



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

COMPARACION DE LAS DIFERENTES ALTERNATIVAS EN LA TERMINACIÓN DE POZOS VERTICALES Y DISEÑO DE APEREJOS DE PRODUCCIÓN POR CARGAS AXIALES

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:

INGENIERO PETROLERO

PRESENTA:

PEÑA DELGADO GUILLERMO

DIRECTOR: ING. JOSÉ AGUSTÍN VELASCO ESQUIVEL

MÉXICO, D.F. CIUDAD UNIVERSITARIA 2014



AGRADECIMIENTOS:

Gracias a la facultad de ingeniería

Y a sus profesores que ponen su esfuerzo

Para formar profesionistas de calidad.

Gracias a mis sinodales por su tiempo y dedicación a este trabajo.

Gracias a mi mama y a mi hermano por apoyarme durante toda mi vida

Muchas gracias a mi novia que siempre estuvo ahí para apoyarme en todo momento

Y en especial a una de las personas que más confió en mí,

Aún más de lo que yo confiaba en mí mismo,

Aunque no llegaste a ver este momento, sé que contabas con él,

Gracias Papá.

Índice

Introducción	4
Capítulo 1	
<i>Historia y evolución de las terminaciones</i>	7
<i>Terminación en agujero descubierto</i>	9
<i>Terminación con agujero entubado</i>	12
<i>Terminación únicamente con tubería ranurada</i>	14
<i>Terminación con empaadura de grava en agujero revestido</i>	20
<i>Terminaciones en agujero descubierto ampliado con grava</i>	22
Capítulo 2	
<i>Tubería de producción</i>	29
ACCESORIOS	
<i>Empacadores</i>	31
<i>Válvulas de circulación</i>	40
<i>Válvula de seguridad (tormenta)</i>	44
<i>Árbol de válvulas</i>	45
<i>Tipos de terminación de acuerdo a la configuración mecánica</i>	51
<i>Terminación con sistema artificial de producción SAP</i>	56
<i>Riesgos en la reparación de pozos</i>	64
Capítulo 3	
<i>Diseño de Tuberías</i>	69
<i>Análisis Nodal</i>	71
<i>Esfuerzos sobre la tubería</i>	71

<i>Uniaxial</i>	73
<i>Biaxial</i>	82
<i>Triaxial</i>	83
<i>El movimiento del aparejo de producción</i>	87
<i>Corrosión</i>	94
<i>Erosión</i>	98
Conclusiones y Recomendaciones	101
Bibliografía	103

Introducción

En esta tesis se presentan las distintas evoluciones que ha sufrido el proceso de terminaciones de pozos petroleros, con el objetivo de lograr resultados satisfactorios a la hora de producir, en este trabajo se mencionan desde los primeros esfuerzos de los ingenieros petroleros para mantener la integridad del pozo, hasta los métodos de diseño que contemplan esfuerzos a lo largo de toda la tubería los cuales intentan deformarla.

Fue la necesidad de llegar a mayor profundidad lo que en gran medida impulso el desarrollo de técnicas más avanzadas para la terminación de pozos, así como la creación de diversos accesorios y herramientas que ayudaron a tener un mayor control del pozo. Al ser a industria petrolera de gran importancia a la hora de generar energía, impulso una carrera tecnológica para desarrollar métodos y herramientas cada vez más sofisticadas, y la rentabilidad de los proyectos petroleros era un gran incentivo para la creación de nuevas compañías que se dedicaran a esta industria.

Pero el objetivo de esta tesis no es de un análisis historiográfico de la industria y su evolución, únicamente se enfoca en el proceso de terminación de un pozo, es decir, cuando el pozo se encuentra perforado hasta su profundidad final, y como es que han mejorado estos procesos.

El término de completación o terminación de pozos incluye todas las operaciones requeridas para poner al pozo en producción después de alcanzar la zona productora por medio de la perforación y no es hasta que el pozo se encuentra produciendo después de la estimulación que se puede considerar que la operación de completar el pozo ha terminado. La terminación de un pozo petrolero es un proceso operativo que se inicia después de cementar la última tubería de revestimiento de explotación y se realiza con el fin de dejar el pozo produciendo hidrocarburos o taponando, si así se termina.

El objetivo primordial de la terminación de un pozo es obtener la producción óptima de hidrocarburos al menos costo. Para que ésta se realice debe hacerse un análisis nodal¹ para determinar, qué aparejos de producción deben utilizarse para producir el pozo de acuerdo las características del yacimiento (tipo de formación, mecanismos de empuje etc.) en la elección del sistema de terminación deberá considerarse la información recabada, indirecta o directamente, durante la perforación, a partir de: muestras de canal, núcleos, pruebas de formación, análisis petrofísicos, análisis PVT y los registros geofísicos de explotación.

La exploración, los costos anteriores a la perforación y muchas otras inversiones realizadas durante la perforación de un pozo, pueden ser perdidos debido a una mala terminación, se corre el riesgo de dañar demasiado la zona productora e incluso un pozo no productivo. Es por esto que el diseño de la terminación debe ser planeado desde antes de perforar un pozo con la información que se tenga de pozos cercanos o del resultado de correlacionar datos de campos cercanos.

La dificultad de las operaciones de perforación y operación de los pozos representan grandes gastos. Por lo que no se puede dejar la terminación al azar. Se debe analizar las condiciones del yacimiento y las limitaciones técnicas, así como los costos y el riesgo que representa la operación. Por otro lado se deben prever futuras intervenciones al pozo con objeto de repararlo o solucionar algún percance no previsto. Para ello se debe decidir si se realiza una terminación temporal o permanente.

En resumen podemos decir que la terminación de pozos representa la investigación de muchos estudios que fueron realizados por separado, pero

¹ El análisis nodal es un sistema que permite la predicción del comportamiento actual y futuro de un pozo productor, como resultado de este análisis, se puede obtener por lo general una mejoría en la eficiencia de flujo, o bien un incremento en la producción. Se consideran cuatro nodos para su solución: yacimiento, fondo del pozo, cabeza del pozo, estrangulador superficial y entrada al separador. Se describirá mas adelante en el capítulo 3

convergen en un mismo objetivo; la obtención de hidrocarburos de la manera más eficiente posible y con el menor costo.

La elección y el adecuado diseño de los esquemas de terminación de pozos, forman una parte decisiva dentro del desempeño operativo, productivo y de desarrollo de un campo. La eficiencia y la seguridad del vínculo establecido entre el yacimiento y la superficie dependen de la correcta y estratégica disposición de todos los parámetros que lo conforman, de esta manera podría hablarse de la productividad del pozo en función de la completación, que incluye un análisis de sus condiciones mecánicas y la rentabilidad económica que justifique su existencia.

CAPITULO 1

Historia y evolución de las terminaciones

Tempranamente en el desarrollo de la industria petrolera, la terminación de pozos frecuentemente consistía simplemente en asegurar una tubería roscable de 7", en un inicio esta tubería también se utilizaba para perforar. Esto hacia que muchas veces el pozo no fluyera de manera inmediata o tenía problemas para producir grandes cantidades de aceite, lo que causaba que el pozo fuera abandonado o alcanzara su límite económico² muy temprano.

Más adelante en el tiempo, los procedimientos de terminación de pozos fueron desarrollados con base a mayor conocimiento del subsuelo, nuevas tecnologías y a una industria creciente en todo el mundo, estos nuevos métodos solucionaban algunos de los problemas que tenían la terminación en agujero descubierto o una tubería ranurada. Cada nuevo método usado correctamente bajo sus propias premisas, disminuía los costos de desarrollo y de operación del pozo, afectando positivamente en el potencial del pozo y su vida productiva.

Como resultado de la experiencia, la investigación, y el desarrollo, la terminación de pozos se ha convertido en una refinada técnica que resulta en una mayor cantidad de aceite y gas en una manera más eficiente.

Actualmente el costo de las tuberías representa un alto porcentaje de la inversión total del pozo, se tienen estimaciones de que varía del 15% al 30% del costo total del pozo. Por lo que se debe definir y optimizar el diámetro y grosor de las tuberías que irán en el pozo. Deben ser lo suficientemente resistentes como para soportar las cargas y esfuerzos a los que estarán sometidas, pero no ser tan robustas como para que representen un gasto innecesario o se reduzca demasiado el diámetro interno.

² Es el punto en el cual los ingresos obtenidos por la venta de los hidrocarburos se igualan a los costos incurridos en su explotación

Línea del tiempo de la historia de las terminaciones

1300	Marco Polo reporta pozos en las costas del Mar Caspio, que califico a la producción de esos pozos petroleros, como cientos de naves
1850	Primeros métodos rudimentarios de perforación, se utilizaban máquinas de vapor y la perforación por percusión, aunque esta técnica solo alcanza aproximadamente los 30 metros de profundidad
1861	Registro de la primera arremetida de pozo (blowout), fue el primer desastre de un pozo petrolero registrado, ocurrió en Pennsylvania, EU, en el poblado de Venago
1863	Se utiliza por primera vez juntas de Casing enroscadas
1880	Se inicia la estandarización de tuberías enroscadas
1882	Se crean las empacaduras de sellos
1890	Primer programa intensivo de tubería de revestimiento
1895	Henry Ford crea el primer automóvil comercial
1905	Primera cementación de tubería de revestimiento
1910	Tubería de perforación se utiliza por primera vez
1911	Primer producto para levantamiento por Gas (Gas-Lift)
1913	Primera completación doble
1922	Primera aplicación de herramienta de registros
1925	API se preocupa por el control y la calidad de roscas
1926	Se utiliza la primera bomba electro sumergible
1930	Se exceden los primeros 10,000ft de profundidad en pozos
1933	Primer trabajo de disparos
1943	Primera terminación costa afuera
1958	Se desarrollan técnicas de reparaciones

1958	Primera SSSV de asentamiento de línea de acero Surface-Controlled Subsurface Safety Valves
1960	Se crean los registros de cementación
1963	Primer trabajo de Coild Tubing (tubería flexible)
1967	Desarrollo del primer monitoreo de data computarizada

Terminación en agujero descubierto

La técnica de terminación de pozos comenzó en los años veinte, los primeros pozos fueron perforados en yacimientos poco profundos los cuales eran suficientemente consolidados para prevenir derrumbamientos dentro del pozo.

La terminación en agujero descubierto consiste en correr y cementar el tubo de revestimiento hasta el tope de la zona de interés, seguir perforando hasta la base de esta zona y dejarla sin revestimiento. Este tipo de completación se realiza en yacimientos de arenas consolidadas, donde no se espera producción de agua/gas ni producción de arena o derrumbes de la formación.

Las primeras terminaciones se realizaron en agujero descubierto, teniendo como principal desventaja la limitación en el control del fluido del yacimiento, sin embargo es el tipo de terminación más económica y posee una gran área de contacto entre el pozo y el yacimiento. Ideal para formaciones bien consolidadas con baja permeabilidad.

La terminación en agujero descubierto no emplea ninguna tubería de recubrimiento ni Liner para soportar la formación, la misma matriz de roca de la zona productora mantiene el pozo despejado, es la manera más barata de terminar un pozo y evita la pérdida de permeabilidad por la intrusión de la lechada de cemento dentro de la formación.

El uso de estas terminaciones está restringido a formaciones fuertemente consolidadas como calizas, esto para asegurar que las condiciones del agujero se mantengan libres de sólidos a lo largo de la vida productiva del pozo y solo en

yacimientos con baja presión en una zona productora, donde el intervalo saturado de aceite y gas sea lo suficientemente grande y homogéneo a lo largo de toda la sección como para no tener problemas con la producción de agua o gas (100 a 400 pies).

En yacimientos donde existen grandes zonas de baja permeabilidad, baja porosidad y una baja permeabilidad vertical se necesitarían una gran cantidad de pozos con tubería de revestimiento perforada para alcanzar la misma área de drene; que unos pocos pozos con terminación en agujero descubierto podrían alcanzar. Debido a su gran área de contacto con el yacimiento.

Esta técnica casi no es usada, al menos como una manera de terminar los pozos permanentemente. El problema radica en que este tipo de terminaciones posee un rango de condiciones de formación muy reducido para ser viable y en la actualidad este tipo de terminaciones casi se ha abandonado. Uno de los problemas que posee la terminación en agujero descubierto es el control de sólidos, debido a que no existe limitación alguna para que las arenas suban a través del pozo a la superficie y causen problemas en el equipo superficial.

En la actualidad este tipo de terminación permite la simulación por fracturamiento hidráulico, ácido o esfuerzos máximos de la roca antes de la falla, así como para diseñar los disparos sin tener que dañar una tubería de revestimiento. Es decir que solo es utilizada temporalmente en zonas donde se quiera medir o comprobar el máximo esfuerzo de la roca antes de ceder, o la eficacia de un ácido para el aumento de la conductividad de fluidos al pozo. También es utilizada durante la perforación para comprobar los límites de la ventana operativa³, lo cual es un dato muy importante para el diseño de lodos y la planeación para el asentamiento de tuberías de revestimiento.

³ La ventana operativa es el área definida por las curvas de presión de poro y gradiente de fractura, durante la perforación, la presión en ningún punto del pozo debe superar la presión de fractura de la roca, y al mismo tiempo no debe ser inferior a la presión de poro para impedir aportaciones de la formación del pozo a la superficie

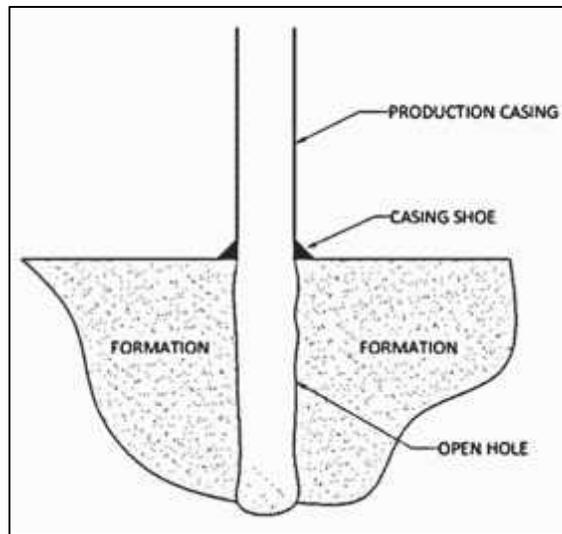


Figura 1.1 - Terminación en agujero descubierto

Ventajas:

- Se elimina el costo de disparos, el cual representa una operación bastante costosa y riesgosa.
- El diámetro del agujero es mayor en comparación de una terminación entubada.
- Fácilmente se puede profundizar más en la formación sin tener que remover equipo.
- Puede fácilmente modificarse la terminación para que el pozo sea entubado, o se ponga un Liner.
- Se adapta fácilmente a las técnicas de perforación a fin de minimizar el daño a la formación dentro de la zona de interés.
- Al estar expuesta la zona productora, no se tienen que utilizar registros para agujero entubado.
- Reduce el costo de revestimiento.

Desventajas:

- Presenta problemas para controlar la producción de agua o gas.

- La formación no puede ser estimulada selectivamente.
- Puede requerir frecuentes limpiezas si la formación no es compacta, lo que representa un gasto.

Terminación con agujero entubado

Actualmente es el mejor procedimiento para terminar un pozo, debido a que ofrece mayores posibilidades para efectuar reparaciones subsecuentes a los intervalos productores. Pueden probarse indistintamente algunas zonas de interés y explotar varias al mismo tiempo.

La comunicación de fluidos entre la formación y el pozo es de dos maneras posibles, la primera con tuberías de revestimiento que poseen una sección abierta (ranuras) siguiente figura la cual comunica las paredes del pozo hacia el interior del pozo, y eventualmente, hacia la superficie.



Figura 1.2 - Tubería ranurada

El segundo método de comprende la utilización de tuberías de revestimiento completas sin canales prefabricados, pero se utilizan herramientas externas para la perforación in situ de la tubería. Se trata de las pistolas, las cuales son fuertes explosivos enfocados en una dirección, por medio de cargas huecas; estos

explosivos, mostrados abajo se encargan de cortar la tubería, traspasándola por completo y continuando hasta una profundidad en la formación.

Este último método es el más utilizado actualmente debido a que la tubería de revestimiento no es debilitada estructuralmente a causa del ranurado, por otro lado permite ajustar la profundidad de la zona de producción (zona de disparos) por medio de registros de profundidad, lo que otorga una gran ventaja a la hora de comunicar una zona productora con el pozo.

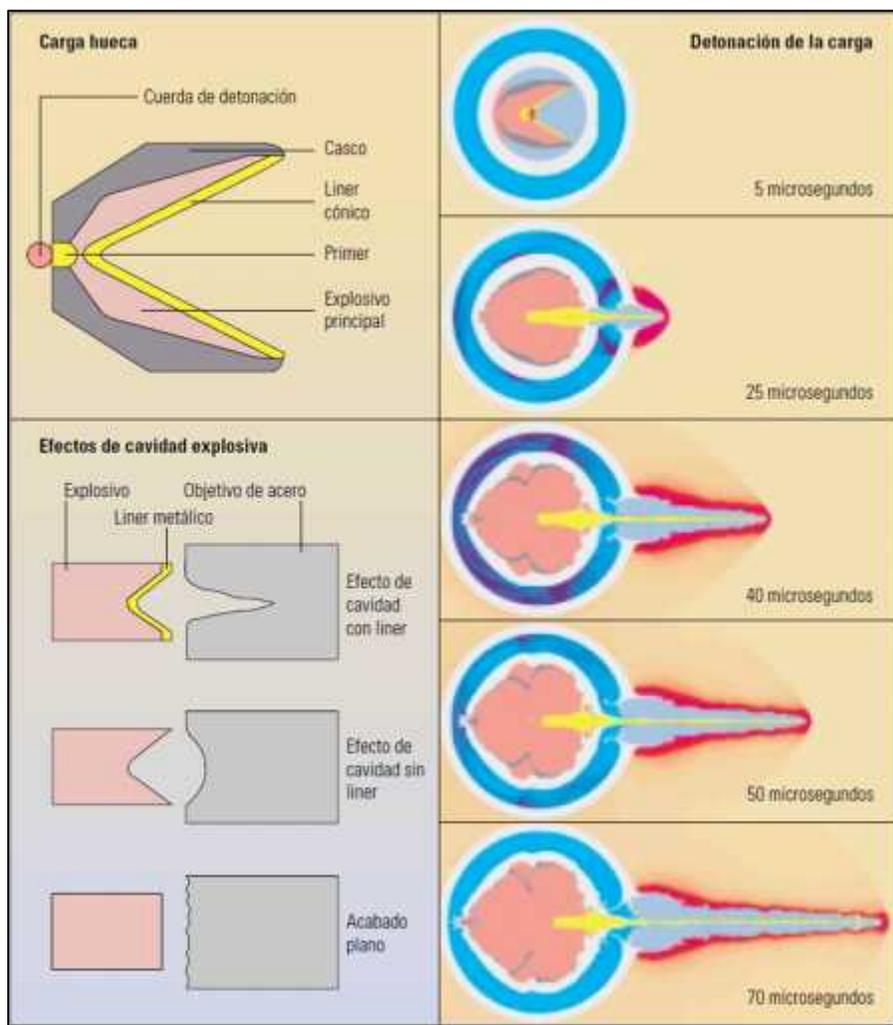


Figura 1.3 - Etapas y tipos de cargas

Terminación únicamente con tubería ranurada

Este tipo de completación se utiliza mucho en formaciones no compactadas debido a problemas de producción de fragmentos de rocas y de la formación, donde se produce generalmente petróleos pesados.

En una completación con tubería ranurada, el revestidor se asienta en el tope de la formación productora y se coloca una tubería ranurada en el intervalo correspondiente a la formación productiva. Esta manera de terminar los pozos se puede realizar de dos maneras.

- Terminación con tubería ranurada no cementada

Este tipo de terminación la tubería ranurada se coloca a lo largo de la sección o intervalo de interés, la tubería puede ser empacada con grava para impedir la producción de arena del pozo.



Figura 1.4 - terminación con tubería ranurada no cementada.

- Terminación con tubería ranurada cementada

Con esta técnica, se instala un forro (una sección de tubería ranurada) a lo largo de la sección o intervalo de producción. El forro se cementa y se dispara selectivamente la zona productiva de interés, como lo muestra la siguiente figura.



Figura 1.5 - terminación con tubería ranurada cementada.

Entre los requerimientos necesarios para que la terminación con tubería ranurada se pueda llevar a cabo, se requieren ciertos aspectos como lo son:

- Formación no consolidada,
- Formación de grandes espesores (100 a 400 pies),
- Formación homogénea a lo largo del intervalo de completación, etc.

Las tuberías ranuradas o “Liners ranurados” ranurados sin empaques de grava, constituyen la manera más sencilla de controlar la producción de arena en pozos, dependiendo lógicamente del tamaño de sólidos que pueda producir el yacimiento,

y solo retendrá las partículas más grandes que la amplitud de las ranuras. Este mecanismo debe emplearse, solo si se tiene una arena bien caracterizada, con un tamaño de grano grande, porque de lo contrario la rejilla terminará por taponándose.

Las rejillas actúan como filtros entre la formación y el pozo, puesto que los fluidos de la formación se conectan a la tubería ranurada se previenen la producción de arena basados en el ancho de la rejilla o aperturas de la tubería de revestimiento, denominado también calibre, creando así un filtro que permite únicamente la producción de hidrocarburos.

Existen varios criterios para diseñar las aberturas del Liner, en algunos casos, se dimensionan de manera que su tamaño duplique el diámetro del grano de arena de formación en el percentil cincuenta de la arena (D50), en otros casos, se diseñan para que su tamaño triplique el percentil diez más pequeño de la arena (D10). Estos criterios de dimensionamiento se derivan de varios estudios, en los cuales se determinó que un grano de arena de formación forma un puente en la abertura de una ranura cuyo tamaño sea dos o tres veces el diámetro del grano, siempre y cuando dos partículas traten de entrar en la ranura al mismo tiempo. Evidentemente, la formación de estos puentes requiere que haya una concentración suficiente de arena de Formación que trate de penetrar la rejilla o Liner al mismo tiempo

Ventajas de las rejillas solas o “Liners” ranurados.

- Fáciles de colocar en el fondo del pozo o en la zona de interés.
- Pueden ofrecer un control de arena razonablemente bueno en condiciones adecuadas. Bajo un buen diseño de las ranuras.

Desventajas de las rejillas solas o “Liners” ranurados.

- Si el puente que se ha formado no es estable, y se rompe, el “Liner” o rejilla puede obstruirse con el tiempo debido a la reorganización de la arena de Formación, teniéndose que realizar una intervención al pozo.

- En pozos de alta tasa hay la posibilidad de que ocurra una falla del “Liner” o rejilla por erosión antes de que se forme el puenteo.
- Adecuados únicamente para formaciones de granos grandes y bien distribuidos, alta permeabilidad y poca o ninguna arcilla.

Terminación con tubería ranurada pre-empacada

Las tuberías ranuradas pre-empacadas, al igual que las tuberías ranuradas mencionadas con anterioridad, sirven como un filtro, pero a diferencia de estas, poseen una doble capa. Consisten en dos envolturas, las externas e internas; estas dos envolturas entrapan un medio filtrante, por lo general grava, de modo que no deje pasar los granos de la formación más pequeños. Esta grava actúa como agente puenteante entre las dos capas, cuando se produce arena de Formación la grava se encarga de filtrar las arenas medianas a finas, mientras que la envoltura exterior de la rejilla filtra los granos de la Formación más grandes, las rejillas pre-empacadas se aplican en zonas donde la utilización del empaque con grava es difícil (zonas largas, pozos muy desviados, pozos horizontales y Formaciones heterogéneas).

Los criterios a seguir para utilizar rejillas pre-empacadas son prácticamente las mismas que rigen el empleo de rejillas solas o Liners ranurados. Formaciones altamente permeables de granos de arena grandes y bien distribuidos, con poco o ningún contenido de arcillas u otros finos. Debe considerarse la aplicabilidad de las rejillas pre-empacadas en pozos de radio pequeño, debido a que dentro de las rejillas se encuentra la grava recubierta de resina y consolidada, y un esfuerzo grande podría agrietar esta grava; este agrietamiento podría afectar la capacidad de filtración de arena que posee la rejilla, lo cual resulta particularmente cierto en el caso de la rejilla pre-empacada simple, donde el agrietamiento de la grava recubierta de resina y consolidada puede hacer que la grava se salga de la camisa perforada, exponiendo directamente la rejilla interior a la producción de arena de Formación.

Existen diferentes diseños de rejillas pre-empacadas, los más comunes incluyen rejillas pre-empacadas de rejilla doble, rejillas pre-empacadas de rejilla sencilla y slim-pak.

a) La rejilla doble: consiste en una rejilla estándar y una camisa adicional sobre la primera camisa. El espacio anular entre las dos camisas se rellena con grava revestida con resina. Todo el ensamblaje de la rejilla se coloca en un horno y se calienta para permitir que la grava revestida se consolide.

b) La rejilla pre-empacada sencilla: posee, en primer lugar, una rejilla estándar. En este caso, se instala un tubo perforado especial sobre la camisa. Este tubo está envuelto en un papel especial para sellar los orificios de salida, y la región anular entre la camisa y el tubo perforado se llena con grava revestida con resina. El ensamblaje se cura en un horno y se saca el papel que está alrededor del tubo exterior.

c) La rejilla Slim-Pak: es similar a la rejilla estándar, con dos excepciones importantes. En primer lugar, alrededor de la parte exterior de la base de tubería perforada se enrolla una rejilla de malla muy fina y se asegura antes de instalar la camisa. En segundo lugar, el espacio entre la camisa y la rejilla de malla fina se llena con arena de empaque revestida con resina. Después se lleva la rejilla a un horno, para curar la grava revestida y obtener una capa fina de grava consolidada entre la camisa de la rejilla y la tubería base.

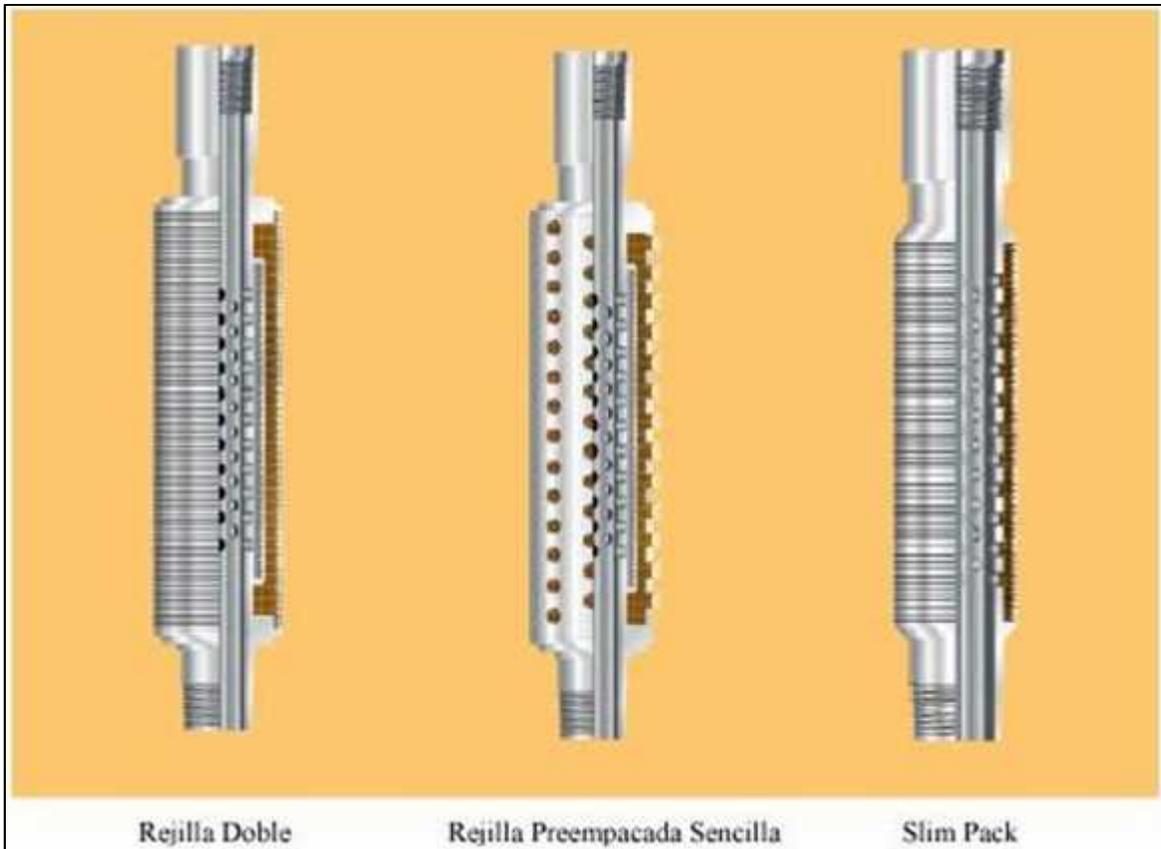


Figura 1.6 - Diferentes diseños de rejillas.

Ventajas del método:

- A pesar de ser pre-empacadas no se aumenta el radio externo de las rejillas.
- En algunos casos son menos costosas que las tuberías ranuras de gran diámetro.
- Poseen mayor capacidad de flujo por pie.

Desventajas del método:

- Es muy propensa a daños físicos durante su asentamiento en el pozo.
- La grava consolidada es poco resistente a la erosión.
- La grava consolidada al igual que los sistemas de consolidación plástica son poco resistentes a la acción de ácidos, vapor, etc.

- Productividad de los pozos se reduce cuando las aberturas se taponan.

La utilización de las rejillas pre-empacadas implica tener presente dos posibles problemas:

a) Taponamiento:

Si la rejilla no se encuentra protegida es muy probable que la misma se tapone con finos de la Formación durante el proceso de formación del puente arena.

b) Daños de la grava pre-empacada:

Si el pozo es demasiado inclinado, o las rejillas se colocan en pozos horizontales de radio corto se generan fracturas en la grava consolidada que generarán un bajo desempeño de la misma.

Terminación con empacadura de grava en agujero revestido

La terminación en agujero revestido, es decir con una TR asentada hasta el fondo de la formación, es una de las técnicas de control de arena más comúnmente utilizada por la industria petrolera. Este método de control de arena utiliza una combinación de rejilla y grava para establecer un proceso de filtración en el fondo del pozo. La rejilla es colocada a lo largo de las perforaciones y un empaque de grava con una distribución adecuada de arena es colocado alrededor de la rejilla y en las perforaciones. Después de esto, la arena del empaque de grava en las perforaciones y en el anular de la rejilla-revestidor filtra la arena y/o finos de la formación mientras que la rejilla filtra la arena del empaque con grava.

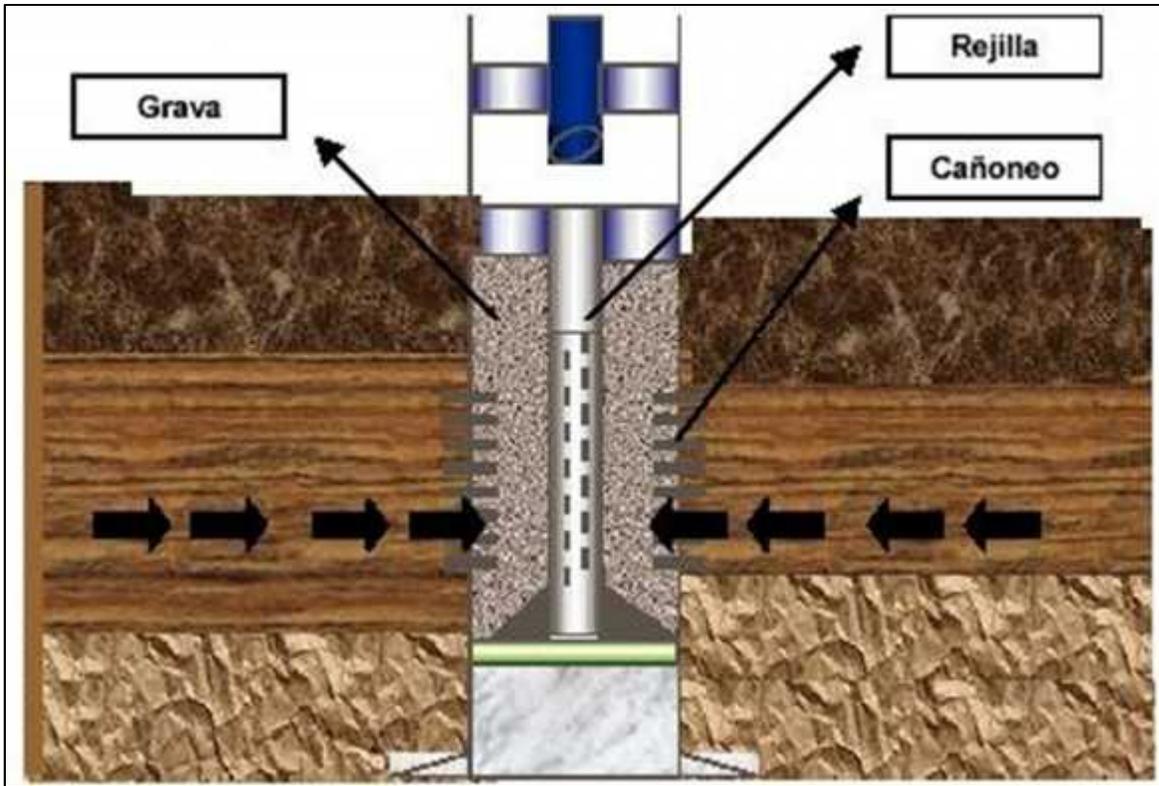


Figura 1.7 - Terminación con empaadura de grava en agujero descubierto.

Existen varias técnicas para colocar la rejilla frente a las perforaciones y controlar la colocación de la grava. La elección de la técnica más adecuada dependerá de las características particulares del pozo tales como profundidad, espesor del intervalo, presión de la Formación, etc.

Sin importar el cuidado que se tenga en una terminación de empaque con grava, por lo general se desarrollará un daño a la formación, los mecanismos a los cuales se puede atribuir este daño son: el taponamiento paulatino del empaque de grava por finos de la formación, a lo largo de la producción, alta viscosidad de fluidos perdidos dentro de la formación durante el proceso de terminación, presencia de partículas sólidas como carbonato de calcio o sal usados como aditivos para controlar pérdidas de fluidos, bombeados antes del empaque con grava, que pueden crear problemas de taponamiento del medio poroso por sólidos. Esto también crea otros problemas como potencial puenteo en el empaque.

Ventajas del método.

- Existen facilidades para una terminación selectiva y para reparaciones en los intervalos productores.
- Mediante la técnica de disparos se puede controlar con efectividad la producción de gas y agua.
- La producción de fluidos de cada zona se puede controlar y observar con efectividad.
- Es posible hacer completaciones múltiples.

Desventajas del método

- Se restringe las perforaciones del cañoneo debido a la necesidad de dejar la rejilla en el hoyo.

Terminaciones en agujero descubierto ampliado con empaque con grava

La terminación en empaque de grava en agujero descubierto ampliado, implica perforar por debajo de la zapata o cortar el revestimiento de producción a la profundidad de interés, repasar la sección del hoyo abierto para ampliarlo al diámetro requerido, para luego colocar una rejilla frente al intervalo ampliado, y posteriormente circular la grava al espacio entre la rejilla o tubería de revestimiento ranurado y el hoyo ampliado, de tal forma que la rejilla o “Liner” ranurado funcione como dispositivo de retención de la grava y el empaque con grava como filtro de la arena de la Formación.

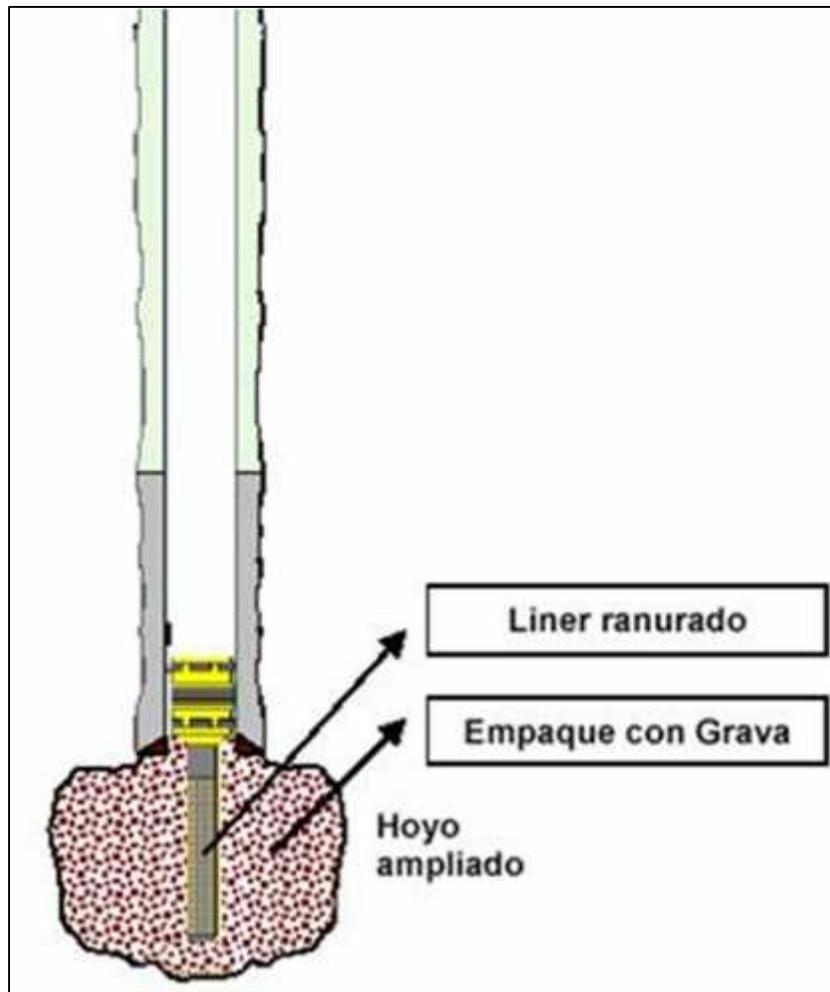


Figura 1.8 - Terminación con empaquetadura de grava en agujero ampliado.

La operación descrita, permite aumentar las dimensiones del hoyo. La razón fundamental que justifica esta operación en un hoyo abierto es la de remover el daño presente en la zona más cercana al pozo. El hoyo de mayor diámetro también aumenta ligeramente la productividad del pozo, pero esta mejora no es muy significativa en la mayoría de los casos. La ampliación del hoyo se puede llevar a cabo simplemente para lograr una mayor holgura entre la rejilla y el hoyo abierto. En cualquier caso, deberá realizarse con un fluido que no cause daño a la Formación. Los lodos de perforación tradicionales a base agua, sólo deberían ser utilizados como última alternativa y se deberán planificar tratamientos para la remoción del daño antes de empaquetar con grava o poner el pozo a producir.

Los problemas de la ampliación de hoyo tienen que ver más con problemas operacionales que con aspectos referentes al tiempo de realización, costos o productividad.

Los empaques con grava en Hoyo Abierto Ampliado permiten evitar todas las dificultades y preocupaciones asociadas con el empaque de las perforaciones en pozos revestidos y reducen las operaciones de colocación de grava a una tarea relativamente simple, de empacar el espacio anular entre el “Liner” y el hoyo ampliado. Debido a que estos empaques no tienen túneles de perforación, los fluidos de perforación pueden converger hacia y a través del empaque con grava radialmente (360°), eliminando la fuerte caída de presión relacionada con el flujo lineal a través de los túneles de perforación. La menor caída de presión que ocurre a través del empaque en un Hoyo Abierto Ampliado garantiza prácticamente una mayor productividad, en comparación con el empaque en Hoyo Revestido para la misma Formación y/o condiciones.

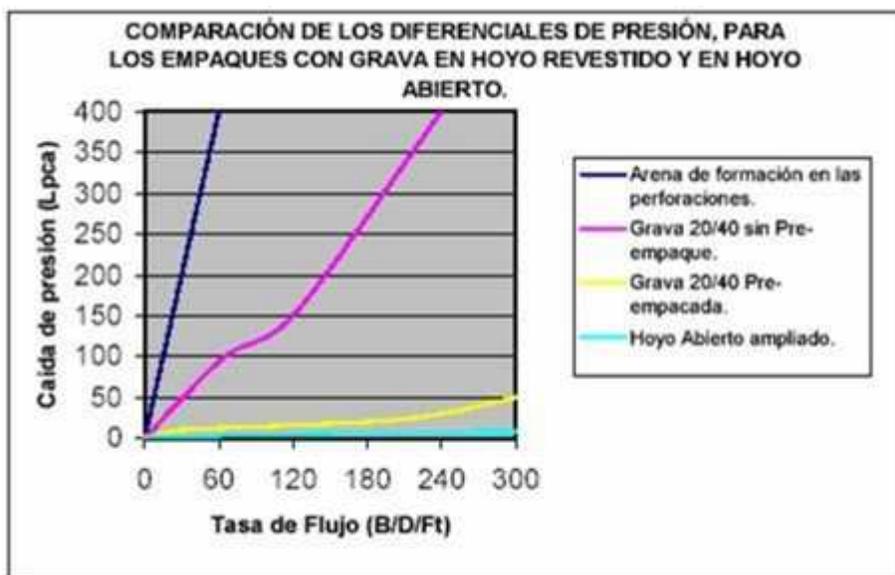


Figura 1.9 – Comparación de los diferenciales de presión

En esta figura se muestra las caídas de presión teóricas de los Empaques con Grava en Hoyo Revestido y Hoyo Abierto Ampliado, suponiendo los siguientes casos: completamente empacado (Pre-empacado), parcialmente empacado (Sin pre-empaque), perforaciones que se llenan con arena de formación y hoyo abierto ampliado con empaque con grava. Como figura indica, los empaques con grava en hoyos abiertos ampliados no originan prácticamente ninguna caída de presión adicional, y los fluidos de formación convergen en el pozo, mejorando la productividad en comparación con los casos de pozos revestidos con empaque

Los criterios a considerar en la terminación de agujero ampliado con empaque de grava son la identificación de yacimientos y pozos viables para este tipo de terminación. La mayor desventaja de la completación en Hoyo Abierto Ampliado es la imposibilidad de aislar fácilmente la producción no deseada de agua y/o gas. A diferencia de las completaciones en Hoyo Revestido, las cuales pueden ser cañoneadas de manera precisa y selectiva sólo en las zonas de interés, las completaciones en Hoyo Abierto Ampliado ofrecen un control bastante menor sobre cuáles son los fluidos (agua, petróleo o gas) que están fluyendo del frente de la Formación. Además, en un pozo de Hoyo Revestido, las operaciones correctoras (como la cementación forzada, el taponamiento o empaques dobles) para aislar la producción no deseada de fluido, pueden llevarse a cabo con una probabilidad de éxito razonablemente buena. Estas operaciones correctoras, descritas anteriormente, en un Hoyo Abierto Ampliado (con la posible excepción del taponamiento) son más arriesgadas y con mayores probabilidades de fracaso. Considerando esto, las completaciones en hoyo abierto ampliado son más apropiadas para formaciones que producirán un fluido monofásico (petróleo o gas) durante un período largo de tiempo, debido al bajo riesgo que representa el reacondicionamiento para eliminar la producción no deseada de algún fluido.

Un requerimiento esencial de los empaques con grava en hoyo abierto ampliado es mantener la estabilidad del hoyo durante la fase de completación. La falta de estabilidad del hoyo es una razón principal por la cual se dificulta grandemente el procedimiento de empacar con grava un Hoyo Abierto Ampliado, con mayor frecuencia en Formaciones no consolidadas y que se dilatan fácilmente. Los hoyos

inestables dificultan la corrida del ensamblaje para el empaque con grava y pueden evitar una colocación correcta de la grava si la Formación se derrumba alrededor de la rejilla. Es necesario evitar los empaques con grava en Hoyo Abierto Ampliado para las Formaciones con limitaciones de arena y lutitas, especialmente si las últimas tienden a hincharse y/o derrumbarse. Durante la colocación de la grava, la lutita podría mezclarse con la arena del empaque, lo cual reduce la permeabilidad de la grava y afecta el comportamiento del pozo. También en este caso, la escogencia del fluido de completación apropiado puede generar algunos de los problemas asociados con Formaciones que tienen limitaciones de arena y lutita.

El fluido utilizado para la perforación del Hoyo Abierto es decisivo en el éxito de la completación. Los siguientes son los requerimientos generales de un fluido de perforación ideal:

- a) Compatible con la roca yacimiento (no dañino).
- b) Buenas propiedades de suspensión de sólidos.
- c) Baja pérdida de fricción.
- d) Baja pérdida de filtrado.
- e) Densidad fácilmente controlable.
- f) Fácilmente disponible.
- g) Bajo costo.
- h) No tóxico.
- i) Removible fácilmente de la formación.

Si bien la mayoría de los fluidos de perforación no cumplen con todas estas propiedades, algunos de ellos, como los sistemas a base de agua y saturados con sal y los de carbonato de calcio, presentan buenos resultados durante la

perforación. El aspecto decisivo es que el fluido de perforación debe causar un daño mínimo en la cara de la formación. Los fluidos de perforación cargados de sólidos deben formar rápidamente un revoque muy impermeable para así minimizar las pérdidas de filtrado. Es necesario que el revoque se remueva fácilmente antes y después del empaque con grava. En algunos casos, las salmueras limpias han demostrado ser excelentes fluidos de perforación no dañinos. Cuando el Hoyo Abierto vaya ser ampliado, se puede utilizar el lodo estándar como fluido de perforación, siempre y cuando la operación de ampliación remueva la porción de la Formación invadida por el lodo y dañada.

En un Hoyo Abierto Ampliado, la rejilla o “Liner” se asienta, generalmente, a un pie o dos del fondo del pozo. Se debe evitar asentar la rejilla en condiciones de compresión, para evitar su pandeo, el cual sería perjudicial para la centralización. Si la rejilla no se asienta en el fondo, o si el fondo del pozo es “blando”, las presiones hidráulicas creadas durante la colocación de la grava pueden generar fuerzas suficientes como para hacer que la rejilla se desplace hacia abajo.

Ventajas del método.

- Bajas caídas de presión en la cara de la arena y alta productividad debido a su gran área de contacto.
- Alta eficiencia, al tener poca caída de presión en las vecindades del pozo.
- No hay gastos asociados con tubería de revestimiento o cañoneo, la utilización de empaque de grava y ampliación del agujero, representan costos menores al diseño y realización de disparos.
- Menos restricciones debido a la falta de túneles de perforación.

Desventajas del método.

- Es difícil excluir fluidos no deseables como agua y/o gas.
- No es fácil realizar la técnica en Formaciones no consolidadas.
- Requiere fluidos especiales para perforar la sección de hoyo abierto.

- Las rejillas pueden ser difíciles de remover para futuras intervenciones.
- La habilidad para controlar la colocación de tratamientos de estimulación es difícil.

Tubería de producción

En la actualidad y desde hace varias décadas, se descubrió que la utilización de una tubería de un diámetro más pequeño y uniforme favorece en gran medida la producción de un pozo.

Dentro del pozo su composición es básicamente la tubería de revestimiento (Casing) y la tubería de producción (tubing)

La tubería de producción, es la tubería a través de la cual se conducen los fluidos desde el yacimiento hacia las instalaciones superficiales. La tubería completa se compone de secciones de tubo de aproximadamente 30 pies de longitud, unidos a través de conexiones roscadas que pueden ser de distintos tipos:

- Premium
- Api

Esta tubería, deberá soportar condiciones corrosivas, de los fluidos provenientes de la formación productora, así como las temperaturas y presiones de los fluidos a los que se encuentre expuesta a lo largo de todo el pozo. Debido a estos factores se debe diseñar una tubería lo suficientemente resistente para soportar las inclemencias, pero no ser excesivamente costosa, el proceso de diseño se verá más adelante en esta tesis en el capítulo 3.

El diseño final de la tubería tendrá que considerar entre otras cosas estos principales objetivos:

- Diámetro necesario para la producción óptima.
- Peso métrico adecuado, el grado de acero y las conexiones para asegurar integridad en servicio.
- Procedimientos operativos claros para correr la tubería.

- Certeza sobre las máximas cargas esperadas y los valores máximos admisibles de resistencia de la instalación.

Una vez teniendo claro estos puntos se debe determinar el proceso para la selección correcta de la tubería que formará la tubería de producción, pero bajo ciertos conceptos de diseño como lo son:

- Presión interna
- Colapso
- Esfuerzo multiaxial
- Axial
- Tensión
- Correcta definición de las condiciones de carga
- Correcta especificación de la resistencia de los tubulares y las conexiones
- Predicción del posible deterioro con el tiempo y su influencia en la resistencia de la tubería

A continuación se presentan una serie de accesorios que junto con la tubería de producción se instalan a diferentes profundidades del pozo; estos accesorios cumplen diversas funciones que ayudaran tanto a optimizar la producción como a brindar medidas de cierre de seguridad en caso de emergencias.

ACCESORIOS

Empacadores

Los empacadores a menudo son considerados como el equipo subsuperficial más importante de la sarta de producción o de inyección. Los tipos de empacadores de producción varían grandemente y son diseñados o configurados para cumplir con condiciones específicas del pozo o del yacimiento, tales como configuraciones simples o múltiples para terminaciones simples, duales o triples con una o más sertas.

Entre sus funciones principales se encuentran el aislamiento del espacio anular, anclaje de fondo, protección de la sarta de revestimiento, control de seguridad en el fondo del pozo, separación de zonas, auxiliar en el levantamiento artificial, estimulación y reparación. A continuación se describen un poco más en qué manera el empacador ayuda en estas tareas.

- El aislamiento del espacio anular

La función principal del empacador es la de proveer un aislamiento del espacio anular entre la sarta de producción y el revestimiento o Liner instalado. Este sello será una barrera compatible con los fluidos de la formación y del pozo. Una vez que se ha aislado la sarta de producción; las condiciones hidráulicas del mejoraran el flujo de los fluidos producidos por el pozo.

Por otro lado permite la instalación de otras barreras de seguridad tales como válvulas o tapones recuperables. Permitir el uso del espacio anular como un conducto independiente da lugar a la instalación de herramientas que mejoraran tanto la producción como la seguridad del pozo, una gran gama de herramientas se han diseñado para funcionar en el espacio anular de un pozo, siempre que este lo permita debido a sus dimensiones.

- Anclaje de fondo

Esta función no es menos importante que la de formar una barrera impermeable en el espacio anular, significa que el empacador es la forma en la que se provee un anclaje inferior de la sarta de producción, brindando de estabilidad a la tubería.

- Protección de la sarta de revestimiento

En la mayoría de los pozos las sargas de revestimiento o de Liner son componentes permanentes de la terminación del pozo. Dado que los procedimientos de reemplazo o de reparación del revestimiento son complejos y costosos, se han diseñado sistemas (con el uso de empacadores) para proteger dichas sargas de daños por diferenciales de presión o condición corrosiva de los fluidos que las contactan. El conjunto de empacador y sarta de tubería interna (tubing) es típicamente más fácil de reparar y/o de reemplazar que los revestimiento o Liners.

- Control de seguridad en el fondo del pozo

Los empacadores proporcionan un medio seguro para aislar los fluidos que se encuentran a alta presión en el yacimiento, tales presiones se pueden controlar por medio de válvulas de seguridad en el subsuelo que se instalan en la sarta de producción conectada al empacador. De esta manera se permite también algún tipo de control de presiones en el cabezal del pozo. Si se corre por dentro de la sarta un tapón temporal y se instala sobre el empacador, se pueden llevar a cabo trabajos de reparación mecánica, estimulación o remedio del yacimiento por encima del empacador con un alto grado de seguridad.

- Separación de zonas

En terminaciones múltiples se hace necesaria la separación de las diferentes zonas de interés. Cada zona productiva debe estar aislada y ello se logra con el

uso de un empacador. Con frecuencia se encuentran zonas de alta y baja presión que deben aislarse con empacadores para evitar la ocurrencia de flujo cruzado de fluidos en el subsuelo.

- Auxiliar en el levantamiento artificial

Los sistemas de levantamiento artificial utilizan a menudo un conducto distinto para la inyección de gas, por lo que es necesario tener un espacio anular aislado con un empacador para trabajar.

- Estimulación del yacimiento

Las propiedades del yacimiento que favorecen la producción de fluidos se pueden mejorar con trabajos de acidificación, fracturamiento hidráulico, inyección de vapor. Para ello se requiere de la instalación de empacadores especiales en el subsuelo que aislen las zonas de interés de las restantes intervalos abiertos y permitan efectuar tratamientos selectivos.

- Trabajos de reparación y remedio

Los daños mecánicos o pérdidas de integridad hidráulica del revestimiento se pueden reparar con la apropiada instalación de empacadores en los extremos de una camisa o parche superpuesta al intervalo dañado. Igualmente se pueden efectuar trabajos de reparación a cementaciones primarias defectuosas con la instalación de empacadores y retenedores para inyección forzada de cemento a través de perforaciones en el revestimiento. La sarta de producción se puede retirar del agujero para revisión o reparación si se han instalado los equipos y accesorios adecuados en combinación con los empacadores permanentes asentados dentro del agujero revestido.

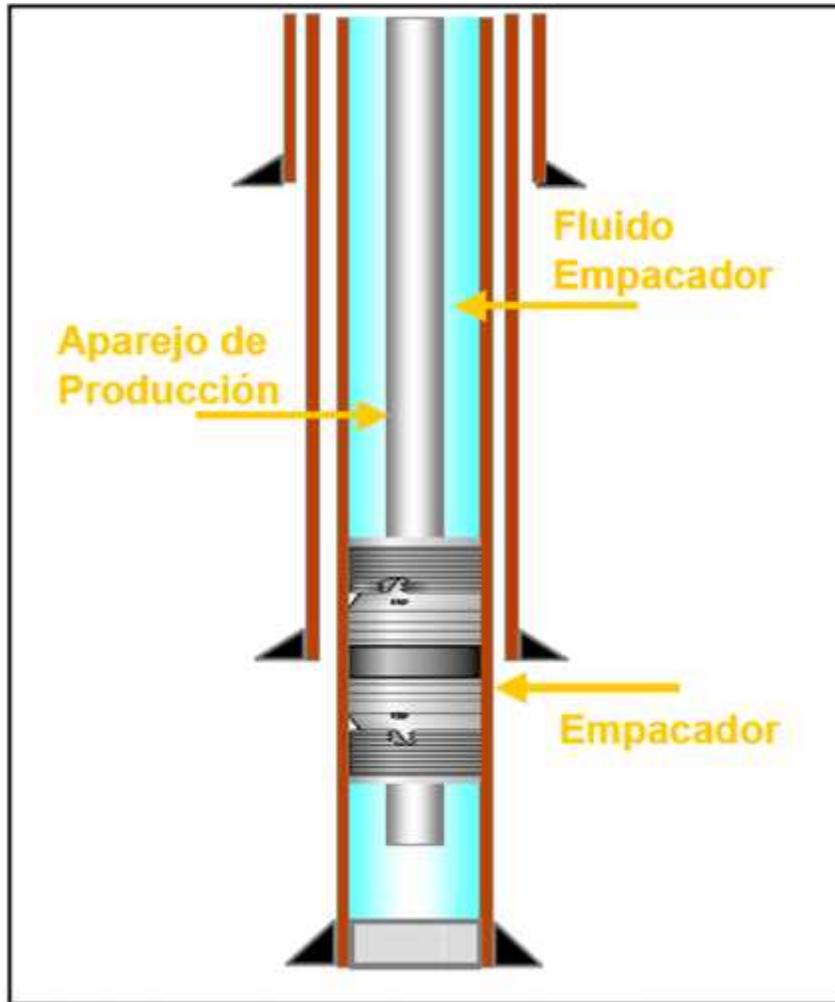


Figura 2.1 – Diagrama de localización de empacador

Tipos de empacadores.-

Existen varios tipos de empacadores, la selección de cuál será el empacador a usar en cada pozo depende de varios aspectos, como pueden ser: tipo de fluido a producir, geometría del pozo, costo, intervenciones futuras, riesgo del pozo, presiones y temperaturas, solo por mencionar algunos.

El empacador en sí, es un conjunto de varios mecanismos que actúan conjuntamente, para permitir que el empacador sea anclado o desanclado, así como poseer una o más secciones de un elastómero que impida el flujo tanto en

las uniones del empacador con la tubería de revestimiento así como entre la tubería de producción y el empacador, en general estos accesorios son:

Extensión pulida: Es una extensión pulida del área del cuerpo del empacador que sirve para sellar en conjunto con los sellos multi-v e impedir el flujo entre el empacador y el aparejo de producción.

Niple de asiento: Es un accesorio que permite alojar dispositivos de control de flujo tales como: tapones, estranguladores de fondo, válvulas de contrapresión, etc.

Juntas de expansión: Estas absorben las contracciones y elongaciones de la tubería de producción causadas por inducciones, estimulaciones, fracturamientos, pruebas de admisión, así como el efecto del flujo de los fluidos producidos.

Sellos multi-v: Forman un sello entre la tubería de producción y el empacador aun cuando el aparejo se mueva debido a los efectos contracción y elongación.

Zapata guía: Accesorio que facilita la entrada de los sellos multi-v en el receptáculo pulido del empacador.

Tope localizador: Permite localizar al empacador durante la introducción del aparejo de producción, además evita la entrada de la tubería en el área pulida del empacador.

Conos y cuñas: Permiten el anclaje a la tubería de revestimiento por medio de la expansión de las cuñas, los conos son los que forzan la expansión de las cuñas introduciéndose por debajo de estas.

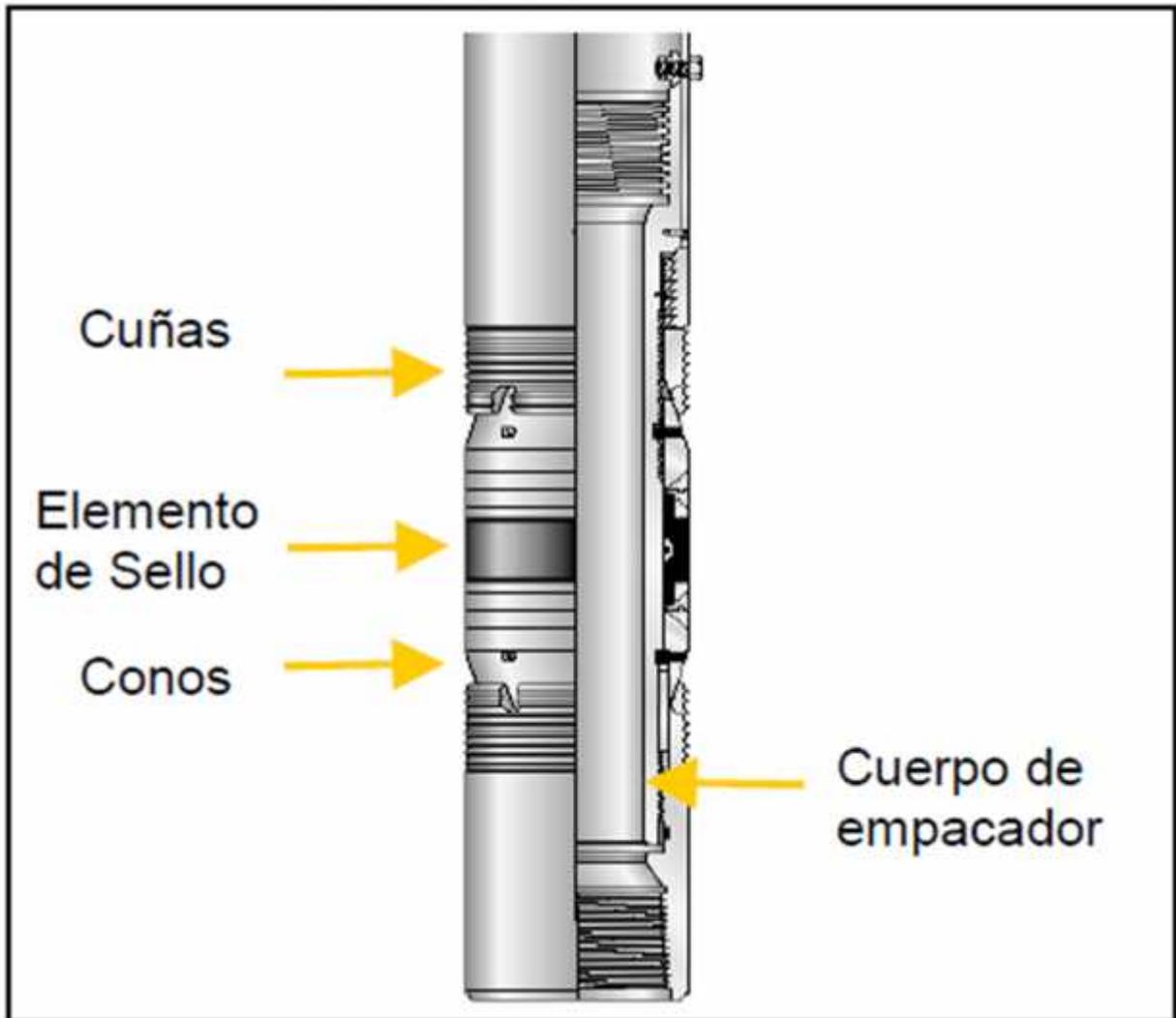


Figura 2.2 – Partes de un empacador

Empacadores Recuperables

Este tipo de empacadores como su nombre lo indica se pueden recuperar, es decir que se desanclan de la tubería de revestimiento y salen junto con la tubería

de producción, el proceso para desanclarlo es por lo general con línea de acero o con manipulación de la tubería desde la superficie.

Los empacadores recuperables se prefieren por lo general bajo las siguientes condiciones:

- Cuando la vida de la terminación se espera que sea relativamente corta bien sea por retiro y reemplazo del aparato de producción o por el abandono del pozo.
- Para ejecutar operaciones de reparación, estimulación o remedio que requieran el retiro de la sarta de producción.
- Cuando se planea la instalación de una completación para terminación en múltiples zonas
- Si las condiciones del pozo y de los fluidos del yacimiento son relativamente hostiles, tales como ambientes de alta presión, alta temperatura, presencia de H₂S, etc.

Empacador Recuperable de Asentamiento Mecánico

Los empacadores mecánicos son asentados y liberados con movimientos de la sarta de tubería a la que están conectados. Típicamente se necesita de rotación y aplicación de peso o tensión para su afianzamiento en la tubería de revestimiento. Se pueden liberar y volver a asentar en otro punto en el pozo sin tener que ser retirados del agujero para re-instalación.

Son los más utilizados en el campo petrolero y con frecuencia se aplican cuando se tienen las siguientes condiciones generales:

- **Profundidades someras a mediana**
- **Presiones bajas a moderadas**
- **Pozos rectos o ligeramente desviados**

Se clasifican en tres tipos de empacadores mecánicos de acuerdo a su método de asentamiento:

- **Asentamiento con Peso**
- **Asentamiento con Tensión**
- **Asentamiento Bi-direccional**

Para prevenir el asentamiento accidental o fallas del empacador (en la conexión mecánica o en el sello hidráulico), es necesario colocar la cantidad adecuada de tensión o de compresión sobre el mismo. Asimismo, se deben anticipar los cambios futuros en las condiciones de temperatura y presión en el subsuelo que puedan inducir esfuerzos que superen los límites operacionales del empacador o de la tubería

Empacadores de asentamiento hidráulico

Los empacadores hidráulicos o de asentamiento hidrostático se anclan en la posición deseada sin movimientos o manipulaciones de la sarta a la que están conectados. Una vez posicionados en la profundidad programada, se aplica presión al interior de la tubería desde la superficie para permitir la activación del sistema de cuñas y de los elementos sellantes. Por lo general se requiere de un tapón temporal o de una esfera que es lanzada desde la superficie, se asienta en un receptáculo pre-instalado en el empacador. El tapón temporal o la esfera sellan las formaciones debajo del empacador y permiten que se acumule la suficiente presión inyectada desde la superficie para el asentamiento del empacador contra la tubería de revestimiento.

El asentamiento se lleva a cabo cuando la presión impuesta al interior de la sarta vence los seguros del sistema de cuñas y las empuja radialmente contra la pared

interior del revestimiento a la vez que se expanden los elementos sellantes de material elastomérico envolventes del empacador.

El empacador se puede liberar una sola vez dando vueltas a la sarta desde la superficie o simplemente levantando la misma, dependiendo del tipo y modelo de empacador.

El taponamiento temporal de la sarta de tubería para efectuar el asentamiento del empacador, se puede llevar a cabo de varias maneras:

- Con un tapón positivo pre-instalado en un niple silla o lanzado desde la superficie
- Con un tapón bombeado a través de la sarta
- Con una esfera lanzada o bombeada por el interior de la sarta hasta que aterrice en una niple de asentamiento pre-instalado
- Con una válvula estacionaria o de retención (standing valve)

Aplicaciones de los empacadores hidráulicos.- Los empacadores hidráulicos son preferidos generalmente bajo las siguientes condiciones:

- Para terminaciones simples de mediana a alta presión, con una sola sarta.
- Para terminaciones duales convencionales (dos sartas)
- Para terminaciones simples selectivas (con zonas alternas)
- Cuando no sea posible la rotación o movimiento de la sarta de tubería de producción o inyección
- Para yacimientos en los que se anticipan trabajos pesados de estimulación o reparación

Empacadores Permanentes

Este tipo de empacadores una vez anclados no se pueden mover de lugar, este tipo de empacadores por lo general soportan mayores presiones, pero el inconveniente es que para que sea retirado, se tiene que efectuar una operación

de molienda de empacador; la cual implica bajar la barrena y literalmente moler el empacador hasta el punto en el cual las cuñas que lo sujetaban se sueltan, es entonces cuando se procede una operación de pesca para remover los restos.

Los empacadores permanentes se llevan a la profundidad y se asientan en el revestimiento con alguno de los siguientes procedimientos:

- Aplicación de presión hidráulica inyectada desde la superficie a través de la sarta de producción o de trabajo...
- Asentamiento mecánico con movimientos de la sarta (rotación, peso, tensión)
- Asentamiento con cable: señal eléctrica enviada desde la superficie a través de un cable monoconductor para accionar un pistón en la herramienta asentadora conectada al empacador

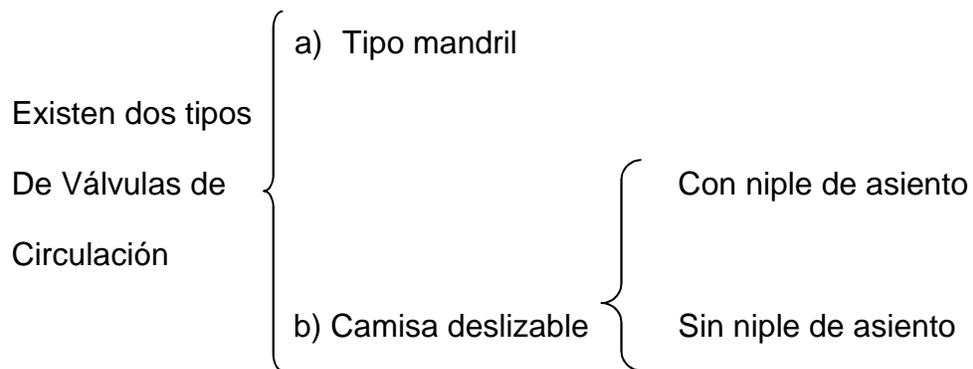
El mecanismo de asentamiento tendrá influencia sobre la selección de otras herramientas y accesorios para la instalación del aparejo.

El asentamiento con cable eléctrico permite un posicionamiento preciso y mejor correlación con el agujero o las formaciones del yacimiento

Válvulas de circulación

La principal función de las válvulas de circulación consiste en brindar un medio de comunicación entre el espacio anular y el interior de la tubería de producción. Este accesorio cuenta con la posibilidad de cierre, y se ha vuelto de gran importancia al grado de que la gran mayoría de los pozos posean esta herramienta, la válvula de circulación facilita la operación de lavado y el control de un pozo, así como operaciones de pesca.

Se coloca en la sarta de producción justo por encima del empacador, existen dos tipos de válvulas de circulación y ambos tipos permiten el cierre o apertura de la comunicación entre el espacio anular y la tubería de producción, mediante operaciones con línea de acero.



Tipo mandril de bolsillo

Su forma es ovoide, con conexiones en caja en ambos extremos y, en el cuerpo, a un tercio de su parte inferior tiene unas ranuras que sirven como orificios de circulación.

Por su interior cuenta con un bolsillo o receptáculo donde se aloja un obturador que puede ser de varios tipos, operando con línea acerada para efectuar el cierre del mandril.

En otro caso, en el bolsillo pueden alojarse válvulas de inyección de gas, utilizando varios mandriles en el aparejo de producción.



Figura 2.3 – Válvula de circulación tipo mandril

Tipo camisa deslizable

Tiene una pieza móvil en su parte interior denominada “camisa”, cuya función es abrir o cerrar los orificios de circulación. Este tipo de válvulas pueden diseñarse con niple de asiento o sin él. Los orificios son en forma ranurada e integrado a la camisa, tiene el conjunto de sellos vulcanizados. Para abrirla se opera hacia arriba; para cerrarla hacia abajo; operando con equipo y línea de acero. Debajo de la conexión superior tiene el perfil (asiento) para recibir algún dispositivo de control.

Con Niple de asiento: Están maquinados para recibir accesorios con el equipo de línea de acero tales como: válvula de retención, separador de flujo y estrangulador lateral en caso de presentar dificultad para cerrar.

Es factible colocar en un aparejo varias camisas, seleccionando adecuadamente los niples de asiento de cada una de ellas para evitar obstrucciones en las operaciones del equipo de línea de acero.

Sin Niple de asiento: Tiene el mismo diámetro interior que la tubería de producción por lo cual se puede colocar varias válvulas de este tipo en una misma sarta.

Las válvulas de circulación tipo camisa deslizante son de mayor empleo sobre las tipo mandril, ya que su diámetro uniforme y exterior que el cople de la tubería de producción facilita su recuperación en caso de pesca. Además aún si se introduce invertida se puede abrir o cerrar.



Figura 2.4 – Válvulas de circulación tipo camisa deslizante (izquierda) y tipo mandril (derecha)

Válvula de seguridad (tormenta)

Estos dispositivos están diseñados para cerrar un pozo en caso de una emergencia. Se pueden clasificar en dos tipos:

a) Auto controlada: Este tipo de válvula va colocada entre la válvula lateral y el porta-estrangulador. Se accionan cuando se tienen cambios en la presión, temperatura o velocidad en el sistema de flujo.

b) Controladas desde la superficie: Se les da el nombre de “válvulas de tormenta” y se usan generalmente en pozos marinos donde el control es más difícil y en zonas donde el mal tiempo es frecuente. Este tipo de dispositivo se instala en la tubería de producción; la válvula de tormenta se encuentra abierta cuando el pozo está operando normalmente y se cierra cuando existe algún daño en el equipo superficial de producción, cuando el pozo permite un gasto mayor a un cierto valor predeterminado o la presión de la TP cae por debajo de cierto valor.

Originalmente las “válvulas de tormenta” fueron usadas en localizaciones marinas o lugares muy alejados, pero es recomendable su uso en cualquier situación donde hay posibilidades de que el árbol de válvulas sufra algún daño. Existen diferentes tipos de válvula de tormenta. Todas pueden ser colocadas y recuperadas con línea de acero. Algunas pueden ser asentadas en niples especiales y otras se adhieren a la TP mediante cuñas en cualquier punto. Algunos modelos cierran cuando la presión del pozo excede a cierto valor y otros cuando la presión se encuentra por debajo de un valor determinado.

Además se requiere del uso de una válvula controlada desde la superficie que mantenga represionada a la cámara, la presión se transmite por una tubería de diámetro reducido que se encuentra en el exterior de la T.P.

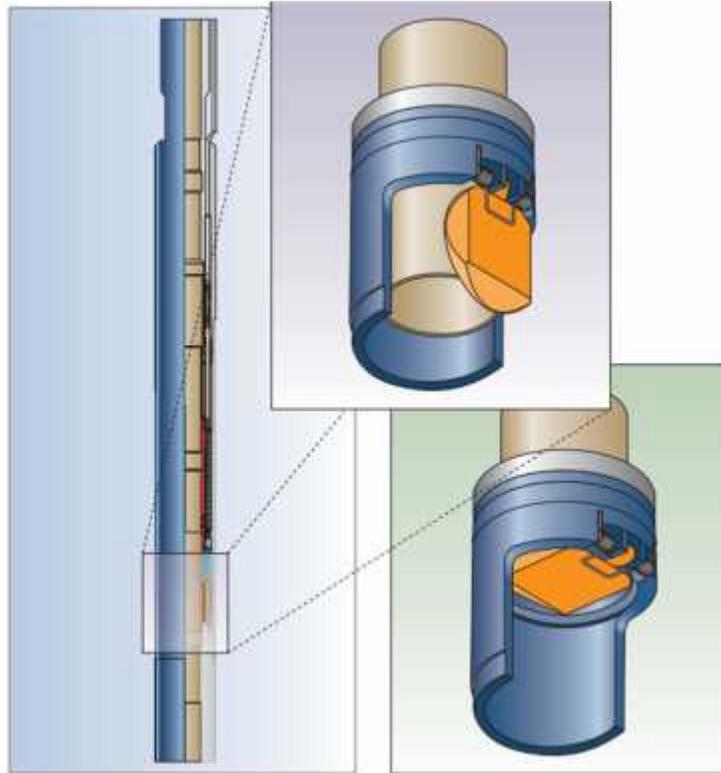


Figura 2.5 – Válvula de tormenta

Árbol de válvulas

El árbol de válvulas es un equipo conectado a las tuberías de revestimiento en la parte superior, que a la vez que las sostiene, proporciona un sello entre ellas y permite controlar la producción del pozo.

Por lo general el árbol de válvulas se conecta a la cabeza del pozo; la cual es capaz de soportar la TR, resistiendo cualquier presión que exista en el pozo.

El equipo instalado en la plataforma de un pozo productor de aceite es el siguiente:

- Cabezales de tubería de revestimiento (TR)
- Colgadores de tubería de revestimiento
- Cabezales de tubería de producción (TP)

- Colgadores de tubería de producción
- Válvula de contrapresión
- Adaptador
- Árbol de válvulas
- Brida adaptadora del cabezal de TP
- Válvulas de seguridad y de tormenta
- Conexiones del árbol de válvulas
- Estranguladores

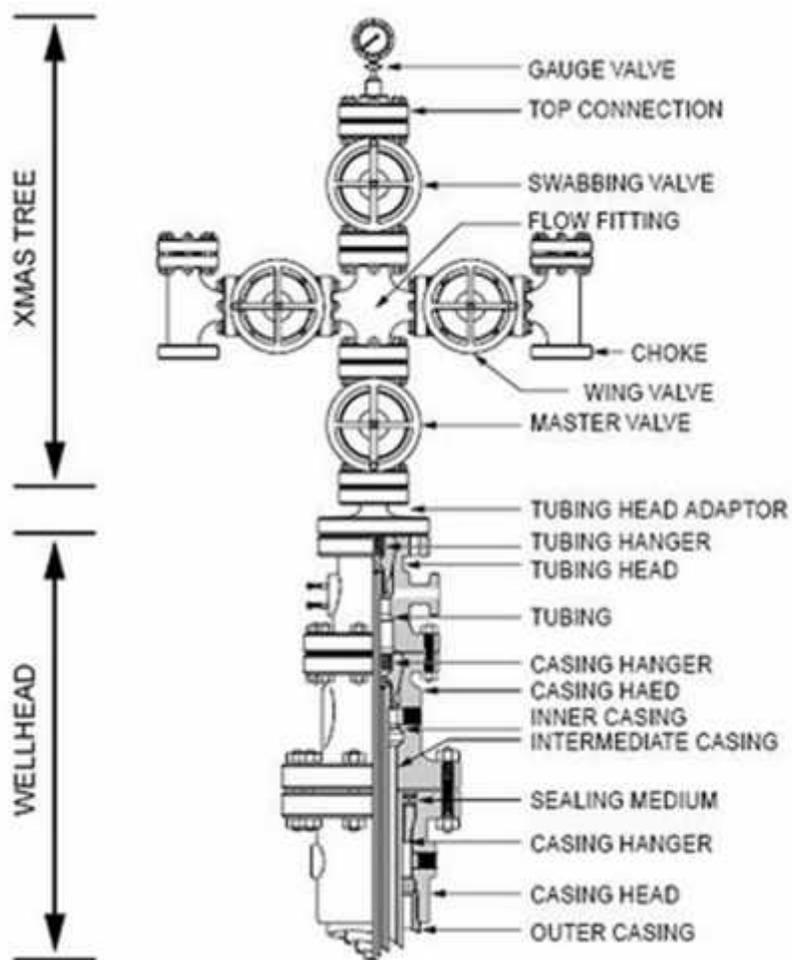


Figura 2.6 – Árbol de válvulas completo

Cabezales de tubería de revestimiento. Son partes de la instalación que sirven para soportar las tuberías de revestimiento y proporcionar un sello entre las mismas. Pueden ser cabezal inferior y cabezales intermedios.

El cabezal inferior, es un alojamiento conectado a la parte superior de la tubería superficial. Está compuesto de una concavidad (nido) para alojar el colgador de tubería de revestimiento (adecuado para soportar la siguiente TR); una brida superior para instalar preventores, un cabezal intermedio o un cabezal de tubería de producción y una conexión inferior, la cual puede ser una rosca hembra, una rosca macho o una pieza soldable, para conectarse con la tubería de revestimiento superficial.

El cabezal intermedio, puede ser tipo carrete o un alojamiento que se conecta a la brida superior del cabezal subyacente y proporciona un medio para soportar la siguiente tubería de revestimiento y sellar el espacio anular entre esta y la anterior. Está compuesto de una brida inferior, una o dos salidas laterales y una brida superior con una concavidad o nido.

Colgador de tubería de revestimiento, es una herramienta que se asienta en el nido de un cabezal de tubería de revestimiento inferior o intermedio para soportar la tubería y proporcionar un sello. Entre ésta y el nido.

El tamaño de un colgador se determina por el diámetro exterior nominal, el cual es el mismo que el tamaño nominal de la brida superior del cabezal donde se aloja. Su diámetro interior es igual al diámetro exterior nominal de la TR que soportara.

Cabezal de tubería de producción, es una pieza tipo carrete o un alojamiento que se instala en la brida superior del cabezal de la última TR. Sirve para soportar la TP y proporcionar un sello entre esta y la tubería de revestimiento. Está constituido por una brida inferior, una o dos salidas laterales y una brida superior con una concavidad o nido.

Colgador de tubería de producción, se usa para proporcionar un sello entre la TP y el cabezal de la TP. Se coloca alrededor de la tubería de producción, se introduce en el nido y puede asegurarse por medio del candado del colgador.

El peso de la tubería puede soportarse temporalmente con el colgador, pero el soporte permanente se proporciona roscando el extremo de la tubería con la brida adaptadora que se coloca en la parte superior del cabezal. Entonces el colgador actúa únicamente como sello.

Árbol de válvulas, es un conjunto de conexiones, válvulas y otros accesorios con el propósito de controlar la producción y dar acceso a la tubería de producción. El elemento que está en contacto con la sarta de la TP es la brida o un bonete. Existen diferentes diseños, todos tienen la particularidad de que se unen al cabezal de la TP usando un anillo de metal como sello. Los tipos principales difieren en la conexión que tienen con la válvula maestra, la cual puede ser mediante rosca o con brida. Las válvulas del medio árbol se fabrican de acero de alta resistencia. Generalmente son válvulas de compuerta o de tapón, bridas o roscables.

La válvula maestra, es la que controla todo el sistema con capacidad suficiente para soportar las presiones máximas del pozo. Debe ser del tipo de apertura máxima, con un claro (paso) igual o mayor al diámetro interior de la TP; para permitir el paso de diferentes herramientas, tales como los empacadores, pistolas para disparos de producción, etc. En pozos de alta presión se usan dos válvulas maestras conectadas en serie.

A continuación de la válvula maestra se encuentra la conexión en cruz que sirve para bifurcar el flujo a los lados, provista de válvulas para su operación. A cada lado de la conexión están las válvulas laterales. Estas pueden ser del tipo de

apertura restringida, con un diámetro nominal un poco menor al de la válvula maestra, sin que esto cause una caída de presión apreciable.

La válvula superior (porta manómetro), se localiza en la parte superior y sirve para controlar el registro de presiones leyéndose, cuando sea necesario, la presión de pozo cerrado y la de flujo a boca de pozo. Asimismo, la válvula superior sirve para efectuar operaciones posteriores a la terminación, tales como: desparafinamiento, registro de presiones de fondo fluyendo y cerrado, disparos, etc. En operaciones que no se requiere interrumpir el flujo, se cierra la válvula y se coloca un lubricador para trabajar con presión; introduciendo en el cuerpo de éste las herramientas necesarias abriendo la válvula porta manómetro para permitir su paso.

Válvula de contrapresión o de retención (check), se encuentra instalada en el colgador de la tubería de producción o en el bonete del medio árbol, que sirve para obturar el agujero en la TP cuando se retira el preventor y se va a colocar el medio árbol. Una vez que se conecta este último con el cabezal de la TP, la válvula de contrapresión puede ser recuperada con un lubricador. Se puede establecer comunicación con la TP, si fuese necesario, a través de la válvula de contrapresión. De los diseños actuales, unos se instalan mediante rosca y otros con seguro de resorte (candado de expansión).

Los estranguladores, orificios o reductores, no son otra cosa que un estrechamiento en las tuberías de flujo para restringir el flujo y aplicar una contrapresión al pozo. Los estranguladores sirven para controlar la presión de los pozos, regulando la producción de aceite y gas o para controlar la invasión de agua o arena. En ocasiones sirve para regular la parafina, ya que reduce los cambios de temperatura; así mismo ayuda a conservar la energía del yacimiento, asegurando una declinación más lenta de los pozos, aumentando la recuperación

total y la vida fluente. El estrangulador se instala en el cabezal del pozo, en un múltiple de distribución, o en el fondo de la tubería de producción.

De acuerdo con el diseño de cada fabricante, los estranguladores presentan ciertas características, cuya descripción la proporcionan en diversos manuales, sin embargo se pueden clasificar como se indica a continuación:

Estranguladores Superficiales.

Estrangulador Positivo. Están diseñados de tal forma que los orificios van alojados en un receptáculo fijo (porta -estrangulador), del que deben ser extraídos para cambiar su diámetro. El uso en la industria es amplio por su bajo costo y fácil aplicación.

Estrangulador ajustable. En este tipo, se puede modificar el diámetro del orificio, sin retirarlo del porta-estrangulador que lo contiene, mediante un dispositivo mecánico tipo revólver. Una variante de este tipo de estranguladores, es la llamada válvula de orificio múltiple. Tiene un principio de operación bastante sencillo, puesto que el simple desplazamiento de los orificios del elemento principal equivale a un nuevo diámetro de orificio, y este desplazamiento se logra con el giro de un mecanismo operado manual o automáticamente y de fácil ajuste.

Estranguladores de fondo.

Estranguladores que se alojan en el “Niple de asiento”, que va conectado en el fondo de la TP. Estos estranguladores pueden ser introducidos o recuperados junto con la tubería, o bien manejados con línea de acero operada desde la superficie.

Estranguladores que se aseguran en la TP por medio de un mecanismo de anclaje que actúa en un cople de la tubería, y que es accionado con línea de acero.

Tipos de terminación de acuerdo a la configuración mecánica

Como se mencionó al principio del capítulo existen varios factores que determinarán el tipo de configuración mecánica con el cual se terminará el pozo, entre los más importantes están:

- Tipo de pozo (inyector y/o productor)
- Numero de zonas a completar
- Mecanismo de producción
- Procesos de recuperación secundaria (inyección de agua, inyección de gas, etc.)
- Grado de compactación de la formación
- Posibilidad de futuros reacondicionamientos
- Costos de los equipos

Terminación sencilla simple

Se usa una sola tubería de producción. Este tipo de terminación se aplica donde existe una o varias zonas de un mismo yacimiento. Todos los intervalos productores de cañonear antes de correr el equipo de terminación. Además de producir selectivamente la zona petrolífera, ofrece la ventaja de las zonas productoras de gas y agua. En caso de que la zona petrolífera no tenga suficiente presión como para levantar la columna de fluido hasta la superficie se pueden utilizar métodos el levantamiento artificial.

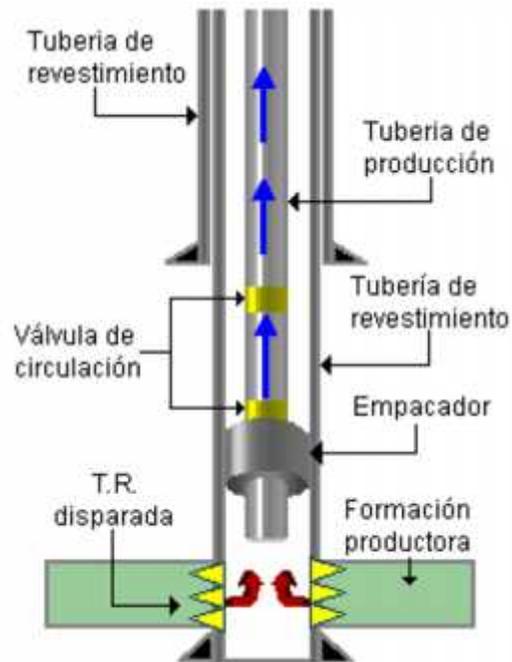


Figura 2.7 – terminación sencilla simple

Ventajas

- Bajo costo
- Pocos accesorios en comparación con las terminaciones múltiples
- Menor riesgo en la operación
- Menor tiempo de instalación
- Diámetro de la tubería de producción relativamente amplio

Desventajas

- Los fluidos de las diferentes formaciones productoras se mezclan camino a la superficie

Terminación sencilla selectiva:

Se usa una sola tubería de producción. Este tipo de terminación se aplica donde existe una o varias zonas de uno o más yacimientos. Todos los intervalos productores se cañonean antes de correr el equipo de terminación. Además de

producir selectivamente la zona petrolífera, ofrece la ventaja de aislar las zonas productoras de gas y agua.

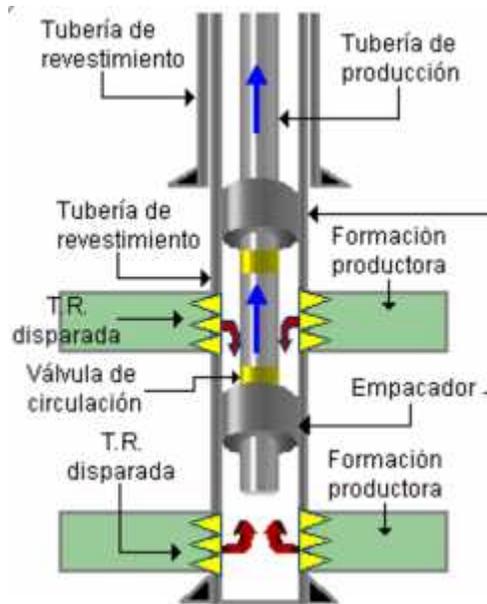


Figura 2.8 – terminación sencilla selectiva

Ventajas

- Los fluidos de las formaciones productoras son producidos por separado
- Se evitan zonas de pérdida de fluidos
- Se reduce el número de pozos
- Se puede producir fluidos de yacimientos diferentes sin problemas de compatibilidad

Desventajas

- Más costoso que el método sencillo convencional
- Requiere de más equipo
- Más costoso

Terminación múltiple simple

Se usa dos o más tuberías de producción. Se utiliza cuando se requiere producir simultáneamente varias zonas petrolíferas (yacimientos) en un solo pozo, sin mezclar los fluidos. Generalmente reduce el número de pozos a perforar.

La zona superior produce a través del espacio anular entre la tubería de revestimiento y la tubería de producción, mientras que la zona inferior produce a través del interior de la tubería de producción. Generalmente, se aplica donde la zona superior no requiera levantamiento artificial, no tenga problemas de arena, corrosión, etc.

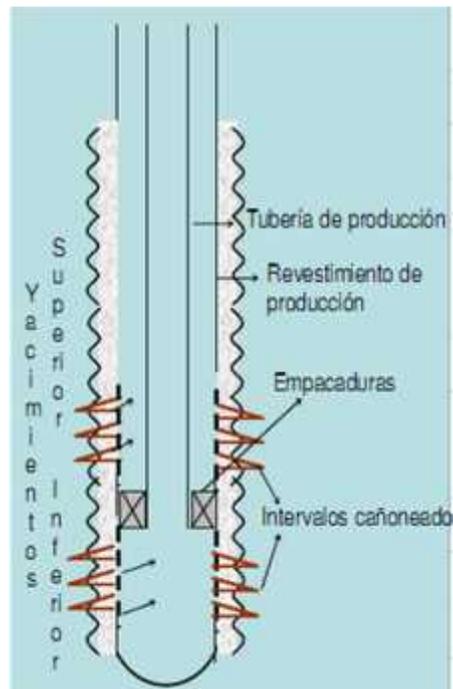


Figura 2.9 – Terminación múltiple simple

Ventajas

- Se reduce el equipo necesario
- El área de flujo es mayor
- Se reduce el tiempo de instalación

Desventajas

- Los fluidos están en contacto con la tubería de revestimiento
- Mayor dificultad a la hora de una reparación

Terminación múltiple selectiva

Se usan dos o más tuberías de producción. En este tipo de terminación, la zona superior produce a través de la tubería de producción más corta, mientras que la zona inferior produce a través de la tubería de producción más larga. Mediante este diseño se pueden producir varias zonas simultáneamente y por separado a través del uso de tuberías de producción paralelas y empacaduras.

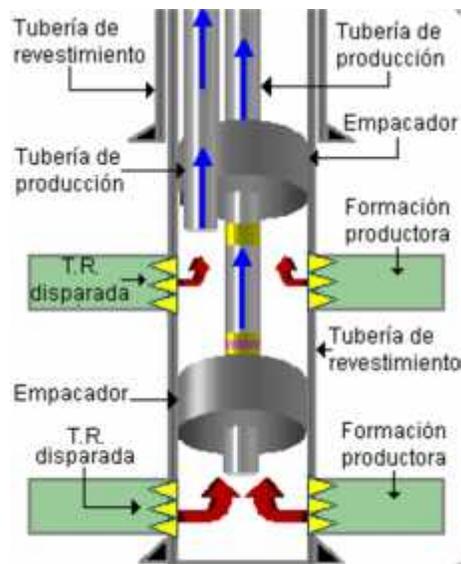


Figura 2.10 – Terminación múltiple selectiva

Ventajas

- Los fluidos de cada formación son producidos al mismo tiempo
- Los fluidos no tienen contacto con la tubería de revestimiento
- Se controla por separado la producción de cada intervalo

Desventajas

- Mucho más costoso
- Mayor tiempo de instalación del equipo
- Se reduce el diámetro efectivo de flujo
- Se requiere de gente mas especializada

Terminación con sistema artificial de producción SAP

Cuando la energía natural del yacimiento ya no es suficiente para promover el desplazamiento de los fluidos desde el fondo del pozo hasta la superficie surja la necesidad de extraer los fluidos mediante la aplicación de fuerzas o energías ajenas al pozo, a este proceso se le denomina levantamiento artificial.

Los métodos de levantamiento artificial más usados actualmente son:

- Bombeo mecánico convencional (BMC)
- Bombeo Electrosumergible (BES)
- Bombeo de cavidad progresiva (BCP)
- Bombeo hidráulico (BH)
- Bombeo neumático (BN)

Bombeo mecánico convencional

Consiste en una bomba de subsuelo de acción recíprocante, con energía suministrada a través de una sarta de varillas que proviene de un motor eléctrico, o de combustión interna, tiene su principal aplicación en la producción de crudos pesados y extrapesados, aunque también se usa en la producción de crudos medianos y livianos. No se recomienda en pozos desviados, ni cuando la producción de sólidos y/o la relación de gas-líquido sea muy alta, ya que afecta a la eficiencia de la bomba.

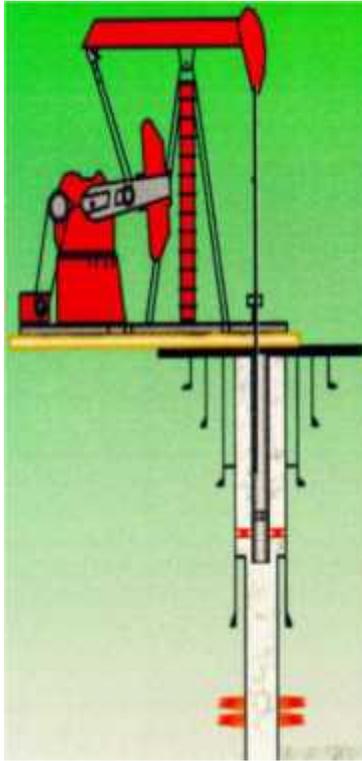


Figura 2.11 – Bombeo mecánico convencional

Ventajas

- Diseño simple
- Baja inversión para la producción de volúmenes bajos y profundidades someras a intermedias (2400m)
- Permite producir con niveles de fluidos bajos
- Adaptable en pozos con problemas de corrupción e incrustaciones
- Cuando su aplicación es apropiada, el método es barato

Desventajas

- Inversiones altas para producciones altas, así como para profundidades medianas y grandes
- Debido a las características de las varillas se limita al bombeo mecánico a profundidades mayores y volúmenes altos de producción
- Problemas en agujeros desviados
- Para reparación de la bomba, las varillas deben ser extraídas

Bombeo Electrosumergible

Es de tipo centrífugo-multietapas, que consiste en un impulsor rotativo y un difusor fijo. El número de etapas determina la capacidad de levantamiento y la potencia requerida para ello. El movimiento rotativo del impulsor imparte un movimiento tangencial al fluido que pasa a través de la bomba, el fluido viaja a través del impulsor en la resultante del movimiento radial y tangencial, generando al fluido verdadera dirección y sentido del movimiento.



Figura 2.12 Bombeo electrosumergible

Ventajas

- Buena capacidad para producir altos volúmenes de fluido a profundidades someras a intermedia
- Baja inversión a profundidades someras
- Es adaptable al automatización
- Es aplicable a profundidades de hasta 4200m

Desventajas

- El cable eléctrico en la parte más débil del sistema
- Poca flexibilidad para variar las condiciones de producción
- Tiempo de cierre prolongados
- Requiere fuentes económicas de suministro de energía eléctrica
- Los problemas de incrustaciones son fatales para la operación
- Difícil para manejar a alto porcentaje de arena o gas

Bombeo de cavidad progresiva

Son máquinas rotativas de desplazamiento positivo, compuestas por un rotor metálico, un estator cuyo material es de elastómero generalmente, un motor y un sistema de acoples flexibles. El efecto de bombeo se obtiene a través de las cavidades sucesivas y el movimiento es transmitido por medio de una sarta de varillas desde la superficie hasta la bomba, empleando para ello un motor reductor acoplado a las varillas



Figura 2.13 – Bombeo de cavidades progresivas

Ventajas

- Bajas inversiones para pozos someros y bajos gastos
- Excelente eficiencia hidráulica (50% -70%)
- Fácil de instalar y operar
- Excelente para manejar arena
- Opera en pozos con aceite viscoso

Desventajas

- Se requiere de experiencia y conocimiento
- Vida útil corta por los problemas del elastómero
- Baja eficiencia para gas

Bombeo hidráulico

Transmiten su potencia mediante el uso de un fluido presurizado que es el inyectado a través de la tubería. Este fluido conocido como fluido de potencia o fluido motor, es utilizado por una bomba de subsuelo que actúa como un transformador para convertir la energía de dicho fluido a energía potencial o de presión en el fluido producido que es enviado hacia la superficie.

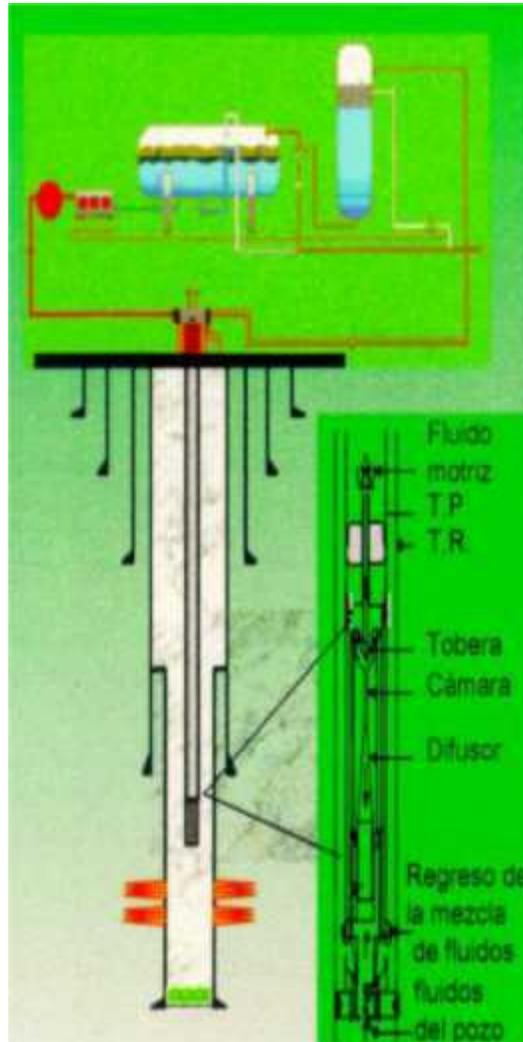


Figura 2.14 – bombeo hidráulico

Ventajas

- Flexibilidad para cambiar las condiciones operativas
- Instalaciones grandes ofrecen un inversión baja por pozo
- La recuperación de las bombas se hace por circulación inversa
- Se puede instalar en pozos desviados
- Adaptable al automatización
- Inversiones bajas para volúmenes producidos mayores a 400 barriles por día en pozos profundos
- El equipo puede ser centralizado en un sitio

Desventajas

- Mantenimiento del fluido del motor
- Condiciones peligrosas al manejar aceite a alta presión en líneas
- La pérdida de potencia superficie ocasiona fallas en el equipo subsuperficial
- El diseño es complejo
- En ocasiones requiere de sartas múltiples
- Es difícil la instalación de la bomba en agujero descubierto
- El manejo de arena, incrustaciones, gas o corrosión ocasionan muchos problemas
- Demasiada inversión para y producciones altas a profundidades someras e inmediatas.

Levantamiento artificial por gas (bombeo neumático)

Opera mediante la inyección continua de gas a alta presión en la columna de los fluidos de producción para disminuir la densidad del fluido producido y reducir el peso de la columna hidrostática sobre la formación, obteniéndose así un diferencial de presión entre el yacimiento y el pozo que permite que el pozo fluya.

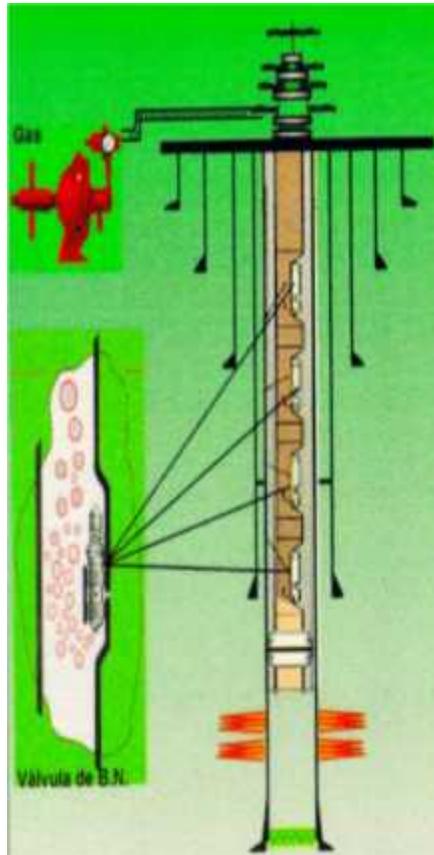


Figura 2.15 – Bombeo neumático

Ventajas

- Inversiones bajas para pozos profundos
- Bajos costos en pozos con elevada producción de arena
- Flexibilidad operativa para cambiar las condiciones de presión
- Adaptable en pozos desviados
- Capaz de producir grandes volúmenes de fluidos
- El equipo superficial puede centralizarse en una estación
- Las válvulas pueden ser recuperadas con línea de acero

Desventajas

- Requiere una fuente continua de gas
- Costos operativos altos si el gas es comprado
- Altos costos operativos al manejar bases amargas

- Se requiere niveles de líquido altos
- Se requiere alimentación de gas a alta presión
- Condiciones peligrosas al manejar gas a alta presión
- La TR debe soportar una alta presión del gas

Riesgos en la reparación de pozos

La predicción del tiempo empleado durante una reparación de pozos, ha sido calculada por los ingenieros a través de la experiencia y el conocimiento del área de estudio y a que aún no existen bases estadísticas que puedan ser explotadas para tal fin.

Con el fin de identificar las fuentes de riesgo que se generan en las actividades durante una intervención al pozo, se construyó una base de datos en función de las intervenciones realizadas por la UPMP (Unidad de perforación y mantenimiento de pozos), en los años que comprende desde el 2005 hasta el 2007, se incluyeron estados mecánicos, la estadística de las operaciones y los tiempos empleados, además de las desviaciones y de su probabilidad de ocurrencia.

La base de datos se clasifica acuerdo con el objetivo y la profundidad del pozo; agrupando las en: reparaciones mayores, reparaciones menores, profundización y reentradas.

A partir de este análisis de la base estadística se identifican las variables que intervienen en el proceso, con el fin de determinar el nivel de riesgo en la reparación de pozos, las cuales son funciones de:

- Las condiciones mecánicas
- La información relacionada con la construcción del pozo (estado mecánico)
- El mantenimiento y la operación del mismo (fluidos producidos o inyectado, intervenciones sin equipo)
- La ingeniería de detalle aplicada para el diseño de la reparación
- Los requerimientos técnicos y de seguridad

- La ubicación terrestre, lacustre, marina
- Las condiciones de yacimiento (alta presión y alta temperatura, de presionado o fluyente)
- El objetivo de la reparación
- El tipo de aparejo de producción o inyección que se encuentra instalado en el pozo
- El equipo de reparación seleccionado o disponible
- El personal operativo que realizara la operación

Estas variables permitieron elaborar el cálculo necesario para estimar con mayor certidumbre el tiempo necesario para la reparación de pozos durante la etapa de planeación, diseño y ejecución de la misma. Se agrupan los factores que influyen en el desempeño de la reparación de pozos en dos grupos de variables; el primero en función de las condiciones mecánicas del pozo, y fue denominado índice de complejidad de la reparación de pozos (ICORP). El segundo grupo el resultado de la evaluación del análisis del información, el nivel de ingeniería aplicado en el diseño de la reparación, y de los requerimientos de materiales, servicios y procedimientos. A este de se denominó como índice de calidad de la definición de la reparación de pozos (ICARP).

En la siguiente tabla se muestra como se agrupan las actividades generales para la reparación de un pozo de acuerdo con el objetivo de intervención ya sea una reparación menor como lo es un cambio de aparejo, o una reparación mayor y reparaciones especiales como lo sería profundizaciones y reentradas.

ACTIVIDADES GENERALES ASOCIADAS POR OBJETIVO DE LA REPARACIÓN

ACTIVIDADES	REPARACIÓN MENOR	REPARACIONES MAYORES			REPARACIONES ESPECIALES	
GENERALES	CAMBIO DE APAREJO	REDISPARO Y/O AMPLIACIÓN DEL MISMO	CAMBIO DE INTERVALO	CONTROL DE AGUA, GAS (EXCLUSIONES) O CORRECCIÓN DE ANOMALÍAS	PROFUNDIZACIÓN	REENTRADAS
1	INSTALAR C.S.C.	INSTALAR C.S.C.	INSTALAR C.S.C.	INSTALAR C.S.C.	INSTALAR C.S.C.	INSTALAR C.S.C.
2	CONTROLAR POZO	CONTROLAR POZO	CONTROLAR POZO	CONTROLAR POZO	CONTROLAR POZO	CONTROLAR POZO
3	INSTALAR BOPS.	INSTALAR BOPS.	INSTALAR BOPS.	INSTALAR BOPS.	INSTALAR BOPS.	INSTALAR BOPS.
4	RECUPERAR APAREJO	RECUPERAR APAREJO	RECUPERAR APAREJO	RECUPERAR APAREJO	RECUPERAR APAREJO	RECUPERAR APAREJO
5	RECUPERAR EMPACADOR	RECUPERAR EMPACADOR	RECUPERAR EMPACADOR	RECUPERAR EMPACADOR	RECUPERAR EMPACADOR	RECUPERAR EMPACADOR
6	RECONER P.I.	RECONER P.I.	RECONER P.I.	RECONER P.I.	RECONER P.I.	RECONER P.I.
7	ESCARIAR	ESCARIAR	ESCARIAR	ESCARIAR	ESCARIAR	ESCARIAR
8	AISLAR/OBTURAR INTERVALO		AISLAR/OBTURAR INTERVALO	AISLAR/OBTURAR INTERVALO	AISLAR/OBTURAR INTERVALO	AISLAR/OBTURAR INTERVALO
9	LAVAR POZO		LAVAR POZO	LAVAR POZO	LAVAR POZO	LAVAR POZO
10	ANCLAR EMPACADOR	ANCLAR EMPACADOR	ANCLAR EMPACADOR	ANCLAR EMPACADOR	ANCLAR EMPACADOR	ANCLAR EMPACADOR
11	METER APAREJO	METER APAREJO	METER APAREJO	METER APAREJO	METER APAREJO	METER APAREJO
12	CALIBRAR APAREJO DE PRODUCCIÓN	CALIBRAR APAREJO DE PRODUCCIÓN	CALIBRAR APAREJO DE PRODUCCIÓN	CALIBRAR APAREJO DE PRODUCCIÓN	CALIBRAR APAREJO DE PRODUCCIÓN	CALIBRAR APAREJO DE PRODUCCIÓN
13	INSTALAR ÁRBOL DE VÁLVULAS	INSTALAR ÁRBOL DE VÁLVULAS	INSTALAR ÁRBOL DE VÁLVULAS	INSTALAR ÁRBOL DE VÁLVULAS	INSTALAR ÁRBOL DE VÁLVULAS	INSTALAR ÁRBOL DE VÁLVULAS
14	DISPARA CON CABLE	DISPARA CON CABLE	DISPARA CON CABLE	DISPARA CON CABLE	DISPARA CON CABLE	DISPARA CON CABLE
15	DISPARA CON TCP	DISPARA CON TCP	DISPARA CON TCP	DISPARA CON TCP	DISPARA CON TCP	DISPARA CON TCP
16	PROFUNDIZAR (Verticalmente)				PROFUNDIZAR (Verticalmente)	
17	REENTRADAS (Direccionalmente)					REENTRADAS (Direccionalmente)
18	EVALUAR INTERVALO	EVALUAR INTERVALO	EVALUAR INTERVALO	EVALUAR INTERVALO	EVALUAR INTERVALO	

Figura 2.16- Actividades generales asociadas por objetivo de la reparación

Matriz de Complejidad de la Reparación de Pozos						
No.	FACTORES DE RIESGO	PONDERACION DE LAS CONDICIONES DE RIESGO				PONDERACION
		BAJO	MEDIO	ALTO	MUY ALTO	
		1	2	3	4	
1	Tipo de Pozo	Terrestre	Lacustre	Marino	Aguas Profundas	1
2	Objetivo de la Reparación	Cambio de aparejo. Estimulación / Fracturamiento	Cambio de Intervalo o Ampliación del mismo	Control de Agua, Control de Gas o Corrección de Anomalías.	Profundización o Reentradas	2
3	Perfil del Pozo	Vertical	Horizontal	Direccional Tipo "J"	Direccional Tipo "S"	4
4	Condiciones Mecánicas del Pozo	Revestido	Agujero descubierto/TR ranurada	Diámetro reducido (Slim Hole)	Tubing Less	4
5	Tipo de Empacador	Ninguno Integral Recuperable	Convencional Permanente Tie Back	Integral Semipermanente	Integral Permanente	4
6	Condiciones de la última intervención	Agua Filtrada	Agua Dulce o Salmuera	Aceite o Gas	Lodo de Perforación	4
7	Condiciones del Yacimiento		Convencional	Depletado	HPHT	4
8	Tipo de Formación/Yacimiento	Arena	Caliza	Dolomia	Deleznable	4
9	Fluidos Producidos	Ninguno, Aceite	GAS	HCS-Agua	HCS-Agua-Gases Amargos	4
10	Tipo de Aparejo de Producción	TP Franca, TF Colgada, Bombeo Mecánico	Fluyente ó Inyector y BN (Bombeo Neumático)	Fluyente ó Inyector y BN (con restricciones ID)	BN Sencillo Selectivo o BN Sencillo Selectivo (con restricciones ID), BEC o BN c/sensores	4
11	Fluidos Inyectados	Ninguno, Inyección de gas	Agua Dulce	Agua Residual	Fluidos Corrosivos (Acido Gastado, Salmuera, etc.)	4
12	Características y tipo del Árbol de Válvulas	Sencillo Convencional	Doble (terminaciones múltiples)	Sencillo Marino o seco	Marino Mojado	1
13	Tipo de equipo de reparación	Equipo convencional	Equipos especiales (UTF, URE, UAP)	Equipo Lacustre	Equipos Marinos	2
14	Profundidad del pozo (Selección de eq.)	Profundidad (<1000 m)	Profundidad (1000m<D<2500 m)	Profundidad (2500<D<4500m)	Profundidad (>4500m)	3
					Suma Total	45
					ICORP	3,21

Figura 2.17 – Matriz de complejidad de la reparación de pozos

PROGRAMA DE DETALLADO DE ACTIVIDADES PARA LA REPARACION DE POZOS				
Cons.	ACTIVIDADES GENERALES	Tiempo Estimado (hrs.)	Tiempo Acumulado (hrs.)	Tiempo Acumulado (Días)
1	L.S.C	11,41	11,41	0,48
1,1	Líneas Superficiales de Control	11,41	11,41	0,48
1,2	Operación Adicional	0,00	11,41	0,48
2	CONTROLAR POZO	96,76	108,17	4,51
2,1	Checar presiones TP, TR y espacios anulares	1,16	12,57	0,52
2,2	Descargar presiones o desforzar pozo	1,84	14,41	0,60
2,3	Efectuar Prueba de admisión	0,00	14,41	0,60
2,4	Colocar tapón (Sal, Arena, Geles)	0,00	14,41	0,60
2,5	Efectuar carga puncher o abrir camisa	0,00	14,41	0,60
2,6	Bombear o Circular para controlar pozo	49,86	64,27	2,68
2,7	Observa pozo	43,89	108,17	4,51
2,8	Operación Adicional	0,00	108,17	4,51
3	INSTALAR BOPS	17,65	125,82	5,24
3,1	Colocar válvula "H"	0,89	109,06	4,54
3,2	Desmantelar medio Árbol de Válvulas	5,54	114,60	4,77
3,3	Instalar y probar BOP's	11,22	125,82	5,24
3,4	Instalar campana y línea de flote	0,00	125,82	5,24
3,5	Instalar charola	0,00	125,82	5,24
3,6	Operación Adicional	0,00	125,82	5,24
4	RECUPERAR APAREJO	8,27	134,09	5,59
4,1	Aflojar yugos al cabezal	4,73	130,55	5,44
4,2	Perforar agujero de ratón (Funda del rápido)	2,41	132,95	0,23
4,3	Instalar llaves de fuerza o equipo computarizado	0,86	133,82	0,01
4,4	Conectar tubo ancla y trabajar aparejo a desanclar	0,00	133,82	0,00
4,5	Recuperar válvula "H"	0,19	134,00	0,00
4,6	Eliminar bola colgadora	0,00	134,00	0,00
4,7	Recuperar aparejo con las operaciones de corte, pesca y molienda necesarias	0,00	134,00	0,00
4,8	Probar cabezal y BOP's	0,00	134,00	0,00
4,9	Instalar buje de desgaste	0,08	134,09	0,00
4,10	Operación Adicional	0,00	134,09	0,00
5	RECUPERAR EMPACADOR	293,49	427,57	17,82
5,1	Armar sarta de molienda tramo a tramo	0,00	134,09	5,59
5,2	Moler sistema de anclaje del empacador (Record de molienda, Vol. de acero recuperado vs Molido)	122,84	256,92	10,71
5,3	Lavar boca de pez/bombeo de baches desimantadores	0,00	256,92	10,71
5,4	Efectuar operación de pesca p/recuperar empacador 100%	119,32	376,25	15,68
5,5	Moler o deslizar restos del emp. hasta librar los intervalos de interés	51,32	427,57	17,82
5,6	Efectuar con Niple de aguja viaje de limpieza	0,00	427,57	17,82
5,7	Circular p/limpiar pozo	0,00	427,57	17,82
5,8	Operación Adicional	0,00	427,57	17,82

Figura 2.18 – Programa detallado de las actividades para la reparación de pozos

Capítulo 3

Diseño de Tuberías

El objetivo de este capítulo de la tesis será el de una guía para el diseño de aparejos de producción, que considere las cargas generadas por presión interna, colapso, tensión y la combinación de estos esfuerzos entre sí. Se indicará cómo cuantificar los esfuerzos que originan movimiento en el aparejo de producción como son: el pistoneo, ballooning, buckling y temperatura, con la finalidad de seleccionar la tubería que soporte las presiones a la cual estará sometida la tubería, y a su vez ser la de menor costo.

El aparejo de producción debe soportar íntegramente las presiones a las que será expuesto no sólo de los fluidos de la formación sino también de las operaciones de terminación y mantenimiento, tales como las inducciones, prueba de admisión, estimulaciones, fracturamientos, entre otras operaciones; a los que estará expuesta durante toda la vida del pozo, estas operaciones someten a la tubería a grandes esfuerzos que de no ser calculados pueden deformar permanentemente la tubería y poner en riesgo al personal y al pozo.

El primer aspecto que se debe diseñar es el diámetro del aparejo de producción, el diámetro debe ser tal que permita transportar los gastos de producción esperados; si éstos son muy pequeñas el flujo se verá restringido por el estrangulamiento del flujo, por el contrario, si es demasiado grande, el flujo puede ser intermitente o inestable o dejar de fluir sin ayuda de un sistema de producción artificial, además se incrementa el costo total del pozo, pues la geometría de las tuberías de revestimiento dependen directamente del tamaño del aparejo de producción y a mayor diámetro mayor costo, además de que se requerirá un equipo más grande para la manipulación de la tubería al momento de introducirla al pozo.

El método para determinar el diámetro óptimo para un pozo, es mediante un análisis nodal, el cual estudia simultáneamente el comportamiento de flujo en el pozo (outflow) y el IPR (inflow performance relationship) el punto donde se

interceptan estas curvas es el punto de solución o punto de flujo natural, y determina el gasto de producción y la presión de fondo fluyendo.

En la siguiente figura se muestra una curva de IPR típica con dos curvas de comportamiento de flujo para aparejos de diferente diámetro. Este la representación esquemática de un análisis de sensibilidad, con el cual se determina el diámetro de tubería más apropiado. El cálculo se realiza manteniendo otros parámetros constantes, tales como: propiedades de la formación y sus fluidos, estrangulador, geometrías de válvulas y disparos, etc. El diámetro seleccionado es el que permite la mayor producción, siempre y cuando no se presente flujo inestable.

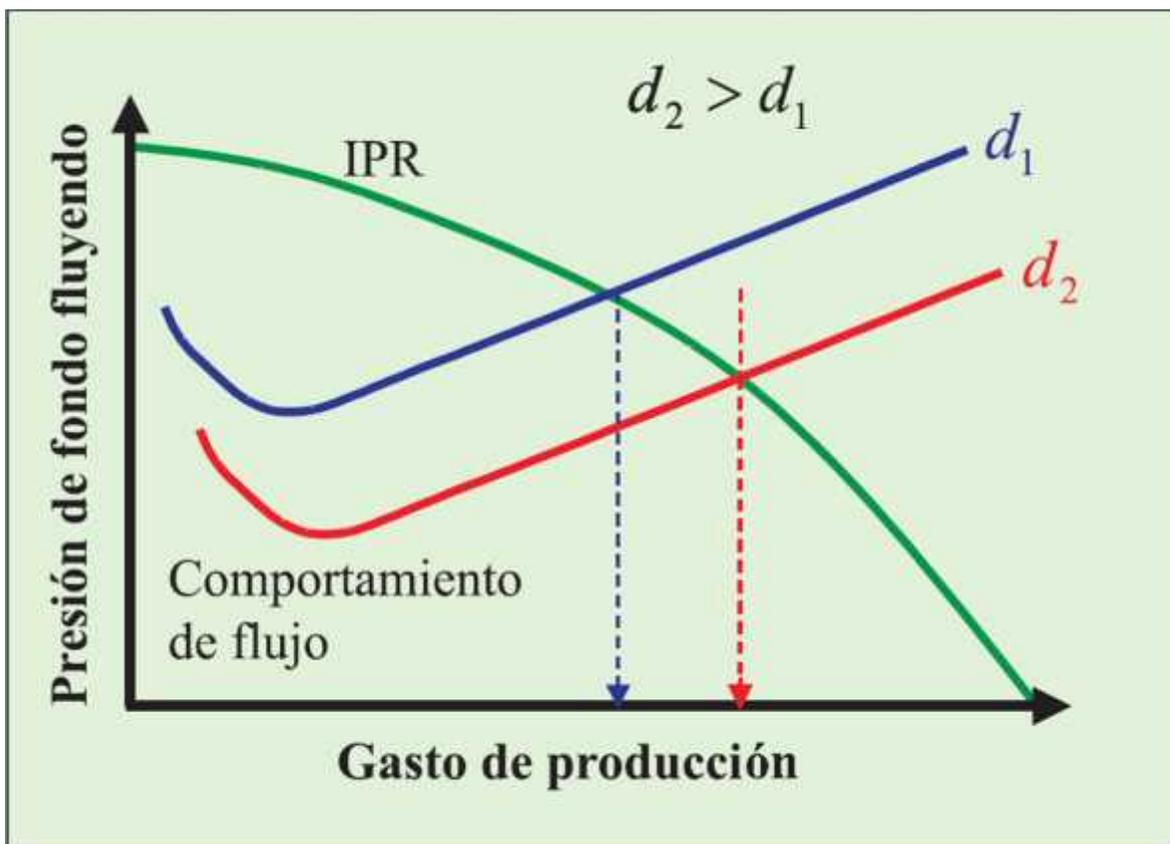


Figura 3.1 - Comparación de dos diámetros de tubería en un mismo pozo y su efecto en el gasto

Análisis Nodal

El análisis nodal, ha sido aplicado por varios años para analizar el desempeño del sistema a partir de la interacción de cada uno de sus componentes, separados por nodos, la aplicación de este análisis a los sistemas de producción de pozos y fue propuesta por Gilbert en 1954 y discutida por Nind en 1964 y Brown en 1978.

El análisis nodal del sistema de producción pueda ser utilizado para analizar a problemas en pozos de petróleo y gas. El procedimiento puede ser utilizado tanto para pozos fluyentes como pozos con sistema de levantamiento artificial. Este procedimiento también puede ser utilizado para analizar el desempeño de pozos inyectores a partir de la modificación de las ecuaciones de entrada y salida. Una lista parcial de aplicaciones se presenta a continuación:

- Selección de diámetros de aparejos
- Selección de línea de conducción
- El diseño de aparcamiento de grava
- Dimensionamiento de orificio de superficie o fondo
- Análisis de problemas en restricciones
- Diseño de sistemas de levantamiento artificial
- Evaluación de estimulación de pozos
- Analizar el efecto de compatibilidad en boca de pozo
- Analizar el desempeño de la densidad de disparos
- Predecir los efectos de la pérdida de presión de los yacimientos

Esfuerzos sobre la tubería

El acero es un material elástico hasta ciertos límites, pues si una carga de tensión es aplicada, sufrirá una deformación, si esta carga es retirada, el acero recuperará su forma original. Sin embargo, si el límite elástico es excedido, la estructura del acero cambia y no regresará a sus condiciones originales una vez que el esfuerzo es removido. Este comportamiento es conocido como plástico. Si se aplica mayor

carga, el acero se deformará y fallará. Este fenómeno es representado en la siguiente figura donde se muestra un diagrama de deformación contra carga.

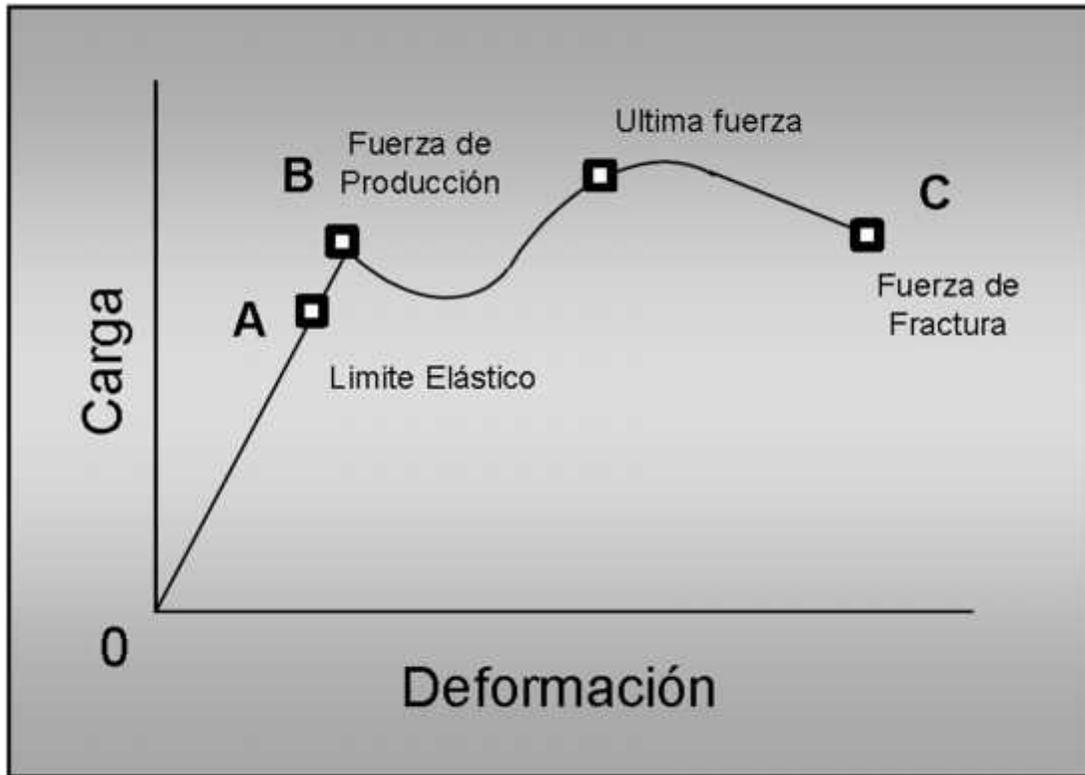


Figura 3.2 – Diagrama de deformación del acero bajo carga

Existen operaciones en el pozo a lo largo de su vida productiva que somete a un mayor esfuerzo la tubería, estos eventos se mencionan a continuación:

- Introducción y recuperación del aparejo (intervenciones)
- Inducciones
- Prueba de admisión
- Estimulaciones
- Fracturamientos
- Control de pozo (reparación)
- Disparos e inicio de producción

Las cargas sobre la tubería como resistencia a la presión interna, el colapso y la tensión de la tubería, deben ser conocidas bajo diferentes condiciones al momento del diseño del aparejo para que sean contempladas en el análisis.

Las propiedades mecánicas más importantes de un tubo de producción son:

- Resistencia a la presión interna
- Colapso
- Tensión

Estas propiedades pueden estar actuando de forma independiente o combinada como se mostrara continuación con el diseño desde un punto de vista Uniaxial, Biaxial y Triaxial.

Uniaxial

Este efecto asume que no hay tensión o compresión en la tubería al mismo tiempo que una carga de presión interna o colapso.

La presión interna, colapso y tensión serán definidas a continuación, con sus expresiones matemáticas para cuantificar el esfuerzo.

- Presión interna (burst)

La presión interna es la cantidad de presión aplicada dentro del tubo, en la misma que es soportada por la pared interna esta fuerza es aplicada en todas direcciones sobre la pared de la tubería.

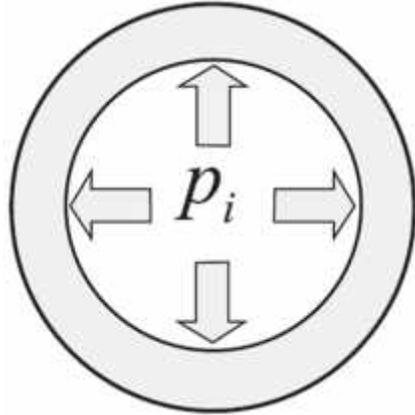


Figura 3.3 – Diagrama de Presión Interna

La resistencia de la tubería es calculada con la fórmula de la presión de cedencia interna publicada en el boletín API 5C3 de 1985.

$$P_i = 0.875 \left(\frac{2Yt}{D} \right) \quad (1)$$

Dónde:

Y =Resistencia a la cedencia original [psi]

t = Espesor de la tubería [pg]

D = Diámetro externo de la tubería [pg]

P_i = Presión Interna [psi]

La ecuación uno calcula la presión interna, en la cual el esfuerzo tangencial en la pared interior alcanza el esfuerzo de cedencia del material, es decir, calcula la máxima presión interna que es capaz de soportar una tubería. El factor de 0.875 corresponde al 87.5% del total debido a la tolerancia permitida del fabricante en el espesor de la pared, la cual es igual a 12.5%, el resultado de esta ecuación debe redondearse a diez psi para obtener los mismos valores que aparecen en las tablas del boletín de la API 5C2.

- Tensión

Para calcular la resistencia del cuerpo de un tubo a la tensión se debe considerar que la fuerza que actúa longitudinalmente a lo largo de la tubería tiende a separarla, pero lo impide la resistencia de las paredes del tubo, las cuales ejercen una contra fuerza. Esto se expresa matemáticamente mediante la ecuación:

$$T = Y \frac{\pi}{4} (D^2 - d^2) \quad (2)$$

Dónde:

T= Tensión [lbs]

Y=Resistencia a la cedencia original [psi]

D= Diámetro externo de la tubería [pg]

d= Diámetro interior de la tubería [pg]

Ésta ecuación también es conocida como la fórmula de la resistencia a la cedencia del tubo que se publicó en el boletín de la api 5C3, en 1985.

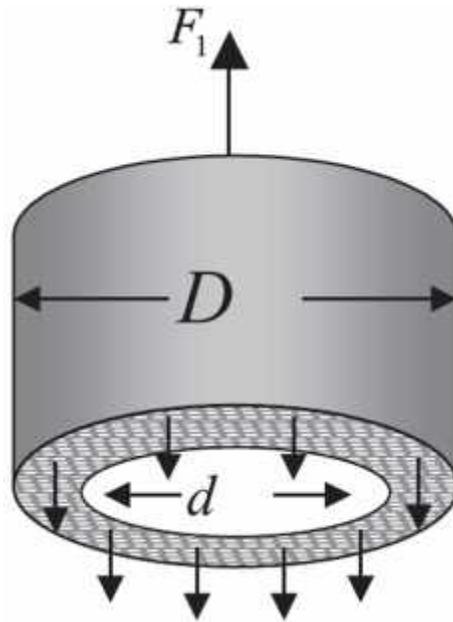


Figura 3.4 – Diagrama de cuerpo libre de una tubería bajo carga de tensión

Los momentos más críticos donde se ejerce mayor tensión son durante la operación de introducción y recuperación del aparejo de producción. Esto se complica aún más cuando se dificulta el desenchufe de los sellos multi-v o desanclar el empacador, estas operaciones pueden llevar al límite la resistencia de la tubería a la tensión, por lo que debe ser muy bien conocida para no excederla.

- **Colapso**

El colapso se define como la fuerza que se genera a partir de fuerzas externas que intenta aplastar al tubo. Este fenómeno es mucho más complejo que el que se presenta en una tubería sometida a presión interna. Las operaciones en el pozo que resultan más críticas para la tubería hablando del colapso, son cuando la tubería se encuentra vacía y en el espacio anular se ejerce una presión, de manera que la tubería de producción pueda colapsar.

La resistencia al colapso es una función de la resistencia a la cedencia del material y su relación de diámetro y espesor (D/t)

La resistencia al colapso, de acuerdo con el boletín api 5C3 de 1985 consiste en cuatro regímenes de colapso, que se determinan con base en la resistencia a la cedencia del material y a la relación (D/t). Y son definidos según el tipo de falla:

- Colapso de cedencia
- Colapso plástico
- Colapso de transición
- Colapso elástico

La siguiente figura muestra los cuatro tipos de falla en función de la resistencia al colapso y la relación D/t.

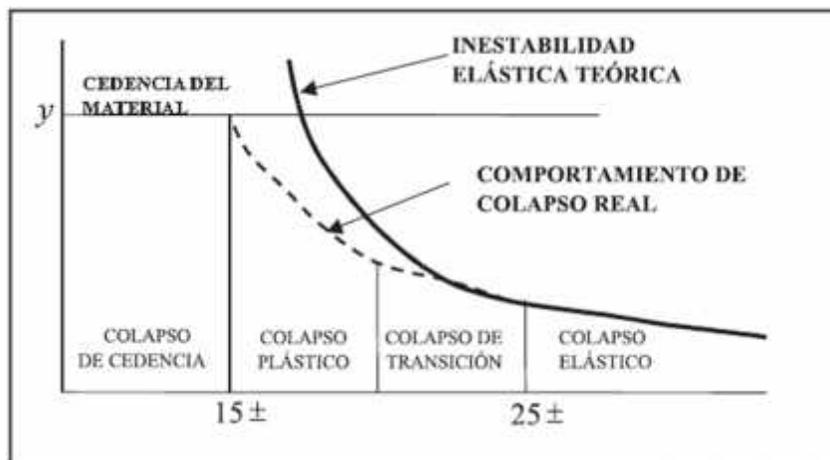


Figura 3.5 – Tipos de falla al colapso según la relación (D/t)

Colapso de cedencia

Este no es un colapso verdadero, para tuberías con una relación $D/t < 15$, el esfuerzo tangencial excederá la resistencia a la cedencia del material antes de que una falla de inestabilidad de colapso ocurra. Este fenómeno es representado mediante la siguiente expresión matemática:

$$P_{cc} = 2Y \left[\frac{\left(\frac{D}{t}\right) - 1}{\left(\frac{D}{t}\right)^2} \right] \quad (3)$$

Dónde:

P_{cc} = Presión de colapso de cedencia [psi]

Y =Resistencia a la cedencia original [psi]

D = Diámetro externo de la tubería [pg]

t = espesor de la pared de la tubería [pg]

Colapso plástico

No existe una ecuación analítica para estudiar este tipo de colapso, pero se realizó una ecuación desarrollada a partir de 2488 pruebas, por lo tanto la presión de colapso puede ser estimada con la siguiente ecuación:

$$P_{cp} = Y \left[\frac{A}{\left(\frac{D}{t}\right)} - B \right] - C \quad (4)$$

Dónde:

P_{cp} = Presión de colapso plástico [psi]

Y =Resistencia a la cedencia original [psi]

D = Diámetro externo de la tubería [pg]

t = espesor de la pared de la tubería [pg]

A, B, C = coeficientes empíricos

Coeficientes:

$$A = 2.8762 + 0.10679 \times 10^{-5} Y + 0.21301 \times 10^{-10} Y^2 - 0.53132 \times 10^{-16} Y^3$$

$$B = 0.026233 + 0.50609 \times 10^{-6} Y$$

$$C = -465.93 + 0.030867 Y - 0.10483 \times 10^{-7} Y^2 + 0.36989 \times 10^{-13} Y^3$$

Colapso de transición

La carga de colapso que ocurra dentro de la zona de transición puede ser estimada con la siguiente expresión matemática:

$$P_{ct} = Y \left[\frac{F}{\left(\frac{D}{t}\right)} - G \right] \quad (5)$$

Dónde:

P_{ct} = Presión de colapso de transición [psi]

Y = Resistencia a la cedencia original [psi]

D = Diámetro externo de la tubería [pg]

t = espesor de la pared de la tubería [pg]

F, G = coeficientes empíricos

Coefficientes:

$$F = \frac{46.95 \times 10^6 \left(\frac{3B/A}{2 + B/A}\right)^3}{Y \left(\frac{3B/A}{2 + B/A} - B/A\right) \left(1 - \frac{3B/A}{2 + B/A}\right)^2}$$

$$G = \frac{FB}{A}$$

Colapso elástico

Se basa en la teoría de falla por inestabilidad elástica. Este criterio es independiente de la resistencia a la cedencia y es aplicable a espesores de pared delgados con una relación $D/t > 25$. La carga de colapso en el rango plástico es obtenida con la siguiente ecuación:

$$P_{ce} = \frac{46.95 \cdot 10^6}{\left(\frac{D}{t}\right) \left[\left(\frac{D}{t}\right) - 1\right]^2} \quad (6)$$

Dónde:

P_{ce} = Presión de colapso elástico [psi]

D = Diámetro externo de la tubería [pg]

t = espesor de la pared de la tubería [pg]

Un problema que se presenta al momento de calcular el colapso es identificar qué tipo de colapso se presenta para esto se han desarrollado una serie de experimento con los que se formó la siguiente gráfica. En la gráfica aparecen los límites para cada tipo de colapso, en función del grado de acero y la relación diámetro-espesor (D/t). Puede utilizarse para determinar el tipo de colapso a calcular en un caso específico. Conforme se incrementa el espesor de pared, la relación (D/t) se reduce y el colapso tiende a moverse de un tipo elástico a uno de cedencia, pasando por plástico y de transición.

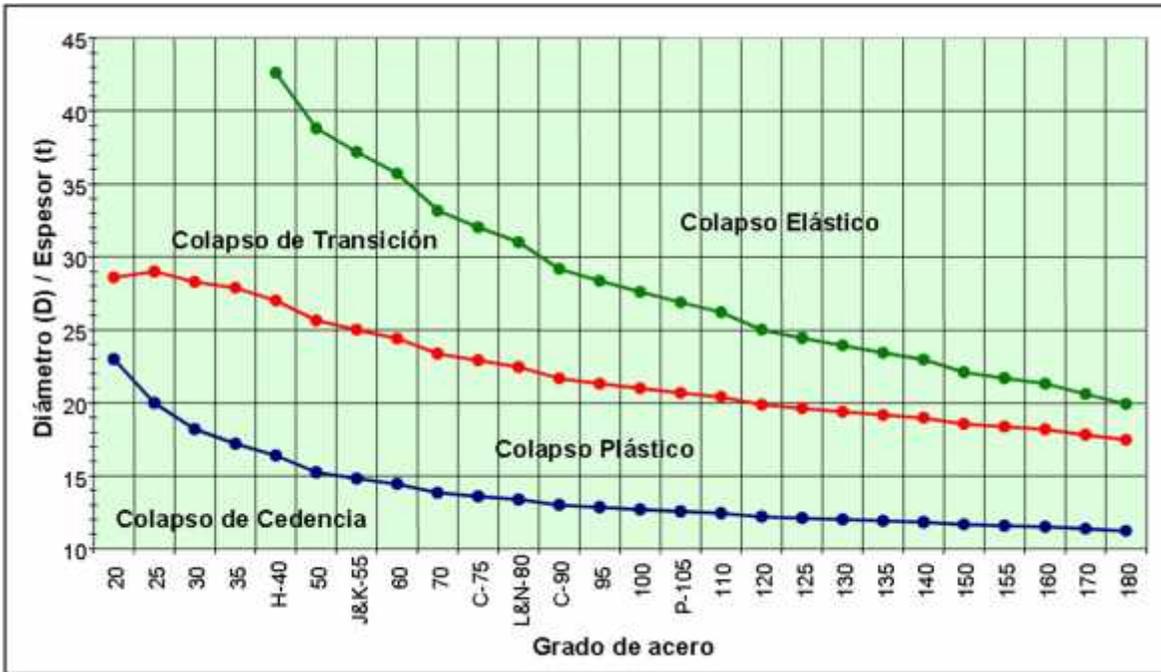


Figura 3.6 – Regiones de colapso según el grado de acero

Factores de seguridad a la hora del diseño

En el diseño de tuberías, los efectos de carga son multiplicados por un número acordado, el cual es conocido como factor de seguridad, su función es tener un respaldo en el diseño, debido a la incertidumbre de determinar las condiciones de carga reales como así como el cambio de las propiedades de las cerro debido ambientes corrosivos y desgaste a través del tiempo.

La magnitud de este factor de seguridad se basa generalmente en experiencias anteriores, pues existe poca documentación sobre su origen o impacto. Las compañías tienen su propio factor de seguridad al diseñar las tuberías, pero en la actualidad no existe un estándar mundialmente aceptado para estos factores de diseño; sin embargo, las variaciones están dentro de un rango relativamente pequeño como se muestra la siguiente tabla.

CONDICIONES DE CARGA	RANGO	MAS COMUN	RECOMENDADO
PRESIÓN INTERNA	1.0 – 1.35	1.125	1.125
COLAPSO	0.85 – 1.50	1.125	1.125
TENSIÓN JUNTA	1.50 – 2.0	1.80	1.80
TENSIÓN CUERPO	1.30 – 2.0	1.80	1.50

Figura 3.7 – Factores de seguridad

Biaxial

El análisis Uniaxial se consideraba que no existían cargas como la tensión o compresión en la tubería simultáneamente con la de colapso o presión interna o que eran igual a cero. Sin embargo, en condiciones reales, la tubería de producción estará sometida a fuerzas combinadas de la presión interna, externa y tensión debido al propio peso de la tubería, todas actuando al mismo tiempo.

En el efecto Biaxial se considera el cambio en la resistencia colapso y presión interna debido a la tensión o compresión del aparejo. Esto era presentado por el criterio Biaxial usado en el boletín api 5C3, el cual está dado matemáticamente por:

$$Y_e = Y \left[\sqrt{1 - 0.75 \left(\frac{\sigma_z}{Y} \right)^2} - 0.5 \frac{\sigma_z}{Y} \right] \quad (7)$$

Dónde:

Y_e = Resistencia a la cedencia efectiva [psi]

Y = Resistencia a la cedencia original [psi]

σ_z = Esfuerzo axial de la tubería flotada

$$\sigma_z = \frac{T}{A_s}$$

Para el cálculo del colapso o presión interna bajo carga axial, se emplean las ecuaciones correspondientes mencionadas en el subtítulo de carga uniaxial, solo que se ocupara para realizar los cálculos Y_e y no Y , esto debido a que Y_e representa la resistencia a la cedencia efectiva, ya corregida debido a los esfuerzos de tensión.

Los criterios relevantes que pueden ser obtenidos en la ecuación de la resistencia a la cedencia efectiva son los siguientes:

- La tensión reduce la resistencia a colapso
- La tensión incrementa la resistencia a la presión interna
- La compresión reduce la resistencia a la presión interna
- La compresión incrementa la resistencia al colapso

Triaxial

El diseño Triaxial considera que en cada elemento de acero de la tubería actúan tres esfuerzos sobre su superficie al mismo tiempo estos esfuerzos son:

- El esfuerzo axial
- El esfuerzo radial
- El esfuerzo tangencial

Estos esfuerzos son representados esquemáticamente la siguiente figura

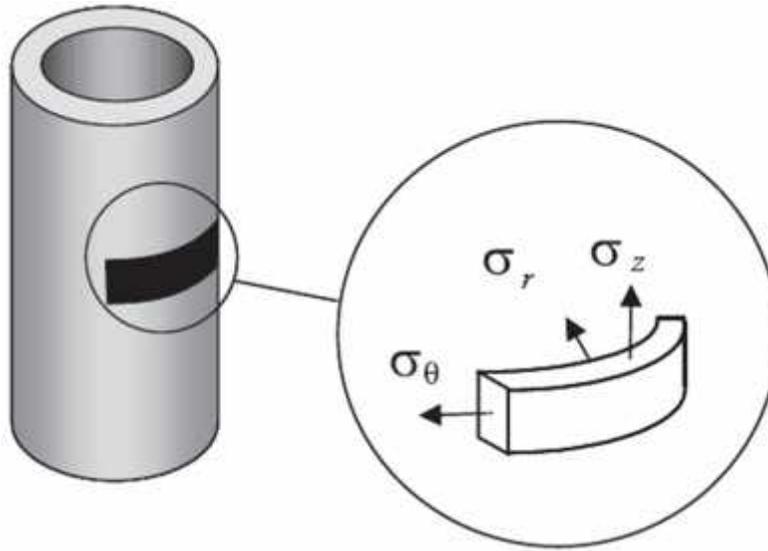


Figura 3.8 – Esquema de esfuerzos triaxiales

La única diferencia entre el concepto Triaxial y Biaxial es que en el segundo considera el esfuerzo radial igual a cero ().

El concepto de esfuerzos Biaxial y Triaxial es se deriva de la teoría de la distorsión de energía para coordenadas cilíndricas, la cual en matemáticamente representada por la siguiente relación:

$$2Y^2 = (\sigma_t - \sigma_z)^2 + (\sigma_r - \sigma_t)^2 + (\sigma_z - \sigma_r)^2$$

Esta relación también es conocida como la ecuación de Von Mises o la ecuación Triaxial. Simplificando y reagrupando la ecuación se obtiene:

$$\left(\frac{\sigma_t + P_i}{Y}\right) = \pm \sqrt{1 - \frac{3}{4}\left(\frac{\sigma_t + P_i}{Y}\right)^2} + \frac{1}{2}\left(\frac{\sigma_t + P_i}{Y}\right) \quad (8)$$

Dónde:

Y = Resistencia a la cedencia original [psi]

$P_i =$ Presión Interna [psi]

$\tau =$ esfuerzo tangencial [psi]

Esta ecuación representa la elipse de plasticidad mostrada en la figura siguiente.

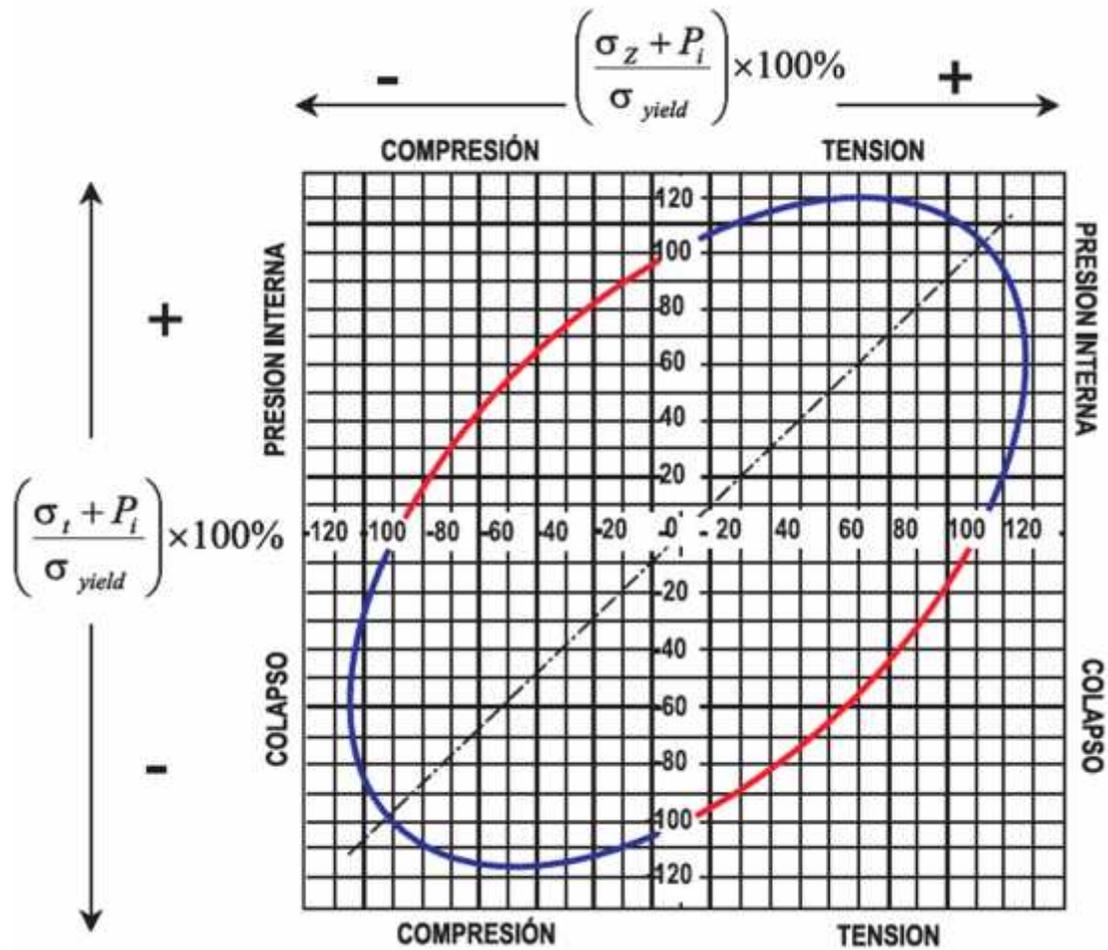


Figura 3.9 – elipse de plasticidad

El signo a emplear (+,-) en el primer término de la ecuación 8 depende del cuadrante del análisis; esto es, para colapso y tensión y presión interna-compresión, se utiliza signo negativo, y para los dos casos restantes, signo positivo

A modo de comparación la siguiente figura muestra la comparación de los conceptos uniaxiales y triaxiales. Como se puede observar, el colapso y la presión interna se ven reducidos cuando el acero se encuentra en tensión y compresión respectivamente, se observa claramente la desviación de los resultados que se pueden obtener de los dos análisis, siendo el análisis por cargas triaxiales el más acertado debido a que considera cargas actuando simultáneamente, superando incluso al análisis biaxial.

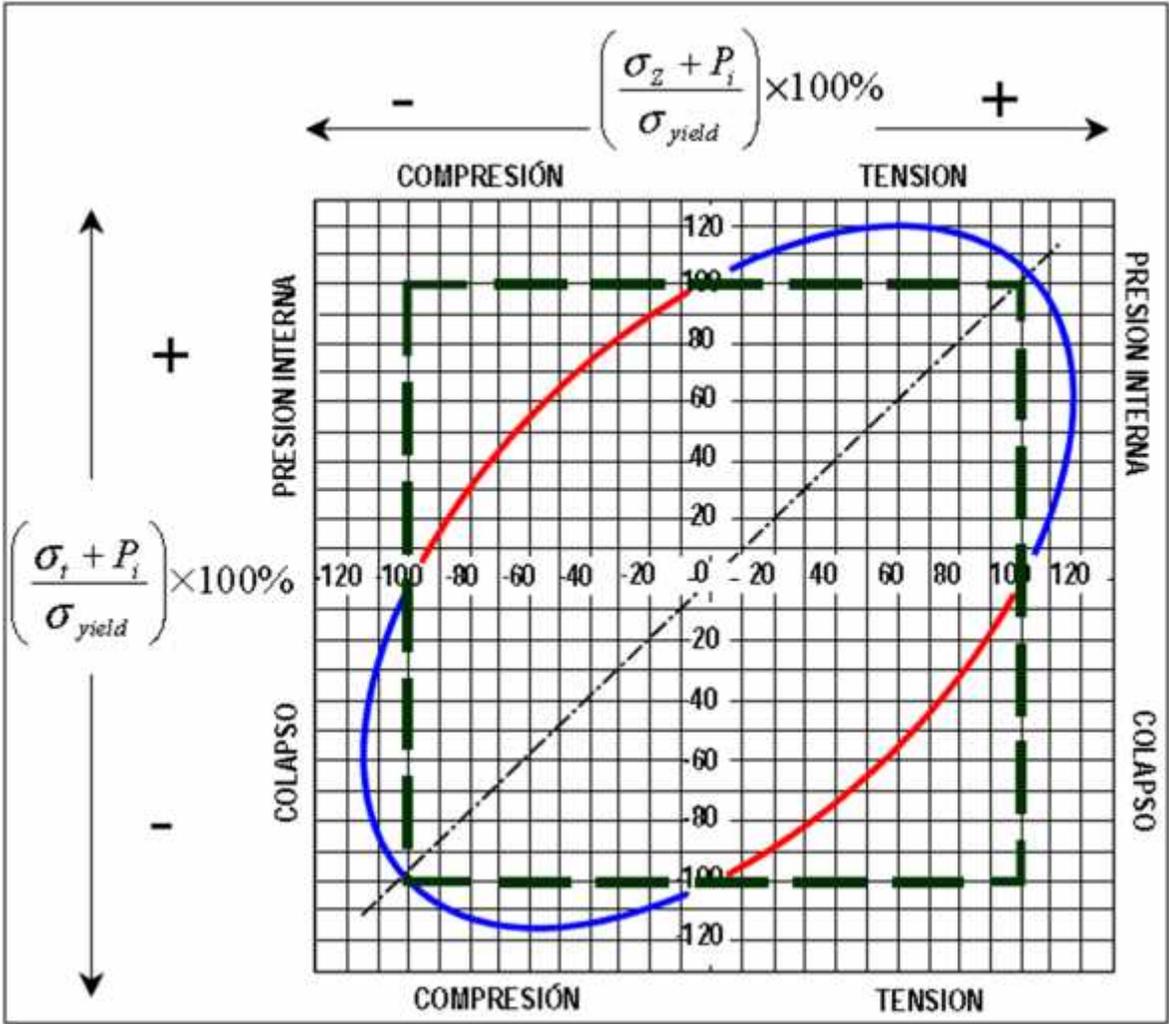


Figura 3.10 – Comparación del diseño triaxial y el uniaxial

El método Triaxial puede ser resuelto mediante la resolución de las siguientes ecuaciones las cuales ya contemplan las cargas aplicadas simultáneamente, la ecuación (9) y (8) son equivalentes:

$$\sigma_T = \sqrt{(f_1 f_2)^2 + f_3^2} \quad (9)$$

Dónde:

$$f_1 = \frac{\sqrt{3}}{2} (P_o - P_i)$$

$$f_2 = \frac{1}{2} \frac{\left(\frac{D}{t}\right)^2}{\left(\frac{D}{t}\right) - 1}$$

$$f_3 = \sigma_z - \frac{d^2 P_i - D^2 P_o}{D^2 - d^2}$$

D= Diámetro externo de la tubería [pg]

d= Diámetro interior de la tubería [pg]

P_i= presión interna [psi]

P_o= presión externa [psi]

El movimiento del aparejo de producción

El cambio de longitud en el aparejo es originado por cambios de presión y temperatura, puede ser positivo o negativo y genera grandes esfuerzos en la tubería y/o empacador cuando éste no permite el libre movimiento de la tubería a través de él. Estos expertos ocurren en las operaciones realizadas durante la vida

del pozo tales como son: inducciones, prueba de admisión, y estimulación es, fracturamientos o simplemente durante la producción del pozo.

Cuando la tubería posee un libre movimiento, la longitud del aparejo se puede reducir tanto que la longitud de los sellos o juntas de expansión sea insuficiente, lo que ocasionaría que las unidades de sellos multi-v se salgan del empacador, ocasionando que el aislamiento entre el espacio anular y el interior de la tubería de producción se vea comprometido, aparte de que someterían a una tensión considerable al empacador.

Por otro lado también se debe considerar el alargamiento del aparejo durante la producción del pozo, pues la transferencia de calor de los fluidos de yacimientos a la tubería causa elongación de la misma, lo que ocasiona que el empacador sienta una carga extra, o que se ocasione una deformación del aparejo de producción.

Esta causa de esto, que se debe diseñar el aparejo de producción tomando en cuenta todos los cambios de presión y temperatura que se pudieran presentar a lo largo de la vida del pozo, con la finalidad de considerar los movimientos y cambios de esfuerzos de la tubería, y así evitar problemas que conllevarían a una reparación mayor, ocasionando costos elevados.

Las deformaciones que puede sufrir la tubería de producción debida los cambios en su longitud son básicamente los siguientes:

- Pistón
- Ballooning
- Buckling
- Temperatura

En este capítulo se revisarán a detalle cada uno de estos efectos. Aunque es necesario mencionar que las ecuaciones que se presentan en esta tesis aplican sólo pozos verticales, aparejos de producción de un solo diámetro y aun sólo fluido en el espacio anular, debido a que no es motivo de esta tesis es profundizar en este tema que es muy extenso y requerirían su propio trabajo de investigación,

pero serán suficientes como para conocer el principio fundamental de los diferentes efectos, así como las ecuaciones describirán el fenómeno para la realización de cálculo simplificados. Es importante mencionar que cuando se trabaja con pozos desviados, aparejos con diferente diámetro de tubería, etc. Se requiere de un software especializado para poder tener las herramientas y proponer una alternativa de efectiva y económica.

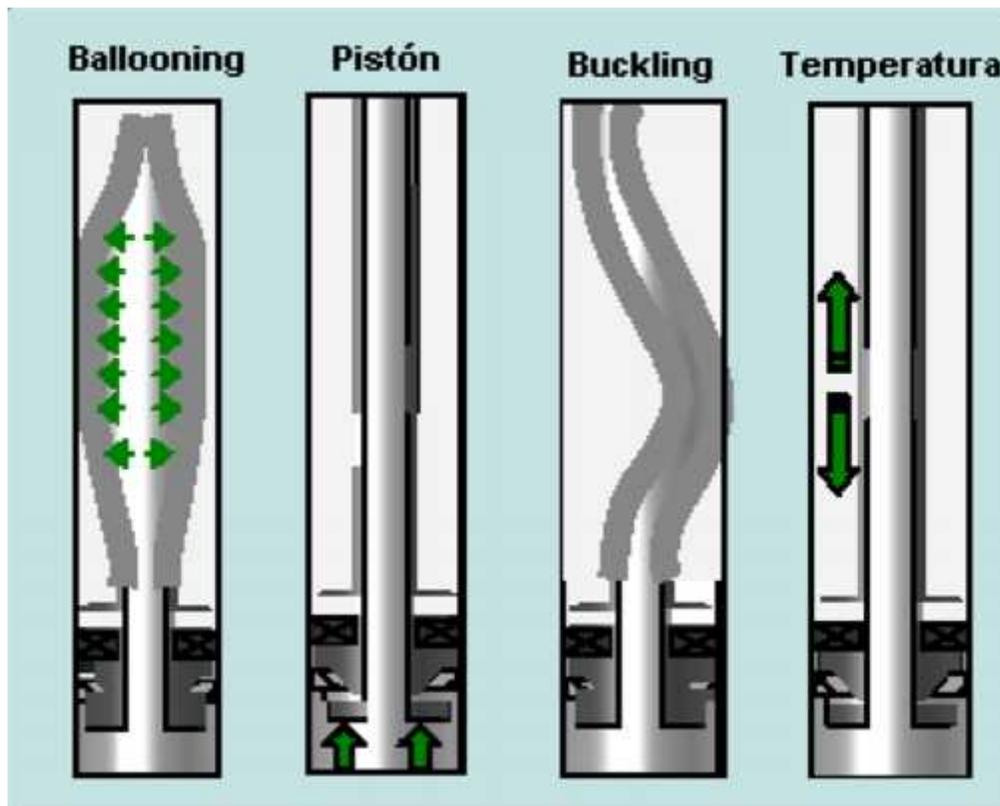


Figura 3.11 – Deformaciones de la tubería debido a su cambio de longitud

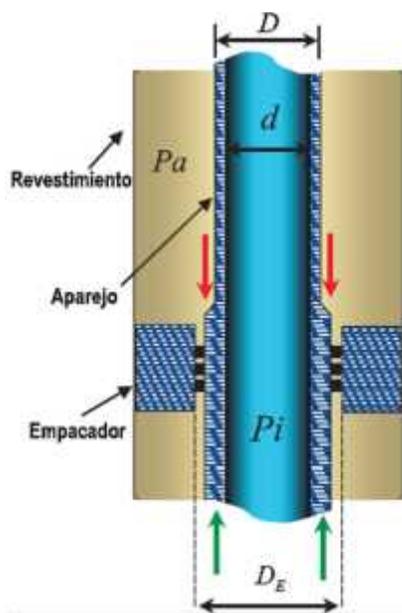
Pistón

Este efecto llamado pistón se basa en la ley de Hooke, y es ocasionado debido al diferencial de presión actuando sobre la diferencial de área entre la tubería de producción y el mandril del empacador. Este efecto provoca un acortamiento si la presión diferencial es mayor en el interior de la tubería, y un alargamiento si la presión es mayor en el espacio anular entre el aparejo y la tubería de

revestimiento. La ley de Hooke establece que el cambio en longitud es directamente proporcional a la fuerza aplicada. Esta es matemáticamente representada por:

$$\Delta L_1 = \frac{L\Delta F}{EA_S} \quad (10)$$

Donde



$$\Delta F = (A_E - A_i)\Delta p_i - (A_E - A_e)\Delta p_a$$

$$A_e = \frac{\pi D^2}{4}$$

$$A_i = \frac{\pi d^2}{4}$$

$$A_E = \frac{\pi D_E^2}{4}$$

$$A_S = A_E - A_i$$

Ballooning

Cuando la presión interna en un aparejo de producción es mayor que la presión externa los esfuerzos radiales que actúan sobre la pared generan una expansión del tubo, este fenómeno causa una contracción longitudinal del aparejo.

Cuando la presión exterior es mayor que la presión interna, se presentará el efecto contrario y se produce una elongación de la tubería. Este efecto puede ser estimado con la siguiente ecuación:

$$\Delta L_2 = \frac{0.3 L^2}{E} \left(\frac{\Delta p_i - \left(\frac{D}{d}\right)^2 \Delta p_a}{\left(\frac{D}{d}\right)^2 - 1} \right) + \frac{0.6 L}{E} \left(\frac{\Delta p_i - \left(\frac{D}{d}\right)^2 \Delta p_a}{\left(\frac{D}{d}\right)^2 - 1} \right) \quad (11)$$

Dónde:

L = longitud de la tubería

P_i = presión en el interior de la tubería a la altura del empacador [psi]

P_a = presión en el espacio anular a la profundidad del empacador [psi]

E = módulo de Young (30x10⁶) [psi]

El primer término de la ecuación representa el efecto debido a cambio de densidad de los fluidos como el segundo término considera el cambio de presión en superficie tanto en el espacio anular como en el interior del aparejo.

La ecuación puede ser empleado para tener una buena idea del efecto de ballooning sobre el cambio de longitud del aparejo de producción.

Buckling

A este efecto se le llamaba así debido a la forma que adquiere el aparejo cuando se presente el fenómeno, y tiene lugar cuando hay un incremento de presión en el interior de la tubería de producción, la cual actúa en el área transversal de la parte inferior de un aparejo que tiene un movimiento libre, es decir, que los sellos multi-v se pueden mover a través del área pulida del empacador.

Este efecto acorta el aparejo de producción y el pandeo se produce D punto neutro hacia abajo. En este fenómeno, el punto neutro no es donde no existe ni tensión ni compresión, si no donde el esfuerzo axial es igual al esfuerzo tangencial y radial, es decir, el Valor de los tres esfuerzos es igual y se determina con la siguiente ecuación:

$$n = \frac{F_f}{w} \quad (12)$$

Dónde:

n = es la distancia del fondo de la tubería al punto neutro

w = peso de la tubería en el aire [lb/pg]

$$F_f = A_E(p_i - p_a)$$

F_f es conocida como la fuerza ficticia. La sarta no sufrirá pandeo si la fuerza ficticia es negativa o cero. El cambio de longitud provocado por este fenómeno se determina mediante la siguiente ecuación

$$\Delta L_3 = -\frac{r^2 A_E^2 (\Delta p_i - \Delta p_a)^2}{8EI(w_p + w_{fi} - w_{fa})} \quad (13)$$

Dónde:

r = Distancia radial entre TP y TR [pg]

$$r = r_{int. TR} - r_{ext. TP}$$

A_E = Área de la sección pulida del empacador [pg²]

p_i = Cambio de la presión dentro de la tubería a la profundidad del empacador [psi]

p_a = Cambio de presión en el espacio anular a la profundidad del empacador [psi]

E = Modulo de Young (30x10⁶) [psi]

I = momento de inercia [pg^4]

$$I = \frac{\pi}{64} (D^4 - d^4)$$

W_{fi} =El peso del fluido en el interior de la tubería

W_{fa} = El peso del fluido en el espacio anular de la tubería

$$w_{fi} = \rho_i * A_i$$

$$w_{fa} = \rho_a * A_a$$

ρ_a = Densidad del fluido en el espacio anular de la tubería [lb/pg^3]

ρ_i = Densidad del fluido en el interior de la tubería [lb/pg^3]

A_i = Área en el interior de la tubería [pg^2]

A_a = Área de la sección anular [pg^2]

El cálculo del buckling es importante, debido a que puede ocasionar deformación permanente del aparejo

Temperatura

El efecto de la temperatura ocasiona un cambio de longitud de toda la sarta de producción. se contrae cuando existe una inyección de fluidos temperatura de superficie. Este efecto se sucede siempre y cuando se tenga movimiento libre en los sellos multi-v, de lo contrario se producen fuerzas sobre el empacador.

El cambio de longitud puede ser calculado mediante la siguiente ecuación

$$\Delta L_4 = L\beta\Delta T \quad (14)$$

Dónde:

= Coeficiente de expansión térmica del acero (12.42×10^{-6})

T= Cambio promedio de temperatura

Longitud de sellos multi-v

En el diseño del aparejo de producción con libre movimiento en la zona del empacador, se requiere introducir una longitud de sellos multi-v, que permita el recorrido durante las elongaciones y contracciones generadas en la tubería. Esta longitud se obtiene sumando algebraicamente el total de los efectos previamente mencionados. El cambio de longitud total se determina mediante la ecuación siguiente

$$\Delta L_T = \Delta L_1 + \Delta L_2 + \Delta L_3 + \Delta L_4 \quad (15)$$

Una vez que se conoce la magnitud del cambio total de longitud que ocurrirá en el aparejo de producción, se selecciona tanto la cantidad de sellos como la longitud inicial entre el tope del localizador y el empacador.

La ecuación anterior también puede ser empleada para determinar la cantidad y posición de las juntas de expansión.

Corrosión

Uno de los aspectos que se debe considerar a la hora de elegir los materiales con los cuales están elaborados los tubulares es la corrosión, y para esto necesitamos saber con qué fluidos estará en contacto nuestra tubería. De tal manera que se debe buscar un material que soporte la corrosión de los fluidos pero a su vez no eleve demasiado su costo, con el fin de optimizar el costo de la tubería desde un aspecto técnico-económico se han considerado límites aceptables de corrosión al

año, dado que sería demasiado costoso tratar de erradicar todo daño causado por los fluidos.

Es bien sabido que los aceros al carbono son menos resistentes a la corrosión en comparación con los materiales de aleaciones especiales o CRA (Corrosion Resistent Alloys) pero su uso puede otorgar buenos resultados bajo condiciones específicas, como ejemplo, que se aplique al pozo un programa de inhibiciones química y procedimientos de monitoreo. Bajo estas circunstancias el acero al carbono ofrece mayor ventaja que las aleaciones sofisticadas como son, menor costo, mayor facilidad para soldar y fabricar, no requieren técnicas ni equipamiento especial para su manipulación, son ampliamente conocidos y fácilmente disponibles en el mercado. Claro que existen condiciones donde la severidad del ambiente sobre todo en campos de alta presión y alta temperatura con presencia de gases corrosivos hace que la elección de materiales convencionales sea inviable.

El proceso de selección para determinar el grado de la tubería que corresponde va a estar gobernado por cuatro aspectos técnicos que son:

- a) Seguridad (evitar fallas catastróficas)
- b) Características del ambiente al que se exponen los materiales (deterioro en el tiempo)
- c) Propiedad de los materiales
- d) Vida útil requerida para el servicio

El objetivo final del proceso de selección del material es que al final la tubería deberá poder satisfacer, al menos costo posible, dos grandes objetivos finales como lo son los Requerimientos Estructurales y de Resistencia a la Corrosión, para lo cual el diseñador tiene las siguientes alternativas:

Alternativas disponibles en el diseño	Tipos de Requerimiento	
	Estructurales	Corrosión
Incremento del espesor ^(a)	•	•
Incrementar resistencia ^(b)	•	
Utilizar aceros especiales	•	•
Utilizar recubrimientos	•	•
Utilizar inhibidores		•
Alterar el medio ambiente		•

(a) No recomendado por Eurocorr cuando hay corrosión

(b) Limitado en ambientes con H₂S

Figura 3.12 – Alternativas para hacer frente a los ambientes corrosivos

El proceso de evaluar el ambiente corrosivo para la selección de materiales adecuados, se divide en 5 pasos:

- 1- Definición del ambiente de servicio
- 2- Definición del rendimiento requerido
- 3- Definición de los métodos de monitoreo
- 4- Definición de la forma de control
- 5- definición del rendimiento de los materiales y elección de los mismos

En esta tesis solo nos concentraremos en los puntos 1 y 5 de la lista anterior, de ahí que la determinación de las presiones parciales sea un aspecto importante, las cuales se calcularan de la siguiente manera:

$$p_{CO_2}(\text{presion parcial})[\text{psi}] = \text{Presion Total}[\text{psi}] \frac{\text{Contenido de } CO_2[\%mol]}{100}$$

$$p_{H_2S}(\text{presion parcial})[\text{psi}] = \text{Presion Total}[\text{psi}] \frac{\text{Contenido de } H_2S[\text{ppm}]}{100000}$$

En términos generales, para pozos de gas y condensado la presión máxima de cierre en boca de pozo puede ser adoptada como la presión total, o bien utilizar la

presión del yacimiento si se pretende un enfoque más exacto. Para pozos de aceite bajo saturado la presión de burbuja del yacimiento puede ser adoptada como la presión total.

Una importante variable que hay que averiguar es la velocidad de corrosión que se presentará en tubería, y que se encuentre dentro de parámetros aceptables, al decir velocidad de corrosión se refiere a la pérdida de material debido a la corrosión por disolución y al probable desgaste, las opciones para compensar esta pérdida será incrementar el espesor con el material necesario durante la vida útil del servicio, o bien utilizar materiales que posean una mayor resistencia a la corrosión.

Velocidad de corrosión, en mm / año	Característica y usos
0,025	<i>Corrosión muy baja.</i> Servicios en los cuales la contaminación del medio (o del producto) es un problema
0,254	<i>Corrosión baja a media.</i> Equipamientos muy livianos y de bajo espesor
0,508	<i>Corrosión "máxima" permitida.</i> Es considerada como límite superior en la Industria petrolera. Máximo generalmente aceptado en la industria química.
1,270	<i>Corrosión elevada.</i> Raramente tolerada
Mas de 1,270	<i>Corrosión excesiva.</i> Muy raramente tolerada

Figura 3.13 – Tabla de límites de velocidades de corrosión

Lo usual en la industria petrolera es que la corrosión generalizada sea aceptable cuando es menor a 0.25mm/año, mientras que valores entre 0.5 y 1.0 mm/año la decisión dependerá de otros factores tales como el tiempo requerido de servicio, las posibilidades de inspección, inhibición, reparación, etcétera. Y una de las consecuencias económicas de una primera falla, por otro lado la corrosión localizada deberá ser minimizada, y la corrosión bajo tensión o por fallas de hidrogeno deberán ser eliminadas por completo en la etapa de diseño.

A continuación se muestra un diagrama de flujo para la determinación de las medidas a tomar en caso en presencia de fluidos corrosivos:

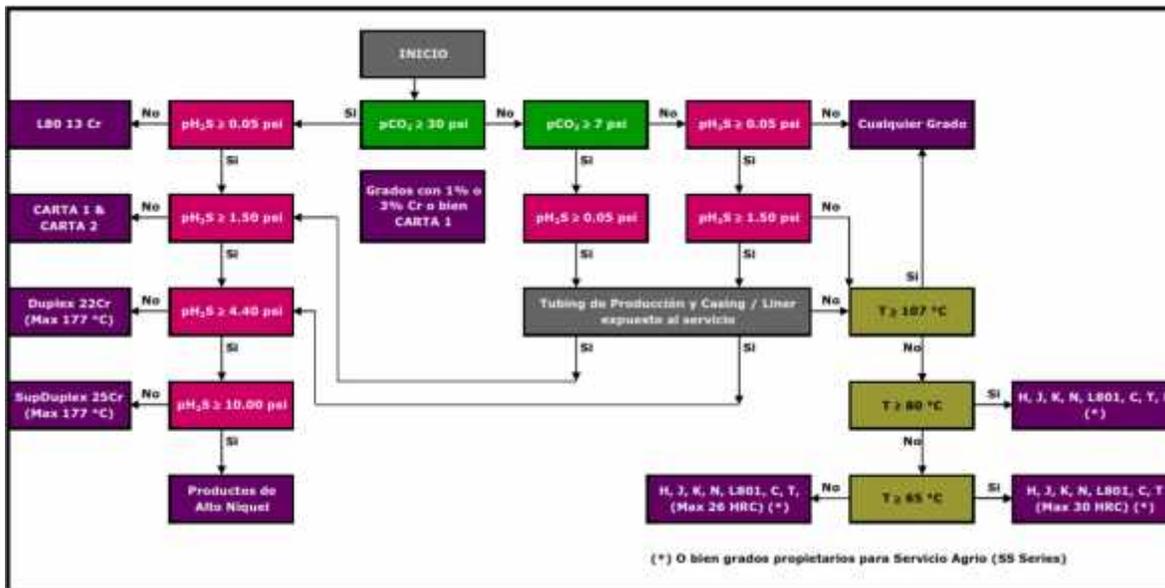


Figura 3.14 – Diagrama de flujo de corrosión

Erosión

En lo que se refiere a los efectos generados en el interior de una tubería de producción que transporta fluido a gran caudal la erosión es esencialmente, la pérdida de material debido a la remoción mecánica de superficie mediante el flujo de entornos. La erosión debe ser tomada en cuenta sobre todo en casos cuando las velocidades de producción generan condiciones que pueden poner en riesgo a las instalaciones. Debido a esto se fijan límites para evitar la erosión. Si estos límites son demasiado optimistas entonces existirá un riesgo de posible pérdida de integridad del sistema.

En general cuando se trata de sistemas de producción de agua, gas y aceite, la erosión se clasifica en 4 grupos:

- 1) La erosión ocasionada por líquidos no corrosivos (impacto de gotas de líquido)
- 2) Erosión debido a fluidos no corrosivos que contiene partículas solidas

- 3) Erosión - Corrosión debido a un medio corrosivo en ausencia de solidos
- 4) Erosión - Corrosión mediante un fluido corrosivo que contiene solidos

Los fenómenos erosivos por lo general se distinguen por pérdida de material en zonas de alta velocidad y superficies donde el metal se encuentra expuesto, mientras que los fenómenos corrosivos por lo general son morfológicamente más erráticos y su confinación depende del análisis de los productos corrosivos, la erosión – corrosión en la combinación de ambos efectos en donde, dependiendo del balance entre las características del fluido y su velocidad habrá predominancia de algún tipo o no. Por lo general la experiencia indica que, en pozos de gran caudal, la pérdida de espesor resultante por el efecto combinado de la erosión y la corrosión es mayor a la sumatoria de cada efecto si este actuara solo por separado.

Una regla muy usada en la industria petrolera es la utilización de la ecuación de la API14E para limitar problemas erosivos. La ecuación se utiliza para determinar velocidades erosionales límites para mezcla de gases y líquidos. La principal deficiencia de esta expresión es que no considera presencia de solidos:

$$V_e = \frac{C}{\sqrt{\rho}} \text{ (velocidad erosional limite segun RP API 14E)}$$

Dónde:

V_e = Velocidad erosionar limite (ft/seg)

C = Constante erosionar (empírica)

ρ = Densidad de la mezcla (lbs/ft³)

Para esta expresión se sugieren algunos valores de la constante C empírica, como muestra a continuación:

- $C = 100$ para servicio continuo
- $C = 125$ Para servicio intermitente
- $C = 150$ a 200 para servicio continuo con fluidos no corrosivos
- $C = 250$ para servicio intermitente con fluidos no corrosivos

Conclusiones

En este trabajo de tesis se logra recopilar en el capítulo uno la evolución de las terminaciones desde los inicios de la industria petrolera, comparando las posibles alternativas a la hora de terminar un pozo con las ventajas y desventajas de cada método. Se debe comprender que la terminación de pozos es un proceso que se extiende mucho más allá que la instalación de la tubería y los accesorios; la terminación comprende el diseño, selección e instalación de tubería junto con los equipos y accesorios con el fin de converger, bombear y controlar la producción o inyección de un pozo, todo esto bajo los conceptos de eficiencia técnica y económica.

En el capítulo dos se recopila información de los accesorios más comúnmente usados dentro y fuera del pozo, con el fin de comprender todas las posibilidades de configuración dentro del pozo que se pueden obtener y vislumbrar los esfuerzos y condiciones a los que estarán sometidas las tuberías, así como comprender que el diseño de la sarta de producción debe acoplarse a toda la vida útil del pozo considerando también los riesgos que se corren durante la ejecución de las tareas.

En el capítulo tres comprende el aspecto más técnico de esta tesis, el análisis detallado de los esfuerzos así como de las condiciones de corrosión y erosión a los que estará sometida la tubería nos permitirá determinar la mejor opción de diseño de la sarta de producción, debido a que es bien sabido que entre los elementos más importantes para favorecer la producción de un pozo se encuentra la sarta de producción, es por esto que es de vital importancia el comprender los fenómenos que sufrirá a lo largo de su vida productiva, de allí que su importancia en el esquema final del pozo es fundamental.

Recomendaciones:

Para una correcta toma de decisión, sobre el tipo de contacto que se tendrá con el yacimiento, así como el diseño y selección de los tubulares que formarán parte de la sarta de producción, es de vital importancia el manejar conceptos clave como grado de tubería, peso por unidad, esfuerzo de cedencia, daño de formación, producción de sólidos, acuífero asociado, casquete de gas, fluidos corrosivos, entre otros. Con el fin de tener un concepto más amplio a la hora de escoger la arquitectura de la terminación.

Se debe considerar a cada pozo como una entidad diferente a las demás, si bien se utilizan datos para correlacionar condiciones que se encontrarán, no necesariamente se encontrarán condiciones idénticas, por lo que la terminación de un pozo debe ser diseñada y analizada de manera individual.

El conocer plenamente cada accesorio y herramienta que será introducida al pozo, esto con el fin de asegurar que no pondrá en riesgo la integridad de la demás infraestructura, es de vital importancia el conocer las condiciones máximas a las que están diseñados los accesorios para cuidar de o exceder su resistencia a ciertos esfuerzos, así como su compatibilidad con el ambiente al que estará expuesto.

A la hora del diseño se deben considerar posibles operaciones al pozo que puedan comprometer la tubería hasta sus límites, o esfuerzos adicionales a causa de la inmovilidad o movilidad de ciertos accesorios que deberán ser considerados para mantenerlos dentro del límite elástico de la tubería. La velocidad del flujo en ciertas áreas también puede causar esfuerzos extra en la tubería desde el punto de vista de la erosión por lo que tampoco podrán ser desestimados.

Bibliografía

1. Arellano, M., Bustillos, O., Crespo, P., García, H. "Información y tecnología de perforación en México". En *Boletín Tecnología e Ingeniería*. Vol. I n° 7. PEMEX
2. Benítez, Miguel. *Apuntes de terminación de pozos*. Facultad de Ingeniería. UNAM. México.
3. Bijan K. "Oilfield corrosion and materials engineering course" Mayo 2004
4. Blade Energy (Ed). "Advanced tubulars design course" Agosto. 2008
5. Economides, Michel. *Petroleum Well Construction*. Ed. John Wiley & Son. Great Britain 1998.
6. Garicochea, Francisco. *Apuntes de terminación de pozos*. Facultad de Ingeniería. UNAM. México.
7. Jordan. K. "Erosion in multiphase production of oil & gas". *ACE Corrosion* 1998 – Paper #58– SHELL Offshore Incorporated.
8. Neal, Adams. *Drilling Engineering: a complete well planning approach*. Penn Well Book. 1985.
9. Perschard, Eugenio. *Resistencia de materiales*, Vol. I, UNAM. México. 1992.
10. Smith. L. "Control of corrosion in oil and gas production tubing" en *British Corrosion Journal*, Vol. 34 No. 4 247. 1999
11. *Standar Nace MR0175/ISO 15156-1* "Petroleum and natural gas industries —Materials for use in H₂S-containing environments in oil and gas production" First edition
12. Unidad de perforación y mantenimiento de pozos. *Un Siglo de la Perforación en México*. Tomo VIII "Diseño de la Perforación de Pozos" y Tomo XI "Terminación y Mantenimiento de Pozos". Pemex. Exploración y Producción. México. 2000