionamiento hidráulico. El vaporizador es un non-fired categoría zona II con una temperatura de descarga de unos 70° F (22°C). El tanque tiene una capacidad de almacenaje de 11300 L (que equivalen a unos 280000 scf). Y la presión máxima de trabajo de la unidad es de 10000 PSI.



Figura N°68: Unidad de nitrógeno de Calfrac Well Service.

https://docs.google.com/presentation/d/1wO3KSYBJ7Q_TgITL4MbDeSdKquniiAag/edit#slide=id.p36

Unidades combo: Esta unidad se caracteriza por tener la unidad de inyección de nitrógeno, junto con unidad de bombeo de fluidos todo en un mismo semirremolque.



Figura N°69: Unidad combos de Calfrac Well Service. Presentación CWS.

Ejemplo de una unidad de combo de la compañía Calfrac: esta tiene para la parte de bombeo un motor Caterpillar C-15 – 540 BHP, 1 bomba triplex de alta presión SPM Modelo TWS 600S. Pistones de diámetro 2.75 pulgadas y 6 pulgadas de carrera. Con un tanque de 10 barriles de desplazamiento y trabajo con una presión máxima de 15000 PSI. Luego, para la unidad de nitrógeno, tiene un motor Caterpillar C-15 – 600 BHP, con una bomba Triplex de alta presión Texas S.W. Cryogenics cuyo máximo caudal permitido es de 2000 scfm y una bomba centrífuga booster Hydra Rig 1.5 pulgadas x 2.5 pulgadas x 6 pulgadas de accionamiento hidráulico. Además, tiene un tanque de nitrógeno de 7500 ft³ / 2000 gal/ 185000 scf, con una máxima presión de trabajo de 10000 PSI.

CAPÍTULO 4 – HERRAMIENTAS DE FONDO DEL COILED TUBING

En este capítulo, se explica las herramientas de fondo o el arreglo de fondo de pozo conocido como BHA por su acrónimo en inglés (bottom hole assembly) del C.T.

Al final de la tubería lo primero que se arma es un conector o adaptador ya que la punta de la tubería es lisa como se puede ver en la Figura N°69. Este sirve como la base para unir las variadas herramientas que pueden correrse.



Figura N°70: Tubería enrollada en el carrete donde se aprecia la punta sin rosca. <https://www.dwellop.no/product-portfolio/coiled-tubing-yard-spooler>

Típicamente las primeras herramientas que se arman son las válvulas de retención o válvulas de contrapresión. Usualmente se corren estas válvulas en tándem y existen modelos disponibles en los que las válvulas de contrapresión están contenidas en el mismo arreglo. Vienen de dos tipos de modelos, el de charnela y de bola que están disponibles en el mercado.

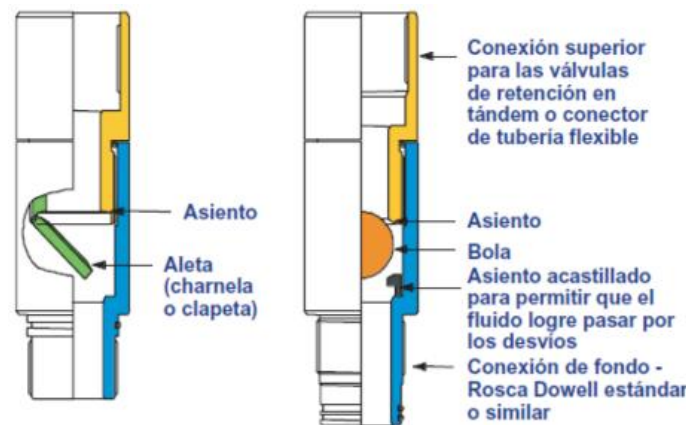


Figura N°71: Válvulas de contrapresión, a la derecha de bola y a la izquierda de charnela. Well Control School, 2003. Harvey Louisiana, USA.

Seguido a las válvulas de retención, se halla la junta de desconexión o librado. Su función es la de desconectar el arreglo de fondo de pozo en la eventualidad de que se trabara. Dependiendo del tipo de librado, pueden obtenerse de fuerza de corte, presión de bombeo, bombeado de una bola, o combinación de estos.

A menudo, se incluye una abertura de circulación o de desvío (by pass). Si el flujo de fluido bombeado excede lo permisible en las herramientas de fondo de pozo, el exceso de flujo puede escapar al espacio anular. Dependiendo de las tareas a efectuar, pueden usarse otras herramientas, motores, collares, MWD/LWD, trépanos, etc.

Resumiendo, los BHA están generalmente compuestos de arriba hacia abajo por:

- Conector.
- Doble check valve.
- Desconectores.
- Sub de circulación y/o centralizadores.
- Herramientas primarias:
 - Boquillas jets.
 - Motor de fondo.
 - Trépanos.
 - Herramientas de pesca.
 - Herramientas de asilamiento.
 - Etc.

En nuestra aplicación en concreto se va a utilizar el siguiente arreglo:

- Conector.
- Doble check valve.
- 6 ft de barra derecha. (si es requerido)
- Boquilla estándar.
 - 1 orificio, máximo ID.²⁴

En la Figura N°72, se muestra un ejemplo real de un BHA utilizado para una operación con nitrógeno.




TOOL OD	TOOL ID	TOOL DIAGRAM	LENGTH	DESCRIPTION	CONNECTION
2.875 in.	1 in.		0.25 m.	F/ 2.38" O.D. COIL - .156" WT	N/A X 2-3/8" PAC PIN DN (2,300 FT/LBS)
2.875 in.	1 in.		0.472 m.	DUAL FLAPPER TYPE	2-3/8" PAC BOX UP (2,300 FT/LBS) X 2-3/8" PAC PIN DN (2,300 FT/LBS)
2.875 in.			0.216 m.	WASH NOZZLE	2-3/8" PAC BOX UP (2,300 FT/LBS) X N/A

Figura N°72: BHA propuesto por PROSHALE para realizar una inducción con nitrógeno a un pozo con C.T.

4.1 CONECTORES PARA TUBERÍA FLEXIBLE

Los conectores son la parte fundamental del enlace entre la tubería con las distintas herramientas de fondo que necesitemos correr en el pozo. Existen reglas para determinar qué tipo de conector debe ser usado para una operación específica y el tamaño de tubería es un factor determinante para la selección. Los de uso más habitual son:

- Roll-on
- External grapple
- Setscrew/Dimple Connector (tornillo de fijación/conector de hoyuelo)

²⁴ Drilling For Gas. 2023. Production - Typical coiled tubing procedures. [Typical coiled tubing procedures \(drillingforgas.com\)](http://drillingforgas.com)

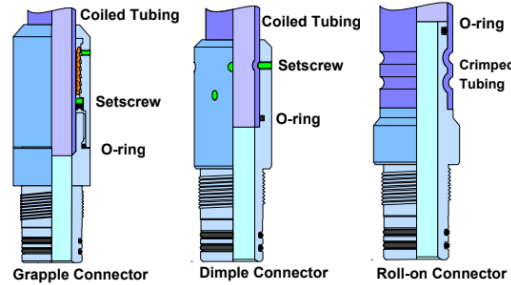


Figura N°73: Tipos de conectores para Coiled tubing. Williams, T. y Deskins G. 2001. Sound Coiled-Tubing Drilling Practices. Maurer Technology Inc. Houston, Texas, USA.

- Roll-on

Es un “Inline Connector”, esto significa que no se reduce el OD del C.T. pero si reduce el ID por lo que son específicos para cada tubería. Es un conector de bajo costo y fácil de usar, y se lo utiliza para operaciones simples donde no se requiera aplicar torsión o altas cargas axiales y donde se requiere un conjunto de fondo de pozo extremadamente delgado. Sin embargo, el conector roll-on presenta una obstrucción significativa para los fluidos o bolas bombeados a través de la CT. Posee una serie de O-rings para prevenir las fugas de fluidos y se debe retirar el cordón de soldadura del interior del C.T. antes de montar el conector.

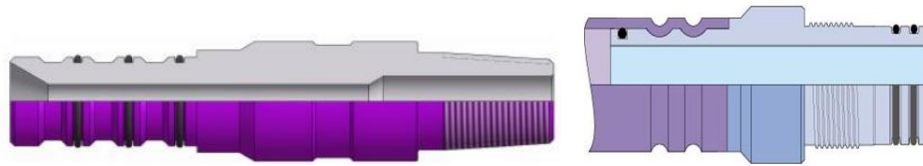


Figura N°74: Conector Roll-on. Presentación clases Terminación y reparación de pozos, Cervera Jorge.

La siguiente figura, muestra la herramienta que permite que la tubería quede unida al conector y sellen los O-rings

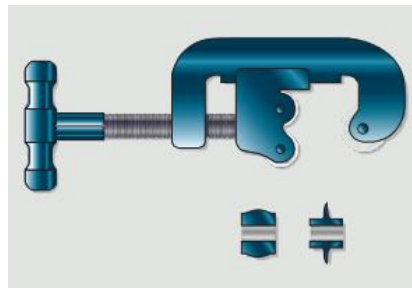


Figura N°75: Herramienta para rollar la tubería. https://www.wellservpec.com/images/file/201907/20190729232731_71173.pdf

- Setscrew/Dimple Connector

Es un conector más robusto ya que los dientes de las cuñas agarran el C.T. y es fundamental una buena superficie externa del C.T. para asegurar que los O-ring sellen correctamente. Este tipo de conector se utiliza en operaciones donde se requiera aplicar grandes esfuerzos como las siguientes:

- Operaciones de rotación y motor de fondo (fresado, perforación).
- Operaciones de pesca.

Incrementa el OD del BHA, pero no reduce el ID por lo que no restringe el paso de tapones o bolas. No puede ser corrido a través del inyector y los grapple (mordazas o cuñas) se deben reemplazar en cada operación.

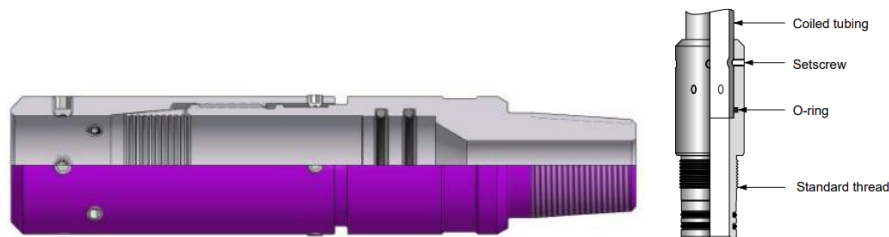


Figura N°76: Conector Dimple. Presentación clases Terminación y reparación de pozos, Cervera Jorge.

En la Tabla N°3, que está a continuación se muestra una comparativa entre los conectores Roll-On y Setscrew (tornillo de ajuste o External Grapple)

Connector Type	CT Size (in.)	Typical OD (in.)	Typical ID (in.)	Max Working Pressure (psi)	Max Operating Temperature (°F)	Max Tensile Load (lbf)	Torque Tolerance (ft-lbf)
Setscrew	1-1/4	1.750	0.750	5000	300	25,000	Exceeds tubing value
	1-1/2	2.000	1.060				
	1-3/4	2.250	1.125				
Roll-On	1-1/4	1.250	0.625	5000	300	21,000	50
	1-1/2	1.500	0.625				
	1-3/4	1.750	1.000				

Tabla N°3: Comparativa entre los conectores Roll-On y Setscrew. Coiled Tubing Client School Manual, 1996. Dowell Schlumberger. Francia.

Otro conector que es utilizado en la industria es el:

- External Grapple

Es un conector “in-line” como el Roll-On por lo que no aumenta el OD del C.T. y también, se debe eliminar el cordón de soldadura del interior. Este conector se emplea una herramienta especial para su montaje por lo que reduce los riesgos humanos. Es robusto tanto en tensión como en torsión.



Figura N°77: Conector External Grapple. Presentación clases Terminación y reparación de pozos, Cervera Jorge.

4.2 VÁLVULAS DE CONTRAPRESIÓN (CHECK VALVE)

Las válvulas de contrapresión son una parte muy importante de todo el conjunto de herramientas que se corran dentro de un pozo con C.T.

Son instaladas inmediatamente después del conector de tubería, siempre son dobles y se utilizan para prevenir la entrada de flujo de fluidos, en dirección contraria a la de circulación del pozo y trabaja como una válvula de seguridad de fondo cuando se presentan fracturas o daños en la tubería que se encuentra fuera del pozo es decir en superficie. También permite el pasaje de una bola para activar herramientas colocadas debajo.

Existen dos tipos de válvulas de contrapresión:

1. Válvula de contrapresión con asiento para bola. El diseño de esta válvula limita el uso de herramientas de fondo ya que en el interior de esta se aloja una bola de acero que impide el paso de otras herramientas, limita el flujo de

fluidos presentándose erosión en el asiento de la bola ocasionado por los sólidos contenidos en el fluido de circulación.

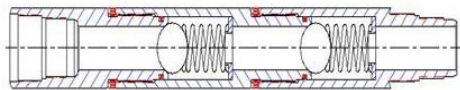


Figura N°78: Válvula de contrapresión con asiento para bola. Sanabria, V., 2016. Introducción al Coiled Tubing. CPVEN. Venezuela. <https://slideplayer.es/amp/16110264/>

2. Válvula de contrapresión con aleta doble o charnela. El diseño de esta válvula de doble aleta proporciona una barrera para mantener los fluidos del pozo y la presión de la tubería flexible además de proporcionar un medio para prevenir el retorno de fluidos del pozo en caso de una falla o daño a la tubería o equipo de superficie. La doble aleta de la válvula de contrapresión incorpora un doble sistema de sellado para mayor seguridad. Un asiento de teflón proporciona un sello para baja presión primaria, mientras que a altas presiones el sello de la aleta es metal a metal.

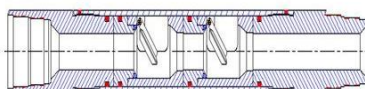


Figura N°79: Válvula de contrapresión con doble charnela. Sanabria, V., 2016. Introducción al Coiled Tubing. CPVEN. Venezuela. <https://slideplayer.es/amp/16110264/>

A continuación, se muestra en la Tabla N°4 una comparativa entre las check valve de bola y charnela.

Check Valve Type	Typical Length (in.)	Typical OD (in.)	Typical ID (in.)	Max Working Pressure (psi)	Max Operating Temperature (°F)	Max Tensile Load (lbf)
Ball and Seat	6 to 12	1.688 2.125 2.563	N/A	5000	300	Exceeds tubing value
Flapper	6 to 12	1.688 2.125 2.563	0.625 1.000 1.300	5000	300	Exceeds tubing value

Tabla N°4: Comparativa entre las check valve de bola y charnela. Coiled Tubing Client School Manual, 1996. Dowell Schlumberger. Francia.

4.3 BOQUILLAS

Estas boquillas son generalmente de diseño y construcción simples. La acción de inyección requerida generalmente determina la posición y el tamaño de los puertos de la boquilla. Las boquillas de circulación utilizadas en operaciones en las que los fluidos deben circular sin una acción de chorro requieren un área de orificio grande. Esta zona puede estar compuesta por varios puertos pequeños para aumentar la turbulencia, o unos pocos orificios grandes; el criterio es que haya una caída de presión relativamente pequeña a través de la boquilla.

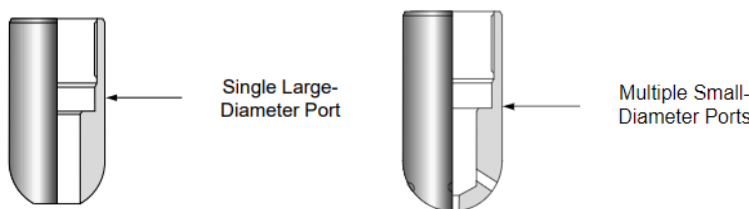


Figura N°80: Boquillas de circulación para coiled tubing. Coiled Tubing Client School Manual, 1996. Dowell Schlumberger. Francia.

CAPÍTULO 5 – APLICACIONES DEL COILED TUBING

La tubería de C.T. se utiliza rutinariamente en reparación y completación de pozos como una solución rápida y económica para la intervención de pozos. La ventaja clave del C.T. con respecto a otros servicios es la capacidad de mantener una circulación continua a través del C.T. mientras se utiliza el equipo de control de presión en boca de pozo para tratar un pozo vivo. Esto evita el daño de formación potencial asociado con las operaciones donde se tienen que ahogar los pozos para dicha intervención. La capacidad de circular con C.T. permanentemente también le permite el uso de herramientas que son activadas con flujo o hidráulicamente.

Otras características clave del coiled tubing para el uso en reparaciones de pozos incluyen la rigidez inherente de la sarta. Esta rigidez permite el acceso a pozos altamente desviados u horizontales y la capacidad para aplicar fuerzas de tracción o de compresión en el fondo de pozo. Adicionalmente, el C.T. permite tiempos de viaje mucho más rápidos si se comparan las mismas operaciones, pero con tubería roscadas a tramos.

Algunas de las utilizaciones más comunes se presentan a continuación:

- Cementación.
- Colocación de herramientas de ensayo y punzado.
- Consolidación de arenas.
- Cortar tubería.
- Desahogo de pozos e inicio de producción.
- Estimulación de formaciones – Acidificación.
- Fijar tapón o packer.
- Inducciones con Nitrógeno.
- Lavado de arena y sólidos.
- Limpieza de pozo con difusor.
- Limpieza de parafinas y asfaltenos.
- Matar un pozo.
- Perforación y limpieza con Motor de Fondo.
- Pesca.
- Punzar.
- Registros de pozos.
- Sartas de inyección de productos químicos.
- Servicio de fresado a través de la tubería.
- Tuberías de producción.
- Terminaciones sin tubería (tubing less).^{25 26}

²⁵ International Coiled Tubing Association. 2005. An Introduction to Coiled Tubing, History, Applications, and Benefits. Texas, USA.

²⁶ Xtreme Drilling and Coil Services, 2016. *Coiled Tubing Services Animation*
<https://www.youtube.com/watch?v=oe0BsBZwIzA>

CAPÍTULO 6 – APLICACIÓN DEL COILED TUBING PARA EL DESAHOGO DE UN POZO POR INYECCIÓN DE N₂

6.1 INTRODUCCIÓN

Como se menciona al comienzo del proyecto el desahogo, inducción o puesta en surgencia de un pozo consiste en el aligeramiento de la columna de fluido debido a la inyección de gas a través del C.T. para que la columna de fluido ejerza una presión hidrostática menor que la de formación. Como resultado, la mayor presión de la formación obligará al fluido a salir del pozo.

El C.T. es un sistema ideal para usar en este propósito dado que puede inyectarse gas nitrógeno de manera continua a través de la tubería, mientras se está introduciendo al fondo del pozo sin causar daño a la formación. La recuperación y las presiones resultantes rápidamente pueden controlarse en la superficie con el equipo de control de presión de la tubería. Además, nos aseguramos de que cuando el pozo está aliviado y “fluyendo”, el C.T. puede recuperarse a superficie a través del stripper y puede desarmarse fácilmente sin peligro.

6.2 PRE-OPERATIVA – REQUERIMIENTOS – CONSIDERACIONES PARA EL DISEÑO

Como en todas las operaciones, la planificación es una de las partes más críticas e importantes seguida de la implementación de dicho plan. Por ello, antes de comenzar con la operación es necesario e importante tener toda la información del pozo, tanto específica como general. También, se debe tener disponible los lineamientos operativos para poder diseñar la operación y comunicárselos a todo el personal que se vea involucrado previo al inicio del trabajo.

Dentro de las consideraciones para el diseño de un trabajo de inducción se toman en cuenta los siguientes factores:

OBJETIVO

Inducir un pozo mediante la inyección de nitrógeno para crear un diferencial de presión que permita a los fluidos del reservorio, fluir a superficie, con el fin de poner el pozo en producción.

CONDICIÓN DEL POZO

Conocer las condiciones del pozo hace referencia a tener en conocimiento el historial general del pozo que incluye datos tales como:

Antecedentes:

- Tratamientos previos: reparación, fracturamiento, acidificación, etc.
- Revisión de inducciones anteriores: técnica de inducción, respuesta del pozo, volúmenes de nitrógeno utilizados.
- Caudal de petróleo, agua, gas, RGL, RGA.

Terminación del pozo:

- Tubería de producción y revestimiento.
- Profundidad y desviación.

Datos del yacimiento:

- Zonas capaces de producir, con sus respectivas presiones y los tipos de fluido de dichas zonas.
- Litología de la formación.
- Profundidad y espesor de los punzados.
- Presión estática y dinámica.

- Temperatura de fondo.
- Permeabilidad y porosidad.
- Fluidos presentes.
- Propiedades de los fluidos.

Otro aspecto importante es saber si el pozo cuenta con fluidos tóxicos como el H₂S, CO₂, etc. Además de los problemas de área, campo, plataforma, los problemas de erosión, herrumbe, parafina, corrosión, etc.

SEGURIDAD

La seguridad es un aspecto principal para todo el personal involucrado con la operación. Debe realizarse una reunión previa al inicio del trabajo para asegurarse que todos conozcan sus roles y responsabilidades, cual es el equipo de protección personal adecuado para la operación y los potenciales peligros que podrían surgir. Por ello, deben incluirse en las discusiones de seguridad los siguientes temas:

- Charla informativa sobre la ropa adecuada, guantes, protectores oculares, protectores de cabeza, protectores auditivos, contra salpicaduras, protección de los pies, y equipo respiratorio puesto que pudiera hallarse gases peligrosos durante el trabajo.
- Ubicación y funciones de todos los sistemas de paro de emergencias.
- Charla informativa sobre el manejo seguro de productos químicos.
- Acciones de contingencia si ocurre un derrame.
- Evacuación de emergencia de la locación.
- Evacuación de emergencia de un trabajador lesionado.
- Los sistemas de comunicación.
- Manejo seguro del equipo, especialmente en el transporte, descarga, armado y desarmado.
- Prueba del equipo y manejo seguro de la presión.
- Procedimientos de cierre y planes de contingencia para contener la presión.
- Todo el personal debe estar apercebido de las áreas y el equipo peligroso.

EQUIPAMIENTO

Debe proveerse una lista completa del equipamiento a utilizarse y también, del equipamiento adicional necesario para poder desarrollar las funciones de cada unidad. Los puntos a considerar son los siguientes:

- Procedimiento de DTM para el equipo principal y auxiliares, especialmente si este requiere un armado no estándar.
- Armado e inyección de las herramientas de fondo de pozo (BHA).
- Especificaciones del equipamiento y maniobras, ejemplo: presiones y corte de gas.

LOCACIÓN

Las locaciones varían por lo que pueden necesitarse modificaciones en cuanto a los procedimientos generales de disposición del equipo. El tamaño, peso, tipo de estructura, así como la posible contaminación, protección a la vida silvestre, y restricciones de disminución de ruidos son factores que influyen en el armado. Adicionalmente, se debe tener en cuenta los reglamentos gubernamentales que dicten sobre el armado que deberá utilizarse. Al armar el equipo deberá tomarse en cuenta algunos de los siguientes puntos:

- La dirección de los vientos predominantes en la zona.
- La ubicación de los tableros de control remoto del operador.
- Puntos de anclaje para el equipo.
- Rutas de evacuación.

- Carga de la plataforma
- Posición de la grúa.
- Pozos adyacentes.

6.3 CUIDADOS ESPECIALES PARA LAS OPERACIONES Y MANIPULACIÓN DE NITRÓGENO

El nitrógeno líquido se almacena y transporta en tanque y se debe ejercer con extremo cuidado durante el transporte de estos. Los golpes súbitos, los choques y la vibración puede causar que el tanque interior se desplace o rompa la conexión con el tanque exterior. Si el tanque interior llegara a romperse, existe la posibilidad de que el nitrógeno líquido haga subir la presión suficientemente rápido como para causar una explosión. Esto se debe a la naturaleza del nitrógeno líquido, debido a que la conversión de líquido a gas ocurre a la temperatura ambiente, ya que su respectivo punto de ebullición es de $-320\text{ }^{\circ}\text{F}$ ($-195.5\text{ }^{\circ}\text{C}$), este cambio de estado provoca que la presión suba rápidamente en un envase sin venteo y se genere una ruptura forzada del tanque.

El nitrógeno líquido es extremadamente frío y congelará y pondrá frágil cualquier cosa con la que entre en contacto. Este aumento de la fragilidad, sumado a la presión que se acumula, reventará rápidamente todo tipo de envase. Por lo que nunca se debe almacenar nitrógeno líquido en recipientes que no tengan ventilación, esto incluye también secciones de tubería y válvulas de cierre. El uso de venteos de seguridad, válvulas de alivio y discos de ruptura de seguridad, permiten que la presión se alivie antes de que ocurra una explosión.

El frío extremo del nitrógeno líquido es también un peligro para el personal. Causará quemaduras severas o congelamiento si entra en contacto con la piel. Las líneas que se usan para transportar nitrógeno líquido, así como válvulas y accesorios que están expuestos al mismo, se congelarán y al contacto quemarán la piel. Si se encuentra un charco de nitrógeno en el suelo, los vapores ocultarán el charco. Por lo que se deben mantener lo más alejado de este tipo de peligro.

Al manipular nitrógeno, use guantes de cuero o guantes industriales aislados. Si se utilizan guantes de goma se deben utilizar guantes de algodón por dentro de los guantes de goma. Nunca use solamente guantes de algodón ya que el nitrógeno se absorberá rápidamente a través de los mismos y le quemará la piel, inclusive los vapores de nitrógeno pueden quemar. Por esto cuando se trabaja alrededor del nitrógeno deben utilizarse ropa protectora como por ejemplo las camisas de manga larga, gafas protectoras, máscaras protectoras para la cara, escudos contra salpicaduras y guantes protectores criogénicos.

Si se inhalan altas concentraciones de gas nitrógeno puede causar la muerte por asfixia., debido a que el gas nitrógeno desplazará al oxígeno dentro de los pulmones causando la sofocación. El mareo podría no notarse a tiempo para prevenir la inconsciencia o el desmayo y una exposición prolongada puede dar por resultado la muerte. Por lo que cuando se está manejando nitrógeno líquido es fundamental la buena ventilación en las áreas de trabajo, de bombeo y de almacenamiento de nitrógeno.

Además, en el caso de que se perciban ruidos inusuales o se sientan vibraciones anormales, se debe parar toda maniobra y antes de trabajar o efectuar alguna reparación en la bomba, las tuberías, las válvulas y otros componentes se debe dejar entibiar dichos componentes y asegurarse que las piezas a utilizar estén limpias. Es de suma importancia nunca trabajar con sistema bajo presión.

6.4 REQUERIMIENTOS GENERALES DE TRABAJO

Las partes básicas para la operación con nitrógeno son: la unidad de C.T. y la unidad auxiliar de bombeo de nitrógeno con los respectivos tanques de nitrógeno. Pero las operaciones variarán, dependiendo del tipo de trabajo, la ubicación, las presiones, los requerimientos del operador y los procedimientos a efectuar, por lo que cada pozo deberá ser evaluado de manera individual.

Una preocupación es la presión anticipada o actual que existe en el cabezal de pozo. En general, 10000 PSI es la presión máxima de cabezal de pozo a la cual están especificadas la mayoría de las unidades de C.T. Sin embargo, muchos tipos de C.T. no pueden resistir las fuerzas de compresión requeridas para superar la fuerza debida a las presiones en boca de pozo sin pandearse. Por esta razón se deberá evaluar el diseño de la sarta y sus limitaciones, para asegurarse de efectuar la operación dentro de límites de seguridad. A pesar de esto, para el caso de una operación de inducción de un pozo, este problema no es una limitación ya que la presión en dicho punto es cero.

Otro punto para considerar es la velocidad de corrida que depende de muchos factores. Esta es la velocidad a la cuál puede introducirse o extraerse el C.T dentro del pozo, y este aspecto es el que le da ventaja económica por sobre otros tipos de unidades de trabajo de reparación. En una primera corrida, generalmente la velocidad es lenta, de 30 a 60 pies/minuto, con las subsiguientes corridas progresivamente más rápidas, dependiendo del estado del pozo. Es importante el uso de sentido común para correr una tubería.

ELECCIÓN DEL MÉTODO DE ALIGERAMIENTO

El aligeramiento se logra circulando el gas de nitrógeno en el pozo. El uso del nitrógeno es beneficioso debido a que permanece en forma de burbuja para ayudar a que los fluidos sean más ligeros y no afecta otros fluidos de la formación, es decir, no reacciona químicamente con los fluidos porque en estas condiciones es un gas inerte.

Existen dos métodos de bombeo de nitrógeno; inyección continua e inyección intermitente, en ambas se bombea el nitrógeno a través del C.T. En la inyección continua, el bombeo se comienza luego de introducir la tubería al pozo y esta se encuentre justamente por debajo del nivel de fluido. Este es el método más efectivo para realizar una inducción. Consiste en bajar el C.T. con circulación continua de nitrógeno, con una velocidad aproximada de 25 m/min, y con un caudal promedio de 18 m³/min para un C.T. de 1 ¼ pulgadas.²⁷ Como se mencionó el bombeo se inicia cuando la punta de la tubería está por debajo del nivel de fluido y se continúa bombeando hasta la profundidad programada y se incrementa el caudal al máximo permisible considerando la presión máxima de trabajo.

El método de inyección continua tiene numerosos beneficios, estas ventajas incluyen asegurar el flujo positivo a través del BHA y evitar el taponamiento con cualquier precipitado o sólidos que fluyan, el fluido del cabezal se aligera gradualmente y hay menos taponamiento en el pozo lo cual resulta en una operación más eficaz de aligeramiento.

Si se empieza a aligerar desde el fondo, la presión en la sarta tendría que ser suficientemente alta para superar la presión hidrostática en el pozo más la fricción del flujo del nitrógeno en la sarta de la tubería. Cuando el nitrógeno sale de la tubería éste se comprime al empujar el líquido a la pared del pozo. Aunque un volumen significativo de líquido puede estar subiendo en el pozo, la velocidad será todavía relativamente baja debido a la compresión del nitrógeno. Durante esta fase de inicio de aligeramiento, un volumen significativo de fluido caerá en el nitrógeno, precipitándose en el pozo. Cuando el líquido llegue a la superficie y comience a entrar en el equipo de recuperación en la superficie, la presión del pozo empezará a bajar y las velocidades de recuperación aumentarán. Sin embargo, al continuar el flujo en la superficie, se aumentará dramáticamente, como también lo hará la presión en el cabezal del pozo, hasta que finalmente una alta presión de gas golpee. Otro problema que podría resultar si el pozo es aligerado desde el fondo, es que la alta presión inicial que resulta al empujar la columna de fluido hacia arriba del agujero pudiera forzar el nitrógeno a introducirse dentro de la formación.

6.5 MONTAJE DE EQUIPO EN LOCACIÓN - PROCEDIMIENTOS GENERALES DE ARMADO

El buen sentido común, junto con buenas prácticas asegura un mejor armado, ya que como se mencionó, los armados variarán dependiendo de varios factores por lo que se deberá adecuar a las circunstancias particulares del momento.

²⁷ Martínez González, J.L. 2010. Aplicaciones con Tubería Flexible en pozos petroleros. Tesis presentada en Universidad Nacional Autónoma de México.

Mientras se está armando el equipo, se debe tener sumo cuidado de no dañar los componentes de control de pozo como son las B.O.P., stripper, etc.

Se debe asegurar que todos los accesorios y uniones estén libres de basura y grasa antes de armarlos. Además, todas las líneas sujetas a presión deben ser sometidas a las presiones especificadas y se usen las conexiones con brida con los cambios de dirección planificada por adelantado.

Para realizar el montaje se debe seguir las pautas:

1. Revisar y registrar las presiones en cada sarta de tubería de revestimiento.
2. Cerrar todas las válvulas en el árbol. Contar y colocar cada etiqueta con el número de vueltas requeridas para abrir cada válvula del árbol y las líneas de flujo. Purgar la presión debajo de la válvula corona.
3. Inspeccionar la B.O.P. Los rams deberán ser usados solamente una vez y luego descartarlos. El armado con el árbol de producción debe ser de brida a brida o de brida a conexión tipo Bowen. No se debe usar conexiones roscadas entre los preventores y el árbol.
4. Desarmar las conexiones a bridas con cuidado y revisar si no queda presión atrapada.
5. Armar los carreteles o espaciadores y los preventores, colocarlos en el cabezal del pozo.
6. Asegurar y estabilizar la columna de BOPs con un mínimo de tres cadenas o líneas de cable. Si se usa un lubricador excesivamente largo, asegúrelo con cables o líneas cada 35 pies.
7. Probar el funcionamiento de la columna de preventores.
8. Lenta y cuidadosamente, recoger el conjunto del cabezal inyector/extractor.
9. Revisar todas las conexiones y líneas.
10. Armar el conjunto de herramientas del B.H.A en el C.T.
11. Armar el conjunto del inyector/extractor en el arreglo de preventores de reventones (BOP), estabilizar y asegurar en su sitio con líneas y no permitir que el inyector/extractor dañe o rompa el anillo de sellado.
12. Desplazar el C.T., hacer una prueba de presión de la columna de preventores de reventones, las conexiones del cabezal de pozo y el manifold a la presión de prueba planificada. Abrir el árbol de producción e ingrese al pozo.

LISTA DE VERIFICACIÓN DEL ARMADO DE LA UNIDAD

1. Asegurar que las palancas en cada consola están en la posición neutral, inactivas o apagadas (tablero de control y auxiliar).
2. Arrancar la unidad de fuerza motriz.
3. Revisar cada manómetro y que los sistemas hidráulicos estén apropiadamente presurizados.
4. Probar los sistemas hidráulicos a su plena capacidad de trabajo. Cambiar las líneas de control, manguera, conexiones o manómetros que estén dañados.
5. Hacer una prueba de funcionamiento de todos los controles para verificar si no hay pérdidas de fluido hidráulico.
6. Regular la unidad de fuerza motriz a su velocidad/presión apropiada para entrar al pozo.
7. Regular la presión a la columna de preventores de reventones.
8. Medir y registrar la distancia desde la parte superior del pozo o la válvula de la tubería (maestra o la válvula de seguridad de apertura plena), para cada componente de la columna y del inyector/extractor.
9. Armar las líneas de bomba, las líneas del choke manifold, las líneas de retorno, las líneas de purga, las líneas de matado, etc. Cuando se estén armando estas líneas, se debe revisar que no haya obstrucciones en las líneas o conexiones y de deben asegurar todas las líneas contra el movimiento.
10. Ubicar todo el equipo para extinción de incendios. Debe asegurar que se encuentra en buenas condiciones de trabajo y que el equipo para combate de incendios sea fácilmente accesible, que se encuentre a la vista y se conozca por todo el personal.

11. Probar la red de comunicaciones. Revisar el sistema de comunicaciones alternativo, tales como las señales de mano, para el caso en que falle el sistema primario.
12. Recorrer la zona buscando el equipo no esencial. Mantener los senderos libres y despejados.
13. Revisar todos los requerimientos de seguridad y procedimientos de la compañía de C.T., incluyendo lo referente a ropa, accesorios y dispositivos de seguridad personal.
14. Evacuar en la zona de trabajo al personal no esencial.
15. Probar las BOPs.

PROCEDIMIENTO GENERAL PARA INSERTAR TUBERÍA

Los procedimientos para bajar la cañería y extraerla del pozo, varían de acuerdo con el tipo de operación que se esté efectuando. A continuación, se presenta una lista del procedimiento común para la operación:

1. Después de que se armó la unidad, se probó los preventores, la sarta de herramientas se cargó en separador/lubricador y se instaló el inyector/extractor y se aseguró el mismo, la unidad está lista para correr en el pozo, después de una prueba secundaria.
2. Revisar que el C.T. está pasando entre las cadenas del inyector/extractor y asegurar que la tubería y/o las herramientas están centradas en el stripper.
3. Poner la válvula de presión hidráulica principal a un 80% de la resistencia a la tracción del tubo o aún menos. Revisar los cálculos de pandeo y flotabilidad antes de establecer la presión.
4. Establecer la presión hidráulica de inyección (si aplicara el caso), de manera que no se sobrepase el peso de la sarta.
5. Poner en línea la unidad de fuerza motriz y regular la velocidad requerida.
6. Revisar todas las líneas para verificar que no hay fugas y que la presión está llegando a la unidad y a los controles.
7. Revisar que los tensores de la cadena estén en su posición apropiada.
8. Aplicar suficiente presión en los bloques de mordazas, aplicando la presión a la parte posterior de los patines (dentro de la tensión de la cadena) para sostener la tubería en su sitio. Si no se usa nitrógeno por algún motivo, se debe estar preparado para usar más tensión para sostener la tubería en su sitio.
9. Eliminar la flojedad de las cadenas presurizando los tensores exteriores de las cadenas.
10. Arrancar la bomba de fluidos para cargar la tubería y establecer los retornos. En el caso que se esté usando nitrógeno, se puede aplicar una presión adicional para evitar el movimiento de la tubería hacia arriba, debido a la pulsación de la bomba.
11. Presurizar el stripper a 1000 PSI.
12. Si es posible, presurizar la columna a la presión del pozo. Esto igualará las presiones y se debe revisar que la tubería se sostendrá en su lugar. Cerrar el estrangulador.
13. Abrir lentamente las válvulas maestras (primero la inferior, luego la superior) o la válvula de apertura plena, dependiendo de la operación.
14. Colocar la válvula del cabezal del inyector/extractor en la posición "IN".
15. Reducir la fricción de la tubería, purgando la presión del stripper. Esto permite que la tubería se inyecte con una presión menor y prolongue la vida del elemento empaquetador. Se debe mantener suficiente presión para garantizar un buen sellado. En caso contrario que el empaque del stripper permita el venteo de la presión del pozo, se debe incrementar la presión hidráulica de mismo.
16. Abrir la línea de retorno y establecer la circulación.
17. Comenzar a deslizar el tubo lentamente en el pozo. Subiendo la velocidad del inyector hasta no más de 60 pies/minuto.
18. Revisar que el indicador de peso, el dispositivo medidor y la unidad estén funcionando apropiadamente.
19. Correr la tubería justamente hasta por encima del SCSSV (válvula de seguridad controlada desde superficie) y detenerse. Si el pozo no tiene una válvula SCSSV, correr 200 a 300 pies.
20. Recoger la tubería para asegurarse que esté funcionando en el modo tubería OUT.

21. Comenzar a correr dentro del pozo a una velocidad segura y eficiente (usualmente alrededor de 60 pies/min). La velocidad dependerá del tipo de equipo, condiciones del pozo, tipo de operación que se esté efectuando, experiencia del personal y experiencia sobre el pozo (si es aplicable). La velocidad de inyección (y la velocidad de extracción) se debe reducir cuando se aproxima a una restricción o a una herramienta de fondo de pozo para evitar daño a la tubería, a la sarta de herramientas y a las herramientas de fondo de pozo. Cuando la tubería no pasa a través de una herramienta de fondo de pozo o un niple, revisar el peso soportado.
22. Detener la sarta de tubería a los 1000 pies en el pozo, revisar el peso soportado y establecer el indicador de peso para corregir la lectura. Revisar el indicador de peso contra el peso calculado de la tubería.
23. Detener la inyección a los 5000 pies y cada 1000 pies, de ahí en adelante. Aumentar la presión de deslizamiento cuando sea necesario, para evitar el resbalamiento de la tubería, y revisar el indicador de peso contra el peso de tubería calculado.

6.6 INICIO DE OPERACIÓN DE DESAHOGO DE UN POZO-PROCESO DE ALIGERAMIENTO

A. ASPECTOS TRANSITORIOS EN LAS INDUCCIONES CON C.T.

Los aspectos transitorios requieren ser considerados para determinar el volumen óptimo de nitrógeno y tiempo de operación para realizar la inducción al pozo. Esto es posible, con simuladores numéricos ya que tienen la capacidad de manejar todos los parámetros y variables relacionadas con el evento, permitiendo medir el comportamiento de flujos multifásicos y transportación de masa, en diferentes tipos de fluidos para el control de pozos, como los que aporta el yacimiento.

B. ASPECTOS ESTACIONARIOS EN LAS INDUCCIONES CON C.T.

Del estudio realizado a pozos en el sur de Irán,²⁸ bajo las siguientes condiciones: el pozo y el sistema de tubería se modelaron y simularon utilizando un software de simulación multifásica de estado estacionario. Para configurar el modelo de simulación, primero se debe definir la geometría del flujo. La geometría del pozo y la sarta del C.T. dentro del pozo, se especifica con algunos parámetros de entrada, como la longitud, el diámetro y varios espesores de pared del C.T. Las propiedades del fluido se comparan con los datos PVT del laboratorio y se ajustan en el modelo. Para la simulación de caídas de presión multifásicas en producción desde el fondo del pozo hasta la cabeza del pozo, se examinó la mejor correlación multifásica a través del historial en el software de simulación y se seleccionó la correlación más precisa para la simulación.

Luego se desarrolla un modelo de simulación para predecir y calcular las condiciones de producción bajo varias condiciones de inyección.

La metodología para diseñar parámetros óptimos de descarga de líquidos incluye la generación de una familia de curvas de tasa de descarga frente a la tasa de inyección de gas para varias profundidades de inyección supuestas, mientras se mantiene constante el tamaño del C.T. Basándose en estas curvas, la profundidad óptima de inyección se puede obtener como la curva correspondiente con la tasa mínima de inyección de gas para la tasa de descarga predefinida. El método similar se utiliza para la determinación del tamaño óptimo de C.T.

Bajo estas condiciones se obtuvieron las siguientes conclusiones a la hora de selección de tubería, punto de inyección, caudales, entre otras:

²⁸ Fuladgar, A.M., Moghadasi, J., Ghobadi H. y Haghi, A.H., 2014. Optimization of Unloading Operation with Coiled Tubing (Nitrogen Lifting) in One of the Southern Iranian Oil Fields, Kish, Iran.

- Cuando el C.T se ejecuta a través de una tubería de diámetro interior pequeño, dado que la pérdida por fricción anular es un factor limitante, una sarta de tubería flexible de diámetro más pequeño permite una tasa de descarga más alta.
- Los resultados del análisis de sensibilidad sobre la tasa de nitrógeno indicaron que, al aumentar la tasa de inyección hasta cierto punto, se reduce la pérdida de presión hidrostática en el espacio anular y la presión de fondo de pozo, pero un mayor aumento de la tasa de nitrógeno más allá de un cierto valor de umbral aumentaría la pérdida de presión por fricción en el espacio anular y, en consecuencia, aumentaría la presión de fondo de pozo y disminuiría la tasa de descarga.
- Los resultados de la simulación con sensibilidad a la profundidad de inyección, indican que a medida que aumenta la profundidad de inyección de gas, aumenta la tasa de descarga máxima alcanzable.

C. COMPORTAMIENTO DEL NITRÓGENO DURANTE LA INDUCCIÓN Y LOS PARÁMETROS REQUERIDOS PARA EFECTUAR CON EFICIENCIA Y SEGURIDAD

La inyección de nitrógeno al sistema, aumenta la RGL entre el espacio anular de la tubería de producción y el C.T. Como el punto máximo de inyección se establece en el fondo del pozo, el gradiente de presión se incrementa causando una compresión adicional dentro del C.T. y cuando se inicia el ascenso en el espacio anular, el gradiente de presión de la columna fluyente del líquido disminuye debido a la expansión del nitrógeno.

El incremento en la pérdida de presión por fricción es función de la expansión del gas, dependiendo de cómo o que profundo se encuentra el punto de inyección en el pozo.

El incremento en el caudal de bombeo de nitrógeno aumenta las pérdidas de presión por fricción en el espacio anular, disminuyendo la descarga óptima de los fluidos del pozo.

Como la sección transversal decrece, la pérdida de presión por fricción por la equivalencia del nitrógeno y los caudales en la circulación del fluido se hacen dramáticos.

Los parámetros requeridos para efectuar con eficiencia y seguridad una inducción son:

Presión final de bombeo: El conocimiento de este parámetro permitirá seleccionar adecuadamente el equipo de bombeo y la presión de prueba de las conexiones superficiales, con el fin de evitar riesgos innecesarios durante el desarrollo operativo de la inducción.

Volumen de fluido para desplazar: La obtención previa de este parámetro evitará que se generen operaciones inconclusas y anómalas por falta de fluido y sobredesplazamiento del mismo. Para ver más características sobre el nitrógeno, ver ANEXO 2.

D. METODOLOGÍA PARA CALCULAR EL VOLUMEN REQUERIDO DE NITRÓGENO

1. Determinar el volumen necesario para introducir (V_i), la tubería flexible a una profundidad considerada (L), con una velocidad (v_i).

$$V_i [m^3] = \frac{L * QNi}{v_i} \quad \text{EC. 3}$$

2. Calcular el volumen para circular en el fondo (V_f):

$$V_f [m^3] = V_{tot} * Fv \quad \text{EC. 4}$$

Donde:

- V_{tot} se calcula de la siguiente manera:

$$V_{tot} [m^3] = V_{TCsg} * V_{TP} \quad \text{EC. 5}$$

- Y F_v se obtiene de tablas de nitrógeno, considerando la presión de superficie (anular del C.T. y la tubería de producción y con la profundidad en pies).

3. Calcular el volumen durante la extracción de la tubería flexible.

$$V_e [m^3] = \frac{L * Q_{Ne}}{v_e} \quad \text{EC. 6}$$

4. Volumen total de nitrógeno requerido.

$$V_{TN_2} [m^3] = V_i + V_f + V_e \quad \text{EC. 7}$$

Donde:

- V_i = Volumen de nitrógeno durante la introducción del C.T., en m^3 .
- V_f = Volumen de nitrógeno para circular en el fondo, en m^3 .
- V_e = Volumen de nitrógeno durante la extracción del C.T., en m^3 .
- V_{tot} = Volumen total del pozo, en m^3 .
- F_v = Factor de volumen (se obtiene de tablas).
- V_{TCsg} = Volumen del Casing de la profundidad interior al empacador = Capacidad Csg * L1.
- V_{TP} = Volumen en la tubería de producción = Capacidad TP * L2.
- L1 = Longitud del Casing (de la profundidad interior al empacador).
- L2 = Longitud de la tubería de producción.
- L = Profundidad programada (de trabajo), en m.
- Q_{Ni} = Caudal de nitrógeno durante la introducción, en m^3/min .
- Q_{Ne} = Caudal de nitrógeno durante la extracción, en m^3/min .
- v_i = Velocidad de introducción del C.T., en m/min .
- v_e = Velocidad de extracción del C.T., en m/min .
- V_{TN_2} = Volumen total de nitrógeno requerido, en m^3 .

E. EJECUCIÓN - PROCESO OPERATIVO EN CAMPO

Una vez realizado el análisis del estado mecánico del pozo, en el que se detallan: diámetros y librajes de las tuberías, profundidades de los accesorios, disparos, etc. Y de efectuar una reunión de trabajo y seguridad, antes de iniciar la intervención del pozo, explicando el objetivo, riesgos y cuidados que se deben mantener durante el desarrollo del trabajo. Asignar responsabilidades específicas al personal. Y que se revisaron las conexiones superficiales, verificando su funcionamiento y la prueba de presión efectuada a las unidades. Y ya habiendo introducido el C.T. se procede de la siguiente manera:

1. Se baja el BHA de la tubería esta justamente por debajo del nivel de fluido. Ahí comienza la circulación continua de nitrógeno, y con un caudal de 8-12 m^3/min y un máximo caudal permisible de 18 m^3/min con C.T. de 1 ¼ pulgadas con una velocidad máxima de 25 m/min . Chequeando el peso de la tubería cada 500 metros. Hasta reconocer que el intervalo de disparos este libre, cuidar continuamente la presión de trabajo y el peso de la tubería.
2. Al llegar a la profundidad programada, se debe bombear el volumen previamente calculado que equivale a una capacidad del pozo, se incrementa el caudal al máximo permisible a 18 m^3/min , sin rebasar la presión de trabajo, efectuando al mismo tiempo movimientos ascendentes y descendentes para evitar atrapamiento de la C.T.

3. Cuando se ha terminado de desplazar la capacidad del pozo, se extrae el C.T. a 12 m/min, manteniendo el bombeo a un caudal de 15 m³/min.²⁹

Se recomienda que la línea de descarga se mantenga sin estrangulador, para evitar el efecto de contrapresión y una posible inyección de fluido al intervalo abierto. Solo cuando se observa manifestación o aportación del intervalo productor, se recomienda utilizar estrangulador.

Otras recomendaciones prácticas para destacar a la hora de maniobrar el C.T. dentro del pozo son las siguientes:

Para maniobra RIH (run in hole):

- Una vez superado el equipo de superficie y la válvula maestra, la velocidad puede incrementarse a un máximo de 20-25 m/min (60-75 ft/min).
- Es requerido realizar un pull a los 100 m (330 ft) para asegurar que no haya un mal funcionamiento de la BOP, stuffing box o inyector y no este dañando la tubería. El pull test debe ser de un mínimo de 10 m (30 ft) o 5 m (15 ft) más largo que el lubricador.
- El pull test debe realizarse aproximadamente cada 500 m (1500 ft). Se debe variar las profundidades de la prueba de tracción para minimizar los efectos de fatiga. Se debe tomar nota de la presión hidráulica y comprobarla con un indicador de peso.

Para maniobras POOH (pull out of hole):

- La máxima velocidad durante la extracción de la tubería es de 30m/min (90 ft/min).
- Durante la extracción de la tubería se debe proceder con precaución y disminuir la velocidad a 3 m/min (10 ft/min), cuando se encuentra cerca de cualquier restricción en el pozo, para garantizar que no se produzca un exceso de tensión en caso de atasco.
- Aproximadamente a 100 m (300 ft) de la superficie, se debe disminuir la velocidad del inyector a 10m/min (30 ft/min) y ajustar el sistema hidráulico, y a 25m (75 ft) de la superficie disminuir la velocidad a 5 m/min (15 ft/min).³⁰

Una vez que el C.T. llegó a superficie, se procede a desmantelar el equipo y accesorios utilizados durante la intervención.

Finalmente, se procede a realizar la evaluación de la operación y un reporte final del servicio.

6.7 PROCEDIMIENTO PARA RETIRAR LA TUBERÍA Y DESMONTAJE DE EQUIPO EN LOCACIÓN

Una vez que se completó la operación de desahogo de un pozo, se debe retirar la tubería. A continuación, se muestra una lista de verificación para procedimiento de extracción:

1. Bajar la presión hidráulica que va a los motores del inyector/extractor, de 300 a 500 PSI.
2. Cambiar la válvula de entrada y salida del inyector/extractor a la posición de salida.
3. La presión que da tensión al carrete, se debe aumentar para bobinar la tubería eficientemente sobre el carrete.
4. Comenzar a extraer la tubería lentamente. Evitar los tirones sobre la tubería y el equipo. Esto minimizará el daño de la tubería. Recordar que la mayor parte de las fallas de la tubería en la superficie, ocurren durante la extracción de la tubería.
5. Observar el indicador de peso, teniendo en cuenta la máxima resistencia a la tensión.
6. Aumentar la presión del stripper lo suficiente como para que la tubería salga seca.

²⁹ Martínez González, J.L. 2010. Aplicaciones con Tubería Flexible en pozos petroleros. Tesis presentada en Universidad Nacional Autónoma de México.

³⁰ Calfrac Well Service, Manual de operaciones para corrida de C.T.

7. Aumentar la presión de empuje, hasta que la tubería se deslice suavemente hacia fuera del pozo.
8. Recordar que el contador de profundidad puede dar una lectura incorrecta.
9. Observar la salida del extremo de la tubería. Disminuir la velocidad comenzando a los 200 pies antes del final de la tubería. Si no se está seguro donde se encuentra el extremo, usar un margen mayor.
10. Cuando el extremo de la tubería se está acercando a la superficie se debe reducir la presión del patín. De esta manera, cuando la sarta de herramienta ingresa al preventor de reventones, el stripper colgará las herramientas y no las arrastrará hacia el inyector/extractor.
11. Extraer la tubería hasta el extremo de la tubería se encuentre justamente debajo del inyector/extractor.
12. Cerrar la válvula maestra o la válvula de seguridad de apertura plena (las sargas largas de herramientas se deben extraer por el lubricador). Al cerrar la válvula maestra, recordar de contar el número de vueltas, para asegurar de que se encuentra completamente cerrada.
13. Purgar la presión atrapada en la columna.

PROCEDIMIENTO DE DESARMADO

Una vez que se efectuó la operación y se retiró la tubería del del pozo, la unidad se puede desarmar. Es importante tener presente que puede quedar presión atrapada en la columna, entre las válvulas o el manifold. Para realizar el desarmado se debe proceder de la siguiente manera:

1. Con la sarta de herramienta en la columna soplar o desplazar la tubería con nitrógeno. Esto minimiza el peso del transporte.
2. Revisar que no existe presión atrapada en la columna o entre las válvulas. Primero abrir la línea de estranguladores, luego abrir todas las válvulas de la columna y de las líneas del múltiple.
3. Abrir el stripper.
4. Retirar la tubería al carrete.
5. Posicionar la grúa o el dispositivo para elevación del cabezal inyector/extractor (si se dispone de este equipo). Retirar y asegurar el inyector/extractor.
6. Retirar el preventor de reventones del cabezal del pozo y asegurar la unidad.
7. Instalar la tapa del árbol de producción.
8. Desarmar todo el equipo y prepararlo para el transporte.

Información de este capítulo recopilado de:

- American Petroleum Institute, 1996. *Práctica Recomendada para las Operaciones con Tubería Flexible en los Servicios de Pozo de Petróleo y Gas*. API RP 5C7. Washington, DC.
- Coiled Tubing Operations Manual, 2008. Halliburton, USA.
- Coiled Tubing Manual, 2013. NOV-CTES. Texas, USA.
- Fuladgar, A.M., Moghadasi, J., Ghobadi H. y Haghi, A.H., 2014. *Optimization of Unloading Operation with Coiled Tubing (Nitrogen Lifting) in One of the Southern Iranian Oil Fields, Kish, Iran*.
- Martínez González, J.L. 2010. Aplicaciones con Tubería Flexible en pozos petroleros. Tesis presentada en Universidad Nacional Autónoma de México.
- Well Control School, 2003. Harvey Louisiana, USA.
- Zhou, Y., Smalley, E. y Opel, S. 2007. *Determination of Optimum N₂ Rate for Unloading Gas Wells with Coiled Tubing*, Artículo SPE 143337. Documento presentado en la Conferencia y Exposición Internacional Anual de Nigeria, Abuja, Nigeria.



CAPÍTULO 7 – CASO DE APLICACIÓN

Para el caso de aplicación, puesta y demostración del diseño de la inducción con nitrógeno se tomará el pozo AAAA-XXXX como ejemplo, que está sin surgencia natural por las siguientes condiciones y posee las siguientes características:

- Pozo entregado a reparación con las siguientes características:

Denominación	OD [in]	ID [in]	Peso [lb/ft]	Desde [m]	Hasta [m]	Longitud [m]	Volumen [m]
Csg superficie	9.6	8.92	36.0	0.0	601.7	601.7	152.6
Csg intermedia	7.0	6.28	26.0	0.0	3787.0	3787.0	475.4
Csg producción	5.0	4.13	21.4	0.0	4195.0	4195.0	227.6
Collar					4179.59		
Cluster N°1				4095.0	4098.0	3	
Cluster N°2				4100	4106.0	6	

Tabla N°5: Características del pozo AAAA-XXXX.

- Después de una intervención, queda el pozo con lodo de densidad de ahogo de 8.55 PPG, no permitiendo la surgencia natural.
- Profundidad del punzado desde 4095 a 4106 metros.
- TVD (true vertical distance) es coincidente con MD (measure distance).

Objetivo:

- Poner en surgencia el pozo AAAA-XXXX.

Para cumplir con el objetivo de la operación se va a proceder con la inducción con nitrógeno mediante el uso de un C.T. que es la operación que permite restablecer las condiciones de producción. De esta manera, se logra aligerar la carga hidrostática generada por el fluido de ahogo en el pozo, mediante el desplazamiento con nitrógeno para crear una presión diferencial en el intervalo productor y que permita a los fluidos del yacimiento fluir a la superficie, así mismo activar el pozo a producción.

Para el dimensionamiento y la selección de la unidad del C.T. a utilizar en la operativa, se toman en consideración los siguientes puntos:

- Del CAPÍTULO 6.4, se elige la inyección continua debido a sus beneficios operativos y cuidados de reservorios, a pesar de su incremento de inyección de nitrógeno, contra el método de inyección en el fondo del pozo. Luego de obtener el total del nitrógeno a utilizar con este método, se define las dimensiones de la unidad auxiliar de nitrógeno requerida para la operación.
- Del CAPÍTULO 6.6, el cual se enfoca en la eficiencia de la inyección, se llega a la conclusión de seleccionar el C.T. de menor diámetro disponible en el mercado y, además, la longitud debe ser tal que alcance la profundidad de los punzados, dado que, a mayor profundidad de inyección, se obtiene una mejor descarga del reservorio.
- Del CAPÍTULO 2.2, donde el foco está puesto en los ciclos de fatiga y la vida útil de la tubería, también, se concluye que la mejor elección de la tubería en cuanto a diámetros, es la menor disponible en el mercado, a la cual se le suma la condición de a que mayor espesor de pared de tubería, incrementa la vida útil del C.T. y con respecto a los radios de curvatura, se concluye que a mayor diámetro se prolonga la duración en servicio de la tubería, por lo que preferentemente se selecciona carretel y cuello de ganso de mayor diámetro disponible.
- Del CAPÍTULO 2 y CAPÍTULO 6, haciendo enfoque a los daños mecánicos de la tubería, es de suma importancia que todo el personal involucrado conozca el correcto manejo de la tubería, y procedimientos que

se deben llevar a cabo, para evitar daños que repercutan de manera negativa en la tubería y pongan en riesgo la operación.

- Del CAPÍTULO 4, se selecciona el B.H.A acorde a la operación con nitrógeno.

Clasificación del pozo

Categoría del pozo	Rango de presión máxima anticipada [psi]	Presión mínima requerida en el stack de control de presión [psi]	Número mínimo de barreras
<input checked="" type="checkbox"/> PC-0	0	3,000	2
<input type="checkbox"/> PC-1	1 - 1500	3,000	2
<input type="checkbox"/> PC-2	1501 - 3500	5,000	2
<input type="checkbox"/> PC-3	3501 - 7500	10,000	3
<input type="checkbox"/> PC-4	7501 - 12500	15,000	3

Tabla N°6: Clasificación del pozo. Requerimiento mínimo de barreras de B.O.P. recomendado por API RP 16ST.

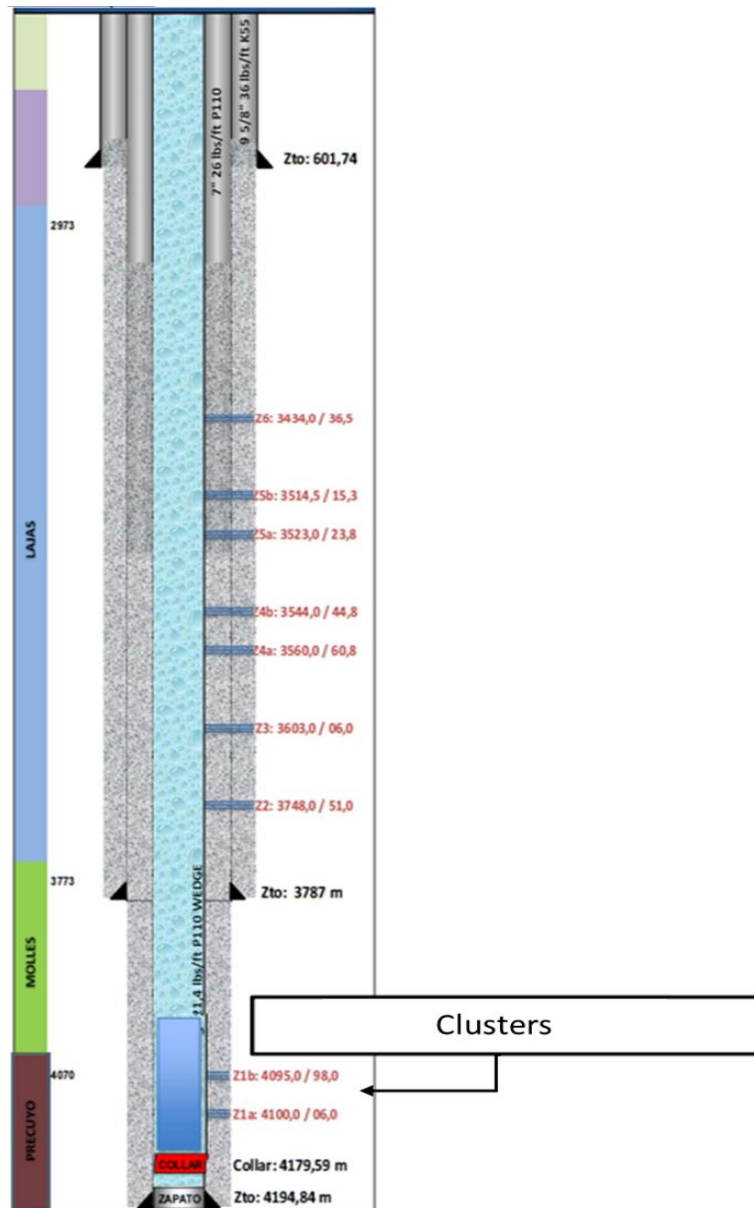


Figura N°81: Esquema representativo del pozo AAAA-XXXX con sus medidas y respectivo survey.

Según lo expuesto en el CAPÍTULO 6.6 “D. METODOLOGÍA PARA CALCULAR EL VOLUMEN REQUERIDO DE NITRÓGENO”, se procede a calcular la presión final de bombeo y el volumen necesario de nitrógeno para efectuar la inducción.

1. Partiendo de la presión estática o de fondo de pozo de 419.6 kg/cm² (5969 PSIA)³¹, la profundidad de los disparos a 4095 m (13435 ft) y con la información de la Tabla N°A3.1, se localiza el valor más cercano a 13435 ft que corresponde a 13500 ft; y el valor más cercano a 5969 PSI corresponde a 6176 PSI. De la intersección de estos dos valores, se obtiene en la parte superior de la columna la presión en la cabeza de pozo, cuyo valor es 4500 PSI.
2. De la Tabla N°A3.2, con la profundidad de 13435 ft y sabiendo que la presión en la cabeza de pozo es de 4500 PSI (Pw > 4000 PSI), se obtiene el factor de peso del nitrógeno Fc de 1.3214. Dividiendo la presión de fondo calculada entre 1.3214, se obtiene la presión en la cabeza o presión final de bombeo:

$$P_{fb} = \frac{P_{fondo}}{F_c} = \frac{5969 \text{ PSI}}{1.3214} = 4517 \text{ PSI}$$

3. Para obtener el factor de volumen del nitrógeno se utiliza la Tabla N°A3.3 donde se localiza el valor más cercano a 4517 PSI que corresponde a 4500 PSI, y a 13435 ft que corresponde a 14000 ft; en su intersección se encuentra el factor de volumen (Fv) igual a 241.81 m³/m³.
4. Ahora se calcula el volumen de nitrógeno necesario. Para esto se debe realizar los cálculos basados en las ecuaciones EC. 3, EC. 4, EC. 6 y EC. 7. Sabiendo que:

Datos	Cantidad	Unidad
QNi	18	m ³ /min
QNe	15	m ³ /min
vi	25	m/min
ve	12	m/min
ID _{T.P.}	4.13	in
L	4195	m

Tabla N°7: Datos de la maniobra R.I.H, P.O.O.H. y del pozo necesarios para los cálculos.

Los parámetros de los caudales QNi y QNe y velocidades vi y ve, se obtuvieron a partir de la selección método de inyección del CAPÍTULO 6.4, el cual corresponde a una inyección continua, por lo que se inyecta nitrógeno durante R.I.H, en el fondo y P.O.O.H. Y los valores utilizados de caudales y velocidades, corresponden con lo expuesto en el CAPÍTULO 6.6 inciso “E. EJECUCIÓN – PROCESO EJECUTIVO DE CAMPO”.

Para la determinación de los volúmenes se prosigue según lo determinado en el CAPÍTULO 6.6 inciso “D. METODOLOGÍA PARA CALCULAR EL VOLUMEN REQUERIDO DE NITRÓGENO”.

$$V_i = L * \frac{QNi}{v_i} \approx 3020 \text{ m}^3$$

Volumen para circular en el fondo (V_f):

$$V_f = V_{tot} * F_v$$

³¹ Obtenida a partir de la densidad de ahogo y la profundidad.



Donde:

- El volumen “ V_{tot} ” para este caso donde se produce por el Casing de intermedia queda definido como el volumen $V_{tot} = V_{T.P.}$

$$V_{T.P.} = ID_{T.P.}^2 * 0.5067 * L = 36256 \text{ l} \approx 36 \text{ m}^3$$

- F_v se obtiene con la metodología del punto 3.

$$V_f \approx 8705 \text{ m}^3$$

Volumen durante la extracción de la tubería flexible:

$$V_e = L * \frac{QNe}{v_e} \approx 5244 \text{ m}^3$$

Volumen total de nitrógeno requerido (V_{TN_2}).

$$V_{TN_2} = V_i + V_f + V_e = 16969 \text{ m}^3$$

Los 16969 m^3 es el volumen mínimo requerido para la operación, para la cual se le añade un 25% al volumen calculado de nitrógeno, debido a las pérdidas durante el transporte y posibles contingencias.³²

Volumen final de nitrógeno requerido (V_{FN_2}).

$$V_{FN_2} = V_{TN_2} * 1.25 = 21211 \text{ m}^3$$

A continuación, se detalla una tabla resumen de los valores obtenidos en los cálculos de volumen de nitrógeno requeridos para la operación.

Datos	Cantidad	Unidad
V_i	3020	m^3
V_f	8705	m^3
V_e	5244	m^3
V_{TN_2}	16969	m^3
V_{FN_2}	21211	m^3

Tabla N°8: Valores de los volúmenes de nitrógeno.

Conociendo los siguientes datos: caudales, velocidades y profundidades para cada maniobra, se estima aproximadamente 17 horas de bombeo de nitrógeno. Adicionalmente, para saber el tiempo total que requiere la operación se le agrega los tiempos de desmontaje, traslado, montaje y puesta en marcha. Dichas maniobras de montaje y desmontajes se hayan descriptas en el CAPÍTULO 6.5 y CAPÍTULO 6.7.

³² *Well Service Nitrogen Calculations, An introduction to Halliburton Nitrogen tables & Nitrogen Well Service Displacement calculations*, 2020. Halliburton: United Kingdom Aberdeen.

CONCLUSIONES

Este trabajo contribuye al conocimiento y difusión existente sobre la unidad de Coiled Tubing y sus capacidades. Al proporcionar una descripción completa de sus partes, componentes, características, funciones y limitaciones, se brinda a cualquier persona interesada en el tema, entender los potenciales de este servicio.

De su concepción, es que se desprenden sus ventajas. Dentro de las principales se destacan:

- Poder trabajar en pozos en producción activos.
- Su rapidez al momento de operar y trasladar la tubería.
- Sus dimensiones acotadas.

Todas estas ventajas repercuten en la economía de la operación, reduciendo sus costos. Sin embargo, a la hora de efectuar un servicio al pozo, el nivel de ingeniería requerido para la operación es alto, debido al comportamiento particular de dicha tubería con respecto a otros servicios.

De manera esquemática, podemos ver la comparación del Coiled Tubing con respecto a otros servicios, en la Figura N°82.

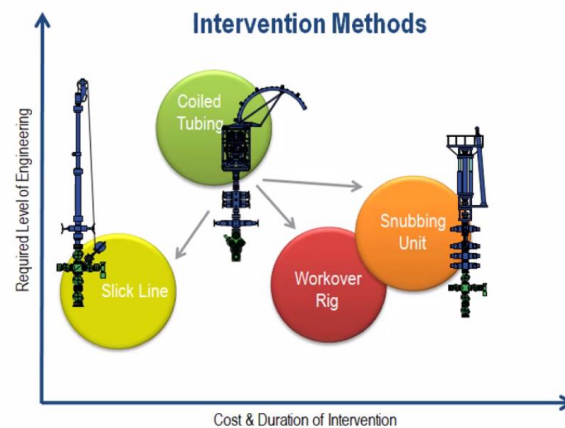


Figura N°82: Relación costo – ingeniería para distintos métodos de intervención. Cervera J., 2020. Presentación PPT de Unidad de Coiled Tubing, curso de terminación.

Además, el P.I.P. también ha proporcionado un ejemplo de aplicación de la unidad de coiled tubing con el fin de exponer sus capacidades. Para ello se desarrolló una visión más detallada sobre el servicio de desahogo de un pozo utilizando nitrógeno.

La unidad de C.T., junto con la tecnología disponible, permiten realizar la intervención de forma segura, tanto para el personal, como para la integridad del reservorio, al mantener el pozo circulando, mientras se introduce y extrae la tubería.

ANEXO I

Los tipos de corrosión más comunes, que pueden presentar los C.T. son:

- Corrosión general: Se manifiesta como un adelgazamiento uniforme de la pared del C.T., aunque no es común en las operaciones que involucran exposiciones de corta duración (<30 horas). Esta corrosión se acelera con el grado de trabajo en frío.
- Corrosión galvánica: Se produce por la combinación de metales distintos. No es un problema cuando se utiliza C.T. en pozos que contienen componentes del acero de baja aleación, pero si puede ser un problema grave cuando se utiliza en pozos corrosivos que contienen aleaciones resistentes a la corrosión, como aceros inoxidable, super-aleaciones a base de níquel y aleaciones de titanio.
- Corrosión atmosférica y filiforme: El C.T. con remanentes de fluidos en el ID, fluido salpicado en el OD, o en áreas de alta humedad y clima cálido con condiciones aireadas puede sufrir corrosión acelerada en el OD (óxido) y vetas de corrosión localizada en el ID (filiforme). La corrosión interior se manifiesta como picaduras estrechas y afiladas que se profundizan en poco tiempo durante el almacenamiento o el tránsito y podrían dar lugar a fugas diminutas. Para minimizar el daño debido a la corrosión interna durante el almacenamiento o el tránsito, los C.T. deben ser desplazados con un inhibidor y secadas con gas inerte y selladas.
- Corrosión por picaduras y grietas: Ocurre principalmente en ambientes ácidos (PH bajo) y empeora con el aumento de la temperatura. También, se ha observado que ocurre en salmueras bajo condiciones atmosféricas. Estas son las formas más comunes de corrosión en el C.T. La inhibición es un control necesario para dicho daño, incluso para trabajos de corta duración, ya que las profundidades del pozo no se monitorean de manera confiable durante el servicio. Además, se deben evitar las grietas formadas por un contacto deficiente en los sellos, conectores de bajada u otras herramientas de fondo de pozo. Las altas tasas de flujo aumentan las tasas de picaduras.

La corrosión en el Coiled Tubing causa una serie de efectos perjudiciales como puede ser la reducción de la resistencia utilizable del C.T., especial de las presiones de trabajo, debido al adelgazamiento de las paredes y las picaduras, ocasionando colapso, explosión y bajando su rendimiento. También se reduce los ciclos de servicio debido a la mayor susceptibilidad a la fractura prematura por a la corrosión y las picaduras que actúan como iniciadores de grietas por corrosión bajo tensión relacionadas con H₂S y/o CO₂.

En cuanto a la corrosión y el óxido en la superficie exterior, como ya mencionamos anteriormente aparte de debilitar la integridad mecánica y proporciona sitios para que la corrosión continúe, exponiendo al pozo a los fluidos de tratamiento también causa los siguientes efectos indeseables como es un sello deficiente en el stripper y en los BOP ya que los elastómeros utilizados en los equipos de control de presión de pozos pueden dañarse o volverse menos efectivos debido a una superficie de tubería áspera. A su vez la fuerza requerida para pasar la tubería a través del stripper en un pozo de alta presión puede aumentar significativamente con una superficie rugosa de la tubería. Por otra parte, el óxido o las incrustaciones acumuladas pueden afectar el equipo de medición de profundidad y monitoreo de tuberías.

Para contrarrestar estos efectos las compañías fabricantes de C.T. trabajan con aleaciones resistentes a la corrosión.

La Figura A, muestra la fatiga del C.T. creada con aleación con cromo 16 comparada con el C.T. creada con acero convencional. La fatiga del material con aleación resistente a la corrosión tiene aproximadamente el triple de vida que el del acero convencional.

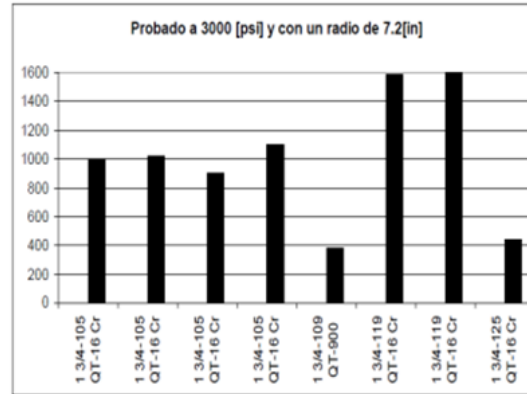


Figura A: Fatiga de un material con aleación resistente a la corrosión. Coiled Tubing Operations Manual, 2008. Halliburton, USA.

Esto indica que el material con cromo 16 en H₂S será requerido en una inhibición especial cuando se usa en un ambiente agrio.

Los efectos del H₂S en el servicio de C.T. son particularmente importantes porque el H₂S puede reducir el esfuerzo del acero a través de la desintegración por la concentración del sulfuro. El H₂S también puede reducir la resistencia de la fatiga de acero con alto esfuerzo. Sin embargo, los efectos de los ciclos de trabajo en frío en las aplicaciones con C.T. pueden ser más complicados.

ANEXO II

La cantidad óptima se determina en función de la geometría del pozo, tipo de fluido por desplazar y de las condiciones de operación: caudales, presiones de inyección, velocidad de introducción y extracción de la tubería flexible. La razón de usar nitrógeno gaseoso en los pozos petroleros, está en función de sus características y propiedades:

- Es un elemento inerte y elimina los peligros de incendio durante las operaciones.
- Bajo coeficiente de solubilidad en agua y/o aceite.
- Por su estabilidad e inactividad química, ya que no reacciona con otros fluidos e inhibe, la corrosión de partes metálicas.
- No contamina ni daña las formaciones.
- Ayuda a reducir el agua contenida en las formaciones, debido a su afinidad con la misma. Por ejemplo: se ha podido comprobar experimentalmente que a 200Kg/cm² y 80°C, 100 m³ de nitrógeno, absorbieron 40.8 litros de agua.
- Porque mantiene su estado gaseoso a presiones y temperaturas elevadas.
- Por su alto rendimiento de volumen de gas por volumen de líquido

Propiedades del nitrógeno gaseoso

El nitrógeno es un gas incoloro, inodoro, insípido, no combustible, extremadamente frío, inerte cuya gravedad específica (SG) en estado gaseoso es de 0.967, lo que lo vuelve más liviano que el aire que a presión atmosférica.

En cuanto al nitrógeno líquido tiene una gravedad específica de 0.81 y pesa 6.745 lbs/gal lo que lo vuelve más liviano que el agua. El nitrógeno líquido se evapora a -320 F. Cuando el nitrógeno líquido se expande a gas a condiciones normales, ocupa un volumen de 696 veces su volumen original.

PROPIEDADES FÍSICAS	
Fórmula química	28 013 g/mol
Temperatura de ebullición (1 atm)	-195.8 °C
Temperatura crítica	-146.9 °C
Presión crítica	33.9 bar
Densidad del gas (20 °C, 1 atm)	1 161 g/l
Densidad del líquido (p.e., 1 atm)	0.808 g/l
Peso específico (aire= 1)	0.967
Solubilidad en agua (0 °C, 1 atm)	2.33 cm ³ N ₂ /100 cm ³ H ₂ O
Calor latente de vaporización	47.44 cal/g

TABLA N°A: Propiedades del nitrógeno. <https://0grados.com/el-nitrogeno/>

Factor de compresibilidad o volumen:

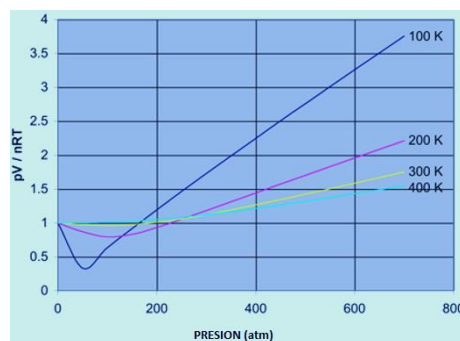


Figura B: Grafica del factor de compresibilidad para el Nitrógeno. <https://www.quimica-organica.com/gases-reales/>



ANEXO III

Prof (pies) / Pw (psia)	500	1000	1500	2000	2500	3000	3500	4000	4500	5000	5500	6000	6500	7000	7500	8000	8500	9000	9500	10000
500	509	1017	1527	2036	2547	3059	3572	4060	4566	5071	5575	6080	6584	7088	7591	8095	8598	9101	9604	10106
1000	517	1035	1553	2073	2594	3117	3644	4121	4631	5141	5650	6159	6667	7175	7682	8190	8696	9201	9707	10212
1500	526	1052	1580	2109	2641	3175	3715	4180	4696	5211	5725	6238	6750	7262	7773	8284	8793	9301	9809	10317
2000	534	1070	1606	2145	2687	3233	3785	4240	4761	5281	5799	6316	6833	7348	7863	8377	8889	9400	9911	10421
2500	543	1087	1633	2181	2733	3291	3855	4299	4825	5350	5873	6394	6915	7434	7952	8470	8985	9499	10012	10525
3000	552	1104	1659	2217	2780	3348	3925	4358	4889	5419	5946	6472	6996	7519	8041	8562	9080	9597	10113	10628
3500	560	1122	1685	2253	2825	3405	3994	4417	4953	5487	6019	6549	7078	7604	8130	8653	9174	9694	10213	10730
4000	569	1139	1712	2289	2871	3462	4049	4475	5017	5555	6092	6626	7158	7689	8218	8744	9268	9791	10312	10832
4500	577	1156	1738	2324	2917	3518	4102	4533	5080	5623	6164	6703	7239	7773	8305	8835	9362	9887	10411	10934
5000	586	1174	1764	2360	2962	3574	4156	4591	5143	5691	6236	6779	7319	7857	8392	8925	9455	9983	10509	11034
5500	595	1191	1791	2395	3008	3630	4209	4649	5205	5758	6308	6855	7399	7940	8479	9015	9547	10078	10607	11135
6000	603	1208	1817	2431	3053	3686	4263	4706	5267	5825	6379	6930	7478	8023	8565	9104	9640	10173	10705	11235
6500	612	1226	1843	2466	3098	3742	4316	4763	5330	5892	6450	7005	7557	8106	8651	9193	9731	10267	10802	11334
7000	621	1243	1869	2501	3143	3797	4368	4820	5391	5958	6521	7080	7636	8188	8737	9282	9823	10361	10898	11433
7500	629	1260	1895	2537	3187	3852	4421	4877	5453	6024	6591	7155	7714	8270	8822	9370	9913	10455	10994	11531
8000	638	1278	1921	2572	3232	3906	4474	4933	5514	6090	6662	7229	7792	8351	8906	9457	10004	10548	11090	11630
8500	647	1295	1947	2607	3276	3961	4526	4989	5575	6156	6732	7303	7870	8433	8991	9544	10094	10641	11185	11727
9000	655	1312	1974	2642	3321	4008	4578	5045	5636	6221	6801	7376	7947	8513	9075	9631	10184	10733	11280	11824
9500	664	1329	2000	2677	3365	4055	4630	5101	5697	6287	6871	7450	8025	8594	9158	9718	10273	10825	11374	11921
10000	673	1347	2026	2712	3409	4101	4681	5157	5758	6352	6940	7523	8101	8674	9241	9804	10362	10917	11469	12018
10500	681	1364	2051	2764	3453	4148	4733	5213	5818	6416	7009	7596	8178	8754	9324	9890	10451	11008	11562	12114
11000	690	1381	2077	2781	3497	4194	4784	5268	5878	6481	7078	7669	8254	8833	9407	9976	10539	11099	11656	12210
11500	699	1399	2103	2816	3541	4240	4836	5323	5938	6545	7146	7741	8330	8913	9489	10061	10627	11189	11749	12305
12000	707	1416	2129	2851	3585	4286	4887	5378	5998	6609	7214	7813	8406	8992	9571	10146	10715	11280	11841	12400
12500	716	1433	2155	2885	3629	4332	4938	5433	6057	6673	7282	7885	8482	9070	9653	10230	10802	11370	11934	12495
13000	725	1451	2181	2920	3672	4378	4989	5488	6117	6737	7350	7957	8557	9149	9735	10315	10889	11495	12026	12589
13500	734	1468	2207	2954	3716	4424	5039	5542	6176	6801	7418	8029	8632	9227	9816	10399	10976	11549	12118	12683
14000	742	1485	2232	2989	3759	4470	5090	5597	6235	6864	7485	8100	8707	9305	9897	10483	11062	11638	12209	12777
14500	751	1502	2258	3023	3802	4515	5141	5651	6294	6927	7553	8171	8781	9383	9977	10566	11148	11726	12300	12871
15000	760	1520	2284	3057	3845	4561	5191	5705	6353	6990	7620	8242	8855	9460	10058	10649	11234	11815	12391	12964
15500	769	1537	2310	3092	3888	4606	5241	5760	6411	7053	7687	8313	8929	9537	10138	10732	11320	11903	12482	13057
16000	777	1554	2335	3126	3931	4651	5291	5813	6470	7116	7753	8383	9003	9614	10218	10815	11405	11991	12572	13149
16500	786	1572	2361	3160	3974	4697	5341	5867	6528	7179	7820	8454	9077	9691	10298	10898	11490	12078	12662	13241
17000	795	1589	2387	3139	4013	4742	5391	5921	6586	7241	7886	8524	9150	9768	10377	10980	11575	12166	12752	13333

Tabla N°A3.1: Presión de fondo de una columna de nitrógeno, teniendo la presión de superficie y la profundidad. Martínez González, J.L. 2010.

Aplicaciones con Tubería Flexible en pozos petroleros. Tesis presentada en Universidad Nacional Autónoma de México.



Prof. (pies)	Pw<4000(psia)	Pw>4000(psia)	Prof. (pies)2	Pw<4000(psia)	Pw>4000(psia)	Prof. (pies)	Pw<4000 (psia)	Pw>4000 (psia)	Prof. (pies)	Pw<4000 (psia)	Pw>4000 (psia)
100	10038	10024	4300	11594	11031	8500	13104	12038	12700	14586	13046
200	10075	10048	4400	11631	11055	8600	13140	12062	12800	14622	13070
300	10113	10072	4500	11668	11079	8700	13176	12086	12900	14657	13094
400	10150	10096	4600	11705	11103	8800	13212	12110	13000	14692	13118
500	100188	10120	4700	11742	11127	8900	13248	12134	13100	14726	13142
600	10226	10144	4800	11778	11151	9000	13284	12158	13200	14761	13166
700	10263	10168	4900	11815	11175	9100	13319	12182	13300	14795	13190
800	10301	10192	5000	11852	11200	9200	13354	12206	13400	14830	13214
900	10338	10216	5100	11889	11223	9300	13390	12230	13500	14864	13238
1000	10376	10240	5200	11926	11247	9400	13425	12254	13600	14898	13262
1100	10413	10288	5300	11962	11271	9500	13460	12278	13700	14933	13286
1200	10451	10312	5400	1999	11295	9600	13495	12302	13800	14967	13310
1300	10489	10336	5500	12036	11319	9700	13530	12326	13900	15002	13333
1400	10526	1360	5600	12072	11343	9800	13566	12350	14000	15036	13357
1500	10564	10384	5700	12108	11367	9900	13601	12374	14100	15070	13381
1600	10601	10408	5800	12144	11391	10000	13636	12398	14200	15105	13405
1700	10638	10432	5900	12180	11415	10100	13671	12422	14300	15139	13429
1800	10674	10456	6000	12216	11439	10200	13706	12446	14400	15174	13453
1900	10711	10480	6100	12252	11463	10300	13742	12470	14500	15208	13477
2000	10748	10504	6200	12288	11487	10400	13777	12494	14600	15242	13501
2100	10785	10528	6300	12324	11511	10500	13812	12518	14700	15277	13525
2200	10822	10552	6400	12360	11535	10600	13847	12542	14800	15311	13549
2300	10858	10576	6500	12396	11559	10700	13882	12566	14900	15346	13573
2400	10895	10600	6600	12431	11583	10800	13918	12590	15000	15380	13597
2500	10932	10624	6700	12466	11607	10900	13953	12614	15100	15414	13621
2600	10969	10648	6800	12502	11631	11000	13988	12638	15200	15449	13645
2700	11006	10671	6900	12537	11655	11100	14023	12662	15300	15483	13669
2800	11042	10695	7000	12572	11679	11200	14058	12686	15400	15518	13693
2900	11079	10719	7100	12607	11703	11300	14094	12710	15500	15552	13717
3000	11116	10743	7200	12642	11727	11400	14129	12734	15600	15586	13741
3100	11153	10767	7300	12678	11751	11500	14164	12758	15700	15621	13765
3200	11190	10791	7400	12713	11775	11600	14199	12782	15800	15655	13789
3300	11226	10815	7500	12748	11799	11700	14234	12806	15900	15690	13813
3400	11263	10839	7600	12783	11823	11800	14270	12830	16000	15724	13837
3500	11300	10863	7700	12818	11847	11900	14305	12854	16100	15758	13861
3600	11337	10887	7800	12854	11871	12000	14340	12878	16200	15793	13885
3700	11374	10911	7900	12889	11895	12100	14375	12902	16300	15827	13909
3800	11410	10935	8000	12924	11919	12200	14410	12926	16400	15862	13933
3900	11447	10959	8100	12960	11943	12300	14446	12950	16500	15896	13957
4000	11484	10959	8200	12996	11967	12400	14481	12974	16600	15927	13981
4100	11521	10983	8300	13032	11991	12500	14516	12998	16700	15958	14005
4200	11558	11007	8400	13068	12014	12600	14551	13022	16800	15990	14029

Tabla N°A3.2: Factor para determinar el peso de una columna de nitrógeno [10000:1]. Martínez González, J.L. 2010. Aplicaciones con Tubería Flexible en pozos petroleros. Tesis presentada en Universidad Nacional Autónoma de México.

BIBLIOGRAFÍA

- American Petroleum Institute, 1996. *Práctica Recomendada para las Operaciones con Tubería Flexible en los Servicios de Pozo de Petróleo y Gas*. API RP 5C7. Washington, DC.
- Castro, P.A., Castro, A.M., 2017. Proyecto integral de ingeniería, Universidad de América. Bogotá D.C. <https://docplayer.es/88963232-Pablo-andres-castro-gantiva-maria-alejandra-castro-sanchez.html>
- Cervera J., 2019. Presentación PPT de Unidad de Coiled Tubing, curso de terminación.
- Cerberus for Coiled Tubing, 2012. NOV Nacional Oilwell Varco. Texas, USA.
- Coiled Tubing Client School Manual, 1996. Dowell Schlumberger. Francia.
- Coiled Tubing Manual, 2005. CTES. Texas, USA.
- Coiled Tubing Manual, 2013. NOV-CTES. Texas, USA.
- Coiled Tubing Operations Manual, 2008. Halliburton, USA.
- Fuladgar, A.M., Moghadasi, J., Ghabadi H. y Haghi, A.H., 2014. *Optimization of Unloading Operation with Coiled Tubing (Nitrogen Lifting) in One of the Southern Iranian Oil Fields, Kish, Iran*.
- ICoTA, 2020. *Recuentos de plataformas CTU, Coiled Tubing Unit*. Canadá. <https://www.icota-canada.com/page-18107>
- International Coiled Tubing Association. 2005. *An Introduction to Coiled Tubing, History, Applications, and Benefits*. Texas, USA.
- Martínez González, J.L. 2010. *Aplicaciones con Tubería Flexible en pozos petroleros*. Tesis presentada en Universidad Nacional Autónoma de México.
- Mobile Data Technologies, 2009. <http://mobiledatatech.com/applications/coiled-tubing/>.
- National Oilwell Varco, 1995. Houston, Texas. <https://www.nov.com/products/true-taper-xr-enhancement>
https://www.youtube.com/watch?v=P8sOouEFVQo&ab_channel=NOV
- Newman, K., 1991. *Coiled Tubing Pressure and Tension Limits*. Artículo SPE 23131. Europe, Aberdeen, Reino Unido.
- PetroWiki, 2013. *Historia de la tecnología de tubería flexible*. SPE https://petrowiki.spe.org/History_of_coiled_tubing_technology
- Rodriguez E. 2018. *Tratamientos químicos Dynadrill*. Ecuador C.A. <https://www.dynadrill.com.ec/origen-del-coiled-tubing/#:~:text=El%20desarrollo%20de%20tubulares%20continuos,la%20Mancha%20para%20suministrar%20combustible>
- Sanabria, V., 2016. *Introducción al Coiled Tubing*. CPVEN. Venezuela. <https://slideplayer.es/amp/16110264/>
- Sas-Jaworsky II, A. 2006. *Desempeño de la Tubería Flexible*. SAS Industries Inc. y Petrolnews.net. Houston, USA.



-
- Society of Petroleum Engineers. 1991. *Coiled Tubing Life Modeling*. Artículo SPE 22820. Texas, USA.
 - Tenaris, 2001. Milán: Italia
<https://www.tenaris.com/en/products-and-services/coiled-tubing>
 - The Schlumberger Energy Glossary, 1998.
https://glossary.oilfield.slb.com/es/terms/c/coiled_tubing_unit
https://glossary.oilfield.slb.com/es/terms/c/coiled_tubing_string
 - Vidarte A. 2021. *Coiled Tubing*. Jóvenes Profesionales Argentinos.
https://www.youtube.com/watch?v=-eGDV5J5RPo&ab_channel=J%C3%B3venesProfesionalesArgentinos
 - Well Control School, 2003. Harvey Louisiana, USA.
 - *Well Service Nitrogen Calculations, An introduction to Halliburton Nitrogen tables & Nitrogen Well Service Displacement calculations*, 2020. Halliburton: United Kingdom Aberdeen.
 - Williams, T. y Deskins G. 2001. *Sound Coiled-Tubing Drilling Practices*. Maurer Technology Inc. Houston, Texas, USA.
 - Xtreme Drilling and Coil Services, 2016. *Coiled Tubing Services Animation*.
<https://www.youtube.com/watch?v=oe0BsBZwIzA>
 - Zhou, Y., Smalley, E. y Opel, S. 2007. *Determination of Optimum N₂ Rate for Unloading Gas Wells with Coiled Tubing*, Artículo SPE 143337. Documento presentado en la Conferencia y Exposición Internacional Anual de Nigeria, Abuja, Nigeria.