



CARTA DE AUTORIZACIÓN

CÓDIGO

AP-BIB-FO-06

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

1 de 2

Neiva, 3 Abril de 2018

Señores

CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

Ciudad

El (Los) suscrito(s):

Henry Andrés Mosquera Blanco _____, con C.C. No. 1.075.292.117 _____,

Christian Flower López Luna _____, con C.C. No. 1.085.317.137 _____,

_____, con C.C. No. _____,

_____, con C.C. No. _____,

autor(es) de la tesis y/o trabajo de grado o _____

titulado: Selección, diseño y análisis de esfuerzos para un completamiento de inyección de agua selectiva. _____

_____ presentado y aprobado en el año 2018 como requisito para optar al título de

Ingeniero de Petróleos _____;

Autorizo (amos) al CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN de la Universidad Surcolombiana para que con fines académicos, muestre al país y el exterior la producción intelectual de la Universidad Surcolombiana, a través de la visibilidad de su contenido de la siguiente manera:

- Los usuarios puedan consultar el contenido de este trabajo de grado en los sitios web que administra la Universidad, en bases de datos, repositorio digital, catálogos y en otros sitios web, redes y sistemas de información nacionales e internacionales "open access" y en las redes de información con las cuales tenga convenio la Institución.
- Permita la consulta, la reproducción y préstamo a los usuarios interesados en el contenido de este trabajo, para todos los usos que tengan finalidad académica, ya sea en formato Cd-Rom o digital desde internet, intranet, etc., y en general para cualquier formato conocido o por conocer, dentro de los términos establecidos en la Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, Decreto 460 de 1995 y demás normas generales sobre la materia.
- Continúo conservando los correspondientes derechos sin modificación o restricción alguna; puesto que de acuerdo con la legislación colombiana aplicable, el presente es un acuerdo jurídico que en ningún caso conlleva la enajenación del derecho de autor y sus conexos.

Vigilada Mineducación

La versión vigente y controlada de este documento, solo podrá ser consultada a través del sitio web Institucional www.usco.edu.co, link Sistema Gestión de Calidad. La copia o impresión diferente a la publicada, será considerada como documento no controlado y su uso indebido no es de responsabilidad de la Universidad Surcolombiana.



CARTA DE AUTORIZACIÓN

CÓDIGO

AP-BIB-FO-06

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

2 de 2

De conformidad con lo establecido en el artículo 30 de la Ley 23 de 1982 y el artículo 11 de la Decisión Andina 351 de 1993, "Los derechos morales sobre el trabajo son propiedad de los autores", los cuales son irrenunciables, imprescriptibles, inembargables e inalienables.

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma: _____

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Henry Andrés Mosquera
1.075.292.117.

Firma: _____

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

CHRISTIAN FLAVER LÓPEZ
LUNA

Firma: _____

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma: _____



TÍTULO COMPLETO DEL TRABAJO: Selección, diseño y análisis de esfuerzos para un completamiento de inyección de agua selectiva.

AUTOR O AUTORES:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Mosquera Blanco	Henry Andrés
López Luna	Christian Flower

DIRECTOR Y CODIRECTOR TESIS:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Hernández Cortes	Claudia Marcela

ASESOR (ES):

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre

PARA OPTAR AL TÍTULO DE: Ingeniero de Petróleos

FACULTAD: Ingeniería

PROGRAMA O POSGRADO: Ingeniería de Petróleos

CIUDAD: Neiva **AÑO DE PRESENTACIÓN:** 2018 **NÚMERO DE PÁGINAS:** 129

TIPO DE ILUSTRACIONES (Marcar con una X):

Vigilada mieducación



DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO

CÓDIGO	AP-BIB-FO-07	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA	2 de 3
---------------	---------------------	----------------	----------	-----------------	-------------	---------------	---------------

Diagramas ___ Fotografías ___ Grabaciones en discos ___ Ilustraciones en general X Grabados ___
 Láminas ___ Litografías ___ Mapas ___ Música impresa ___ Planos ___ Retratos ___ Sin ilustraciones ___
 Tablas o Cuadros X

SOFTWARE requerido y/o especializado para la lectura del documento:

MATERIAL ANEXO:

PREMIO O DISTINCIÓN (En caso de ser LAUREADAS o Meritoria):

PALABRAS CLAVES EN ESPAÑOL E INGLÉS:

<u>Español</u>	<u>Inglés</u>	<u>Español</u>	<u>Inglés</u>
1. _____	_____	6. _____	_____
2. _____	_____	7. _____	_____
3. _____	_____	8. _____	_____
4. _____	_____	9. _____	_____
5. _____	_____	10. _____	_____

RESUMEN DEL CONTENIDO: (Máximo 250 palabras)

La inyección de agua nace con el fin de mantener la presión del yacimiento y extender la vida productiva de un campo, a medida que transcurre el tiempo, se ha implementado tecnología y nuevas herramientas que permiten mejorar este proceso y de esta manera obtener mayor eficiencia en el proceso de recuperación secundaria, en algunos campos donde se han implementado procesos de inyección de agua se ha presentado inyección preferencial en diferentes zonas. Es por ello que se crea la necesidad de optimizar este proceso desde el punto de vista operativo, optimizando el completamiento para mejorar la eficiencia de desplazamiento de barrido vertical e inyectar de forma homogénea, actualmente la inyección de agua permite discretizar zonas heterogéneas, identificar y aislar arenas de interés regulando la cantidad de fluido inyectado a cada zona. Las sartas de inyección de selectiva de agua, son completamientos que deben ser diseñados de una manera adecuada que soporte las condiciones del, para ello es necesario evaluar y analizar cada uno de los pasos de un diseño de completamiento. Debido a lo descrito anteriormente, se permitió identificar las características que deben tener las herramientas para este tipo de completamiento, crear criterios de esparcimiento para lograr el seguimiento o monitoreo de



la inyección y por ultimo una metodología de análisis de esfuerzos, todo esto se creó, con el fin de garantizar que las sartas de inyección selectiva presenten un mayor tiempo de vida de instalación y que cumpla su función a cabalidad.

ABSTRACT: (Máximo 250 palabras)

The injection of water was born in order to maintain reservoir pressure and extend the productive life of a field, as time goes by, technology and new tools have been implemented to improve this process and thus obtain greater efficiency in the process of secondary recovery, in some fields where water injection processes have been implemented, preferential injection has been presented in different areas. That is why it creates the need to optimize this process from the operational point of view, optimizing the completeness to improve the efficiency of displacement of vertical sweeping and injecting homogeneously, currently the injection of water allows to discretize heterogeneous zones, identify and isolate Sands of interest regulating the amount of fluid injected into each zone. The strings of selective water injection, are completions that must be designed in a suitable way that supports the conditions of the, for it is necessary to evaluate and analyze each of the steps of a completion design. Due to what has been described above, it was possible to identify the characteristics that the tools should have for this type of completion, create leisure criteria to achieve the follow-up or monitoring of the injection, and finally a methodology for the stress analysis, all this was created, in order to guarantee that the selective injection strings have a longer installation life and that they fulfill their function fully.

APROBACION DE LA TESIS

Nombre Presidente Jurado:

Firma:

Nombre Jurado: Freddy Humberto Escobar Macualo

Firma:

Nombre Jurado: Luis Fernando Bonilla Camacho

Firma:

Diseño de completamiento para sartas de inyección selectiva de agua.

Selective, design and stress analysis for a selective water injection completion.

Claudia Marcela Hernández Cortes • Henry Andrés Mosquera Blanco • Christian Flower López Luna

Received: 10 February 2018 / Accepted: x xxxx 201x / Published online: : x xxxx 201x The Author(s) 201x. This article is published with open access at Springerlink.com

Resumen La inyección de agua nace con el fin de mantener la presión del yacimiento y extender la vida productiva de un campo, por esta razón a medida que transcurre el tiempo, se ha implementado tecnología y nuevas herramientas que permiten mejorar este proceso y de esta manera obtener mayor eficiencia en el proceso de recuperación secundaria, en algunos campos donde se han implementado procesos de inyección de agua como método de recuperación secundaria se ha presentado inyección preferencial en diferentes zonas. Es por ello que se crea la necesidad de optimizar este proceso desde el punto de vista operativo, optimizando la sarta de completamiento para mejorar la eficiencia de desplazamiento, de barrido vertical e inyectar de forma homogénea.

Las sartas de inyección de selectiva de agua, son completamientos que deben ser diseñados de una manera adecuada que soporte las condiciones del pozo y que cumpla su función a cabalidad, para ello es necesario evaluar y analizar cada uno de los pasos de un diseño de completamiento, Primero, la selección de herramientas, en este proceso se identificó cuáles son las herramientas adecuadas para el diseño y su función; en segundo lugar el espaciamiento, entendido este como la ubicación adecuada de las herramientas en fondo de pozo, este paso es uno de los más críticos, debido a que este, permite el seguimiento óptimo de la inyección, el cual depende de un adecuada

toma de registros, es por ello que se creó una serie de criterios con el fin de crear la discretización de los intervalos; si, estos criterios no son aplicados correctamente, no se lograra realizar el registro y por ende se estaría navegando ciegos en el proceso de seguimiento de la inyección. Y por último y no más importante es el análisis de esfuerzos, este permite que después de seleccionadas las herramientas y realizado el espaciamiento, determine si las herramientas y tubería soportan las condiciones de altas temperaturas y presiones en fondo de pozo, para ello se propone un proceso o metodología que permita calcular los esfuerzos críticos, con la finalidad de predecir el comportamiento del completamiento y tomar decisiones como cambios herramientas y tubería o limitaciones en el pozo.

Abstract The injection of water was born in order to maintain reservoir pressure and extend the productive life of a field, for this reason as time goes by, technology and new tools have been implemented to improve this process and thus obtain greater efficiency in the process of secondary recovery, in some fields where water injection processes have been implemented as a method of secondary recovery, preferential injection has been presented in different areas. That is why it creates the need to optimize this

process from the operational point of view, optimizing the completeness string to improve the efficiency of displacement, vertical sweeping and injecting homogeneously.

The strings of selective water injection are completions that must be designed in a suitable way that supports the conditions of the well and that fulfills its function fully, for it is necessary to evaluate and analyze each of the steps of a complete design. First, the selection of tools, in this process were identified which are the appropriate tools for the design and its function. Second, the spacing, understood as the proper location of the well bottom tools, this step is one of the most critical, because this allows optimal tracking of the injection, which depends on an adequate intake records, that is why a series of criteria was created in order to create the discretization of the intervals. If these criteria are not applied correctly, registration will not be achieved and therefore blind people would be navigating in the process of monitoring the injection.

And last but not least is the stress analysis, this allows that after selecting the tools and made the spacing, it will determine if the tools and pipe support the conditions of high temperatures and well bottom pressures, for this purpose we propose a process or methodology that allows to calculate the critical efforts, in order to predict the behavior of the completion and make decisions such as tools and pipe changes or limitations in the well.

Introducción

La inyección selectiva de agua es una nueva tecnología en el sector de los hidrocarburos, la cual tiene gran auge a nivel mundial, ya que se está aplicando en algunos países subdesarrollados en América Latina incluyendo Colombia, el cual es considerado como país petrolero por la producción de crudo significativa en una parte del

continente americano aunque no es uno de los más importantes.

Hoy en día la implementación de sartas de completamiento selectivo son un modelo a seguir, ya que éstas aumentan la eficiencia vertical en el barrido de la inyección de agua, las cuales presentan como función principal, el aislamiento de zonas por medio de empaques con el fin de generar inyección homogénea e independiente en cada zona y de esta manera dar una mayor optimización a los procesos de recuperación secundaria y también mejorar un mayor barrido vertical.

De acuerdo con lo anterior se hace necesario realizar un completamiento óptimo que soporte las condiciones de presión y temperatura a las que se encuentra sometido el pozo debido a la inyección de agua. Es importante que está permita una medición adecuada para que se haga el debido seguimiento del fluido inyectado, por esta razón se debe realizar una metodología y análisis que permita desarrollar los tres pasos que debe realizar un diseño de completamiento: seleccionar herramientas, espaciamiento de la tubería y herramientas y análisis de esfuerzos. Este proceso de diseño debe soportar las condiciones a la cual se va a inyectar el fluido o también los servicios críticos que puedan presentarse durante la vida del pozo.

Inyección de agua selectiva.

La sarta de inyección selectiva son utilizadas actualmente como una nueva tecnología que ayuda a mejorar el factor de recobro, usada para inyectar capa a capa y así realizar un barrido en aquellas zonas del yacimiento donde la inyección de agua no se había contactado o no se realizaba de manera eficiente; la sarta se compone de equipos que permiten inyección por zonas y que esta sea regulada de tal manera que el barrido en todas las zonas del pozo se haga lo más homogéneo posible, permitiendo así que las zonas que no han sido invadidas en su totalidad sean

irrupidas y desplazadas por el agua de inyección (Figura 1).

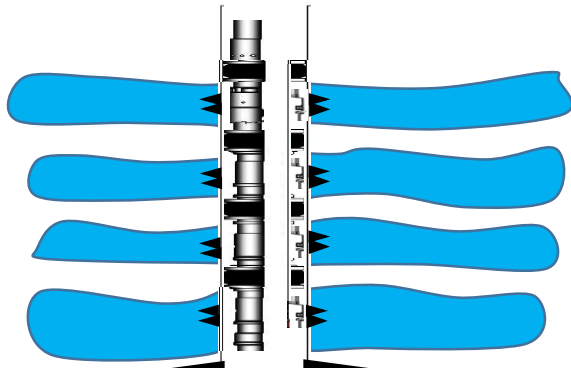


Figura 1 Diagrama inyección selectiva. Fuente: (AUTOR)

Seguimiento de inyección.

El éxito de un proyecto de inyección de agua selectiva se deriva del trabajo adecuado en las operaciones de campo, además del trabajo de control realizado por el personal encargado y monitoreo de agua por pozo el cual permite determinar de una manera aproximada la cantidad de caudal inyectado por mandril y por intervalo.

Para realizar el monitoreo y el caudal de inyección por mandril e intervalos se debe realizar por medio de diferentes registros los cuales deben realizarse de una manera periódica al inicio de la vida del pozo hasta que se logre la estabilización de la inyección, y luego de ello se pueden realizar de 2 a 3 registros por año. Es importante nunca dejar de monitorear a pesar de que se llegue a un punto de estabilización debido a que cualquier momento el pozo o algún punto del sistema de inyección puede fallar y ocasionar pérdidas de inyección o canalizaciones en los pozos.

Trazador Radioactivo.

Es una herramienta utilizada para determinar condiciones de operación y funcionamiento de pozos inyectoras. En la figura 2 se muestra un

instrumento típico usado por trazadores radiactivo, una solución de material radiactivo se carga en superficie dentro de una cámara en la herramienta. Luego un motor expulsa el trazador siempre que sea activado por una señal eléctrica desde la superficie. Uno o más, normalmente dos, detectores de rayos gamma (contadores de centellas), o más a menudo, tubos Geiger-Müller, se incorporan a la herramienta.

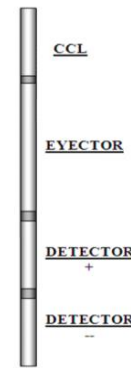


Figura 2. Partes de la sarta registro. (Valderrama, Héctor, 2017)

Diseño del completamiento.

La función principal de un diseño de completamiento es lograr que el pozo cumpla la función para la cual fue propuesto, esto debe lograrse con un proceso minucioso y detallado para lograr que este cumpla su servicio a cabalidad y que soporte las condiciones del pozo a las cuales se verá expuesto, para ello debe realizarse en tres pasos principales, que se describen a continuación.

Selección de herramientas

En un proyecto de inyección selectiva, es de vital importancia tener a disposición las herramientas que garantizan la máxima eficiencia en cada proceso; existen gran variedad de modelos creados por diferentes empresas que se ajustan a las necesidades de cada cliente, el conocimiento, comprensión de

cada una de estas herramientas y la correcta elección para el diseño puede ser la clave para el éxito de un proyecto de inyección selectiva.

El mercado ofrece una gran variedad de herramientas las cuales no todas aplican para este tipo de sartas, debido a ello se debe seleccionar y especificar de manera general los criterios para la selección de dichas herramientas las cuales se describen a continuación.

- **Empaques**

Uno de los objetivos de las sartas selectivas es el aislamiento de cada una de las zonas lo cual se logra colocando varios empaques intermedios para discretizar perforados, para ello se recomienda empaques de sellamiento hidráulico ya que estos permiten ser bajados en una sola corrida y además sellarlos de manera simultánea.

En la mayoría, los pozos inyectoros presentan altas presiones en cabeza y altos cambios de temperatura generando enfriamiento en la sarta, esto ocasiona que la tubería se comprime generando tensión sobre el empaque causando que este se libere. Por esta razón no es recomendable empaques de liberación por tensión y es preferible un empaque que presente un sistema de liberación aislado de los esfuerzos que genera la tubería como los de liberación por rotación.

- **Sustituto de liberación (On off tool)**

Es una herramienta de fácil operación y gran aplicación en los pozos, permite acoplar y desacoplar tuberías manteniendo un sello confiable entre el interior y el exterior del mismo. Esta herramienta permite desacoplar la tubería en el momento que exista daños en la misma sin retirar el ensamblaje de fondo. Existen dos conectores que se recomienda al momento de realizar el diseño, uno

mecánico el cual se debe colocar por encima del ensamblaje de fondo y el otro un On Off Tool retráctil, este último, debido a que los ensamblaje de fondo de las sartas selectivas son cada vez más grandes y con un número mayor de empaques se vio la necesidad de sub-dividir la sarta en secciones para que en el momento que una sección del BHA presente problemas operativos, se pueda retirar solo esa sección sin afectar las demás.

- **Nipple**

Los Nipples se conectan a la tubería, las cuales presentan un perfil interno y un área pulida para permitir colocar, colgar, sentar o localizar herramientas de control de flujo y también impiden que algunas herramientas de gran tamaño caigan al fondo de pozo. Es importante tener en cuenta que para sartas selectivas siempre debe usarse un nipple bottom no go al final de la sarta.

- **Mandril**

Permite la comunicación anular-tubería a través del bolsillo donde se ubica la válvula, estos equipos se usan para sentar y mantener las válvulas reguladoras de flujo a la profundidad necesaria, existen diferentes tipos de mandriles de acuerdo a su orientación, salida de flujo y tamaño bolsillo.

Para la inyección de agua selectiva se recomienda usar: (1) Mandriles orientados debido a que se utilizan varios mandriles en la sarta ubicados muy cerca el uno del otro en profundidad lo cual este tipo de orientación permite ubicar el mandril durante los procesos de recuperación e instalación de válvulas con Slickline evitando que se instale una válvula en el mandril incorrecto, (2) Salida inferior utilizados en aplicaciones de inyección de agua donde se puede incorporar una válvula

cheque conectada a la parte inferior del bolsillo lo cual permite que en el momento de una parada de inyección y se genere Backflow lo pueda detener la válvula cheque o en el caso que esta no funcione y el fluido en conjunto con sólidos entre al bolsillo este se puede limpiar con el propio proceso de inyección, esta limpieza no se puede generar en un mandril de salida lateral el cual si se llena de arena se hace necesario retirar todo el completamiento.

- **Válvula reguladora de flujo (VRF)**

Las válvulas reguladoras de flujo realizan una de las funciones más importantes en las sargas selectivas, las cuales generan que el caudal de inyección por zona sea constante independientemente de los cambios de presión que se generen en el sistema, esto con el fin que la eficiencia de barrido no se vea afectada y sea de manera eficiente. El regulador de caudal se basa en un principio de uso de 2 orificios que tendrá el regulador, uno de dimensiones fijas y otro cuyas dimensiones varían con la posición de un tubo de flujo que actúa contra un resorte como se observa en la Figura 3.

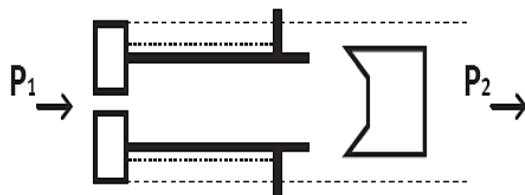


Figura 3. Principio regulador de caudal (S.A. B. O., 2017)

Criterios de diseño y espaciamento

El espaciamento me permite localizar de la manera más precisa la profundidad de cada herramienta donde pueda ejercer su función de forma correcta, es por ello que un mal espaciamento realizado desde el diseño generará

problemas en futuros trabajos que se deseen realizar, como también en la medición y seguimiento del servicio. Un completamiento de sarga de inyección selectiva está compuesto por empaques y mandriles principalmente ubicados a cierta profundidad. La distribución de estos es que entre empaques se encuentra un mandril o más de acuerdo a los requerimientos, esta distribución permite que la inyección realizada por cada mandril invada los intervalos seleccionados, el espaciamento a realizar debe ser estricto de tal forma que garantice discretizar zonas e intervalos para lograr ser monitoreados continuamente; es por ello que a continuación se presenta una serie de criterios propuestos a tener en cuenta para mejorar el diseño, espaciamento y seguimiento de la misma.

- **Espaciamento entre intervalos**

Para lograr discretizar dos intervalos en una zona, entre ellos debe existir una distancia mínima de 6 ft, los cuales son para permitir que los dos detectores queden ajustados dentro de esta distancia, ya que la distancia entre detectores mínima es de 5ft y se pueda realizar una lectura correcta. Si la distancia entre intervalos es menor a 6ft, estos intervalos se asumen como un solo paquete. Ver figura 4.

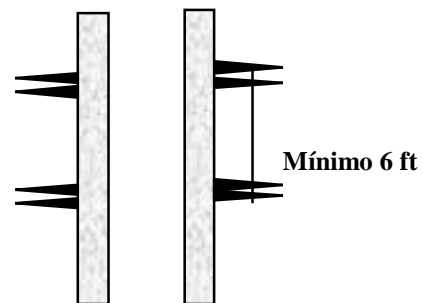


Figura 4. Espacio mínimo entre intervalos. Fuente: AUTOR

- **Espaciamiento cero flujo**

El espaciamiento mínimo entre la base del primer mandril y el nipple debe ser mínimo de 15ft de tal forma que el espaciamiento entre el eyector y punto medio de detectores quede ajustado para realizar una medición correcta del cero flujo como se puede observar en la figura 5.

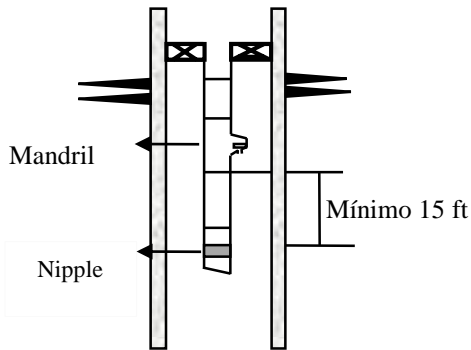


Figura 5. Espaciamiento mínimo entre base del primer mandril y el nipple. Fuente: AUTOR

- **Espaciamiento cero flujo**

Para lograr discretizar los intervalos que se encuentran dentro de la zona inferior (zona N° 1), todos los intervalos deben estar por encima del nipple, ya que si se encuentran por debajo, la sarta de trazadores no podrá llegar en frente de ellos y por ende no podrá realizar la lectura. Ver figura 6.

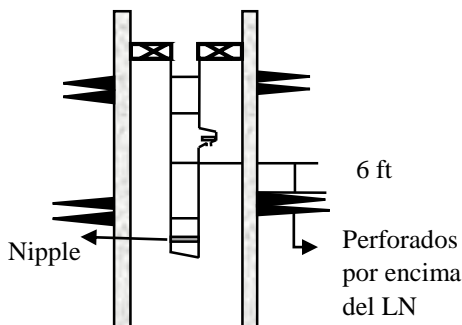


Figura 6. Ubicación del nipple. Fuente AUTOR

- **Ubicación del mandril**

La ubicación del mandril dentro de la zona es uno de los puntos críticos para lograr discretizar los intervalos detrás de tubería, el ingeniero de completamiento debe tener especial cuidado en ese criterio. A continuación se presentan los diferentes criterios para esta condición de acuerdo si cuenta con una sarta apretada o con buen espaciamiento.

- Se recomienda una distancia mínima entre intervalos para ubicar el mandril de 22 ft, con el fin de garantizar que cada uno de ellos se pueda discretizar, esta ubicación debe generarse en medio de los dos perforados y garantizar que exista una distancia entre el tope o la base del mandril hacia el intervalo más cercano mínimo de 6ft. Ver figura 7

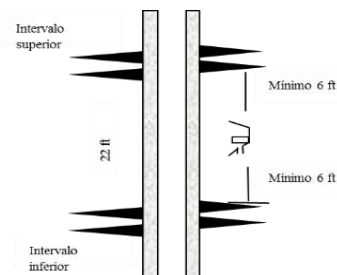


Figura 7. Ubicación del mandril en zona de dos intervalos. Fuente: AUTOR

- Si en la zona existen 3 intervalos el mandril se debe ubicar en el punto donde haya mayor distancia entre los intervalos, por ejemplo, en el siguiente dibujo (ver figura 8) se muestra que la recomendación es ubicar el mandril entre los intervalos 2 y 3, ya que de esta manera se logra discretizar los 3 intervalos. Si la distancia entre los intervalos 1 y 2 es menor a 5ft, estos no se podrán

discretizar y se deben tomar como un solo paquete de perforados.

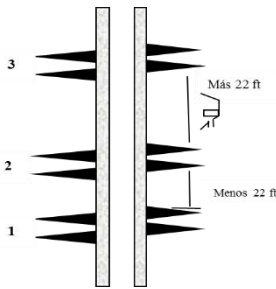


Figura 8. Ubicación mandril en zona de tres. Fuente: AUTOR

-Si la distancia entre los perforados de una zona es menor a 22 ft y entre ellos se ubica el mandril, se recomienda que entre la base del intervalo superior y el tope del mandril tenga mínimo 6 ft, lo que permitirá discretizar el intervalo inferior por diferencia, como se puede ver en la Figura 9. Si la distancia es muy corta se debe garantizar los 6ft mencionados anteriormente sin importar si el mandril quede en frente del perforado inferior, de esta manera se podrán discretizar los dos intervalos.

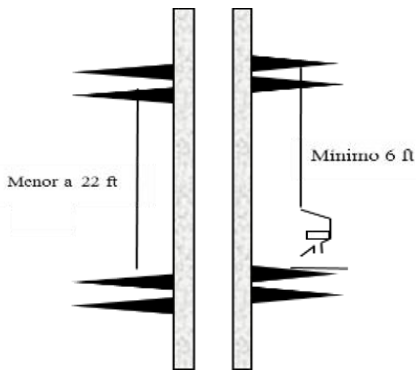


Figura 9. Distancia menor a 22 ft. Fuente: AUTOR

- Máxima distancia entre el mandril y los intervalos deben ser de 60 ft, una distancia mayor no se logra detectar adecuadamente la gota del trazador. Cuando la distancia entre

intervalos es muy grande, de 120 ft por ejemplo, debe ubicarse el mandril en el centro para cumplir el requerimiento de la distancia máxima. Ver figura 10.

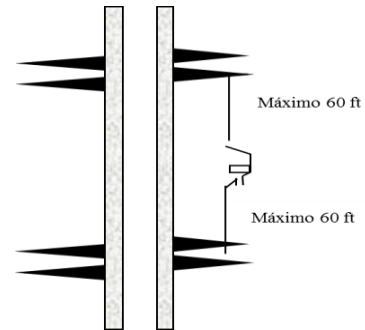


Figura 10. Máxima distancia entre Mandril e intervalos. Fuente: AUTOR

- **Ubicación de los empaques**

La longitud de un empaque oscila entre 6 a 10 ft, las gomas del mismo deben ubicarse en todo el centro dentro de los dos intervalos, en una zona lisa que genere un buen sello y que no exista cuello de revestimiento, para poder ubicar estas gomas de manera adecuada se aconseja que la distancia mínima entre los intervalos para ubicar un empaque es de 10ft ya que los pozos verticales presentan desviación. Ver figura 11.

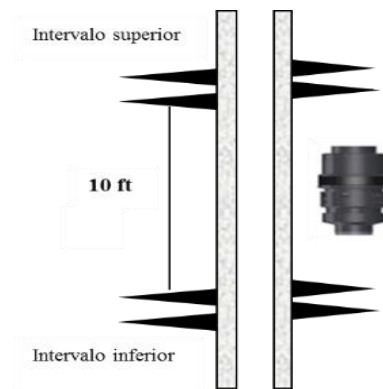


Figura 11. Ubicación del empaque. Fuente: AUTOR

- **Espaciamiento mínimo de cada zona**

La distancia mínima de una zona entre las gomas de dos empaques es de 20 ft debido a las dimensiones normales que presentan las herramientas como se muestra en la figura 11

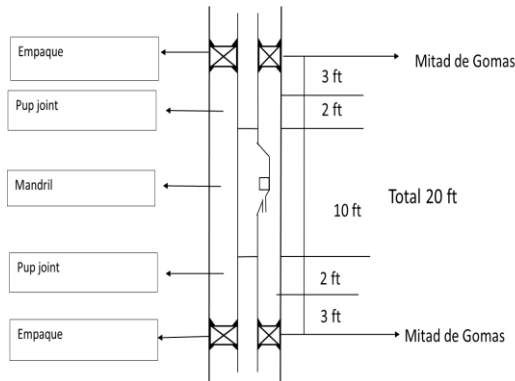


Figura 11. Distancia mínima entre gomas de empaques.
Fuente: AUTOR

No es aconsejable tener dos zonas como las mencionadas anteriormente seguidas, debido a que la distancia entre mandriles solo sería de 10 ft, lo cual, con la distancia entre mandriles menores a 15 ft, no se logran discretizar mandriles debido a que la longitud mínima de una sarta de trazadores es de 15 ft, este caso es crítico para el seguimiento de la inyección en el pozo el cual se presenta en la figura 12

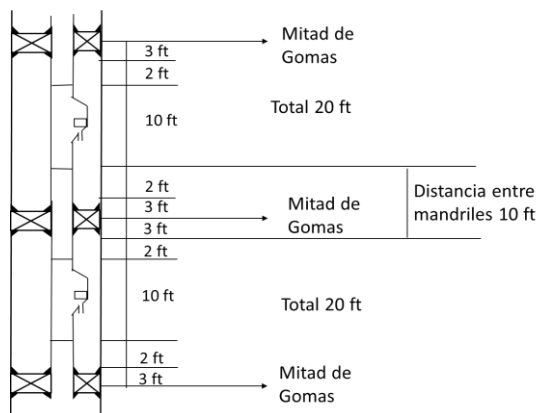


Figura 12. Distancia mínima entre dos zonas. Fuente: AUTOR

Análisis de esfuerzos

El análisis de esfuerzos es un factor de gran importancia en completamiento de un pozo, esta tiene como fin asegurar que las cargas generadas por las operaciones o servicios que se realicen durante el ciclo de vida del pozo sean soportadas por el completamiento, mediante el análisis de esfuerzos, se puede predecir el comportamiento del pozo según la operación que se vaya a realizar, de esta forma se puede también evaluar los diferentes criterios para escoger la tubería adecuada para el completamiento (grado, peso, presión de estallido, presión de colapso, etc.), al igual que todas las herramientas y accesorios que se vayan a correr en el hueco.

Para realizar un diseño óptimo de tuberías y empaque se debe hacer énfasis en las cargas generadas sobre estos mismos, y evaluar si estas condiciones serán soportadas. La tubería y herramientas se analizan con factores de diseño que se obtienen por medio de perfiles generados por cada carga a lo largo del pozo, es importante tener en cuenta que las tuberías también tienen envolvente operativa; los empaques se evalúan por la envolvente operativa en la cual esta los límites de resistencia.

- **Consideraciones para realizar un análisis de esfuerzos aplicados a sartas de inyección selectiva**

A continuación presentamos algunas consideraciones importantes a tener en cuenta para un análisis de esfuerzos en completamiento de sartas selectivas de inyección de agua.

1. Es importante evaluar el estado mecánico del pozo (espaciamento) y determinar cada una de las herramientas y tuberías que lo conforman.
2. Contar con los manuales técnicos de cada una de las herramientas y tuberías, donde se especifique las condiciones

máximas de trabajo. Debe tenerse en considerarse que para los empaques con cuñas es necesario contar con la envolvente operativa.

3. Contar con un software que permita el análisis de esfuerzos, para poder realizar el diseño completo del mismo.
4. Se recomienda hacer los respectivos análisis teniendo en cuenta los casos críticos de diferenciales de presión en los empaques. Para representar este, cada cargar de presión de inyección y caudal debe generarse 3 casos los cuales son:

-Todas las zonas inyectando: Todas las zonas se encuentran abiertas e inyectando, lo cual aquí no se crea diferencial crítico entre empaques, como se puede observar en la figura 13 donde se ilustra el ensamblaje de fondo de la sarta selectiva

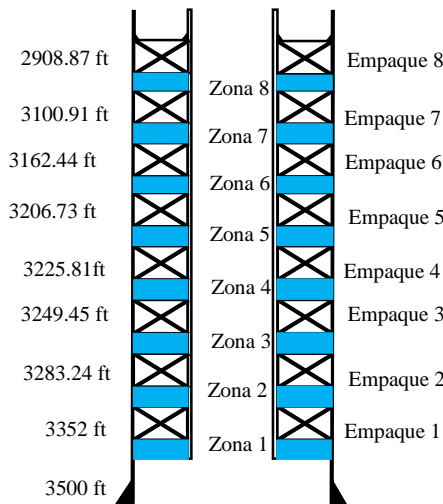


Figura 13. Todas las zonas inyectando. (AUTOR)

-Inyectando en zonas impares: En esta carga las zonas pares se encuentran cerradas y se asumen como cero presión o presión de yacimiento, con el fin de crear un diferencial crítico de presión a través de las gomas del empaque como se muestra

en la figura 14 donde se ilustra el ensamblaje de fondo de la sarta selectiva.

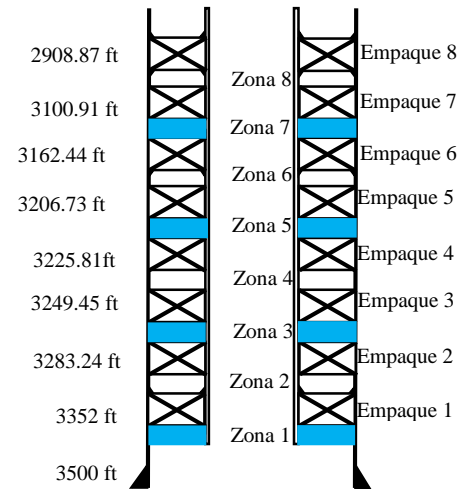


Figura 14. Inyección en zonas impar. (AUTOR)

-Inyectando en zonas pares: En esta carga las zonas impares se encuentran cerradas y se asumen como cero presión o presión de yacimiento, con el fin de crear un diferencial crítico de presión a través de las gomas del empaque como se muestra en la figura 15 donde se ilustra el ensamblaje de fondo de la sarta selectiva

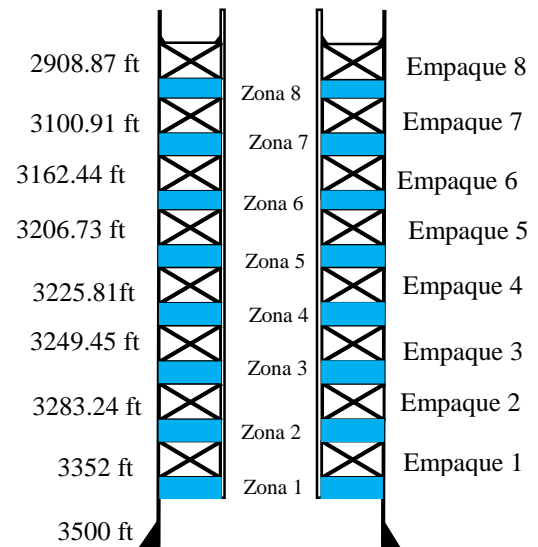


Figura 15. Todas las zonas inyectando. (AUTOR)

5. Las sartas selectivas contienen por lo general empaques tándem (sin anclaje), los cuales es necesario que se evalué el impacto que tienen sobre el perfil axial del pozo, por lo regular la mayoría de software comerciales no presentan este tipo de empaques, por esta razón, se recomienda utilizar el PTA (Packer Tándem Analysis) para la modificación de los perfiles axiales.
6. Realizar el análisis de los perfiles de factores de diseño, envolvente operativa de la tubería y envolvente del empaque con el fin de determinar si el completamiento soporta las condiciones del pozo.

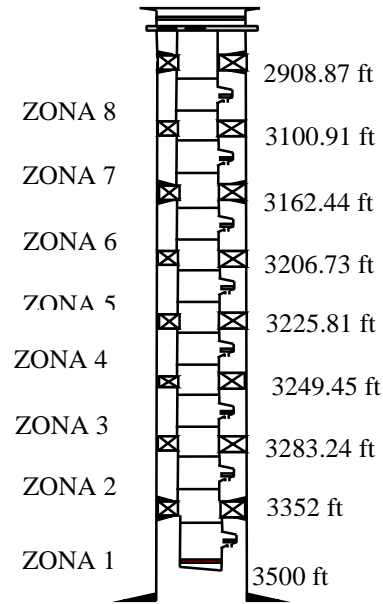


Figura 16. Esquema del pozo X. Fuente: AUTOR

Ejemplo de aplicación

Para el ejercicio de aplicación se tuvo en cuenta 4 cargas (1500, 2000 ,2500 y 3000 PSI), en cada una de estas se corrieron los tres casos, todas las zonas inyectando, en zonas par, en zonas impares, esto con el fin de evaluar la inyección en casos críticos, dando como total 13 corridas incluida la prueba anular, es muy importante tener en cuenta los datos de entrada como lo son: el estado mecánico del pozo que representa las profundidades de cada herramienta para el posterior desarrollo y análisis como se observa en la figura 16

Resultados

Las anteriores condiciones fueron efectuadas para determinar el perfil axial, la envolvente operativa de tubería, envolvente operativa empaque y finalmente los factores de diseño para determinar si el diseño es apto para ser corrido en el pozo. A continuación una gráfica de cada de estos para una carga de 1500 psi tomando como caso critico la inyección impar.

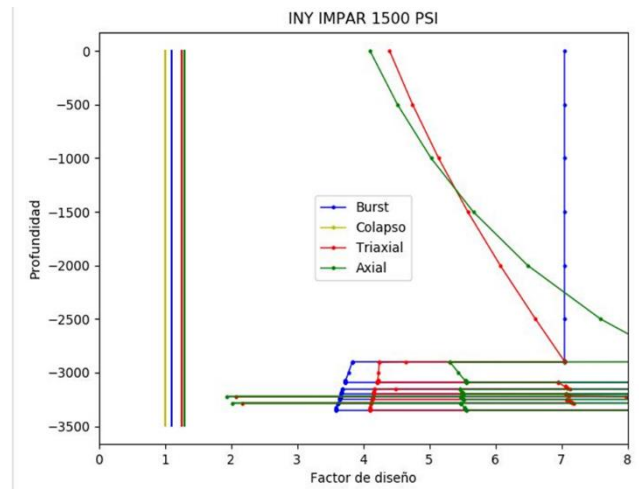


Figura 17. Factores de diseño. Caso 1.

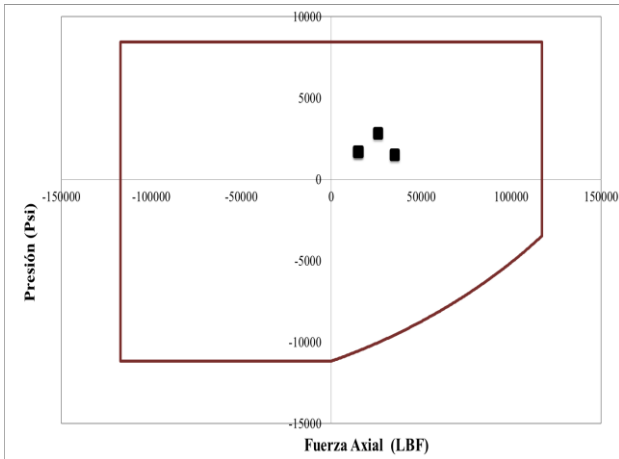


Figura 19. Envoltura operativa de empaques #1, se escoge por ser el empaque más crítico debido a su mayor profundidad. Caso 1.

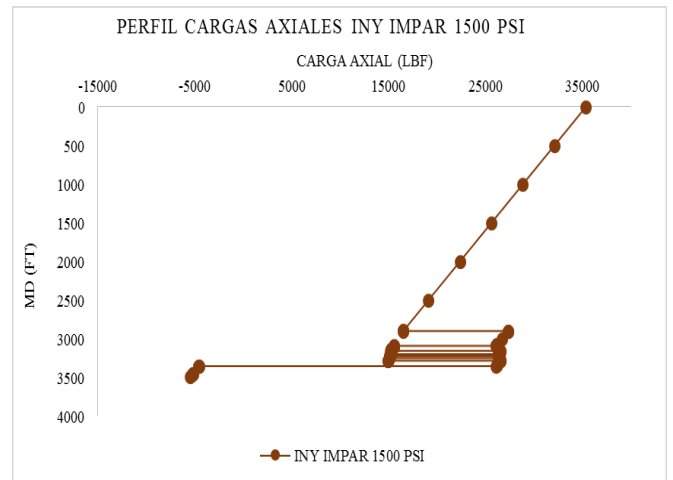


Figura 20. Perfil Fuerza Axial.

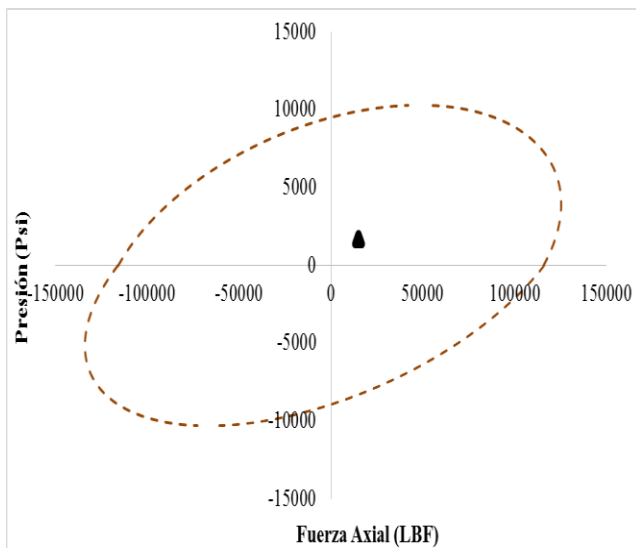


Figura 18. Envoltura operativa de tubería. 1500 psi

Los factores de diseño están por encima de los factores de seguridad (Ver figura 17), lo cual indica que este caso de carga (Inyección Impar 1500 Psi.) si se pueda aplicar al completamiento en estudio, donde los esfuerzos generados por las distintas condiciones que tiene el pozo están dentro de las especificaciones tanto de la tubería (Ver figura 18), como del empaque (Ver figura 19).

Se puede observar los cambios drásticos en cuanto a las cargas axiales corregidas y el impacto que tiene no realizar la corrección, los datos arrojados por el software comercial mantiene valores distribuidos de las cargas axiales oscilando en 13000 lb y 30000 lb de tensión como se observa en la figura 20, mientras que realmente se encuentran con valores de 120000 lb de tensión como se observa en la figura 21, ejerciendo un esfuerzo mayor al imaginado.

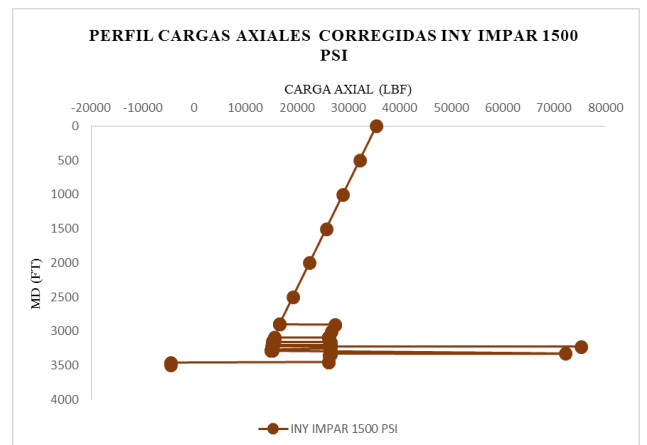


Figura 21. Perfil Fuerza Axial Corregidas Software PTA Caso 1500 psi.

CONCLUSION

Es de vital importancia tener a disposición las herramientas que garanticen la máxima eficiencia en cada proceso, es por ello que en este trabajo se propone el uso de empaques hidráulicos de liberación por rotación, cambiar juntas de corte por conectores On Off tool que permite desacoplar la tubería en el momento que exista daños en la misma sin retirar el ensamblaje de fondo, el uso de mandriles con válvulas reguladoras de flujo, de igual forma se debe realizar un espaciado adecuado para permitir localizar de manera más precisa la profundidad de cada herramienta, es importante tener esto en cuenta para poder realizar un seguimiento y monitoreo continuo al pozo. Los autores recomiendan como método de lectura el uso de trazadores radiactivos por su bajo y su fácil interpretación, para ello se realizaron unos criterios de diseños propuestos en esta investigación para mejorar el espaciado de las sartas selectivas, estos criterios están propuestos de acuerdo a como se lee e interpreta los registros trazadores.

Se debe hacer un análisis de las cargas riguroso y detallado de las condiciones a las que estará expuesto el sistema de inyección y verificar que soportara la tubería para garantizar su función y que la operación se realice con éxito, es por esto que es importante el uso del software PIA para el análisis de corrección de cargas, ya que sin este se omiten cargas extras hacia la tubería, generando errores en los cálculos y posibles resultados incorrectos.

Bibliografía

Agudelo, O., Amaya, M., Nunez, G., Alliance, C., Volante, M., Escalona, C., & Schlumberger. (2013). Production and Injection Monitoring and Surveillance. *SPE*, SPE 164519.

Amaya, M., Amaya, R., Castaño, H., Lozano, E., Rueda, C. F., & E. S. (2019). *Casabe: Revitalización de un campo maduro*. Oilfield Review.

AUTOR. (s.f.).

BERARDO GIRALDO, C. E. (2009). *Manual de Operaciones Slickline*. Huila: Colregistros Empresa GPC.

Calderon Falla, A. L., & Castro Trujillo, J. A. (09 de 2017). Analisis del impacto de empaques tandem (sin anclaje) como empaques intermedios sobre los esfuerzos de tubería en completamientos de sartas selectivas. Neiva, Huila, Colombia: Universidad Surcolombiana.

Camacho, J. G. (2009). *Análisis de Distribución y Eficiencia de la Inyección de Agua en un Sector del Área 3W del Campo la CIRA-INFANTAS a través de Trazadores Radioactivos*. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander.

Camacho, Joel Garzon. (2009). *Análisis de Distribución y Eficiencia de la Inyección de Agua en un Sector del Área 3W del Campo la CIRA-INFANTAS a través de Trazadores Radioactivos*. Bucaramanga: Univesidad industrial de Santander.

Craig, F. F. (1971). *The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding*. New York: Society of Petroleum Engineers of AIME.

Cruz, A. M. (2011). *Metodología para la evaluación técnica en proyectos de inyección de agua con sartas selectivas*. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander.

Cruz, Andres Mauricio Moreno. (2011). *Metodología para la evaluación técnica en proyectos de inyección de agua con sartas selectivas, aplicado a la fase piloto en campo tibú*. Bucaramanga: Universidad industrial de Santander.

Ferrer, M. P. (2001). *Inyección de Agua y Gas en yacimientos Petrolíferos*. Maracaibo, Venezuela: Ediciones Astro Data S.A.

- Franks, A. (1991). The Use of Selective Injection Equipment in the Rangely Weber Sand Unit. *SPE*.
- Hill, A. (1990). *Production Logging-Theoretical and Interpretive Elements*. Texas: Society of Petroleum Engineers.
- Hotwell. (s.f.). *Hotwell Well Logging Equipment*. Obtenido de <http://www.hotwell.at/index.php/es/products-flexi/cased-hole-tools/activation-flow-tool-aft>
- Landmark. (2013). Landmark. *Halliburton company*.
- MORO MORICE, L. A., & SERRANO GUEVARA, J. N. (2016). *EVALUACIÓN TÉCNICO FINANCIERA DE LA IMPLEMENTACIÓN DE UNA HERRAMIENTA PULSANTE CON LA TECNOLOGÍA POWERWAVE PARA LA ESTIMULACIÓN EN POZOS INYECTORES DEL CAMPO LA CIRA INFANTAS*. Bogota.
- P. Olarte, S., R. Amaya, E., & and G. Cortes, P. A. (2010). World's First Fracturing-Stimulation Application Through Selective-Injections Completion: Casabe Field. *SPE*.
- S.A., B. O. (2007). *TECHNICAL BULLETIN*. Buenos Aires: TECHNICAL BULLETIN.
- S.A., B. O. (2007). *TECHNICAL BULLETIN*. Buenos Aires : TECHNICAL BULLETIN.
- S.A., B. O. (09 de Mayo de 2017). *BINNING OIL TOOLS S.A*. Obtenido de http://www.binning-oil-tools.com.ar/productos/principios_operacion.html
- Sanmiguel Cabrera, N. H., & Toro Barros, M. F. (2017). *Determinación de la Envoltura Operativa de la Tubería de Completamiento en función de las Fuerzas Axiales y Diferenciales de Presión de los diferentes servicios que presenta el pozo (Inyección y Producción)*. Neiva: Universidad Surcolombiana.
- Schlumberger. (2007). *Camco Valve Top Latches*. Obtenido de For locking retrievable gas lift valves and side-pocket accessories without integral latches in the appropriate side-pocket mandrels: www.slb.com/artificillift
- Schlumberger. (02 de 07 de 2010). *CS-1 Series Sliding Sleeve*. Obtenido de CS-1 Series Sliding Sleeve are use to stablish communication between the tubing string and the casing annulus for single or multiple tubing string completion: www.slb.com/completion
- Schlumberger. (2012). *Kickover Tools*. Obtenido de Slickline service tools for installing and retrieving devices in all orienting-style side pocket mandrels: www.slb.com/al
- Smith, J., & William, C. (1997). *Waterflooding*. U.S.A.: Midwest Office of the Petroleum Technology.
- TEXPROIL. (2013). *TEXPROIL PRODUCTS & OIL SERVICES*. TEXPROIL.
- Valderrama, Héctor. (17 de Mayo de 2017). Perfiles de Inyeccion con Trazadores Radioactivos. Neiva, Huila, Colombia.
- Weatherford. (12 de 07 de 2012). *Weatherford.com*. Obtenido de On Off tool: <https://www.weatherford.com/doc/wft212711>

**SELECCIÓN, DISEÑO Y ANÁLISIS DE ESFUERZOS PARA UN COMPLETAMIENTO
DE INYECCIÓN DE AGUA SELECTIVA.**

CHRISTIAN FLAWER LÓPEZ LUNA

HENRY ANDRÉS MOSQUERA BLANCO

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

FACULTAD DE INGENIERÍA

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

NEIVA, 2018

**SELECCIÓN, DISEÑO Y ANÁLISIS DE ESFUERZOS PARA UN COMPLETAMIENTO
DE INYECCIÓN DE AGUA SELECTIVA.**

CHRISTIAN FLAWER LÓPEZ LUNA

HENRY ANDRÉS MOSQUERA BLANCO

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

**PROYECTO DE GRADO PRESENTADO COMO REQUISITO PARA OPTAR POR EL
TITULO DE INGENIERO DE PETROLEOS**

DIRECTORA

CLAUDIA MARCELA HERNANDEZ CORTES

INGENERIRA DE PETROLEOS

DOCENTE UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

FACULTAD DE INGENIERÍA

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

NEIVA, 2018

NOTA DE ACEPTACION

FIRMA DEL DIRECTOR

FIRMA DEL JURADO

FIRMA DEL JURADO

DEDICATORIA

El presente trabajo de tesis quiero agradecer primero a Dios por ser mi guía durante este proyecto de vida, por hacer realidad uno de mis proyectos de vida.

A mi madre Carolina Blanco Rojas, quien siempre ha sido un ejemplo de perseverancia, amor y dedicación, tus esfuerzos son impresionantes y tu amor es para mí invaluable, a mi tía Constanza Blanco, Alexandra Blanco, por haberme enseñado que con esfuerzo, trabajo y constancia se pueden alcanzar las metas, por ser motivo de felicidad y orgullo, a mi abuela Aracelly Rojas por sus enseñanzas de vida y darme siempre lo mejor de ella.

A mis hermanos Juan Sebastián Mosquera Blanco y Dayana Alejandra Orozco Blanco por hacerme ver la vida de una forma diferente y confiar en mis decisiones, a mi primo Diego Orozco por ser mi eje y ejemplo a seguir.

Agradezco a mi compañero de tesis y amigo Christian López por brindarme su apoyo a lo largo de la carrera, por su esfuerzo y dedicación para realizar este trabajo de grado, por ser un hermano más, a mis compañeros de estudio por su grata compañía y ayuda durante este proceso de aprendizaje.

Henry Andrés Mosquera Blanco

A Dios por acompañarme y guiarme hasta este punto tan importante de mi vida.

A mis padres Eduardo y Miriam, quienes siempre han sido mi ejemplo a seguir, por depositar su confianza en mí, por su amor, por qué son el motor de mi vida, por los sacrificios realizados para que hoy pueda cumplir este sueño tan anhelado.

A mis hermanos y demás familiares por acompañarme durante todo este proceso, por acompañarme y ayudarme a ver la vida de una manera más simple..

A las familias Ortega Bolaños, Botina Ortega y Cerón Ortega, a ellos gracias por confiar en mí, por brindarme su apoyo incondicional en los momentos más críticos de mi vida.

Por último agradezco a mi compañero de tesis, Henry Mosquera, por su dedicación y esfuerzo en este proyecto, por ser un hermano más, por brindarme su valiosa e incondicional amistad y a mis compañeros de código 2013-1 y ACIPET-CE por enseñarme el valor de la amistad.

Christian Flower López Luna

AGRADECIMIENTOS

Los autores del proyecto expresan sus agradecimientos a:

La Universidad Surcolombiana, por brindarnos un segundo hogar y ser un escalón más en nuestra formación académica profesional.

A la ingeniera Claudia Marcela Hernández Cortes, por compartir sus conocimientos, sus experiencias, su motivación para enseñar y el apoyo brindado durante el desarrollo de este trabajo de grado.

Al ingeniero Héctor Valderrama por su disposición constante en el suministro de información.

Tabla de contenido

1.	INYECCION DE AGUA	14
1.1.	Eficiencia de barrido	17
1.1.1.	Eficiencia de barrido Areal	17
1.1.2.	Eficiencia de barrido vertical	18
1.2.	Tipos de Inyección	19
1.2.1.	Inyección periférica o externa.....	19
1.2.2.	Inyección en arreglos o dispersa	20
2.	INYECCION SELECTIVA DE AGUA.....	21
2.1.	Reseña histórica	21
2.2	Desarrollo del completamiento	26
3.	SEGUIMIENTO DE INYECCION.....	30
3.1	Registros	31
3.1.1.	Registros de temperatura.....	31
3.1.2.	Perfil del caudalímetro de hélice.....	32
3.1.3.	AFT	32
3.1.4.	Trazadores	33
3.2	Descripción de los trazadores	34
3.2.1.	Clasificación de los trazadores.....	34
3.2.2.	Principio de funcionamiento	38
3.2.3.	Aplicación de los trazadores radiactivos.....	38
3.2.4.	Utilidad de los trazadores radiactivos	40
3.2.5.	Desarrollo de la operación	40
3.2.6.	Calculo del caudal de flujo.....	42
4.	DISEÑO DE COMPLETAMIENTO	49
4.1.	Selección de herramientas.....	50
4.1.1.	Empaques	51
4.1.2.	Conector (On Off Tool)	57
4.1.3.	Camisa de circulación	59
4.1.4.	Nipples	60
4.1.5.	Mandriles	61
4.1.6.	Latch	64
4.1.7.	Kick-over Tool.....	65

4.1.8. Válvulas reguladoras de flujo (VRF)	67
4.2 Diseño y espaciamiento del completamiento.....	71
4.2.1. Criterios de diseño	72
4.2.2. Espaciamiento del completamiento.....	81
4.3. Análisis de esfuerzos.....	99
4.3.1. Análisis de esfuerzos (Bases teóricas)	99
4.3.2. Consideraciones para realizar un análisis de esfuerzos aplicados a Sartas de inyección Selectiva de gua.	103
4.3.3. Ejemplo de aplicación.....	107
Bibliografía	126

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Esquema de desplazamiento de petróleo por agua (Ferrer, 2001).....	16
Figura 2 Área horizontal barrida a diferentes tiempos para un arreglo de 5 puntos (Smith & William, 1997)	18
Figura 3 Esquema eficiencia de barrido vertical (Ferrer, 2001)	19
Figura 4 Esquema de inyección de agua periférica (Ferrer, 2001)	19
Figura 5 Esquema de inyección en arreglos o dispersa (Ferrer, 2001).....	20
Figura 6 Diagrama inyección selectiva. Fuente: (AUTOR)	22
Figura 7 Estados mecánicos (Camacho, 2009)	24
Figura 8. Grafico normalizado de Rata vs tiempo (Franks, 1991).....	25
Figura 9. Producción de petróleo e inyección de agua en el campo Casabe (Amaya, y otros, 2019)	26
Figura 10. Partes de la sarta registro. (Valderrama, Héctor, 2017)	37
Figura 11. Perfil de inyección obtenido mediante una prueba de trazador (Camacho, 2009).....	40
Figura 12. Interpretación método de cruce (Valderrama, Héctor, 2017).....	44
Figura 13. Ilustración ejemplo 1. (Valderrama, Héctor, 2017).....	45
Figura 14 Interpretación método de picos. (Valderrama, Héctor, 2017).....	46
Figura 15. Ilustración ejemplo 2. Fuente: AUTOR	47
Figura 16. Herramientas utilizadas en equipo de inyección selectiva (P. Olarte, R. Amaya, & and G. Cortes, 2010).....	50
Figura 17. Empaque hidráulico “PCS-5”. (TEXPROIL, 2013).....	54
Figura 18. Empaque tándem “C-3”. (TEXPROIL, 2013).....	56
Figura 19. Conector On Off Tool NF-1. (TEXPROIL, 2013).....	58
Figura 20. Conector giratorio On Off Tool (Weatherford, 2012).....	59
Figura 21. Camisa de circulación perfil X (Otis 2.31”) de apertura hacia abajo para pozos inyectoros. (Schlumberger, CS-1 Series Sliding Sleeve, 2010).....	60
Figura 22. Nipple modelo F con standing Bold incrustada. (TEXPROIL, 2013)	61
Figura 23. Mandril MGDWI 2 7/8” EUE. (S.A. B. O., TECHNICAL BULLETIN, 2007).....	64
Figura 24. Latch RK. (Schlumberger, Camco Valve Top Latches., 2007).....	65
Figura 25. Latch RA (Schlumberger, Camco Valve Top Latches., 2007).....	65
Figura 26. Herramienta Kick-over tool tipo L. (BERARDO GIRALDO, 2009)	66
Figura 27. Principio regulador de caudal (S.A. B. O., 2017).....	67
Figura 28. Diferencial mínimo para funcionar (S.A. B. O., TECHNICAL BULLETIN, 2007) 68	
Figura 29. Válvula reguladora de flujo W15RLI (Cruz, 2011)	69
Figura 30. Válvula ciega ecualizable (Camacho, 2009)	70
Figura 31. Válvula Dummy no ecualizable CAMCO.....	71
Figura 32. Espacio mínimo entre intervalos. Fuente: AUTOR	74
Figura 33. Espaciamento mínimo entre base del primer mandril y el nipple. Fuente: AUTOR 75	
Figura 34. Ubicación del nipple. Fuente: AUTOR	75
Figura 35. Ubicación del mandril en zona de dos intervalos. Fuente: AUTOR	76
Figura 36. Ubicación mandril en zona de tres. Fuente: AUTOR.....	77
Figura 37. Distancia menor a 22 ft. Fuente: AUTOR.....	78

Figura 38. Distancias cortas. Fuente: AUTOR	78
Figura 39. Máxima distancia entre Mandril e intervalos. Fuente: AUTOR	78
Figura 40. Ubicación del empaque. Fuente: AUTOR.....	79
Figura 41. Distancia mínima entre gomas de empaques. Fuente: AUTOR.....	80
Figura 42. Distancia mínima entre dos zonas Fuente: AUTOR	81
Figura 43. Estado mecánico inicial pozo X	82
Figura 44. Estado mecánico inicial pozo X (continuación).....	83
Figura 45. Registro trazador	84
Figura 46. Ilustración espaciamento zona 8. Fuente: AUTOR.....	88
Figura 47. Zonas de interés 6,5 y 4, según análisis inicial. Fuente: AUTOR.....	90
Figura 48. Ilustración zona 3 según análisis inicial. Fuente: AUTOR	91
Figura 49. Estado mecánico propuesto pozo X	92
Figura 50. Estado mecánico propuesto pozo X (continuación)	93
Figura 51. Comparación zona 8. Caso ideal (AUTOR).....	96
Figura 52. Espaciamento propuesto zonas 6,5 y 4 de acuerdo a los criterios de diseño. (AUTOR)	97
Figura 53. Comparación zona 3. Caso ideal. (AUTOR).....	98
Figura 54. Todas las zonas inyectando. (AUTOR).....	104
Figura 55. Inyección en zonas Impar. (AUTOR)	105
Figura 56. Inyección en zonas Pares. (AUTOR)	106
Figura 57. Esquema del pozo X. Fuente: AUTOR	107
Figura 58. Perfil de Presión Caso 1. Inyección Impar a 1500 Psi. (AUTOR).....	109
Figura 59. Perfil de Presión Caso 2. Inyección Impar a 3000 Psi. (AUTOR).....	110
Figura 61. Envoltente operativa de tubería. Caso 1. (Sanmiguel Cabrera & Toro Barros, 2017)	112
Figura 60. Factores de diseño. Caso 1. (Sanmiguel Cabrera & Toro Barros, 2017)	112
Figura 62. Envoltente operativa de empaques. Caso 1. (Sanmiguel Cabrera & Toro Barros, 2017)	113
Figura 63. Factores de diseño. Caso 2. (Sanmiguel Cabrera & Toro Barros, 2017)	115
Figura 65. Envoltente operativa de empaques. Caso 2 (Sanmiguel Cabrera & Toro Barros, 2017)	116
Figura 64. Envoltente operativa de tubería. Caso 2. (Sanmiguel Cabrera & Toro Barros, 2017)	116
Figura 67. Perfil Fuerza Axial Corregidas Software PTA Caso 1.	118
Figura 66. Perfil Fuerza Axial Caso 1.	118
Figura 69. Perfil Fuerza Axial Corregido Software PTA. Caso 2.	119
Figura 68. Perfil Fuerza Axial Caso 2.	119
Figura 70. Envoltente Operativa de Tubería de todas las Cargas Simuladas.	120
Figura 71. Envoltente Operativa Empaque co todas las Cargas Simuladas.....	121
Figura 72. Procedimiento de corrida Kick-over tool. (Schlumberger, Kickover Tools, 2012)	128
Figura 73. Procedimiento de retirada Kick-over tool. (Schlumberger, Kickover Tools, 2012)	129

TABLA DE DATOS

Tabla 1. Datos pozo ejemplo 1	44
Tabla 2 Datos ejemplo 2	47
Tabla 3 Análisis de criterios de diseño	85
Tabla 4 Análisis de criterios de diseño sobre el estado mecánico propuesto pozo X.....	94
Tabla 5. Cargas y condiciones del pozo.....	108
Tabla 6 Datos de la tubería y revestimiento.....	108
Tabla 7. Data Obtenida por Software comercial. Caso 1.....	110
Tabla 8. Fuerzas Axiales corregidas por el Software PTA. Caso 1.....	111
Tabla 9. Data obtenida por el software comercial. Caso 2	114
Tabla 10. Fuerzas Axiales corregidas por el software PTA. Caso 2.....	114
Tabla 11. Resultados finales Simulación.....	122

INTRODUCCION

La inyección selectiva de agua es una nueva tecnología en el sector de los hidrocarburos, la cual tiene gran auge a nivel mundial, ya que se está aplicando en algunos países subdesarrollados en América Latina incluyendo Colombia, el cual es considerado como país petrolero por la producción de crudo significativa en una parte del continente americano aunque no es uno de los más importantes.

Hoy en día la implementación de sartas de completamiento selectivo son un modelo a seguir, ya que éstas aumentan la eficiencia vertical en el barrido de la inyección de agua,

Las cuales presentan como función principal, el aislamiento de zonas por medio de empaques con el fin de generar inyección homogénea e independiente en cada zona y de esta manera dar una mayor optimización a los procesos de recuperación secundaria y también mejorar un mayor barrido vertical.

De acuerdo con lo anterior se hace necesario realizar un completamiento óptimo que soporte las condiciones de presión y temperatura a las que se encuentra sometido el pozo debido a la inyección de agua. Es importante que ésta permita una medición adecuada para que se haga el debido seguimiento del fluido inyectado, por esta razón se debe realizar una metodología y análisis que permita desarrollar los tres pasos que debe realizar un diseño de completamiento: seleccionar herramientas, espaciamiento de la tubería y herramientas y análisis de esfuerzos. Este proceso de diseño debe soportar las condiciones a la cual se va a inyectar el fluido o también los servicios críticos que puedan presentarse durante la vida del pozo.

RESUMEN

La inyección de agua nace con el fin de mantener la presión del yacimiento y extender la vida productiva de un campo, por esta razón a medida que transcurre el tiempo, se ha implementado tecnología y nuevas herramientas que permiten mejorar este proceso y de esta manera obtener mayor eficiencia en el proceso de recuperación secundaria, en algunos campos donde se han implementado procesos de inyección de agua como método de recuperación secundaria se ha presentado inyección preferencial en diferentes zonas. Es por ello que se crea la necesidad de optimizar este proceso desde el punto de vista operativo, optimizando la sarta de completamiento para mejorar la eficiencia de desplazamiento, de barrido vertical e inyectar de forma homogénea. A la fecha de hoy la inyección de agua permite discretizar zonas heterogéneas, identificar y aislar arenas de interés regulando la cantidad de fluido inyectado a cada zona.

La implementación y puesta en práctica de esta tecnología ha permitido el monitoreo y seguimiento de la inyección, por lo tanto fue necesario pensar en las sarts de inyección selectiva compuestas por un conjunto de herramientas que permitan evaluar la regulación del fluido inyectado a cada arena y el correcto aislamiento de zonas.

Las sarts de inyección de selectiva de agua, son completamientos que deben ser diseñados de una manera adecuada que soporte las condiciones del pozo y que cumpla su función a cabalidad, para ello es necesario evaluar y analizar cada uno de los pasos de un diseño de completamiento, primero, la selección de herramientas, en este proceso se identificó cuáles son las herramientas adecuadas para el diseño y su función; en segundo lugar el espaciamento, entendido este como la ubicación adecuada de las herramientas en fondo de pozo, este paso es uno de los más críticos, debido a que este, permite el seguimiento óptimo de la inyección, el cual

depende de una adecuada toma de registros, es por ello que se creó una serie de criterios con el fin de crear la discretización de los intervalos; si estos criterios no son aplicados correctamente, no se lograra realizar el registro y por ende se estaría navegando ciegos en el proceso de seguimiento de la inyección. Y por último y no más importante es el análisis de esfuerzos, este permite que después de seleccionadas las herramientas y realizado el espaciamento, determine si las herramientas y tubería soportan las condiciones de altas temperaturas y presiones en fondo de pozo, para ello se propone un proceso o metodología que permita calcular los esfuerzos críticos, con la finalidad de predecir el comportamiento del completamiento y tomar decisiones como cambios de herramientas y tubería o limitaciones en el pozo.

Debido a lo descrito anteriormente, permitió identificar las características que deben tener las herramientas para este tipo de completamiento, crear criterios de espaciamento para lograr el seguimiento o monitoreo de la inyección y por ultimo un proceso o metodología de análisis de esfuerzos, todo esto se creó, con el fin de garantizar que las sargas de inyección selectiva presenten un mayor tiempo de vida de instalación y que cumpla su función a cabalidad.

ABSTRACT

The injection of water was born in order to maintain reservoir pressure and extend the productive life of a field, for this reason as time goes by, technology and new tools have been implemented to improve this process and thus obtain greater efficiency in the process of secondary recovery, in some fields where water injection processes have been implemented as a method of secondary recovery, preferential injection has been presented in different areas. That is why it creates the need to optimize this process from the operational point of view, optimizing the completeness string to improve the efficiency of displacement, vertical sweeping and injecting homogeneously. To date, the injection of water allows the discretization of heterogeneous zones, identifying and isolating sands of interest by regulating the amount of fluid injected into each zone.

The implementation and application of this technology has allowed the monitoring and tracking of the injection, therefore it was necessary to think about the selective injection strings composed of a set of tools that allow evaluating the regulation of the injected fluid to each sand and the correct isolation of zones.

The strings of selective water injection are completions that must be designed in a suitable way that supports the conditions of the well and that fulfills its function fully, for it is necessary to evaluate and analyze each of the steps of a complete design.

First, the selection of tools, in this process were identified which are the appropriate tools for the design and its function. Second, the spacing, understood as the proper location of the well bottom tools, this step is one of the most critical, because this allows optimal tracking of the injection, which depends on an adequate intake records, that is why a series of criteria was created in order to create the discretization of the intervals. If these criteria are not applied

correctly, registration will not be achieved and therefore blind people would be navigating in the process of monitoring the injection.

And last but not least is the stress analysis , this allows that after selecting the tools and made the spacing, it will determine if the tools and pipe support the conditions of high temperatures and well bottom pressures, for this purpose we propose a process or methodology that allows to calculate the critical efforts, in order to predict the behavior of the completion and make decisions such as tools and pipe changes or limitations in the well.

Due to what has been described above, it was possible to identify the characteristics that the tools should have for this type of completion, create leisure criteria to achieve the monitoring or tracking of the injection and finally a process or methodology of analysis of efforts, all this was created, in order to ensure that the selective injection strings have a longer installation life and that they fulfill their function fully.

1. INYECCION DE AGUA

La inyección de agua como método de recuperación secundaria es principalmente el responsable de la recuperación de petróleo extra usado entre los fluidos de inyección que se han implementado a lo largo del tiempo, este se hace atractivo principalmente por 4 factores; (1) disponibilidad del agua; (2) la facilidad con la que se inyecta ya que se logra una carga hidrostática en el pozo inyector generando presión en cabeza; (3) la facilidad con lo que se extiende a través de una formación petrolífera; (4) la eficiencia del agua para el desplazamiento de aceite. (Craig, 1971). Ver figura 1.g

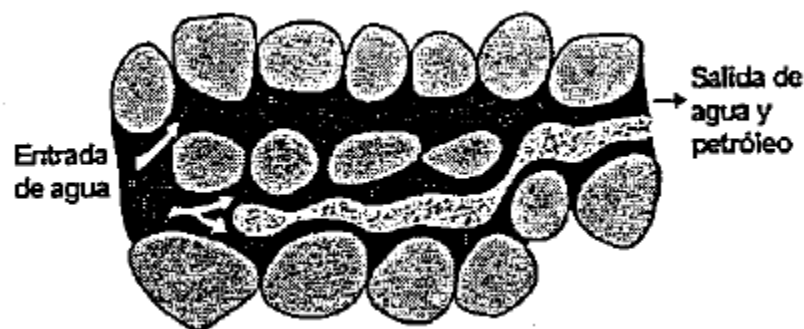


Figura 1. Esquema de desplazamiento de petróleo por agua
(Ferrer, 2001)

En sus inicios se consideraba que la función principal de la inyección de agua era mantener la presión del yacimiento, lo que permitía a los pozos tener una vida productiva más prolongada que por el agotamiento de presión (Craig, 1971), y no fue sino hasta inicios del año 1980, cuando operadores en campo notaron que el agua que había invadido la zona productora había mejorado la producción; para 1907, la ejecución de dichos proyectos de inyección de agua obtuvieron un considerado impacto en la recuperación de petróleo donde se inyectaba agua a unas condiciones operativas dadas y a medida que aumentaba la cantidad de este fluido en la zona invadida y que los pozos productores que la rodeaban eran invadidos por agua, estos se iban convirtiendo en otros

pozos inyectoros para crear un frente circular más amplio (Ferrer, 2001), ya no era solo poner pozos sino que se fueron desarrollando distribuciones de arreglos o patrones de inyección, lo cual permitía una mejor distribución de estos. Un factor importante que determina las operaciones de inyección de agua es la localización de los pozos inyectoros con respecto a los productores y a los límites del yacimiento.

1.1. Eficiencia de barrido

En general, la eficiencia de invasión se puede definir como la fracción del volumen total en el patrón de invasión que es barrido por el fluido inyectado a un determinado tiempo. Si el barrido es horizontal, esta fracción se denomina como eficiencia de barrido areal (EA); y si es vertical se denomina eficiencia de barrido vertical (EV), (Ferrer, 2001).

1.1.1. Eficiencia de barrido Areal

Desde el punto de vista areal, la inyección y la producción ocurren en puntos determinados y como consecuencia de esto se desarrollan ciertas distribuciones de presiones y líneas de flujo entre los pozos inyectoros y productores. Según (Ferrer, 2001), la eficiencia de barrido areal EA, se define como la fracción del área horizontal del yacimiento donde ha ocurrido el proceso de recuperación secundaria, es decir.

$$E_A = \frac{\text{área horizontal invadida}}{\text{área horizontal total invadible}}$$

La eficiencia de barrido areal va de la mano con factores que se dan naturalmente en el yacimiento durante el proceso de formación de su estructura, por lo tanto, son incontrolables; Entre ellos: propiedades de la roca como lo son la porosidad, permeabilidad, conductividad,

entre otros; y las propiedades del sistema roca-fluidos como lo son ángulo de contacto, permeabilidades relativas, presiones capilares, entre otros. Ver figura 2.

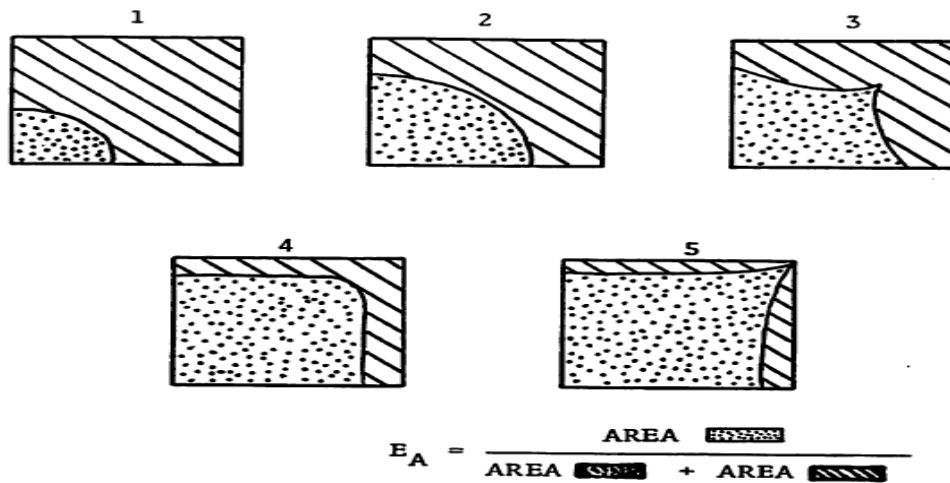


Figura 2 Área horizontal barrida a diferentes tiempos para un arreglo de 5 puntos (Smith & William, 1997)

1.1.2. Eficiencia de barrido vertical

Desde el punto de vista barrido vertical, como consecuencia de la falta de uniformidad de las permeabilidades verticales, todo fluido inyectado tendrá a moverse en un frente irregular; donde el agua se moverá rápidamente por donde menos restricciones encuentre, es decir las partes de mayor permeabilidad y en las partes menos permeables el agua se moverá más lento. Según (Smith & William, 1997), la eficiencia de barrido vertical refiere a la fracción de una formación en un plano vertical en la que el agua entrará en contacto. Esto dependerá principalmente del grado de estratificación vertical existente en el yacimiento.

$$E_v = \frac{\text{área vertical invadida}}{\text{área vertical totalmente invadible}}$$

Entre los factores que afectan la eficiencia de barrido vertical, se tiene, heterogeneidades, razón de movilidad, volumen de fluido inyectado, flujo cruzado entre capas Ver figura 3.

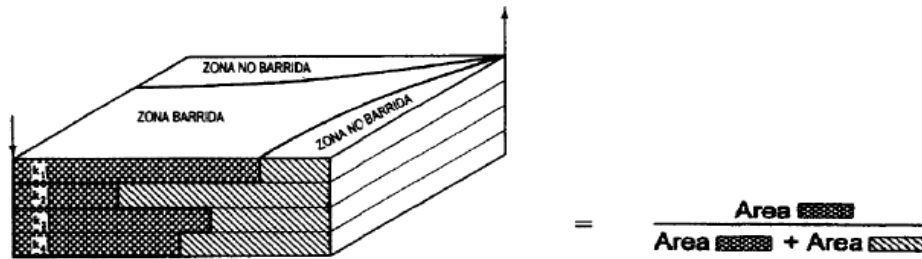


Figura 3 Esquema eficiencia de barrido vertical (Ferrer, 2001)

1.2. Tipos de Inyección

De acuerdo a la posición de los pozos inyectores y productores, la inyección de agua se puede realizar de dos distintas formas:

1.2.1. Inyección periférica o externa

Se fundamenta en inyectar el agua fuera del banco de petróleo, en los flancos del yacimiento, el agua se inyecta en el acuífero cerca del contacto agua-petróleo; la inyección periférica es utilizada cuando no se tiene una buena descripción del yacimiento y/o la estructura del mismo favorece la inyección de agua. Ver figura 4.

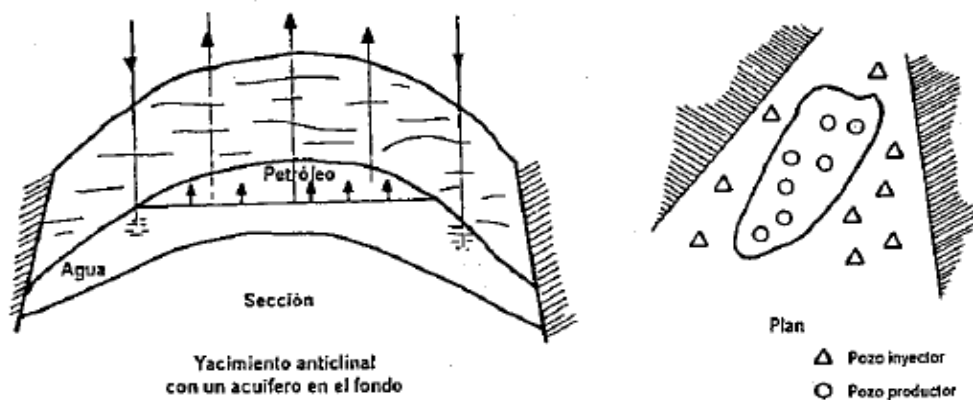


Figura 4 Esquema de inyección de agua periférica (Ferrer, 2001)

1.2.2. Inyección en arreglos o dispersa

Se fundamenta en inyectar el agua dentro del banco de petróleo, es decir dentro de la zona de petróleo. El agua penetra esta zona y la invade desplazando los fluidos (petróleo y/o gas) del volumen invadido hacia los pozos productores, este tipo de inyección también es conocida como inyección interna, ya que el fluido se inyecta en la zona de petróleo a través de un número de pozos inyectores que forman un arreglo geométrico con los pozos productores. Ver figura 5.

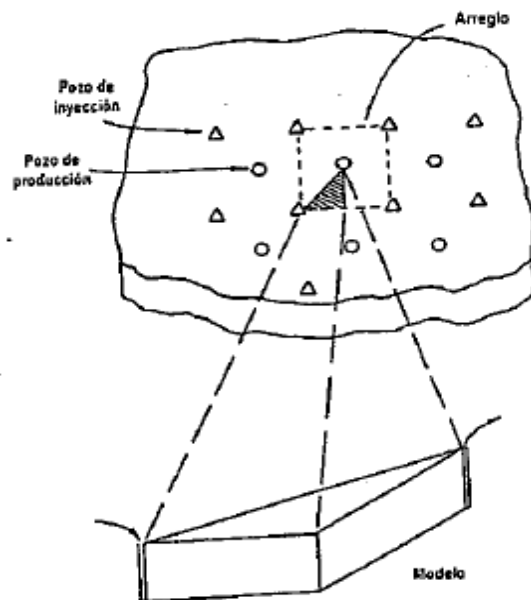


Figura 5 Esquema de inyección en arreglos o dispersa (Ferrer, 2001)

2. INYECCION SELECTIVA DE AGUA

2.1. Reseña histórica

Hoy en día, la inyección de agua no solo es usada para darle energía al yacimiento, sino que es el principal y más conocido de los métodos de recuperación secundaria que más ha contribuido, no obstante, después de ejecutar este proyecto, todavía permanecen grandes reservas de hidrocarburos no recuperables, en algunos campos donde se han implementado procesos de inyección de agua como método de recuperación secundaria se ha presentado inyección preferencial en diferentes intervalos de los perforados. Es por ello que nace la necesidad de optimizar este proceso desde el punto de vista operativo, optimizando la sarta de completamiento para mejorar la eficiencia de desplazamiento, de barrido vertical e inyectar de forma homogénea y manteniendo el caudal requerido por cada zona, ya que la inyección convencional no contemplan algunos parámetros que se pueden generar en el yacimiento como son las canalizaciones de agua por estratos de mayor permeabilidad, dado esto es algo que se genera naturalmente por las características petrofísicas heterogéneas de la formación y teniendo en cuenta el diseño de la sarta de completamiento de inyección sencilla (Cruz, 2011), donde solo cuenta con un empaque y tubería inyectando a todo el intervalo sin asilar o discretizar la formación como lo es utilizado en los completamientos de inyección selectiva, los cuales aíslan cada intervalo en función de las propiedades petrofísicas de la roca.

La sarta de inyección selectiva son utilizadas actualmente como una nueva tecnología que ayuda a mejorar el factor de recobro, usada para inyectar capa a capa y así realizar un barrido en aquellas zonas del yacimiento donde la inyección de agua no se había contactado o no se realizaba de manera eficiente; la sarta se compone de equipos que permiten inyección por zonas

y que esta sea regulada de tal manera que el barrido en todas las zonas del pozo se haga lo más homogéneo posible, permitiendo así que las zonas que no han sido invadidas en su totalidad sean irrumpidas y desplazadas por el agua de inyección (Figura 6).

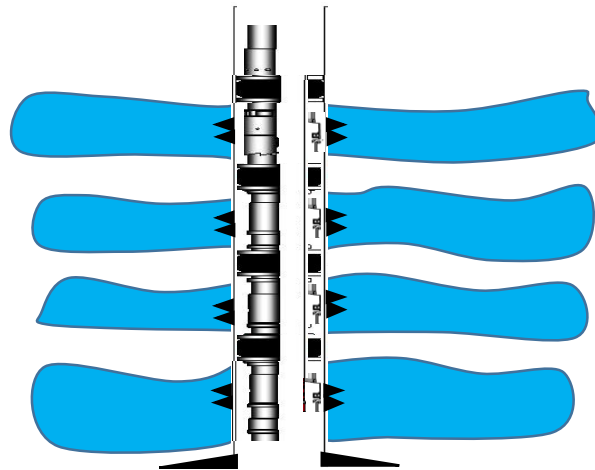


Figura 6 Diagrama inyección selectiva.
Fuente: (AUTOR)

El objetivo de este sistema es regular volúmenes exactos de inyección de agua con una mínima caída de presión en cada zona. Este proceso se logra por medio sarta de inyección selectiva la cual consiste en aislar cada zona con empaques para que el fluido sea inyectado a través de cada regulador de inyección hacia el casing y luego a la formación mediante los perforados (Cruz, 2011).

La implementación de tecnología e innovación de herramientas han permitido mejorar el diseño de una sarta de inyección selectiva de tal manera que el barrido en pozos productores sea de manera más eficiente. La tecnología busca contactar una mayor cantidad de crudo por pozo y mejorar el perfil de producción (MORO MORICE & SERRANO GUEVARA, 2016).

Es importante tener en cuenta que la inyección selectiva requiere de un adecuado y continuo programa de seguimiento de la inyección y toma de registros, pruebas de inyectividad y toma de

parámetros como: tasas de inyección, cortes de agua, presiones de inyección y calidad del agua de inyección. De este seguimiento se determina que el pozo este cumpliendo su función y sus parámetros establecidos.

Por un estudio realizado en la unidad Rangely Weber Sand (Franks, 1991), ubicada en el condado de rio blanco, al noroeste de Colorado, Estados Unidos, se ha utilizado un equipo de inyección selectiva para mejorar la eficiencia de barrido vertical en una inyección de agua en campos maduros a gran escala, donde por medio de la técnica de evaluación de reservas Ershagui, se demuestra que la sarta de inyección selectiva ha mejorado la recuperación final de aceite en aproximadamente 6.6% del OOIP (Franks, 1991). Obtener una buena eficiencia vertical es importante para el éxito de cualquier inyección de agua secundaria o terciaria con el fin de inyectar todos los intervalos efectivamente; estos pozos inyectoros están equipados con algún tipo de sarta selectiva que consiste en varios empaques y mandriles colocados verticalmente a través del intervalo a inyectar, los mandriles se colocan para instalar las válvulas reguladoras de flujo VRF para controlar la cantidad de fluido que entra a cada zona.

En la figura 7, se observa la comparación entre un completamiento de sarta sencilla y una sarta selectiva para un pozo inyector, como se puede observar, la sarta selectiva está compuesta por empaques y mandriles ubicados a cierta profundidad, entre cada empaque se encuentra un mandril, esta distribución permite que la inyección realizada por cada mandril invada los intervalos seleccionados y de esta manera permita mejorar la eficacia de barrido vertical, a comparación de los pozos inyectoros sencillos, los cuales solo contaban con un solo empaque y la inyección se realizaba a todo el intervalo sin aislar o discretizar zonas lo cual no permitía controlar el caudal de inyección.

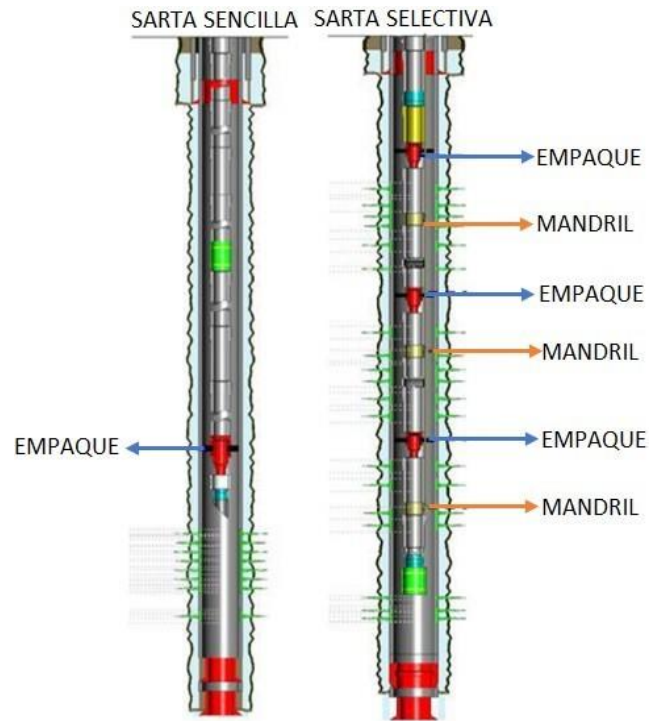


Figura 7 Estados mecánicos (Camacho, 2009)

El cambio de sartas de inyección sencilla a sartas selectivas llevo a pensar y a observar cambios en los parámetros y comportamientos de los pozos, como es el caso del caudal de inyección del pozo que al generar la regulación del caudal en fondo debido a las válvulas se disminuía en comparación al pozo de sarta sencilla; pero mejorando notablemente la eficiencia vertical y contactando zonas nuevas no invadidas.

En la figura 8, muestra un gráfico normalizado de rata inyección vs tiempo, donde se evidencia que en su primera etapa trata de una sarta de inyección sencilla, mientras que en la segunda etapa es trata de una sarta selectiva, llegando a observar que la sarta selectiva no reduce la tasa de inyección como se supone esperar, a pesar de que se reduce la tasa de inyección en zonas ladronas (alta permeabilidad), debido a las válvulas reguladoras de flujo ubicadas en cada zona generando que las zonas de bajas permeabilidad equilibren la tasa de inyección.

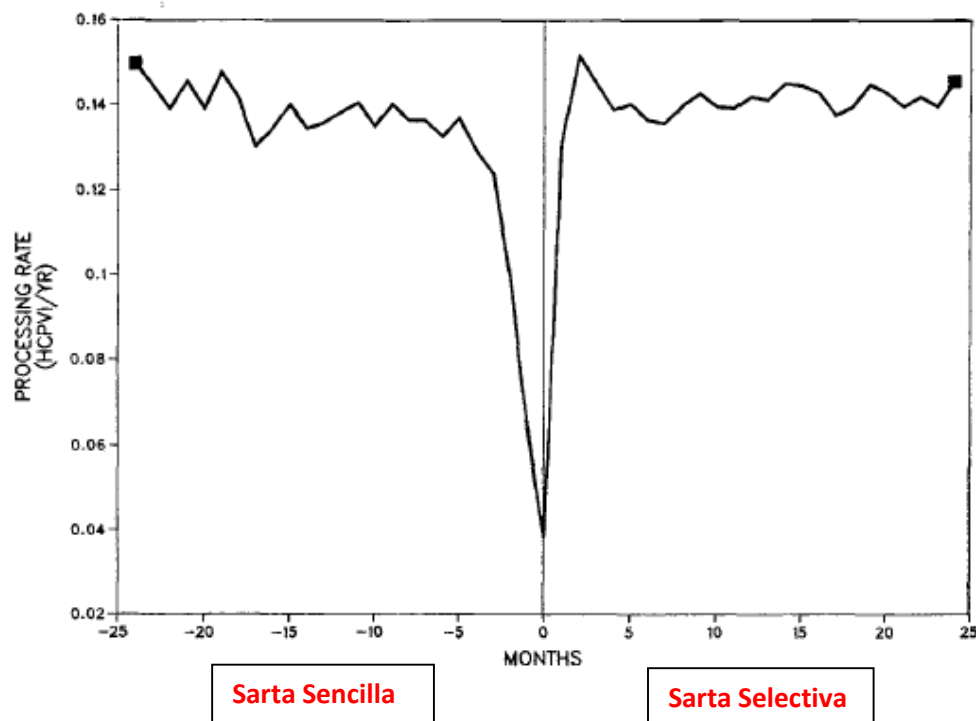


Figura 8. Grafico normalizado de Rata vs tiempo (Franks, 1991)

Uno de los casos de impacto de la sarta de inyección selectiva sobre recobro secundario es generado en el campo Casabe ubicado en el municipio de Yondó en el departamento de Antioquia-Colombia, donde en el año 2004 se da inicio a la alianza Casabe como un contrato de producción incremental y avances tecnológicos entre Ecopetrol y Schlumberger. A partir de este año empieza el desarrollo masivo con completamientos de sartas de inyección selectiva lo cual genera que de acuerdo a un estudio realizado por (Amaya, y otros, 2019). Hacia el año 2010 la producción del campo había aumentado de 5200 BOPD a 16000 BOPD. Como se muestra en la Figura 9 de producción versus tiempo.

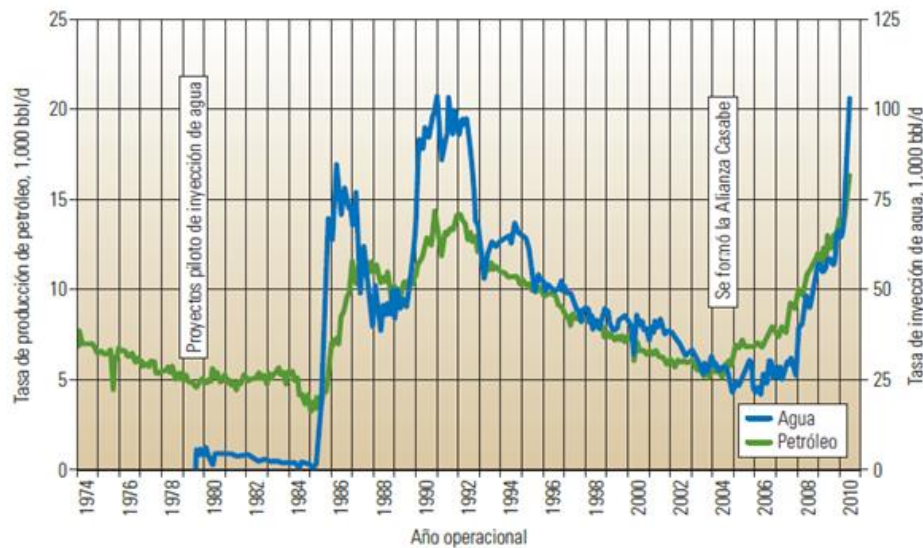


Figura 9. Producción de petróleo e inyección de agua en el campo Casabe (Amaya, y otros, 2019)

Con lo anterior, se puede decir que las sargas de inyección selectiva ha mejorado significativamente la recuperación de aceite. Desafortunadamente, debido a las condiciones a las que se ve expuesto el completamiento (altas presiones de inyección, cambios de temperatura, propiedades de los fluidos) generan que el equipo de inyección selectiva no perdure en el tiempo, por lo tanto, aunque puede ser un éxito técnico, también puede ser un fracaso económico si no se realiza un diseño adecuado el cual está integrado por selección de equipos y tubería, espaciamiento de la sarga para lograr la medición adecuada y análisis de esfuerzos.

2.2 Desarrollo del completamiento

Cuando los campos empiezan a declinar a mediados del siglo XX, comienza la necesidad de encontrar un método que permita mantener la presión y así evitar la declinación; debido a lo anterior se busca tener nuevas tecnologías para enfrentar estos nuevos retos, y una de ellas es la inyección de agua directamente en frente a los perforados, y para lograr esto es necesario utilizar aislamiento en fondo, lo que llevo a utilizar empaques , por esta razón las primeras sargas fueron

completamiento sencillos (empaquete-tubería). Los empaques inicialmente usados para estas funciones fueron empaques mecánicos unidireccionales de tensión (liberación por compresión), ya que estos podrían absorber mejor los esfuerzos que genera la inyección debido a su enfriamiento. Posteriormente debido a los desarrollos tecnológicos en las herramientas de completamiento se dejó de usar los empaques unidireccionales para dar paso a los empaques bidireccionales, los cuales son más robustos para soportar cualquier tipo de esfuerzo en otros tipos de servicio.

Los completamiento sencillos y este sistema de inyección de agua, género muy buenos resultados en los diferentes campos aplicados subiendo la producción de los mismos; tiempo después estos campos comenzaron de nuevo la declinación y es allí donde se empiezan diferentes estudios y evaluación de nuevas tecnologías y prácticas para generar nuevas estrategias que permitieran no solo mejorar el mantenimiento de la presión, sino un nuevo concepto de barrido y es allí donde surgen los conceptos de eficiencias areal y vertical; este último enfocado a llegar a contactar todas aquellos intervalos que aún no habían sido barridos con la primera tecnología, por esta razón se crea la necesidad de aislar cada intervalo con diferentes características ya sean de presión o de condiciones de yacimiento. Para ello fue necesario pensar en las sartas selectivas, las cuales se componen de diferentes empaques para esta función.

Una vez vista la necesidad de las sartas selectivas se debe evaluar para cumplir con dos objetivos generales de las mismas, los cuales son lograr el aislamiento de zonas y la regulación contante en cada una de ellas, con esto se puede cumplir el objetivo general de la recuperación secundaria con sartas selectivas que es mejorar la eficiencia vertical. Para detallar como se han logrado estos objetivos se detalla a continuación un recorrido para la implementación de los mismos:

- Aislamiento de zonas

Debido a que se debe instalar dos o más empaques en la sarta, se pensó en un inicio en los empaques mecánicos muy usados en los completamientos sencillos, los cuales no se podían aplicar en esta nueva tecnología debido a que estos no permiten la transmisión de torque y solo se permite usar uno de ellos en la sarta, por esta razón se piensa en otro tipo de empaques que permitan cubrir estas necesidades, los cuales son los empaques hidráulicos que se sientan con diferencial de presión entre el anular y tubería interna, lo que permite sentarlos a todos al mismo tiempo.

En conjunto con los empaques hidráulicos de liberación por tensión, se corría sobre cada uno de ellos una junta de corte, la cual se usan como sistemas de emergencia, en el momento en el que el empaque no se puede liberar, se libera esta herramienta y queda una cabeza de pesca óptima para los trabajos de pesca.

Tiempo después de instaladas las sartas selectivas con estas herramientas, empaques y juntas de corte, las cuales liberan por tensión, en algunos pozos sufrían liberación prematura de las juntas de corte. Después de un estudio se determinó que la inyección de agua debido a las altas presiones y temperaturas de enfriamiento generan grandes esfuerzos sobre la tubería que afectan el sistema de liberación de la junta de corte y por ende de los empaques, generando la liberación. Es por ello que fue necesario desarrollar y aplicar nuevas herramientas donde su sistema de liberación este aislado de los efectos, por esta razón los empaques se cambiaron a empaques hidráulicos con liberación por rotación y las juntas de corte se eliminaron y se diseñó el completamiento con varios desconectores (on off tool) especiales dentro del BHA para dividir este en secciones y generar un sistema de liberación de emergencia.

- Sistema de regulación

Las sartas selectivas no solo se crean con la necesidad de aislar las zonas, sino además para inyectar el caudal requerido por cada zona a lo cual se le llama regulación. El desarrollo en esta área busca cumplir con la necesidad de que el caudal por zona se mantenga igual para generar el barrido adecuado, para ello en un inicio se implementaron las camisas portachoques, estas herramientas se ajustaban al choque de cada una antes de instalar el completamiento. En esta configuración se pudo observar que debido a los cambios de presión, el caudal por zona cambiaba, por lo que no se podía generar un barrido óptimo en cada zona. Por esta razón llega otra nueva tecnología que permite que independientemente de cualquier cambio en el perfil de inyección, el caudal de cada zona permanezca constante, esto se logró con la implementación de mandriles y válvulas, aunque los mandriles no son tecnología nueva, ya que son los mismo utilizados en levantamiento por gas (gas lift), las válvulas son es una nueva tecnología que ayudan a cumplir con la función descrita, de esta manera los mandriles y las válvulas reguladoras de flujo (VRF) es lo que actualmente se usa en las sartas de inyección selectiva.

De acuerdo a lo descrito anteriormente, las sartas de inyección selectiva se convierten en una herramienta fundamental para la eficiencia de la inyección de agua como recobro secundario, por esta razón en el desarrollo de este proyecto de grado busca identificar y crear criterios de selección y diseño de completamiento que soporte altas presiones y cambios de temperatura que vea el sistema; para ello es necesario realizar un estudio al detalle de las herramientas y equipos como también del espaciamiento de la sarta y análisis de esfuerzos para llegar a una configuración óptima y rentable.

3. SEGUIMIENTO DE INYECCION

El éxito de un proyecto de inyección de agua selectiva se deriva del trabajo adecuado en las operaciones de campo, además del trabajo de monitoreo y control realizado por el personal encargado en relación con la optimización de la inyección de agua y estando de la mano de las actividades realizadas por los ingenieros de producción y operaciones, dedicadas a la gestión diaria de operaciones de campo para identificar y diagnosticar problemas existentes y potenciales (Agudelo, y otros, 2013).

Un seguimiento adecuado de la inyección de agua por pozo es el monitoreo del mismo el cual permite determinar de una manera aproximada la cantidad de caudal inyectado por mandril y por intervalo. Hay que tener en cuenta que por cada zona de inyección pueden existir diferentes intervalos (perforados) en los cuales deben identificarse la cantidad de fluido que ingresa para un buen análisis de yacimiento, a este caudal por intervalo se le llama discretización.

Para realizar el monitoreo y el caudal de inyección por mandril e intervalos se debe realizar por medio de diferentes registros los cuales deben realizarse de una manera periódica al inicio de la vida del pozo hasta que se logre la estabilización de la inyección, y luego de ello se pueden realizar de 2 a 3 registros por año. Es importante nunca dejar de monitorear a pesar de que se llegue a un punto de estabilización debido a que cualquier momento el pozo o algún punto del sistema de inyección puede fallar y ocasionar pérdidas de inyección o canalizaciones en los pozos.

Existen diferentes registros para monitorear la inyección en el pozo, los cuales son

- Registros de temperatura
- Perfil de caudalímetro de hélice
- AFT (Activation Flow Tool)
- Trazadores

Siendo este último, el más comúnmente usado por su bajo costo y su fácil interpretación, ya que un registro trazador puede costar menos de la mitad de lo que cuesta un registro AFT, con pequeñas cantidades de trazador se pueden obtener medidas de detección altas y se distribuye homogéneamente con el fluido, tomando la misma velocidad de este, la interpretación del registro AFT como la parte operativa es más compleja, el registro de temperatura no discretiza flujo por detrás de tubería, siendo este no apto para las operaciones de monitoreo.

3.1 Registros

3.1.1 Registros de temperatura

Correr un registro de temperatura consiste en medir la temperatura en las zonas de interés de pozo en función de la profundidad. Con frecuencia los registros se toman mientras el pozo fluye o cuando está cerrado. El registro se corre generalmente a una velocidad de cable 20 o 30 ft/min, puesto que la sonda responde rápidamente y el movimiento de la herramienta no altera la temperatura en la cara de pozo.

A menudo, se presenta el registro de temperatura con una curva de gradientes y un registro continuo de la zona de interés. La interpretación del registro se basa casi completamente en la curva del gradiente, aunque a veces es poco perturbada por anomalías. (Hill, 1990).

3.1.2. Perfil del caudalímetro de hélice

Un medidor de flujo de hélice (rotor) es un impulsor que se coloca en el pozo para medir la velocidad de flujo de la misma manera que una turbina mide la rata de flujo en un oleoducto. Tal como en un medidor de turbina la fuerza del movimiento del fluido causa que la hélice rote. Se asume que la velocidad de rotación de la hélice posea cierta proporción cercana a la velocidad del fluido y se incorpora un medio electrónico en la herramienta con el fin de medir la velocidad y dirección de rotación. La hélice no se expande completamente sobre la sección de flujo transversal. (Hill, 1990).

3.1.3. AFT (Activation flow tool)

La herramienta AFT hace uso de una técnica nuclear para medir la velocidad a la cual fluye el agua, pulsos de neutrones de alta energía (14 MeV) generados por la herramienta son usados para activar núcleos de átomos de oxígeno con el fin de producir isótopos de nitrógeno, el nitrógeno radioactivo decae por emisión rayos beta con una vida media de 7.13 segundos, en consecuencia, rayos gamma de alta energía son emitidos después de que el N16 decae.

El agua (H₂O) representa la mayor cantidad de oxígeno en el ambiente del pozo y es por lo tanto la fuente de oxígeno en movimiento dentro y alrededor del mismo, es decir, dentro y detrás del revestimiento o tubería. Los rayos gamma activados por el oxígeno son contados cuando el agua que fluye pasa por cuatro (4) detectores de rayos gamma ubicados a diferentes distancias de la fuente de neutrones, el movimiento del agua es identificado por un aumento en la tasa de conteo de rayos gamma comparada con la cantidad de rayos gamma registrados anteriormente.

El decaimiento de los rayos gamma activados por oxígeno es medido mediante el conteo de rayos gamma en diferentes detectores y se relaciona con la velocidad en la que fluye el agua que

fluye pasa por cuatro (4) detectores de rayos gamma ubicados a diferentes distancias de la fuente de neutrones, el movimiento del agua es identificado por un aumento en la tasa de conteo de rayos gamma comparada con la cantidad de rayos gamma registrados anteriormente. El decaimiento de los rayos gamma activados por oxígeno es medido mediante el conteo de rayos gamma en diferentes detectores y se relaciona con la velocidad en la que fluye el agua (Hotwell, s.f.).

3.1.4. Trazadores

Los trazadores son sustancias que se introducen en un sistema con el fin de estudiar la evolución temporal y/o espacial de determinado proceso físico, químico, biológico o industrial; a través de su detección o medición. Estas sustancias se comportan como verdaderos „espías”, que introducidos en un medio brindan información acerca del mismo, a un observador externo (Camacho, Joel Garzon, 2009).

Uno de los métodos más comunes de registro que se utilizan hoy en día para la evaluación cuantitativa de los perfiles de inyección es el trazador radiactivo. Los trazadores radiactivos se colocan en dos amplias categorías: (1) un material trazador se inyecta desde superficie y (2) un trazador radiactivo se eyecta de una herramienta de registro en el pozo. La primera categoría incluye técnicas tales como la inyección de un propante radiactivo durante un tratamiento de fracturamiento. Ejecutando un detector de rayos gamma después del tratamiento da indicaciones de la localización de la fractura (Hill, 1990).

La obtención de perfiles de inyección de trazadores radiactivos se basa en la habilidad del trazador el cual es miscible con los fluidos del pozo, se dispersa rápidamente y viajan con los fluidos del pozo. Si el trazador se mueve con el fluido del pozo, supervisando la velocidad lineal

o pérdida del trazador del pozo, debe reflejarse en la distribución de velocidad o pérdida del fluido inyectado. Además, debido a que las radiaciones gamma emitidas por los trazadores radiactivos penetran a través del material del revestidor y el cemento, en algunas instancias un trazador radiactivo se usa para detectar canales detrás del revestidor, seguridad de empaques, aunque otros registros, tales como registros de temperatura o de ruido, a menudo identifican canales más concluyentemente (Hill, 1990).

3.2 Descripción de los trazadores.

3.2.1. Clasificación de los trazadores

Los trazadores básicamente se clasifican en tres grupos:

- Trazadores químicos
- Trazadores de partición
- Trazadores radioactivos

✓ Trazadores Químicos.

Los trazadores químicos están compuestos por aniones o cationes de una sal, sin embargo los de mayor aplicación son los aniónicos, ya que presentan baja interacción con los otros fluidos del yacimiento y además porque permanecen en el fluido de inyección. Los trazadores químicos catiónicos deben ser utilizados en formaciones que presentan contenido de arcilla muy bajo debido a que en este tipo de formaciones presentan baja interacción química.

Una de las principales ventajas de los trazadores químicos es su facilidad para ser manipulados, su bajo costo y su fácil acceso, sin embargo el costo de utilización de los trazadores químicos puede verse afectado debido a la necesidad de inyectar grandes volúmenes

de compuestos con el fin de obtener niveles altos de detección, lo que genera un impacto negativo en el costo final de la prueba para usos en campo (Camacho, Joel Garzon, 2009)

✓ Trazadores de partición

Los trazadores de partición presentan la característica de disolverse parcialmente en otras fases presentes en el yacimiento, retrasándose o viajando más lentamente que el fluido de inyección, caso contrario a los trazadores químicos, que viajan en conjunto con el fluido que está siendo inyectado. Debido al proceso de partición que sufren, generalmente se requiere el uso de tantos trazadores como fluidos hayan presentes en el yacimiento: tres trazadores para monitorear las tres fases frecuentemente presentes (petróleo, gas y agua).

Gracias al fenómeno de partición que presenta éste tipo de trazadores, son especialmente útiles para conocer la distribución de la saturación de las otras fases presentes en el yacimiento, saturación de aceite y agua en proyectos de inyección de gas y saturación de aceite y gas en proyectos de inyección de agua. Si la saturación residual de agua es muy pequeña y su valor es conocido, solamente se requieren dos trazadores para obtener la saturación residual de aceite. En este tipo de trazadores están todos los trabajos de inyección con gas y algunos de inyección de alcoholes.

✓ Trazadores radioactivos

Un trazador radiactivo es una herramienta utilizada para determinar condiciones de operación y funcionamiento de pozos inyectoros, consiste en colocar una marca radiactiva que se caracterizan por ser fácilmente detectables al ser añadidas en pequeñas cantidades al fluido inyectado, estas sustancias ponen de manifiesto las variaciones de velocidad del fluido inyectado, sin que se altere las características de transmisión del sistema en el fluido de inyección para

medir la velocidad lineal del mismo y determinar la distribución del caudal de inyección del pozo (Valderrama, Héctor, 2017).

Dentro de las funciones y objetivos más importantes se encuentra:

- Obtener el perfil de inyección para las zonas de interés
- Determinar flujos cruzados entre diferentes zonas
- Flujos detrás de tubería (inyección selectiva)
- Flujos detrás del revestimiento (canalizaciones)
- Diagnosticar problemas mecánicos de pozo

La Figura 10 muestra un instrumento típico usado por trazadores radiactivo. Una solución de material radiactivo se carga en superficie dentro de una cámara en la herramienta. Luego un motor expulsa el trazador siempre que sea activado por una señal eléctrica desde la superficie. Uno o más, normalmente dos, detectores de rayos gamma (contadores de centellas), o más a menudo, tubos Geiger-Müller, se incorporan a la herramienta.

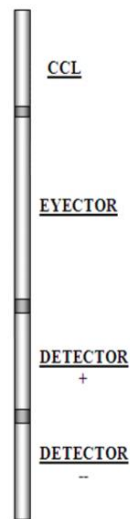


Figura 10. Partes de la sarta registro.
(Valderrama, Héctor, 2017)

El CCL (casing collar locator) es una herramienta que responde a cambios en el volumen del metal, cuando la herramienta pasa por un cambio en el volumen del metal (collar), las líneas de flujo magnético entre los imanes permanentes opuestos se perturba, induciendo un voltaje de baja frecuencia en un embobinado montado entre los imanes permanentes, esto permite correlacionar profundidad para llegar al punto deseado. El eyector es un sistema de pistón motorizado que actúa sobre una cavidad que almacena la marca radioactiva (yodo 131), la eyección y llenado con el fluido radioactivo se controla desde superficie, la distancia o espaciamiento entre el eyector y punto medio de detectores aproximadamente es de 15ft. Dos detectores de rayos gamma, uno de pulsos positivos y otro de pulsos negativos, que permiten monitorear el paso del material radioactivo en dos puntos diferentes, su espaciamiento es de 5ft.

3.2.2. Principio de funcionamiento

El principio en el que se basa esta herramienta es simple y consiste en determinar la velocidad lineal del fluido para encontrar el caudal en el punto de medición.

Para calcular la velocidad lineal del fluido se mide el tiempo que transcurre durante la traslación del fluido entre dos puntos de medición (detectores gamma ray); se deben conocer otros parámetros necesarios para el cálculo de la velocidad lineal del fluido como:

- Diámetro interno de la tubería y/o revestidor.
- El espaciado entre detectores.
- Diámetro externo de la sonda.

Con estos datos se puede calcular el caudal de inyección en el punto de medición.

3.2.3. Aplicación de los trazadores radiactivos

La aplicación de los trazadores radioactivos es de gran importancia en la industria para investigar procesos desde la perforación y el completamiento, hasta la determinación de perfiles de inyección/producción (Camacho, 2009). En la industria existen dos tipos de trazadores radioactivos, los naturales y los artificiales descritos a continuación.

- Trazadores radioactivos naturales

En cuanto a este tipo de trazadores, los más utilizados son aquellos que permitan marcar algunos hidrocarburos para ser utilizados como trazadores (proporcionándole radiación), y, los que permiten evaluar o estimar edades de las formaciones productoras, entre los más comunes están el Carbono¹⁴, que permite estimar edades de formación de hasta 30.000 años, otro trazador

utilizado para este fin, en medios de baja permeabilidad es el Cloro-36. También han sido utilizados isótopos del Azufre, Nitrógeno, Oxígeno, Hidrógeno y el Carbono.

- Trazadores radioactivos artificiales

Los trazadores radioactivos son compuestos químicos que pueden desintegrarse y emitir radiación beta o gamma. Este tipo de sustancias son adicionados a los fluidos de inyección como el agua o el gas y pueden ser identificados por medio de sus radiaciones emitidas, principalmente las de tipo gamma. Un factor importante en la selección de trazadores es que tengan alta movilidad al ser inyectados en un medio, lo cual suele conseguirse utilizándolos en forma neutra o aniónica (Camacho, 2009).

Las ventajas de los trazadores radioactivos artificiales, a diferencia de los otros trazadores, es que requieren muy poco tiempo de inyección, los yacimientos poseen nada o muy bajas concentraciones de ellos con lo que se garantiza la no existencia de reacciones significativas entre los líquidos y las rocas del yacimiento, y son fácilmente detectables debido a la gran emisión de radiaciones. Además, requieren un volumen mínimo de inyección (generalmente una ampolla), con lo que garantiza la no perturbación de las características del flujo de fluidos dentro de la formación (Camacho, 2009). Ver figura 11.

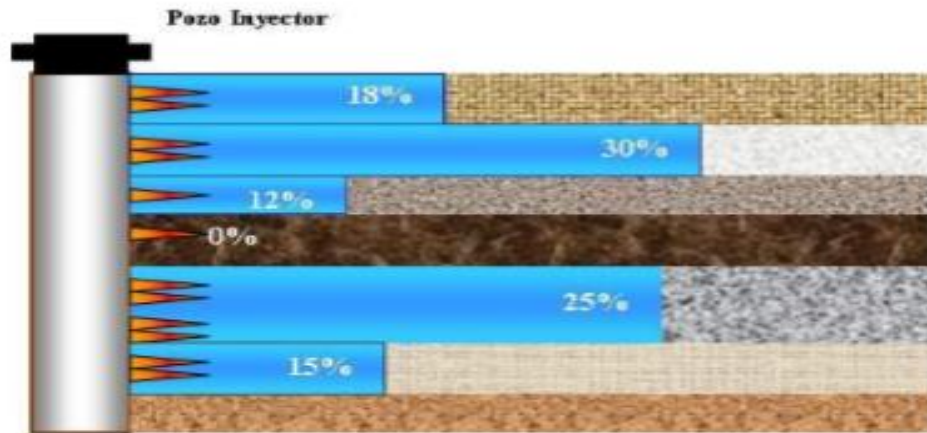


Figura 11. Perfil de inyección obtenido mediante una prueba de trazador (Camacho, 2009)

3.2.4. Utilidad de los trazadores radiactivos

Los registros trazadores radioactivos permiten determinar de forma casi exacta los perfiles de inyección de cada pozo o arena en particular, a partir de su análisis se controlan las zonas de inyección preferencial, las cuales pueden inducir canalizaciones, facilitan la construcción de mapas de distribución de agua inyectada y la determinación de zonas de colapso en el revestimiento, fisuras en el completamiento, problemas en el estado mecánico y permiten identificar fugas a través de empaques. Además por medio de ellos es posible obtener un control de las condiciones de inyección en superficie, tales como la presión y el caudal, con el fin de optimizar la inyección y obtener los perfiles deseados (Camacho, 2009).

3.2.5. Desarrollo de la operación

- Verificar condiciones de caudal y presión en superficie.

Coordinar con el ingeniero de operaciones, las condiciones de presión y de caudal a las cuales debe tomarse el registro. No proceder hasta no sean confirmadas.

- Verificar la estabilidad de las medidas de caudal.

Después de conectado el lubricador y abierto de nuevo el pozo verificar la estabilidad de las medidas de caudal menor a un 10 % y comparadas con las medidas reportadas inicialmente.

- Realizar corrida de CCL y realizar la correlación con el estado mecánico.

Reportar inconsistencias en la correlación en comparación con el estado mecánico del pozo.

- Realizar el primer disparo de tubería a 500 ft.

Verificar con las condiciones reportadas inicialmente.

- Realizar el segundo disparo de tubería antes de iniciar el BHA.

Verificar con las condiciones reportadas inicialmente

- Realizar la medida de cero flujo.

Solo si se cuenta con el espaciamiento suficiente desde la base del mandril hasta el landing nipple, de mínimo 20ft.

- Proceder a realizar el registro ubicando la herramienta y haciendo los disparos de acuerdo el programa propuesto por pozo. Teniendo en cuenta los siguientes criterios.
 - Tiempo máximo para esperar la gota de 15 minutos.
 - Caudal mínimo de 50 Bbl por válvula.
 - Máxima distancia entre el mandril y el intervalo de interés de 60 ft.
 - Mínima distancia entre el mandril y el intervalo de interés de 6 ft.
 - Distancia entre intervalos de 6 ft.

Nota: Si un mandril no se logra discretizar, unir los mandriles en el reporte y no asignarlo a uno de los mandriles no discretizados.

- Registrar la última medida en tubería

Esta medida debe coincidir con la tomada inicialmente.

- Medir durante todo el registro con una carta barton

En el reporte debe anexarse:

- La carta de la medición de la presión durante toda la prueba.
- La grafica correspondiente a las medidas del caudal durante toda la prueba.
- El cuadro relacionado con todas las medidas a lo posible discretizadas de cada mandril e intervalo.
- El registro en PDF.
- Evaluar la calidad del trabajo y reporte

Terminada la operación el personal de operaciones evaluara de acuerdo a lo siguiente:

- Calidad del reporte que incluya todo lo descrito anteriormente.
- Retro alimentación por parte del RTM de inconsistencia de los reportes.
- Que siga el programa establecido con anterioridad.
- Buen trabajo en el pozo.
- Cumplimiento de las normas HSE.

3.2.6. Calculo del caudal de flujo

La herramienta se posiciona encima de cada intervalo a evaluar y se libera la gota del isótopo radioactivo a una profundidad determinada, luego se baja la herramienta varios pies por debajo de la profundidad de liberación de la gota y se sube lentamente hasta detectarla, de este modo se determina la distancia que la gota se ha desplazado en un determinado tiempo, y como

se conocen el diámetro interno del revestimiento, la distancia entre detectores y el diámetro externo de la herramienta puede ser obtenido el caudal. Si la gota no se ha movido de su posición original, el flujo es cero.

$$Q = \frac{V}{t} \quad (1)$$

$$Q = \frac{\left(\frac{\pi D^2}{4} E\right) - \left(\frac{\pi d^2}{4} E\right)}{t}$$

$$Q = \frac{\pi E (D^2 - d^2)}{4t} \quad \text{in}^3/\text{seg}$$

$$Q \left[\frac{\text{bbls}}{\text{dia}} \right] = \frac{\cancel{\text{in}^3} \frac{1 \cancel{\text{Gal}}}{231 \cancel{\text{in}^3}} \times \frac{\text{bbls}}{42 \cancel{\text{Gal}}}}{\cancel{\text{seg}} \frac{1 \text{ dia}}{86400 \cancel{\text{seg}}}}$$

$$Q = \frac{6.9942 * E * (D^2 - d^2)}{t} \quad \left[\frac{\text{bbls}}{\text{dia}} \right] \quad (2)$$

Donde:

E= Espaciamiento entre detectores o detector y
eyector (in)

Q= Barriles de fluido por día

T= Tiempo (seg)

D= Diámetro interno de la tubería o casing (in)

V= Volumen

d= Diámetro externo de la sarta de registro (in)

Para la aplicación del modelo matemático presentado anteriormente, se presentan a continuación dos métodos prácticos en los cuales se le da un gran uso, el método de cruces y el método de picos los cuales se presentan a continuación con un breve ejemplo.

- Método de cruce

Usado principalmente para medir flujo que pasa a través de la tubería y determinar el caudal que ingresa en la zona de interés. Se le denomina método cruces debido a que el espaciado determinado es entre el eyector y punto medio de detectores, la interpretación en la respuesta a los rayos gamma, se toma el punto en donde las curvas se cruzan. Ver figura 12.

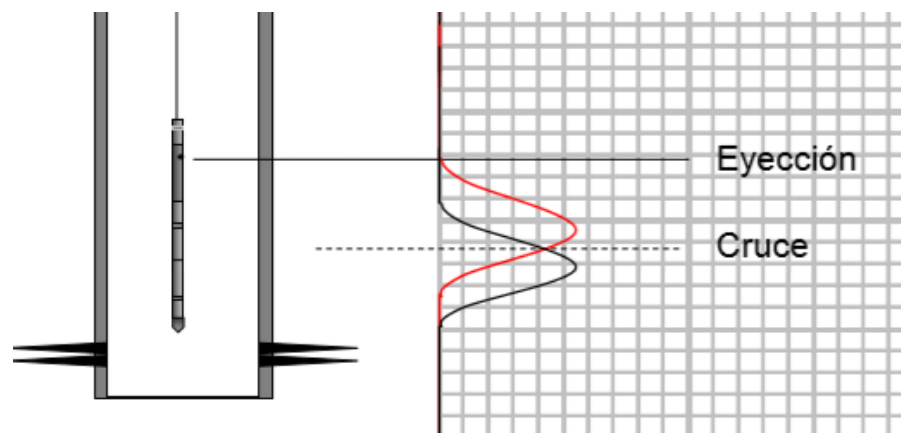


Figura 12. Interpretación método de cruce (Valderrama, Héctor, 2017)

Ejemplo 1: Determinar el caudal de inyección que ingresa por el mandril de interés (Q3), teniendo en cuenta la información suministrada, el espaciado es medido desde el eyector hasta punto medio de detectores. Ver figura 13

Tabla 1. Datos pozo ejemplo 1

OD Tool (in):	1.375
ID Tubing (in):	2.441
OD Tubing (in):	2.875
ID Casing (in):	6.184
Espaciamiento (in):	72.75
Q2 BWPD	233

Debe leerse en el registro los tiempos en los dos puntos de referencia tomados, y se calcula el tiempo que tarda en llegar de un punto al otro.

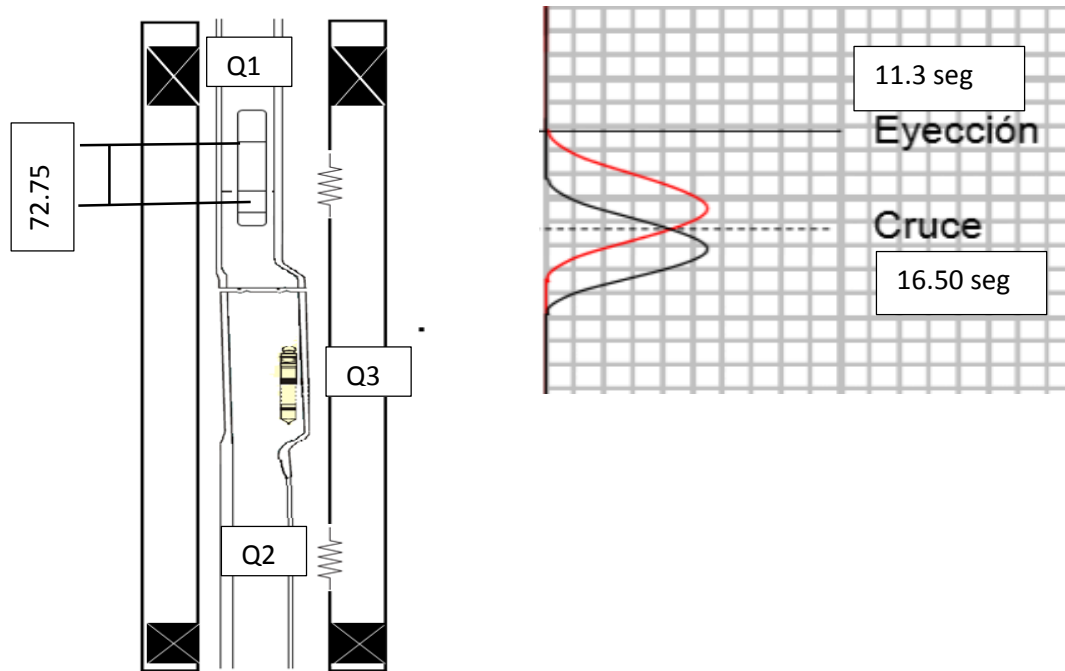


Figura 13. Ilustración ejemplo 1. (Valderrama, Héctor, 2017)

$$tiempo (seg) = t_{final} - t_{inicial}$$

$$t = 16.50 - 11.30 = 5.2 \text{ seg}$$

Aplicando la ecuación (2):

$$Q_1 = \frac{6.9942 * 72.75 * (2.441^2 - 1.375^2)}{5.20} \quad [bbls/dia]$$

$$Q_1 = 398 \text{ bbls}/dia$$

Haciendo la diferencia de caudales, calculamos la cantidad de fluido que se inyecta por el mandril (Q3)

$$Q_3 = Q_1 - Q_2$$

$$Q3 = 398 - 233 \text{ bbls}/\text{dia}$$

$$Q3 = 165 \text{ bbls}/\text{dia}$$

- Método de picos

Usado principalmente para medir flujo anular y determinar el caudal que ingresa en cada intervalo y así discretizar a mayor profundidad el mandril. Se le denomina método de picos debido a que el espaciamiento determinado es entre detectores, la interpretación en la respuesta a los rayos gamma, se toman los picos de cada curva. Ver figura 14.

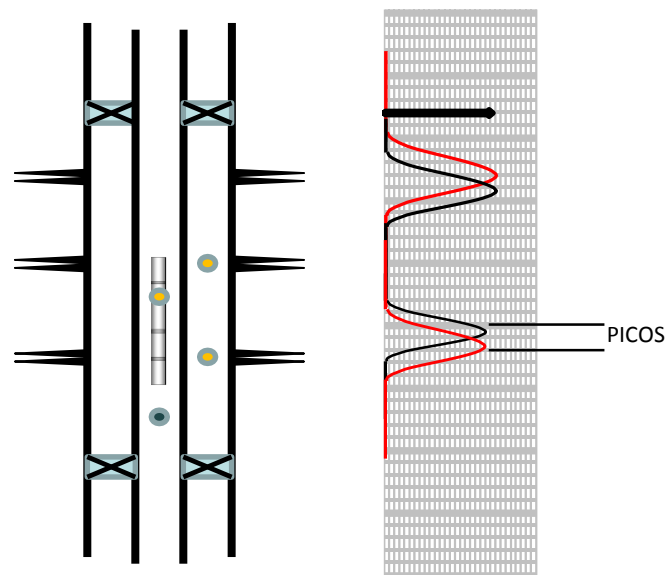


Figura 14 Interpretación método de picos.
(Valderrama, Héctor, 2017)

Ejemplo 2: Determinar el caudal de inyección que ingresa a cada intervalo de la zona de interés para poder discretizar cada perforado, tenga en cuenta la información suministrada del ejemplo 1, el espaciamiento tomado es entre detectores. Ver figura 15.

Tabla 2 Datos ejemplo 2

OD Tool (in):	1.375
ID Tubing (in):	2.441
OD Tubing (in):	2.875
ID Casing (in):	6.184
Espaciamiento (in):	49
Qiny Mandril (BWPD)	165

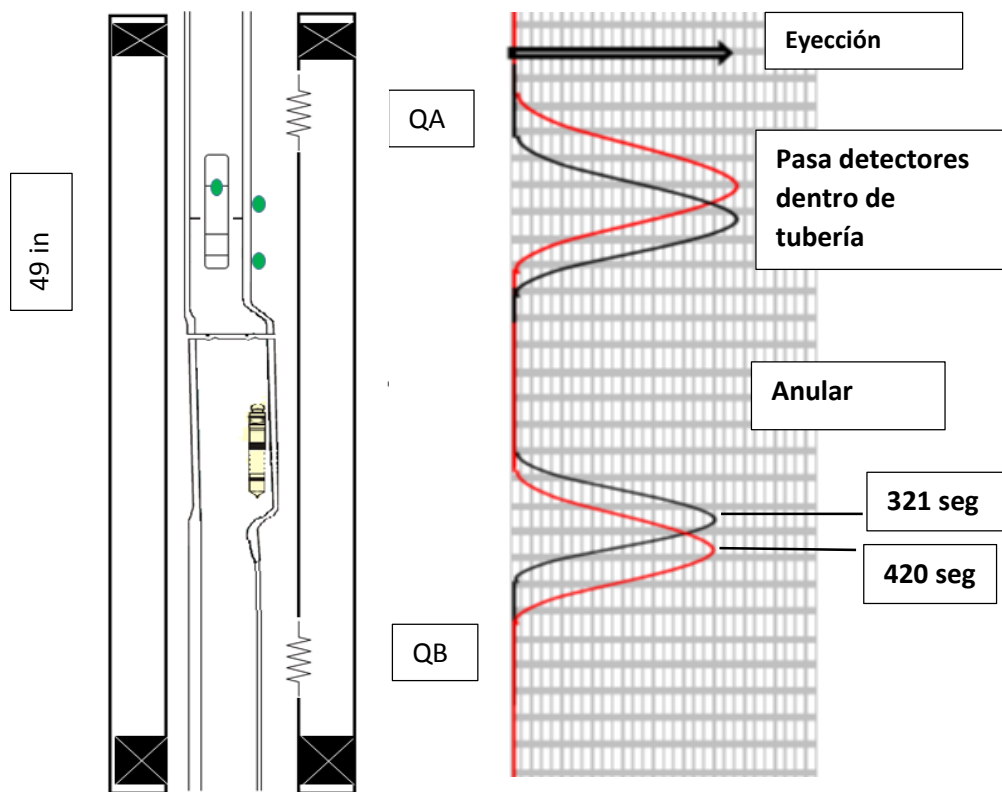


Figura 15. Ilustración ejemplo 2. Fuente: AUTOR

$$tiempo (seg) = t_{final} - t_{inicial}$$

$$t = 420 - 321 = 99 \text{ seg}$$

Aplicando la ecuación (2)

$$QA = \frac{6.9942 * 49 * (6.184^2 - 2.875^2)}{99} \quad [bbls/dia]$$

$$QA = 104 \text{ bbls}/dia$$

$$QB = 62 \text{ bbls}/dia$$

La clave del éxito en la utilización de los trazadores implica establecer una buena descripción del yacimiento, que a su vez permita la localización de zonas que han sido pobremente barridas y la integración tanto de las propiedades estáticas de yacimiento como del comportamiento de la inyección, para así definir acciones que permitan optimizar la distribución vertical de la inyección a través de todas las zonas, generando mayor viabilidad económica en el proyecto de inyección. En este proyecto de grado se pretende constituir una alternativa de gran utilidad al momento de diseñar un completamiento para una sarta de inyección de agua selectiva teniendo en cuenta criterios para realizar pruebas de trazadores en sartas selectivas y que las zonas a estudiar se puedan discretizar en su totalidad sin que el completamiento no me lo permita.

De acuerdo a lo anterior y a situaciones presentadas en diferentes completamientos de inyección selectiva, donde no es posible medir tanto el caudal por mandril como por discretización de intervalos en cada zona, se presenta a continuación una serie de criterios de diseño al momento de realizar el espaciamiento de la sarta selectiva con el fin de lograr la medición necesaria para realizar el seguimiento de la inyección de agua en un sistema de recuperación secundaria. ***“Lo que no se mide no se puede controlar, si no se puede controlar no se puede dirigir, y si no se puede dirigir no se puede mejorar”.***

4. DISEÑO DE COMPLETAMIENTO

La función principal de un diseño de completamiento es lograr que el pozo cumpla la función para la cual fue propuesto, esto debe lograrse con un proceso minucioso y detallado para lograr que este cumpla su servicio a cabalidad y que soporte las condiciones del pozo a las cuales se verá expuesto, para ello debe realizarse en tres pasos principales, que se describen a continuación.

- *Selección de Herramientas:* Es elegir de toda la gran variedad de clases y tipos de herramientas las adecuadas para que el completamiento pueda cumplir su función.
- *Espaciamiento:* Este proceso se refiere a ubicar las herramientas en la profundidad adecuada con el fin que se pueda lograr el servicio al cual fue propuesto el completamiento. Cada tipo de servicio presenta características propias que se deben tener en cuenta para los criterios de ubicación.
- *Análisis de Esfuerzos:* Después de realizar la selección de herramientas y el espaciamiento, se debe realizar el análisis de esfuerzos, el cual ayuda a determinar si las herramientas y tubería del completamiento soporta las condiciones de altas presiones o temperaturas a los que se ve expuesto.

De acuerdo a lo anterior, y como objetivo de este proyecto de grado a continuación se describen cada uno de estos pasos de diseño de completamiento en la aplicación para sartas de inyección selectiva de agua.

4.1. Selección de herramientas

En un proyecto de inyección selectiva, es de vital importancia tener a disposición las herramientas que garanticen la máxima eficiencia en cada proceso; existen gran variedad de modelos creados por diferentes empresas que se ajustan a las necesidades de cada cliente, el conocimiento, comprensión de cada una de estas herramientas y la correcta elección para el diseño puede ser la clave para el éxito de un proyecto de inyección selectiva.

El mercado ofrece una gran variedad de herramientas las cuales no todas aplican para este tipo de sartas, debido a ello se debe seleccionar y especificar de manera general los criterios para la selección de dichas herramientas (Ver figura 16), las cuales se describen a continuación.

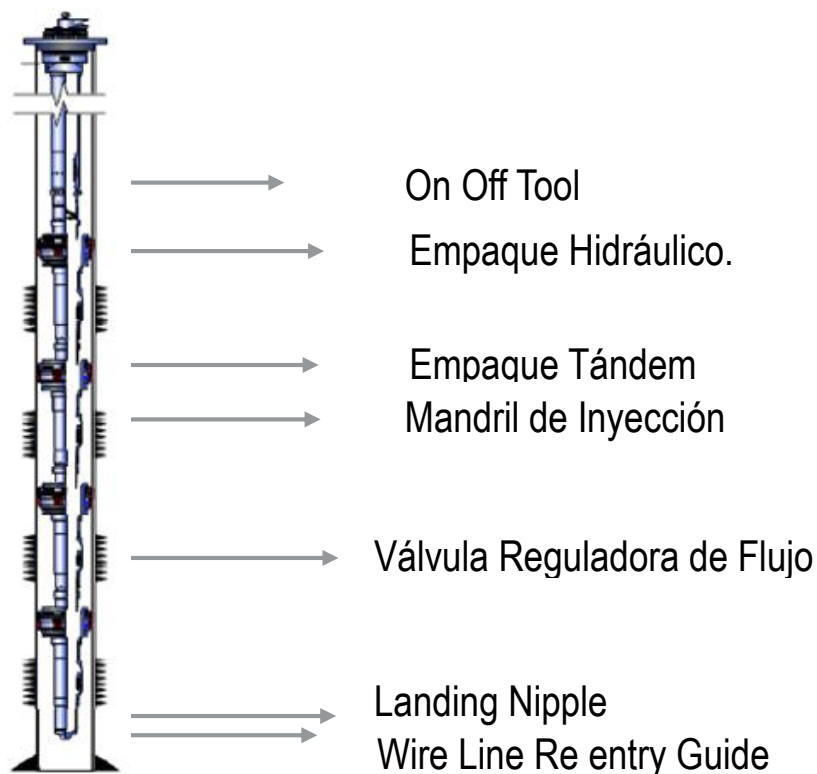


Figura 16. Herramientas utilizadas en equipo de inyección selectiva
(P. Olarte, R. Amaya, & and G. Cortes, 2010)

Además de lo anterior para lograr el éxito operativo de este tipo de sartas, se debe contar con los procedimientos adecuados que garanticen la instalación de las mismas, como también la instalación adecuada de las válvulas reguladoras de flujo – VRF.

De acuerdo a lo anterior se hará una descripción de las herramientas y procedimientos.

4.1.1. Empaques

Los empaques son herramientas de fondo de pozo que se corren en la mayoría de los casos con tubería y se usan para generar aislamiento entre anular y tubing, y generar selectividad entre zonas.

Uno de los objetivos de las sartas selectivas es el aislamiento de cada una de las zonas lo cual se logra colocando varios empaques intermedios para discretizar perforados, para ello se recomienda empaques de sentamiento hidráulico ya que estos permiten ser bajados en una sola corrida y además sentarlos de manera simultánea.

En la mayoría, los pozos inyectores presentan altas presiones en cabeza y altos cambios de temperatura generando enfriamiento en la sarta, esto ocasiona que la tubería se comprime generando tensión sobre el empaque causando que este se libere. Por esta razón no es recomendable empaques de liberación por tensión y es preferible un empaque que presente un sistema de liberación aislado de los esfuerzos que genera la tubería como los de liberación por rotación.

De acuerdo a los criterios anteriores, para este tipo de operación se recomienda empaques de sentamiento hidráulico liberación por rotación.

Para ser eficiente y rentable los completamientos selectivos, se han usado un tipo de empaque de sentamiento hidráulico liberación por rotación que no presenta cuñas, denominados

Tándem (correr en conjunto), estos son usados como empaques intermedios teniendo como soporte por encima y por debajo empaques con cuñas. La ubicación, profundidad y espaciamiento de estos empaques deben realizarse con un adecuado y estricto análisis de esfuerzo, ya que se puede ver comprometido el correcto sello de la goma del empaque.

A continuación se muestra un ejemplo de un empaque hidráulico liberación por rotación con cuñas y sin cuñas (tándem), los cuales se encuentran en el mercado.

- Empaque hidráulico “PCS-5”

El Empaque de fijación hidráulica PCS-5 para inyección selectiva puede ser usado en combinación con empaque tándem tipo C-3. Es un empaque de fijación hidráulica, diseñado tanto para pozos productores como inyectoros. La particularidad es el liberado con maniobras de giro mínimas. Ideal para pozos con instalaciones selectivas donde el número de empacadores es elevado o aquellos pozos con cierto grado de desviación.

El empaque recuperable PCS-5 es una herramienta de operación sencilla tanto en la fijación como en la recuperación, una vez fijo en la posición puede quedar con tensión, neutro o con peso, por su sistema de traba y tipo de mordaza, su posición y empaquetamiento no se ve afectado por los cambios de presión y/o temperatura y como particularidad se ha desarrollado un sistema de bloqueo de accionamiento que impide que la herramienta se fije si no es únicamente por presión (TEXPROIL, 2013).

Algunas descripciones se presentan a continuación.

- ✓ Empaque con asentamiento hidráulico y liberación mecánica.
- ✓ 3 elementos empaquetadores con durezas acorde a las condiciones del pozo.

- ✓ La fijación y empaquetamiento se logra generando presión en el interior de la tubería mediante algún dispositivo que permita mantener cierta presión durante este proceso.
 - ✓ Usos: pozos productores o de inyección selectiva.
 - ✓ Cuñas bi-direccionales.
 - ✓ 100% recuperable.
 - ✓ Cuenta con varios puertos de equalización.
 - ✓ Fácil liberación (rotación derecha y tensión).
 - ✓ Bloqueo luego de ser liberado (evita sentamiento).
 - ✓ Bajo costo de mantenimiento y reparación
 - ✓ Construido de material de alta calidad SAE 4140 con propiedades mecánicas superiores a los materiales clase N80.
- Sistema de fijado

Considerar previamente las condiciones del pozo y determinar el sistema de fijación, profundizar la herramienta hasta la zona de interés, aplicar presión necesaria para la ruptura de pines de seguridad y posterior sentamiento y empaquetamiento de la herramienta. Para alcanzar un perfecto empaquetamiento se debe lograr una presión que se encuentre entre las 2500 psi a 3000 psi depende de la cantidad de pines que hayan seleccionado para la operación de fijación (TEXPROIL, 2013).

Nota: Tener en cuenta el nivel hidrostático que posiblemente exista al momento de aplicar la presión antes mencionada, esta se verá disminuida por la diferencia de niveles de fluido entre el interior y el exterior de la tubería.

- Sistema de liberación

Para el liberado de la herramienta llevar el peso de la tubería sobre la herramienta a punto neutro a la profundidad del empaque, aplicar peso, entre 1000 y 1500 Lbs, girar a la derecha 1/4” de vuelta a nivel del empaquetador, esperar ecualización de presiones y luego levantar suavemente (TEXPROIL, 2013). Ver figura 17.

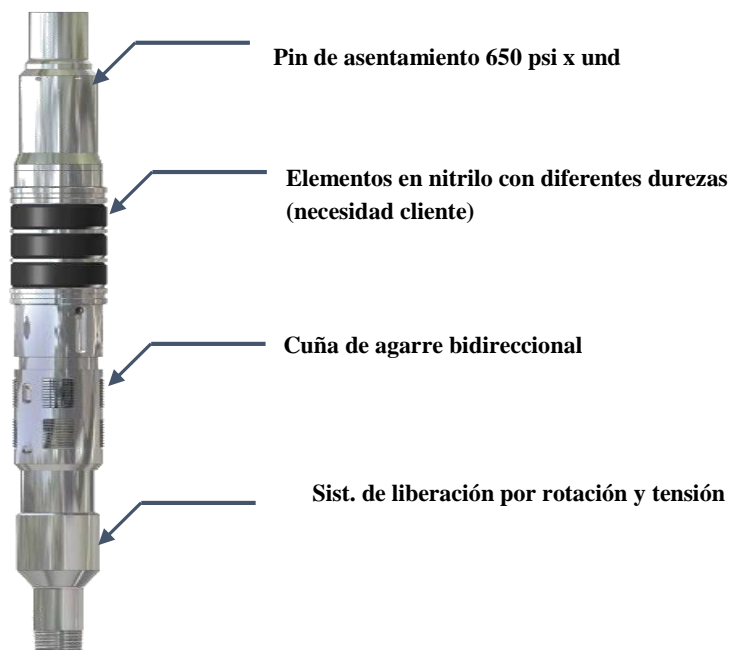


Figura 17. Empaque hidráulico “PCS-5”. (TEXPROIL, 2013)

- Empaque hidráulico tandem

El empaque tándem es un empaque sin cuñas el cual para ser corrido debe existir un empaque con cuñas tanto arriba y debajo de el para poderse anclar y sentar. Es un empaque de fijación hidráulica, diseñado para instalaciones selectivas tanto para pozos inyectoros como productores. También puede ser usado como empaque superior en instalaciones simples combinado con el modelo “PCS-5” como empaque inferior y superior. En caso de ser usado en instalaciones selectivas se le puede combinar con otros tándem hidráulico modelo “C-3” o, “CS-1” (TEXPROIL, 2013).

La particularidad de este tándem es el liberado con maniobras de giro mínimas, ideal para pozos con instalaciones selectivas donde el número de empaques es elevado o donde las maniobras de rotación sean un inconveniente. El tándem modelo “C-3” es una herramienta de operación sencilla tanto en la fijación como en la recuperación. Una vez fijo en posición puede quedar con tensión, peso o neutro, por su sistema de traba su empaquetamiento no se ve afectado por los cambios de presión y/o temperatura (TEXPROIL, 2013). Algunas descripciones se presentan a continuación.

- ✓ Empaque con asentamiento hidráulico y liberación por rotación.
 - ✓ 3 elementos empaquetadores con durezas acorde a las condiciones del pozo.
 - ✓ La fijación y empaquetamiento se logra generando presión en el interior de la tubería mediante algún dispositivo que permita mantener cierta presión durante este proceso.
 - ✓ Usos: pozos productores o inyección selectiva.
 - ✓ 100% recuperable.
 - ✓ Cuenta con varios puertos de ecualización.
 - ✓ Fácil liberación (rotación derecha y tensión).
 - ✓ Bloqueo luego de ser liberado (evita asentamiento).
 - ✓ Reduce costos del completamiento.
- Sistema de fijación

Considerar previamente las condiciones del pozo para determinar el sistema de fijación a usar. Tomando como referencia lo propuesto por (TEXPROIL, 2013) una opción de instalación sería, bajar un empaque “PCS-5” por debajo de un tándem “C-3” seleccionando previamente la calibración adecuada con el fin de fijar el tándem “C-3” de manera selectiva.

Profundizar la herramienta hasta la zona indicada, aplicar presión necesaria para el corte de pines de seguridad y posterior empaquetamiento de la herramienta. Para obtener un perfecto empaquetamiento del tándem “C-3” se debe lograr una presión que se encuentre entre 2600 psi y 3000 psi (TEXPROIL, 2013).

Nota: Tener en cuenta el diferencial hidrostático que posiblemente exista al momento de aplicar la presión antes mencionada, esta se verá disminuida por la diferencia de niveles de fluidos entre el interior y el exterior del tubing.

Sistema de librado: Para el librado de la herramienta llevar el peso de la tubería sobre la herramienta a punto neutro a la profundidad del empaque, aplicar entre 1000 y 1500 Lbs de peso y girar a la derecha 1/4” vuelta a nivel del empaquetador, esperar ecualización de presiones y luego levantar suavemente. Ver figura 18.

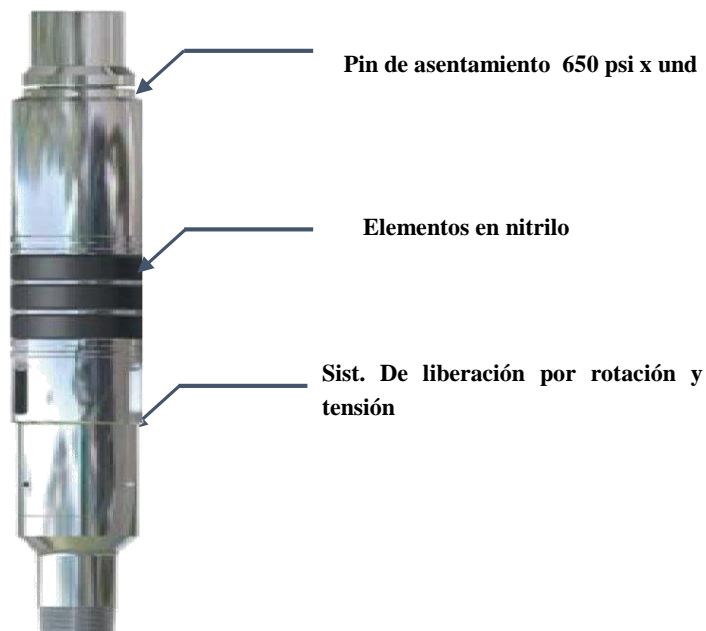


Figura 18. Empaque tándem “C-3”. (TEXPROIL, 2013)

4.1.2. Conector (on off tool)

El conector on-off es una herramienta de fácil operación y gran aplicación en los pozos. Permite acoplar y desacoplar tuberías manteniendo un sello confiable entre el interior y el exterior del mismo. Esta herramienta permite desacoplar la tubería en el momento que exista daños en la misma sin retirar el ensamblaje de fondo (BHA).

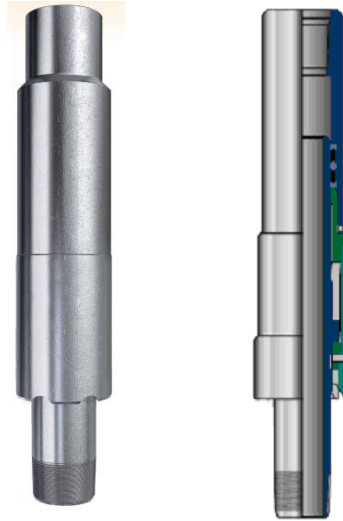
Existen dos conectores que se recomienda al momento de realizar el diseño, uno mecánico el cual se debe colocar por encima del BHA y el otro un on off tool retráctil, este último, debido a que los BHA de las sartas selectivas son cada vez más grandes y con un número mayor de empaques se vio la necesidad de sub-dividir la sarta en secciones para que en el momento que una sección del BHA presente problemas operativos, se pueda retirar solo esa sección sin afectar.

El resto del BHA, esto con el fin de reducir riesgos y costos operativos durante los trabajos de mantenimiento.

Un ejemplo del conector mecánico y retráctil se muestra a continuación.

- On off tool mecánica (NF-1)

El mecanismo de acople es de entrada automática. El conector on off NF-1 es una herramienta de pasaje inferior pleno, perfectamente compatible con los empaques “PCS-1, PCS-5”. Es de diseño robusto y compacto, capaz de trabajar con tensión o peso y su resistencia total supera los valores de la tubería N-80. Se provee con perfil interior para alojar tapones tipo F, N, S, R u otros a requerimientos del cliente. Funciona con peso y rotación a la izquierda (TEXPROIL, 2013). Ver figura 19.



**Figura 19. Conector On Off Tool NF-1.
(TEXPROIL, 2013)**

- Conector giratorio retráctil (CMC)

Desde que se iniciaron a instalar los completamientos con sartas de inyección selectiva, se tiene la necesidad de sub-dividir las en grupos, esto pensando en reducir costos operativos en futuras intervenciones.

El conector automático CMC, es una herramienta que permite la conexión y desconexión de instalaciones selectivas sin maniobras de rotación, únicamente aplicando tensión y peso alternadamente. Como su nombre lo indica el conector posee un sistema de conexión automática, permite realizar rotación de la sarta en los componentes inferiores hasta cuando se desee debido a su parte giratoria. Ver figura 20.

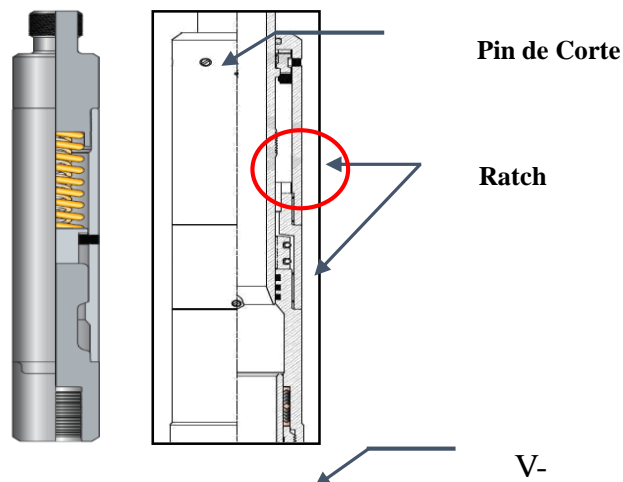


Figura 20. Conector giratorio On Off Tool (Weatherford, 2012)

4.1.3. Camisa de circulación

Provee comunicación anular-tubería con una camisa de puertos internos que puede ser abierta o cerrada usando una shifting tool accionada con slick line.

Se usa en la parte superior del BHA, por encima de la on off tool mecánica, la cual nos permite realizar la comunicación entre la tubería y el anular para la comunicación de fluidos; en algunos casos para controlar el pozo durante la recuperación de la sarta.

Existen diferentes modelos de camisas de circulación en el mercado; para poder escoger la herramienta adecuada para la sarta es aconsejable que tanto la camisa como los nipples y herramientas de control de flujo sean compatibles y del mismo modelo. Un ejemplo de un modelo de camisa de circulación se presenta en la figura 21.

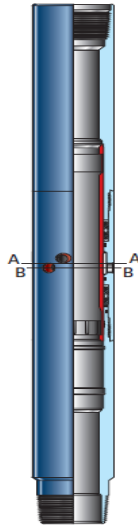


Figura 21. Camisa de circulación perfil X (Otis 2.31") de apertura hacia abajo para pozos inyectoros. (Schlumberger, CS-1 Series Sliding Sleeve, 2010)

4.1.4. Nipples

Los nipples se conectan a la tubería, las cuales presentan un perfil interno y un área pulida para permitir colocar, colgar, sentar o localizar herramientas de control de flujo. Hay dos tipos de nipples; los nipples selectivos son los denominados top no go (permiten el flujo en una sola dirección) y también impiden que algunas herramientas de gran tamaño caigan al fondo de pozo, por otra parte están los nipples no selectivos denominados Bottom no go (permiten el flujo en varias direcciones), estos se colocan al final de la sarta para sentar empaques. Es importante tener en cuenta que para sarta selectivas siempre debe usarse un nipple no go al final de la sarta.

Los nipples pueden ser utilizados como nipple No-Go para efectuar operaciones de control con wireline o slick line. Los nipples son compatibles con todos los equipos de control diseñados para ser usados con tapones dependiendo del modelo.

Existen diferentes modelos de nipples en el mercado; para poder escoger la herramienta adecuada para la sarta es aconsejable que tanto el nipple como la camisa y herramientas de control de flujo sean compatibles y del mismo modelo. Un ejemplo de un modelo se presenta en la figura 12.

Son fabricados en acero SAE 4140, y pueden ser niquelados, según requerimientos del cliente. Las conexiones están realizadas bajo normas API y están disponibles en todas las medidas (Cruz, Andres Mauricio Moreno, 2011).



Figura 22. Nipple modelo F con standing Bold incrustada.
(TEXPROIL, 2013)

4.1.5. Mandriles

Permite la comunicación anular-tubería a través del bolsillo donde se ubica la válvula, ya sea para inyección de agua o para el sistema de levantamiento de gas (gas lift). Estos equipos se usan para sentar y mantener las válvulas reguladoras de flujo a la profundidad necesaria, existen

diferentes tipos de mandriles de acuerdo a su orientación, salida de flujo y tamaño bolsillo. De acuerdo a su orientación se encuentran mandriles orientados que cuentan con una camisa orientadora y discriminador, estos se utilizan en pozos desviados; no orientados usados en pozos verticales. De acuerdo a su salida de flujo se encuentran mandriles de salida lateral usados mayormente en sistemas de levantamiento gas; mandriles de salida inferior usados para sistemas de inyección de agua. De acuerdo al tamaño del bolsillo se encuentran con bolsillos de 1", "1" ^{1/4} ", "1" ^{1/2} " .

Los mandriles siempre se describen en primer lugar con la nomenclatura de su rosca y en segundo lugar, con la letra.

- K: Mandriles con bolsillo de 1"
- KL: Mandriles con bolsillo de 1^{1/4} "
- M: Mandriles con bolsillo de 1^{1/2} "
- G: Mandriles con camisa orientadora y/o herramienta discriminadora
- E: Mandriles para cámara de gas lift.
- W: Mandriles de caudal de agua

Para la inyección de agua selectiva se recomienda usar:

- Mandriles orientados (G) debido a que se utilizan varios mandriles en la sarta ubicados muy cerca el uno del otro en profundidad lo cual este tipo de orientación permite ubicar el mandril durante los procesos de recuperación e instalación de válvulas con Slickline evitando que se instale una válvula en el mandril incorrecto.
- Salida inferior (W) utilizados en aplicaciones de inyección de agua (waterflood) donde se puede incorporar una válvula cheque conectada a la parte inferior del bolsillo de inferior

lo cual permite que en el momento de una parada de inyección y se genere backflow lo pueda detener la válvula cheque o en el caso que esta no funcione y el fluido en conjunto con sólidos entre al bolsillo este se puede limpiar con el propio proceso de inyección, esta limpieza no se puede generar en un mandril de salida lateral el cual si se llena de arena se hace necesario retirar todo el completamiento.

El acero que se emplea para la fabricación de todos los mandriles es A.I.S.I. 4130; hay otros materiales disponibles solamente a pedido del cliente, por ejemplo acero inoxidable.

Cada mandril después que haya sido usado con una válvula ciega es hidráulicamente probado en su interior para que esté de acuerdo con las rigurosas especificaciones API 11V1 y lleva el monograma API, se puede proveer mandriles con tratamiento térmico para pozos con corrosión con H₂S o CO₂.

Un ejemplo del tipo de mandril recomendado se muestra a continuación:

- Mandriles con bolsillo de salida inferior serie MGW) 2 7/8" EUE)

Los mandriles de la serie MGW son utilizados en aplicaciones de inyección de agua ya que poseen una salida inferior donde se puede incorporar una válvula cheque. Los mismos son diseñados a partir de tubería ovalizada y están disponibles para distintas medidas de tubería. Los mandriles de la serie MGW-2 poseen un O.D. máximo reducido.

Los mandriles MGW incorporan a su diseño una camisa orientadora la cuál provee una alineación positiva del kick-over de la serie OM utilizado para la colocación o recuperación de las válvulas alojadas en dicho mandril. Esta camisa asegura una alineación positiva independientemente de la geometría del pozo.

La serie MGW también está provista de un discriminador de herramientas el cual ayuda a la alineación de las herramientas al momento de la colocación o recuperación y ayuda a desviar cualquier herramienta de diámetro mayor que se necesiten pasar a través de los mandriles (tapones, válvulas de pie, equipo de pruebas o de ensayos, etc.)

El mandril MGW como standard está fabricado a partir de tubería de SAE4130 sin costura cuyas propiedades son controladas desde el inicio del proceso de colada hasta la inspección final del mandril terminado. Otras aleaciones pueden ser provistas a pedido. Los mandriles de esta serie poseen una salida inferior roscada donde se puede incorporar una válvula cheque del tipo QW-15. (S.A. B. O., 2007), ver figura 23.

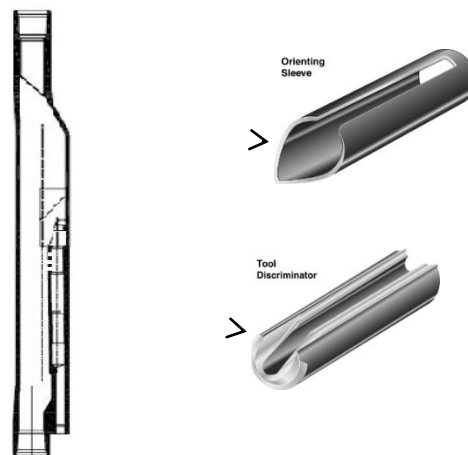


Figura 23. Mandril MGDWI 2 7/8" EUE. (S.A. B. O., TECHNICAL BULLETIN, 2007)

4.1.6. Latch

El latch es la herramienta que mantiene anclada la válvula de inyección de agua o gas lift al bolsillo del mandril y se conecta en la parte superior de la válvula.

La selección de esta depende de la válvula reguladora de flujo a utilizar dada su orientación y tamaño del bolsillo. Según su orientación, estos son de dos tipos tales como:

- Latch RK: Usado en mandriles orientados, el mandril tiene un perfil 180° para que sea anclado el latch. Ver figura 24.
- Latch RA: Usado en mandriles no orientados, el mandril tiene un perfil 360° para que sea anclado con el latch. Ver figura 25.

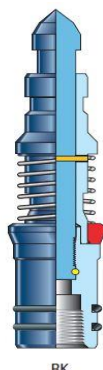


Figura 24. Latch RK. (Schlumberger, Camco Valve Top Latches., 2007)

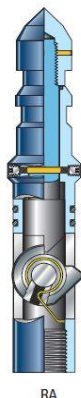


Figura 25. Latch RA (Schlumberger, Camco Valve Top Latches., 2007)

4.1.7. Kick-over Tool

Es una herramienta metálica que posee un pin con rosca en su parte superior, y en su parte media tiene un juego de brazos dentro de ranuras en el cuerpo de la herramienta. Estos brazos son expandidos y cerrados por un juego de resortes que permiten dirigir la válvula hacia el bolsillo del mandril para instalación o retiro de la misma y por las paredes de la tubería y del

mandril y en su parte inferior dispone de una caja con rosca para recibir los bajantes y los pescantes. Esta herramienta es corrida con una unidad de slickline (BERARDO GIRALDO, 2009). Ver figura 26.



Figura 26. Herramienta Kick-over tool tipo L.
(BERARDO GIRALDO, 2009)

Funciones:

- Dirigir la válvula al bolsillo del mandril para su instalación.
- Guiar el pescante al bolsillo del mandril para remover la válvula.
- Localizar el mandril selectivamente.

Clasificación: Los "kick over tool" están clasificados según el mandril en el cual funcionan, del siguiente modo:

- Kick over tool R.
- Kick over tool L.
- Kick over tool K.
- Kick over tool para pozos desviados (OK1, OK5, OM1).

- Kick over de Flejes.
- Kick over Merla

4.1.8. Válvulas reguladoras de flujo (VRF)

Las válvulas reguladoras de flujo realizan una de las funciones más importantes en las sartas selectivas, las cuales generan que el caudal de inyección por zona sea constante independientemente de los cambios de presión que se generen en el sistema, esto con el fin que la eficiencia de barrido no se vea afectada y sea de manera eficiente.

Se fabrican varios tipos de reguladores recuperables por alambre desde mandriles con bolsillos laterales de 1" y 1 ½" de diámetro y con salidas laterales (se puede proveer con salida inferior). Además se fabrican reguladores de caudal de superficie para instalar enroscados en líneas de 2" y 3" nominales.

El regulador de caudal se basa en un principio de uso de 2 orificios que tendrá el regulador, uno de dimensiones fijas y otro cuyas dimensiones varían con la posición de un tubo de flujo que actúa contra un resorte.

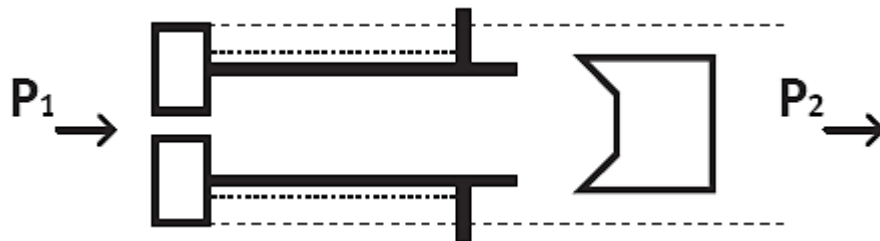


Figura 27. Principio regulador de caudal (S.A. B. O., 2017)

El caudal de agua por el orificio fijo origina una caída de presión y la correspondiente fuerza con tendencia a mover el orificio aguas abajo (S.A. B. O., 2017). Un resorte en la válvula trata de resistir este movimiento pero siendo vencido reduce el área de la salida del asiento secundario (el orificio regulable), que a su vez reduce el caudal que puede pasar. Por ende, el caudal de agua

que pasa por el regulador permanece constante según el tamaño del orificio fijo y la tensión del resorte, independientemente de las variaciones de presión P_1 y P_2 , como se observa en la figura 27.

El regulador es calibrado para un flujo determinado, cambiando solamente el orificio fijo. Se debe notar que el regulador no funciona como tal, hasta que se obtiene un diferencial mínimo (ΔP) a través del mismo, como se muestra en la Figura 28, estas diferencias mínimas varían según diámetro exterior del regulador, tensión de resorte, además del tipo de fluido que pasa a través del mismo.

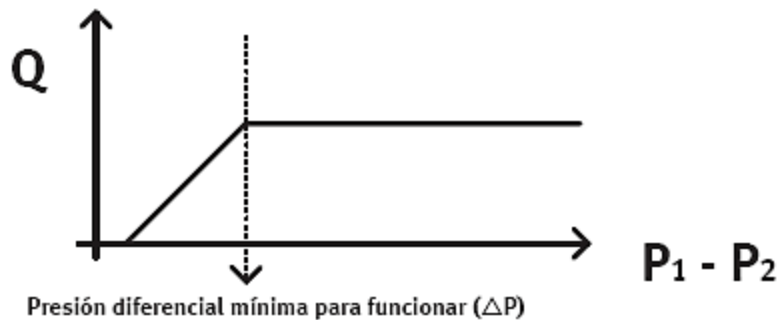


Figura 28. Diferencial mínimo para funcionar (S.A. B. O., *TECHNICAL BULLETIN*, 2007)

De acuerdo a esto, dependiendo del tipo de mandril que se escoja se escogerá el tipo de válvula, ya sea salida inferior o salida lateral y su dimensión.

- Válvula reguladora de caudal de salida inferior (1 ½" W15)

La válvula reguladora W15 ha sido desarrollada para su utilización en instalaciones de inyección de agua. Este tipo de válvula permite el control de caudal de fluido ingresado en cada cabeza.

La válvula W15 mantendrá un caudal constante predeterminado y ajeno a cualquier cambio de presión en el sistema o el reservorio. (Cruz, 2011). Ver figura 29.

Características y beneficios:

- Control efectivo del caudal de inyección.
- Compatible con todo tipo de mandriles.
- Permite agregar una válvula cheque.
- Diseño modular y simple permite una operación de armado y desarme en el campo.
- Sistema de control de caudal mediante orificios fijos intercambiables.
- Válvula de entrada superior y salida inferior.
- Válvulas ciegas (Dummy).

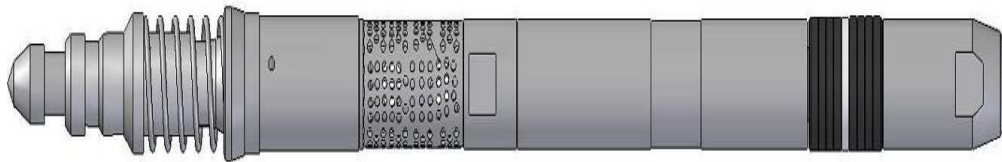


Figura 29. Válvula reguladora de flujo W15RLI (Cruz, 2011)

Este tipo de válvula se utiliza para cerrar el mandril y evitar la comunicación de fluidos entre el anular y la tubería, cumplen la función de aislar un grupo de intervalos o unidades, ya que no permiten el flujo, por ello actúan como verdaderos sellos, los cuales son de gran aplicación en aquellas zonas que presentan problemas y se quiera aislar completamente y/o correr el completamiento (Camacho, Joel Garzon, 2009).

- Válvula ciega ecualizable

Están diseñadas para aislar y ecualizar, cuando así se lo requiera, la comunicación entre la tubería y el espacio anular. Recomendadas para utilización en maniobras de fijación de los

empaques, cuando el sistema de librado de estos es por pines de corte, puesto que evita los bruscos cambios de presión. Ver figura 30.

Su maniobra es sumamente simple. Cuando se desea retirarla, se pesca como cualquier operación de válvulas, se cortan los pasadores, respetando un tiempo mínimo de espera para que se produzca la ecualización y luego se retira del bolsillo del mandril.



Figura 30. Válvula ciega ecualizable
(Camacho, 2009)

- Válvula ciega no ecualizable

Están diseñadas para aislar pero no permiten ecualización de tal forma que son de gran aplicación en aquellas zonas que presentan problemas de canalizaciones del agua de inyección, la zona fue barrida completamente, ocasiona producción de arena en el productor de tal forma que genera problemas en este mismo y por las cuales no se desea seguir inyectando en esa arena y aislarla completamente. Ver figura 31.

Es de gran importancia tener en cuenta el procedimiento adecuado que debe seguirse para poder correr y recuperar una válvula, de esta manera evitar algún tipo de inconveniente. (Ver procedimiento anexo A).



**Figura 31. Válvula
Dummy no ecualizable
CAMCO**

4.2 Diseño y espaciado del completamiento

Si se tiene claro que un completamiento es el conjunto de trabajos que se realizan en un pozo desde el acondicionamiento de la zona productora llamado completamiento inferior (lower completion) hasta poner el pozo en servicio (producción o inyección), esto último es denominado completamiento superior (Upper Completion), teniendo en cuenta que este último será la interface entre el yacimiento y las operaciones de superficie, se puede decir entonces que el

diseño del completamiento es la selección adecuada de las mejores herramientas y equipos que deben ser conformes a las condiciones de pozo, garantizar los diferentes servicios que se vea expuesto el pozo. El espaciamiento me permite localizar de la manera más precisa la profundidad de cada herramienta donde pueda ejercer su función de forma correcta, es por ello que un mal espaciamiento realizado desde el diseño generará problemas en futuros trabajos que se deseen realizar, como también en la medición y seguimiento del servicio (inyección o producción).

4.2.1. Criterios de diseño

Un completamiento de sarta de inyección selectiva está compuesto por empaques y mandriles principalmente ubicados a cierta profundidad. La distribución de estos es que entre empaques se encuentra un mandril o más de acuerdo a los requerimientos, esta distribución permite que la inyección realizada por cada mandril invada los intervalos seleccionados, el espaciamiento a realizar debe ser estricto de tal forma que garantice discretizar zonas e intervalos para lograr ser monitoreados continuamente; es por ello que a continuación se presenta una serie de criterios propuestos a tener en cuenta para mejorar el diseño, espaciamiento y seguimiento de la misma.

Los siguientes criterios son una serie de recomendaciones que se generan debido a lo descrito anteriormente de acuerdo a la manera de cómo se debe leer e interpretar los registros, en especial los registros trazadores los cuales dependen de un buen espaciamiento (posición de cada herramienta en la sarta) de la sarta para lograr una lectura adecuada del caudal por mandril y por intervalos.

Estos criterios están basados para lograr la lectura de corrida adecuada para un registro trazador que tenga un promedio mínimo de longitud de sarta entre eyector y punto medio

detectores de 15 ft (esto para evaluar flujo dentro de tubería), para evaluar por espacio anular (detrás de tubería) se recomienda una longitud mínima entre detectores de 5ft, estas longitudes se recomiendan para BHA de inyección selectiva de zonas apretadas, si se hace necesario tener una longitud de sarta mayor a la mencionada es recomendable volver a evaluar cada uno de los siguientes criterios.

Nota: En los siguientes criterios, las herramientas de completamiento se enumeran desde la más profunda hasta la que se encuentra más cerca de la superficie.

- *Espaciamiento entre intervalos*

Para lograr discretizar dos intervalos en una zona, entre ellos debe existir una distancia mínima de 6 ft, los cuales son para permitir que los dos detectores queden ajustados dentro de esta distancia, ya que la distancia entre detectores mínima es de 5ft y se pueda realizar una lectura correcta. Si la distancia entre intervalos es menor a 6ft, estos intervalos se asumen como un solo paquete. Ver figura 32.

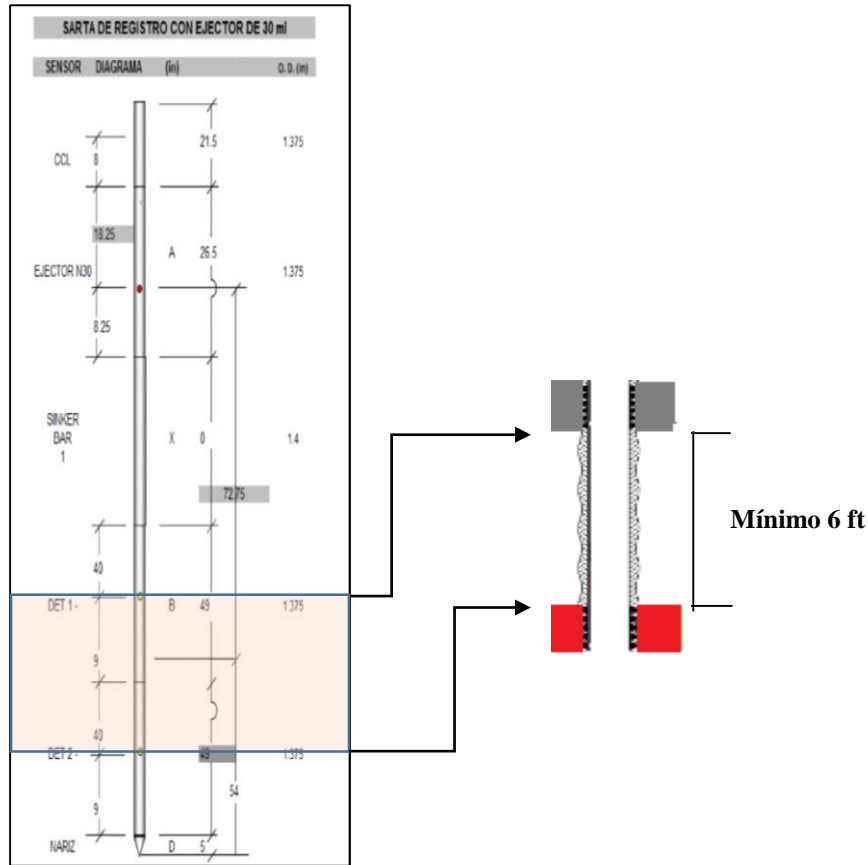


Figura 32. Espacio mínimo entre intervalos. Fuente: AUTOR

- ***Espaciamiento cero flujo***

Las sarts selectivas en su parte inferior presentan un nipple para ubicar un tapón para lograr que la presión se mantenga en la sarta y hacer una buena distribución de inyección, debido a esto entre el mandril N° 1 y el nipple, no existe flujo lo cual nos ayuda a verificar el buen sello del tapón.

El espaciamiento mínimo entre la base del primer mandril y el nipple debe ser mínimo de 15ft de tal forma que el espaciamiento entre el ejelector y punto medio de detectores quede ajustado para realizar una medición correcta del cero flujo como se puede observar en la figura 33.

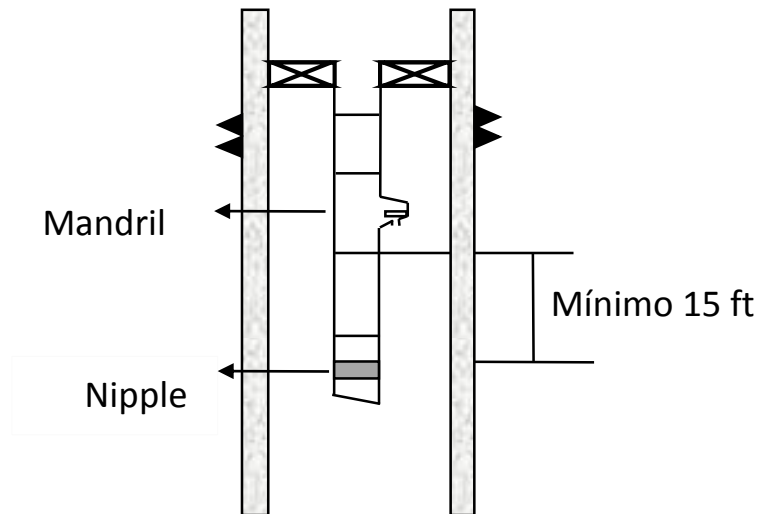


Figura 33. Espaciamiento mínimo entre base del primer mandril y el nipple. Fuente: AUTOR

- ***Ubicación del Nipple***

Para lograr discretizar los intervalos que se encuentran dentro de la zona inferior (zona N° 1), todos los intervalos deben estar por encima del nipple, ya que si se encuentran por debajo, la sarta de trazadores no podrá llegar en frente de ellos y por ende no podrá realizar la lectura. Ver figura 34.

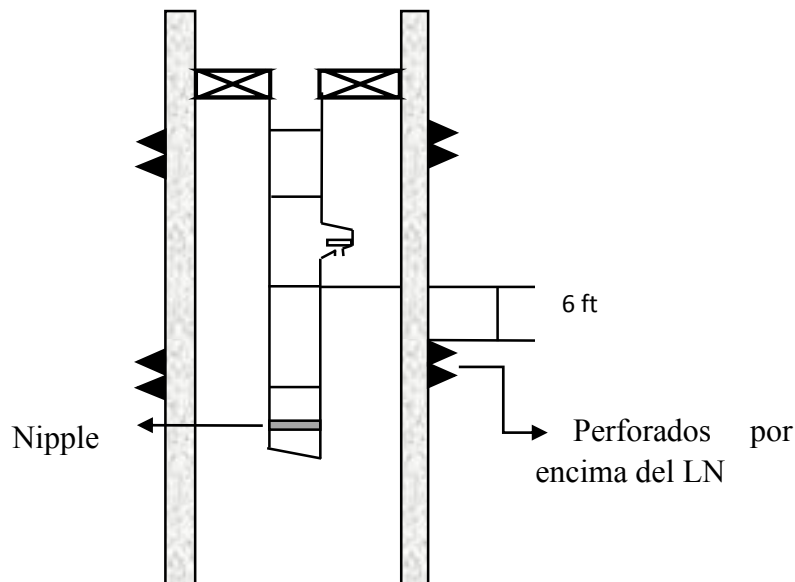


Figura 34. Ubicación del nipple. Fuente AUTOR

- ***Ubicación del mandril***

La ubicación del mandril dentro de la zona es uno de los puntos críticos para lograr discretizar los intervalos detrás de tubería, el ingeniero de completamiento debe tener especial cuidado en ese criterio. A continuación se presentan los diferentes criterios para esta condición de acuerdo si cuenta con una sarta apretada o con buen espaciamiento.

- Se recomienda una distancia mínima entre intervalos para ubicar el mandril de 22 ft, con el fin de garantizar que cada uno de ellos se pueda discretizar, esta ubicación debe generarse en medio de los dos perforados y garantizar que exista una distancia entre el tope o la base del mandril hacia el intervalo más cercano mínimo de 6ft. (la longitud promedio de un mandril es de 10 ft), Ver figura 35

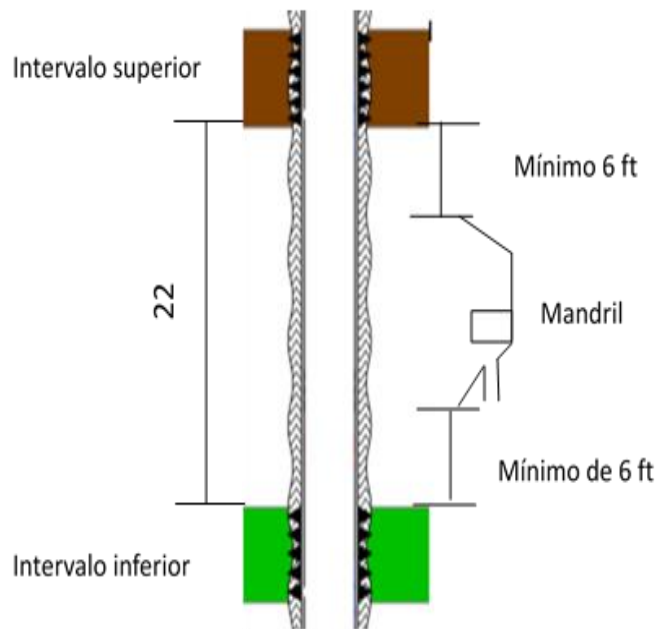


Figura 35. Ubicación del mandril en zona de dos intervalos. Fuente: AUTOR

- Si en la zona existen 3 intervalos el mandril se debe ubicar en el punto donde haya mayor distancia entre los intervalos, por ejemplo, en el siguiente dibujo (ver figura 36) se muestra que la recomendación es ubicar el mandril entre los intervalos 2 y 3, ya que de esta manera se logra discretizar los 3 intervalos. Si la distancia entre los intervalos 1 y 2 es menor a 5ft, estos no se podrán discretizar y se deben tomar como un solo paquete de perforados.

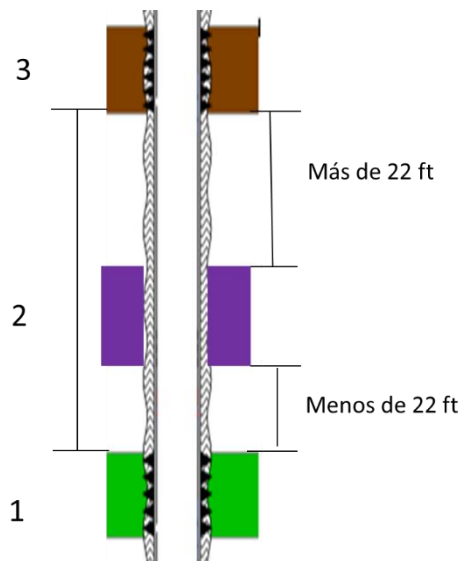


Figura 36. Ubicación mandril en zona de tres. Fuente: AUTOR

- Si la distancia entre los perforados de una zona es menor a 22 ft y entre ellos se ubica el mandril, se recomienda que entre la base del intervalo superior y el tope del mandril tenga mínimo 6 ft, lo que permitirá discretizar el intervalo inferior por diferencia, como se puede ver en la Figura 37. Si la distancia es muy corta se debe garantizar los 6ft mencionados anteriormente sin importar si el mandril quede en frente del perforado inferior, de esta manera se podrán discretizar los dos intervalos.

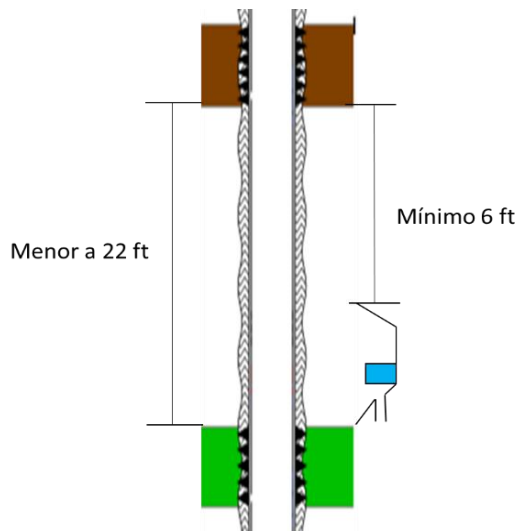


Figura 37. Distancia menor a 22 ft.
Fuente: *AUTOR*

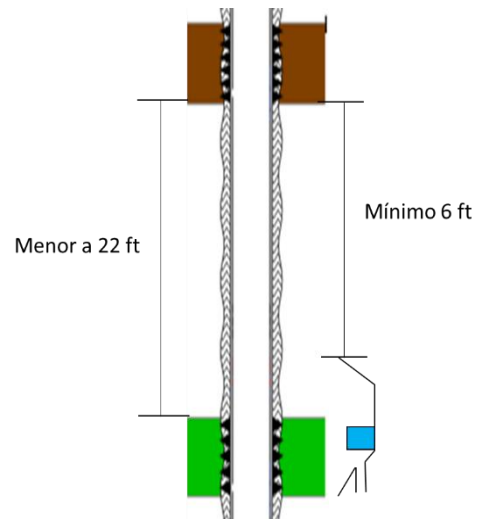


Figura 38. Distancias cortas.
Fuente: *AUTOR*

- Máxima distancia entre el mandril y los intervalos deben ser de 60 ft, una distancia mayor no se logra detectar adecuadamente la gota del trazador. Cuando la distancia entre intervalos es muy grande, de 120 ft por ejemplo, debe ubicarse el mandril en el centro para cumplir el requerimiento de la distancia máxima. Ver figura 39.

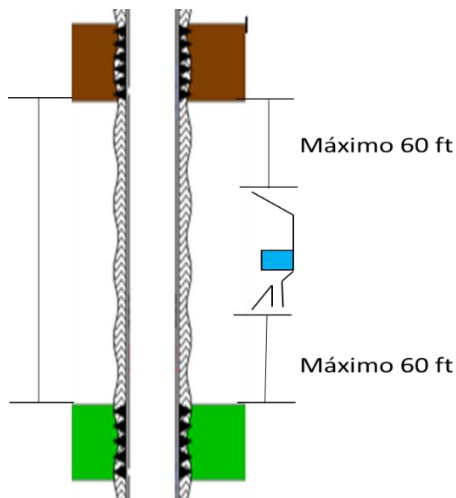


Figura 39. Máxima distancia entre Mandril e intervalos. Fuente: *AUTOR*

- Si la distancia entre los perforados de una zona es mayor a 60 ft y entre ellos se ubica el mandril, se recomienda que entre el mandril se ubique cerca de un intervalo con una distancia máxima de 60 ft, el otro se discretiza por diferencia.

- ***Ubicación de los empaques***

La longitud de un empaque oscila entre 6 a 10 ft, las gomas del mismo deben ubicarse en todo el centro dentro de los dos intervalos, en una zona lisa que genere un buen sello y que no exista cuello de revestimiento, para poder ubicar estas gomas de manera adecuada se aconseja que la distancia mínima entre los intervalos para ubicar un empaque es de 6ft. Ver figura 40.

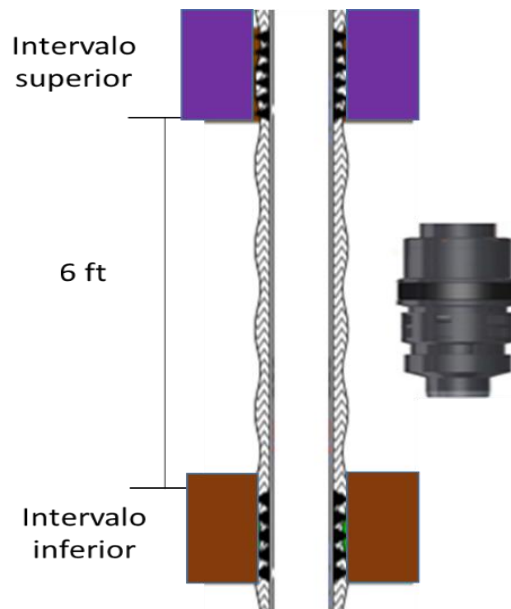


Figura 40. Ubicación del empaque. Fuente: AUTOR

- ***Espaciamiento mínimo de cada zona***

La distancia mínima de una zona entre las gomas de dos empaques es de 20 ft debido a las dimensiones normales que presentan las herramientas como se muestra en la figura 41.

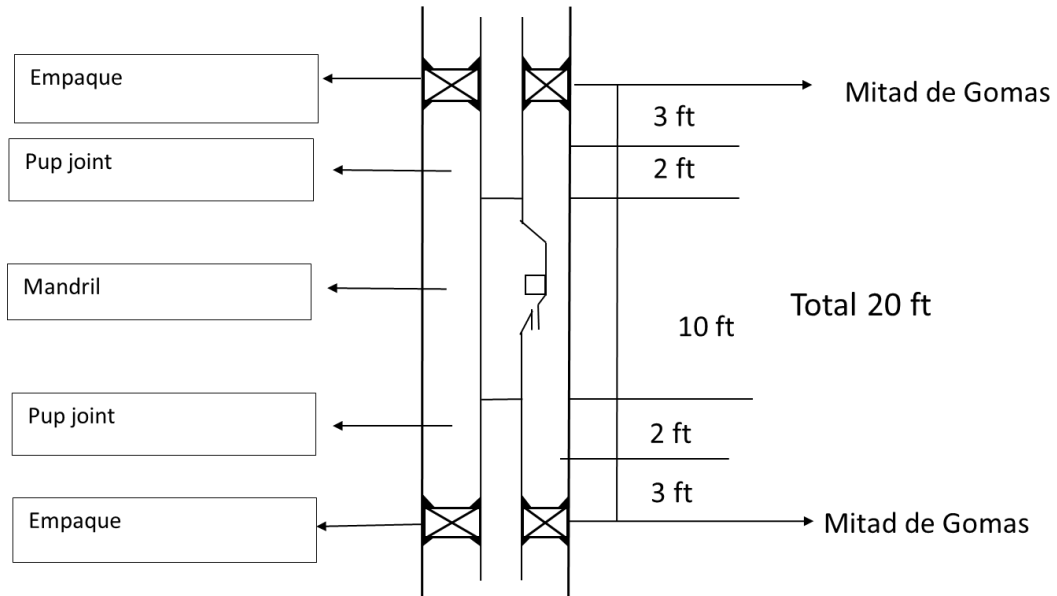


Figura 41. Distancia mínima entre gomas de empaques.
Fuente: AUTOR

No es aconsejable tener dos zonas como las mencionadas anteriormente seguidas, debido a que la distancia entre mandriles solo sería de 10 ft, lo cual, con la distancia entre mandriles menores a 15 ft, no se logran discretizar mandriles debido a que la longitud mínima de una sarta de trazadores es de 15 ft. Este caso es crítico para el seguimiento de la inyección en el pozo el cual se presenta en la figura 42.

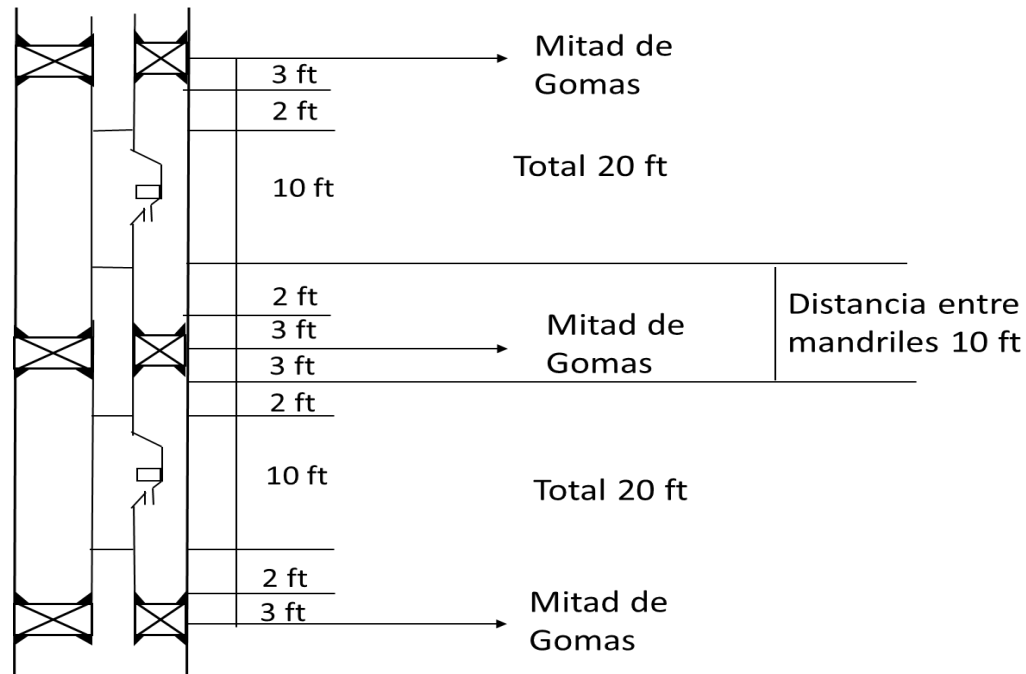


Figura 42. Distancia mínima entre dos zonas

Fuente: AUTOR

4.2.2. Espaciamiento del completamiento

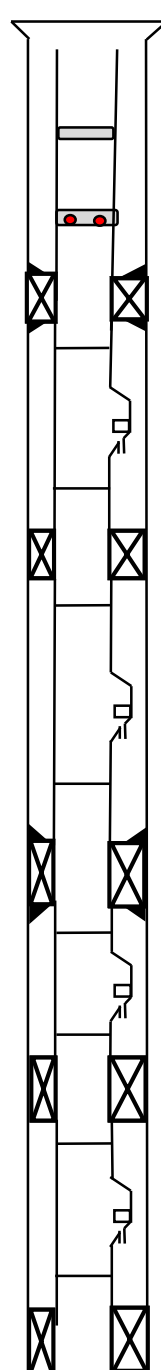
En el espaciamiento de un completamiento se debe tener en cuenta la posición en profundidad de los empaques y mandriles con relación a la profundidad de los perforados para realizar la separación de zonas requeridas.

La distribución del espaciamiento de un completamiento permite que la inyección realizada por cada mandril invada los intervalos seleccionados, el espaciamiento a realizar debe ser estricto de tal forma que garantice discretizar zonas e intervalos para monitorearlos continuamente; es por ello que se debe tener en cuenta cada uno de los criterios que se mencionaron anteriormente.

A continuación se analizará un ejemplo en donde se observa que no se aplicaron los criterios de diseño en un pozo X, por lo tanto no se logra hacer la medición correcta de discretizar entre mandriles e intervalos. Este análisis conlleva el estudio de la comparación entre utilizar los

critérios y no hacerlo, lo cual se muestra figura 43 y 44. Este pozo es de ocho zonas, con intervalos muy cercanos lo que se convierte en un completamiento con un Bottom Hole Assembly (BHA) muy apretado.

- *Estado mecánico pozo X*



Zona	Longitud (Ft.)	Profundidad desde (Ft)	Profundidad hasta (Ft.)	DESCRIPCIÓN
S.I	16.00	8.80	24.80	Rotary table
	0.62	24.80	25.42	Tubing Hanger
	0.62	25.42	26.04	Cross over 3 1/2" EUE Pin x 2 7/8" EUE Pin
	2861.35	26.04	2887.39	Tubing Joint
	0.98	2887.39	2888.37	Safety Joint
	8.14	2888.37	2896.51	Pup Joint
	0.86	2896.51	2897.37	Landing Nipple 2.31F
	8.08	2897.37	2905.45	Pup Joint
8	2.29	2905.45	2907.74	Gomas Arriba
	0.00	2,907.74	2,907.74	Packer Con Cuñas
	3.21	2907.74	2910.95	Gomas Abajo
	155.97	2910.95	3066.92	Tubing Joint
	16.00	3066.92	3082.92	Pup Joint
	9.59	3082.92	3092.51	Mandrel #8
	5.37	3092.51	3097.88	Pup Joint
	1.90	3097.88	3099.78	Gomas Arriba
	0.00	3,099.78	3,099.78	Tandem Packer
	1.96	3099.78	3101.74	Gomas Abajo
7	31.05	3101.74	3132.79	Tubing Joint
	5.82	3132.79	3138.61	Pup Joint
	9.59	3138.61	3148.20	Mandrel #7
	5.37	3148.20	3153.57	Pup Joint
	0.98	3153.57	3154.55	Safety Joint
	5.81	3154.55	3160.36	Pup Joint
	2.30	3160.36	3162.66	Gomas Arriba
	0.00	3,162.66	3,162.66	Packer Con Cuñas
3.23	3162.66	3165.89	Gomas Abajo	
6	24.21	3165.89	3190.10	Tubing
	9.58	3190.10	3199.68	Mandrel #6
	5.37	3199.68	3205.05	Pup Joint
	1.90	3205.05	3206.95	Gomas Arriba
	0.00	3,206.95	3,206.95	Tandem Packer
	1.95	3206.95	3208.90	Gomas Abajo
5	2.00	3208.90	3210.90	Pup Joint
	9.58	3210.90	3220.48	Mandrel #5
	3.65	3220.48	3224.13	Pup Joint
	1.90	3224.13	3226.03	Gomas Arriba
	0.00	3,226.03	3,226.03	Tandem Packer
	1.95	3226.03	3227.98	Gomas Abajo

Figura 43. Estado mecánico inicial pozo X

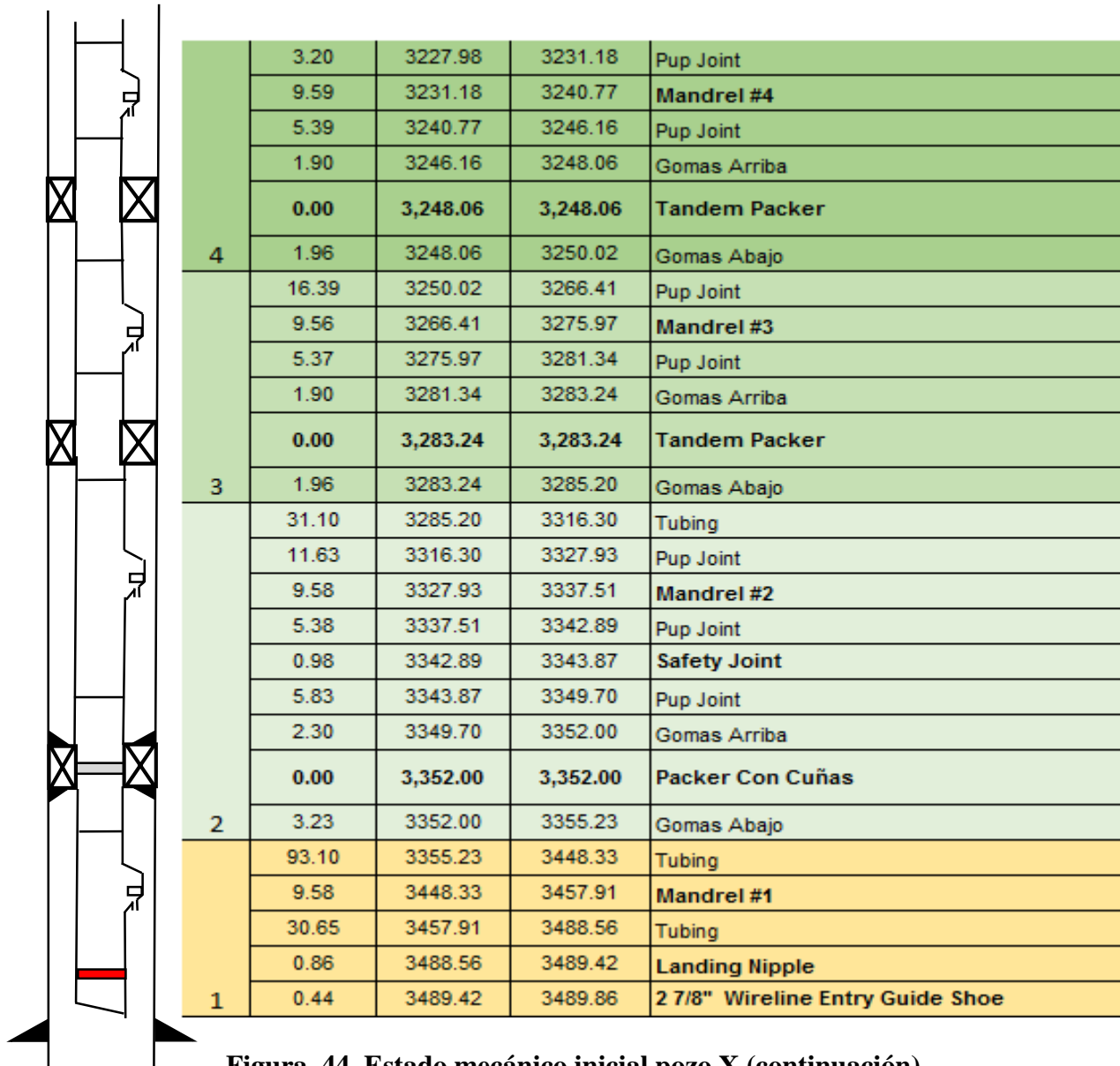


Figura 44. Estado mecánico inicial pozo X (continuación)

- Registro trazador

POZO X
TRAZADORES RADIOACTIVOS
Corrida # 1

	Tope Intervalo (ft)	Base Intervalo (ft)	Espesor Intervalo (ft)	Profundidad disparo/lectura (ft)	Delta QCRUCE (BWPD)
	CALCULO EN TUBERIA			2800	1332
8	Water inyection mandrel (3082.92-3092.51)			3082	53
	2998	3004	6	3040/3082	0
	3046	3054	8	-	53
	3057	3062	5		
7	Water inyection mandrel (3138.61-3148.20)			3135	49
	3117	3120	3	-	49
	3140	3145	5		
6	Water inyection mandrel (3190.10-3199.68)			3185	181
	3167	3192	25	-	181
5	Water inyection mandrel (3210.90-3220.48)				
	3211	3219	8		
4	Water inyection mandrel (3231.18-3240.77)				
	3230	3243	13		
3	Water inyection mandrel (3266.4-3275.97)			3266	107
	3256	3260	4	-	107
	3264	3270	6		
2	Water inyection mandrel (3327.9-3337.5)			3326	326
	3294	3313	19	-	326
1	Water inyection mandrel (3448.4-3457.9)			3427	615
	3387	3408	21	3427/3427	396
	3427	3444	17	-	219
	CERO FLUJO			3482	0

Variables:

ID Casing (in):	6.276	Fondo del pozo (ft)	3,489 FT
OD Tool (in):	1.375	Landing Nipple (ft)	3489.42 ft
OD tubing (in):	2.875	Caudal en superficie (BWPD)	1,332 BWPD
ID Tubing (in):	2.441	Presión en superficie (Psi)	1,600 PSI
Espaciamiento (in):	228.68		19 ft

El calculo de caudales en Tubing fue hecho utilizando el metodo de cruces.

El calculo de Caudales detras de tuberia fue hecho utilizando el método entre picos

Observaciones:

Simbolo (-) No se discrimina debido a espacio insuficiente entre perforados o perforado y mandril para posicionar la sarta.

N/D la gota no fue detectada en el tiempo de espera.

Figura 45. Registro trazador

- Espaciamiento inicial. Análisis de los criterios de diseño sobre el estado mecánico inicial del pozo X según resultados obtenidos con el registro de trazadores

Tabla 3 Análisis de criterios de diseño

Grupo o Zona	Intervalo							
	Tope	Fondo	Distancia entre Intervalos	Prof. Packer según diseño	Tope del mandril	Base del Mandril	Distancia entre mandriles	Observaciones
				2,907.74				
8	2998	3004			3082.92	3092.51		1. La distancia entre el segundo Intervalo y el tercer, no podría discretizar 2. Por la ubicación del mandril se lograrían discretizar todos los intervalos.
	3046	3054	42					
	3057	3062	3				46.10	
				3,099.78				
7	3117	3120			3138.61	3148.20		1. La distancia entre intervalos se logra discretizar. 2. Por la ubicación del mandril se realiza la discretización por diferencia el intervalo inferior.
	3140	3145	20				41.90	
				3,162.66				
6	3167	3192	0		3190.10	3199.68		1. Un solo intervalo se logra discretizar. 2. la distancia con el mandril superior se logra discretizar
				3,206.95			11.22	
5	3211	3219	0		3210.90	3220.48		1. La distancia con el mandril superior e inferior no se logra discretizar este mandril
				3,226.03			10.70	
4	3230	3243	0		3231.18	3240.77		1. La distancia con el mandril superior no se lograría discretizar

				3,248.06			25.64	
3	3256	3260			3266.41	3275.97		1. La distancia entre los intervalos no lograría a discretizar. 2. La distancia con los mandriles superior e inferior son mayores a 15 ft
	3264	3270	4				51.96	
				3,283.24				
2	3294	3313	0		3327.93	3337.51		1. Un solo intervalo se logra discretizar. 2. la distancia con el mandril superior se logra discretizar
				3,352.00			110.82	
1	3387	3408			3448.33	3457.91		1. El tope del mandril está a 4 ft de la base del perforado inferior, se puede discretizar en esta zona por diferencias. 2. La distancia entre mandriles es mayor a 20 ft.
	3427	3444	19					
							31.51	

Landing Nipple	3489.42
----------------	---------

El Landing Nipple está ubicado a más de 15 ft del mandril, y debajo de los perforados

- Descripción de zonas

✓ Zona 8

Realizando un análisis comparativo de los criterios propuestos anteriormente con las características de la zona 8, se observa que no se pueden discretizar todos los intervalos (Ver figura 45), por la distancia entre el segundo y tercer intervalo, estos dos no se podrán caracterizar individualmente sino que se tomaran como un solo intervalo, el cálculo del caudal que toma tanto el segundo y tercer intervalo se obtiene por diferencia. Ver figura 46.

La ubicación del mandril dentro de la zona es uno de los puntos críticos para lograr discretizar los intervalos detrás de tubería, por la ubicación de este, ha sido colocado en un lugar adecuado cumpliendo los requerimientos para que los intervalos detrás de tubería puedan ser caracterizados con una distancia mayor a 6ft del intervalo superior. La posición de cada mandril de cada zona no afecta los intervalos debido a que existe un perforado por cada zona.

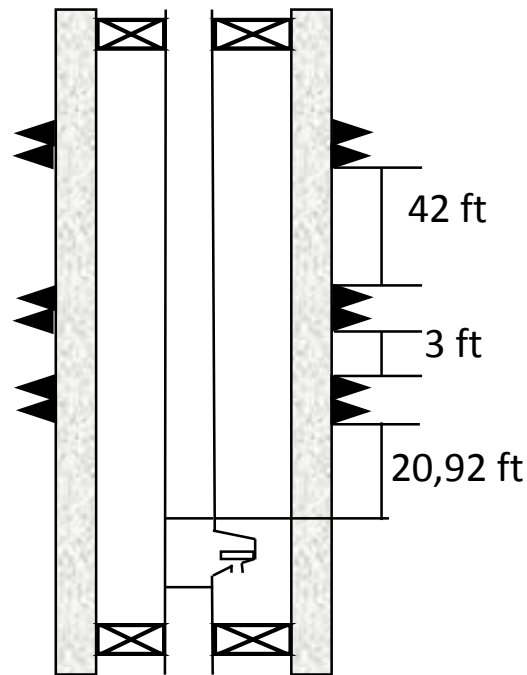


Figura 46. Ilustración espaciamiento zona 8.

Fuente: AUTOR

✓ Zona 6,5,4

Realizando un análisis comparativo de los criterios propuestos anteriormente con las características de la zona 6, zona 5 y zona 4, se observan complicaciones al momento de discretizar cada uno estos mandriles, como se puede observar en el registro de trazadores, no pueden ser medidas y por lo tanto se asumen las tres como una única zona. Esto debido al mal espaciamiento realizado entre los mandriles y herramientas, lo cual es inferior a 15 ft como es propuesto en los criterios mencionados anteriormente.

La zona 5, al tener un solo intervalo se puede discretizar, sin embargo la distancia con el mandril superior e inferior no permite discretizar el mandril de la

zona 5 como se observa en la figura 47, ya que son distancias inferiores a 15 ft según los criterios propuestos anteriormente.

La zona 4, al tener un solo intervalo se logra discretizar, pero la distancia con el mandril superior no es la adecuada. Ver figura 47.

La ubicación del mandril dentro de las zonas es uno de los puntos críticos para lograr discretizar los intervalos detrás de tubería, a continuación se muestra una figura que nos representa como se juntaron las 3 zonas mencionadas anteriormente como una sola al momento de generar el reporte, esto es debido a su mal diseño que no permite caracterizar cada zona de interés, es importante tener en cuenta el espaciamiento de la sarta de registro utilizada, como se puede observar en el reporte del registro trazador (Tabla 4), es una sarta de longitud de 19 ft, la cual tiene una longitud mayor a la normal y afecta en cuanto a que no se puede posicionar de forma adecuada para que quede en medio de cada mandril y así realizar una lectura adecuada. En la figura 47, el contorno de la lineal azul nos muestra que las tres zonas se juntaron como una reportando una caudal inyectado de 181 BWPD, siendo esto una desventaja al momento de realizar futuros análisis ya que se desconoce la cantidad de agua que se inyecta realmente a cada uno de esos mandriles y como se distribuyen esos 181 BWPD.

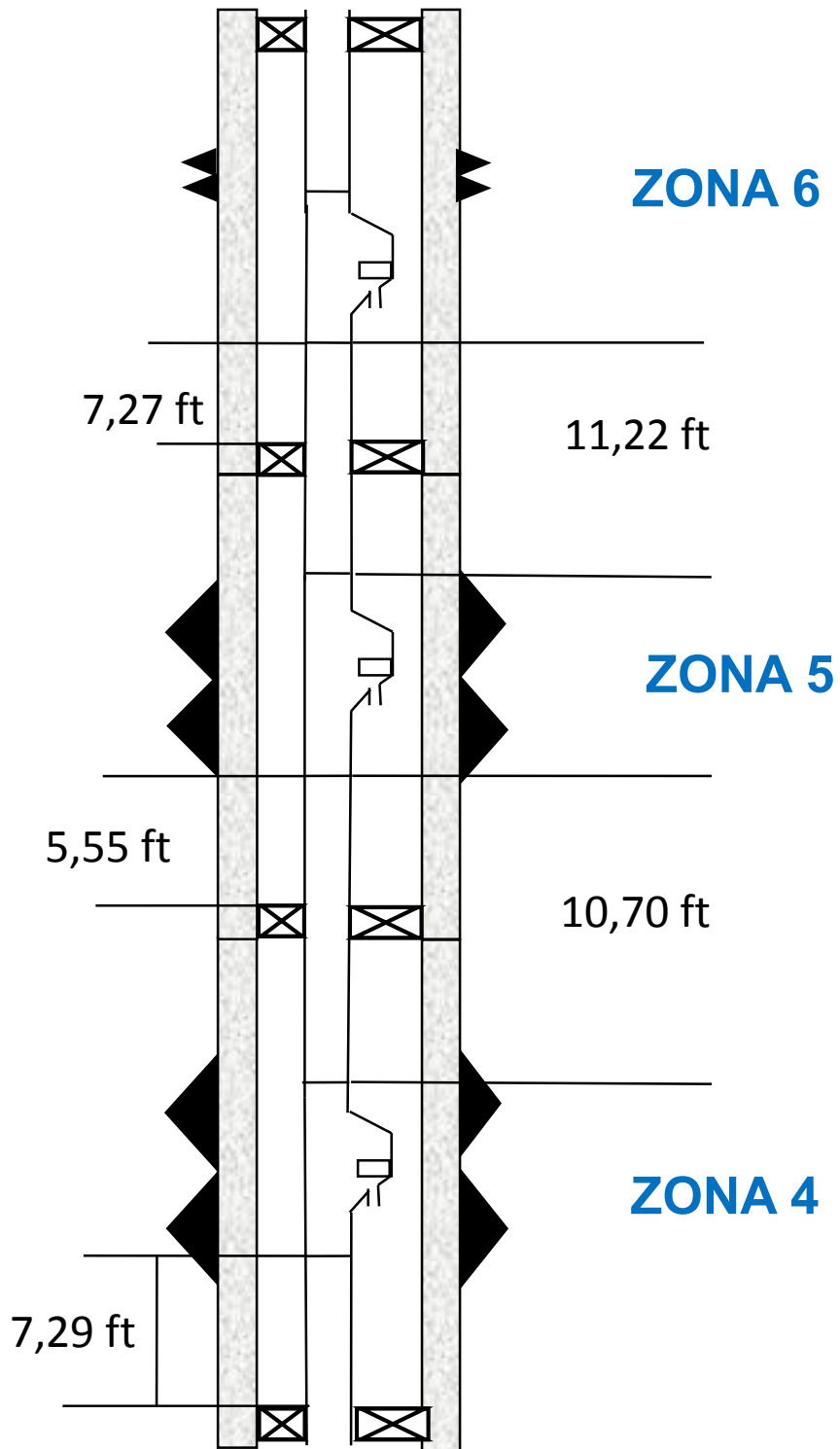


Figura 47. Zonas de interés 6,5 y 4, según análisis inicial. Fuente: *AUTOR*

✓ Zona 3

La distancia con los mandriles superiores e inferiores es mayor a 15 ft lo cual cumple el criterio de diseño propuesto, como se observa en la tabla 5.

La distancia entre intervalos, al ser menor a 6 ft como se observa en la figura 48 no permite ser discretizado, por lo tanto se tomara como una zona con un solo intervalo.

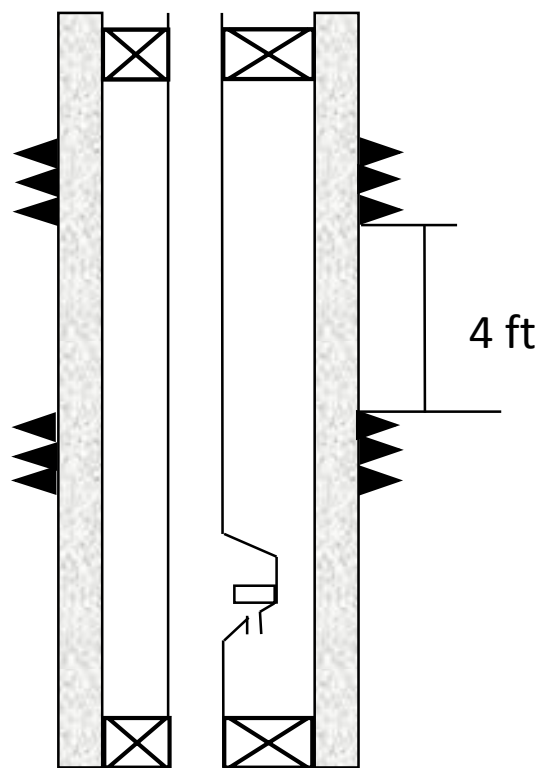
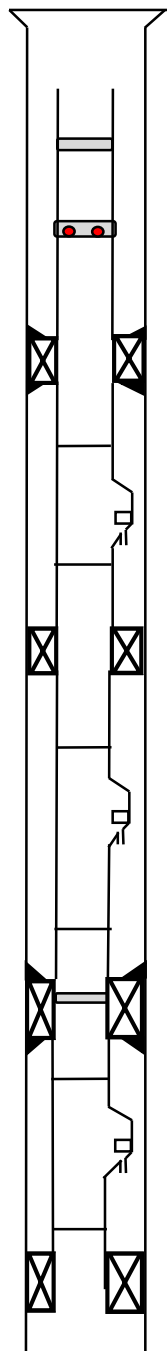


Figura 48. Ilustración zona 3 según análisis inicial. Fuente: AUTOR

A continuación se presenta el mismo pozo, solo que ahora se realizara el completamiento aplicando los criterios de diseño para espaciamento, lo cual se presenta a continuación. (Figura 49 y 50).



Zona	Longitud (Ft.)	Profundidad desde (Ft)	Profundidad hasta (Ft.)	DESCRIPCIÓN	
S.I	16	9.93	25.93	Rotary table	
	0.62	25.93	26.55	Tubing Hanger	
	0.62	26.55	27.17	Cross over 3 1/2" EUE Pin x 2 7/8" EUE Pin	
	2861.35	27.17	2888.52	Tubing Joint	
	0.98	2888.52	2889.5	Safety Joint 2-7/8" EUE Pin x Box	
	8.14	2889.5	2897.64	Pup Joint	
8	0.86	2897.64	2898.5	Landing Nipple 2.31F	
	8.08	2898.5	2906.58	Pup Joint	
	2.29	2906.58	2908.87	Gomas Arriba	
	0	2908.87	2908.87	Packer Con Cuñas	
	3.21	2908.87	2912.08	Gomas Abajo	
	155.97	2912.08	3068.05	Tubing Joint	
	16	3068.05	3084.05	Pup Joint	
	9.59	3084.05	3093.64	Mandrel	
	5.37	3093.64	3099.01	Pup Joint	
	1.9	3099.01	3100.91	Gomas Arriba	
	0	3100.91	3100.91	Tandem Packer	
	1.96	3100.91	3102.87	Gomas Abajo	
	7	31.05	3102.87	3133.92	Tubing Joint
			3133.92	3133.92	Pup Joint (Se bajo de 5.82 ft a 0 ft de Pup Joint)
9.59		3133.92	3143.51	Mandrel	
12		3143.51	3155.51	Pup Joint (Se Subio de 5.37 ft a 12 ft de Pup Joint)	
0.98		3155.51	3156.49	Safety Joint	
3.65		3156.49	3160.14	Pup Joint (Se bajo de 5.81 ft a 3.65 ft de Pup Joint)	
2.3		3160.14	3162.44	Gomas Arriba	
0		3162.44	3162.44	Packer Con Cuñas	
3.23		3162.44	3165.67	Gomas Abajo	
6		17.58	3165.67	3183.25	Tubing (Se bajo de 24.21 ft a 17.58 ft de Pup Joint)
	9.58	3183.25	3192.83	Mandrel	
	12	3192.83	3204.83	Pup Joint (Se subio de 5.37 ft a 12 ft de Pup Joint)	
	1.9	3204.83	3206.73	Gomas Arriba	
	0	3206.73	3206.73	Tandem Packer	
	1.95	3206.73	3208.68	Gomas Abajo	

Figura 49. Estado mecánico propuesto pozo X

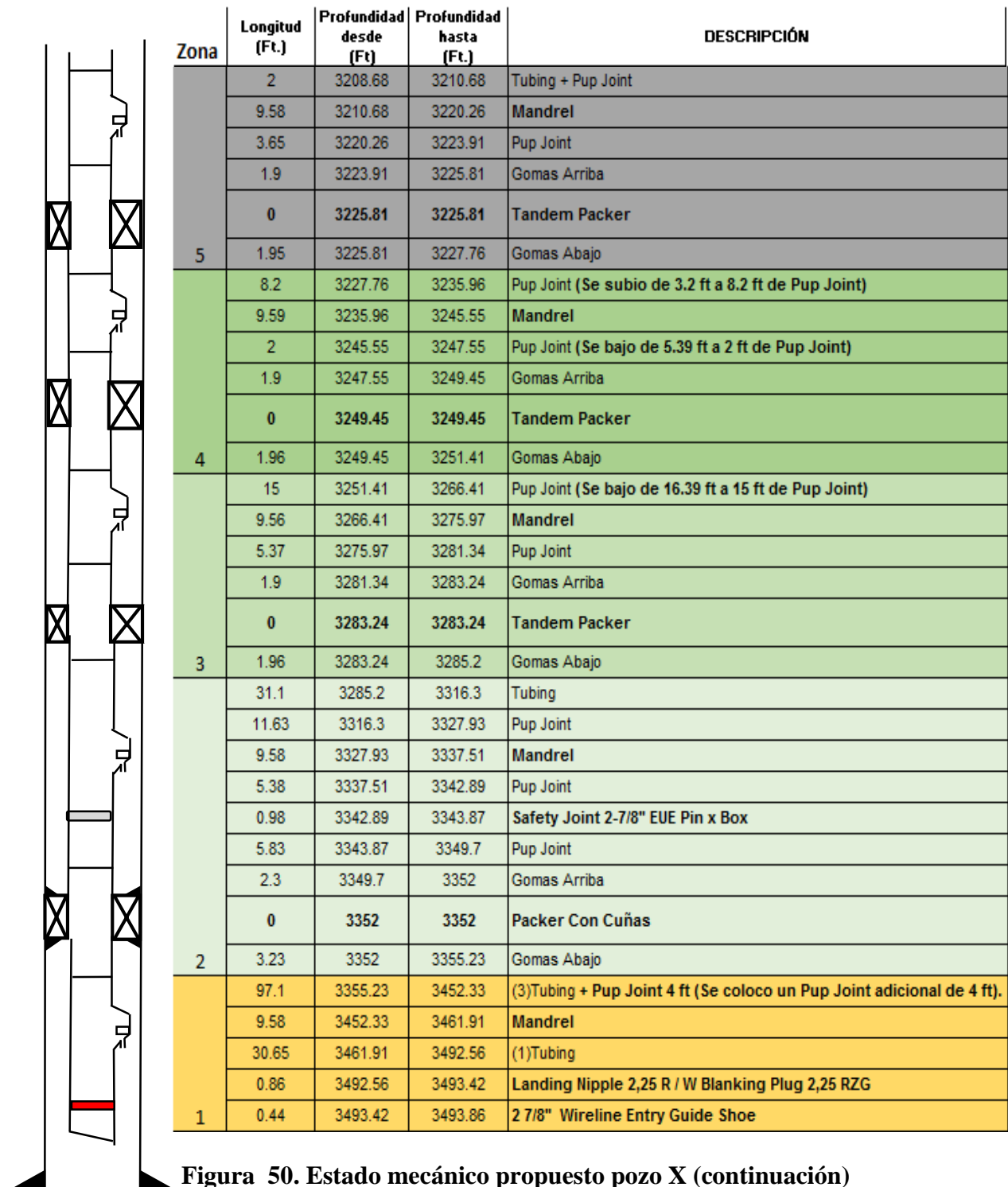


Figura 50. Estado mecánico propuesto pozo X (continuación)

- Espaciamiento final. Análisis de criterios de diseño sobre el estado mecánico propuesto para el pozo X.

Tabla 4 Análisis de criterios de diseño sobre el estado mecánico propuesto pozo X

Grupo o Zona	Intervalo Tope	Fondo	Distancia entre Intervalos	Prof. Packer según diseño	Tope del mandril	Base del Mandril	Distancia entre mandriles	Observaciones
				2,908.87				
8	2998	3004			3084.05	3093.64		1. La distancia entre el segundo Intervalo y el tercer no podría ser discretizada 2. Por la ubicación del mandril se lograrían discretizar todos los intervalos. 3. Queda en la misma ubicación el mandril.
	3046	3054	42					
	3057	3062	3				40.28	
				3,100.91				
7	3117	3120			3133.92	3143.51		1. La distancia entre intervalos se logra discretizar. 2. El segundo intervalo, se saca por diferencia.
	3140	3145	20				39.74	
				3,162.44				
6	3158	3192	0		3183.25	3192.83		1. Un solo intervalo se logra discretizar. 2. la distancia con el mandril superior se logra discretizar 3. Se subió el mandril con el fin de generar la distancia de 17.85 ft con el mandril inferior.
				3,206.73			17.85	
5	3203	3215	0		3210.68	3220.26		1. Cambiando el diseño ubicación de Pup joint se logra ubicar diferencia con el mandril superior de 15 ft
				3,225.81			15.70	
4	3224	3240	0		3235.96	3244.55		1. Cambiando el diseño ubicación de Pup joint se logra ubicar diferencia con el mandril superior de 15 ft
				3,250.45			20.86	

3	3256	3260			3266.41	3275.97		1. La distancia entre los intervalos no lograría a discretizar.
	3264	3270	4				51.96	2. La distancia con los mandriles es mayor a 15 ft 3. Se deja igual al diseño del pozo inicial
				3,283.24				
2	3294	3313	0		3327.93	3337.51		Se deja igual este intervalo, se logra discretizar
				3,352.00			114.82	
1	3387	3408			3452.33	3461.91		1. Bajando el mandril 4 ft se logra tener distancia entre el mandril y los perforados para discretizar los dos intervalos por separado.
	3427	3444	19				31.51	
Landing Nipple				3493.42				El Landing Nipple está ubicado a 31.51 ft del mandril, y debajo de los perforados

- Comparación de zonas con diseño propuesto.

✓ Zona 8

Esta zona presenta una condición del pozo que se diseñó durante el lower completion que no se puede modificar, lo que proponemos en este proyecto son modificaciones del upper completion, sin embargo es importante tener en cuenta este espaciamiento entre intervalos para futuros diseños de pozo. En la figura 51 se puede observar el criterio de espaciamiento ideal para poder discretizar cada intervalo.

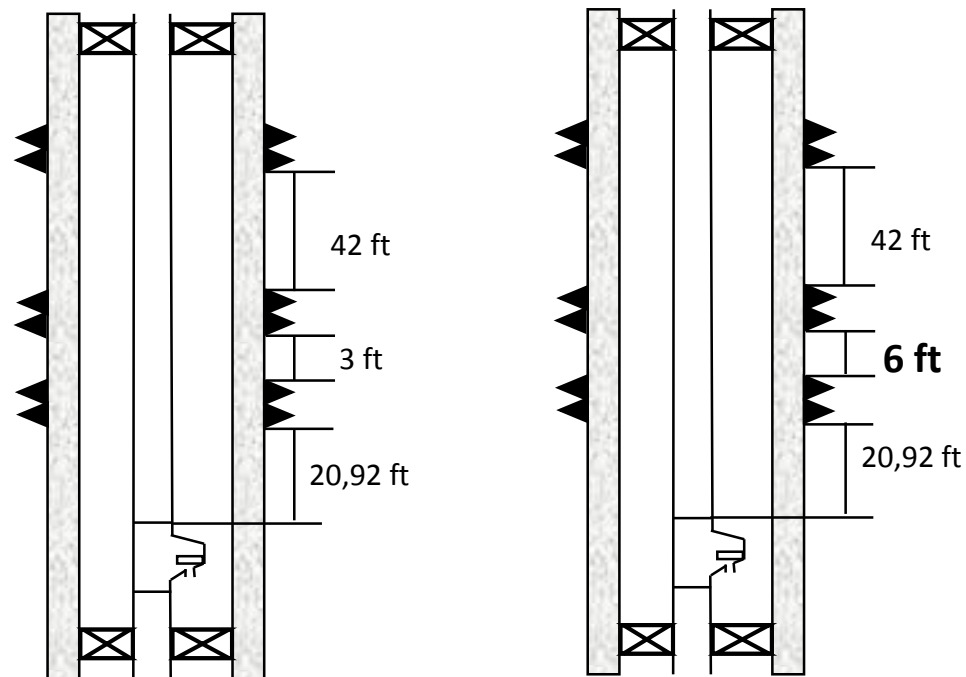


Figura 51. Comparación zona 8. Caso ideal (AUTOR)

✓ Zona 6,5,4

En el análisis descrito en la Tabla 4 y las figuras 49 y 50, se realizó la propuesta para corregir el diseño inicial del pozo teniendo en cuenta la importancia que tienen los criterios de espaciamiento y ser cumplidos, para ello se modificaron las profundidades de las herramientas de tal forma que garantice 15ft

de espaciamiento entre los mandriles 6,5 y 4, y de esta manera en la zona 7 se elimina pup joint de 5,82ft, se aumenta el pup joint de 5,37ft a 12ft y debajo del safety joint se cambia pup joint de 5,81ft a 3,65ft. En la zona 6 por encima del mandril se cambia pup joint de 24,21ft a 17,58ft, y por debajo del mandril se aumenta pup joint de 5,37ft a 12ft. En la zona 4 por encima del mandril se aumenta pup joint de 3,2ft a 8,2ft y por debajo del mandril se cambia pup joint de 5,39ft a 2ft. En la Zona 3 se cambia pup joint de 16,39ft a 15ft. En la zona 1 se agrega pup joint adicional de 4ft. Ver figura 52.

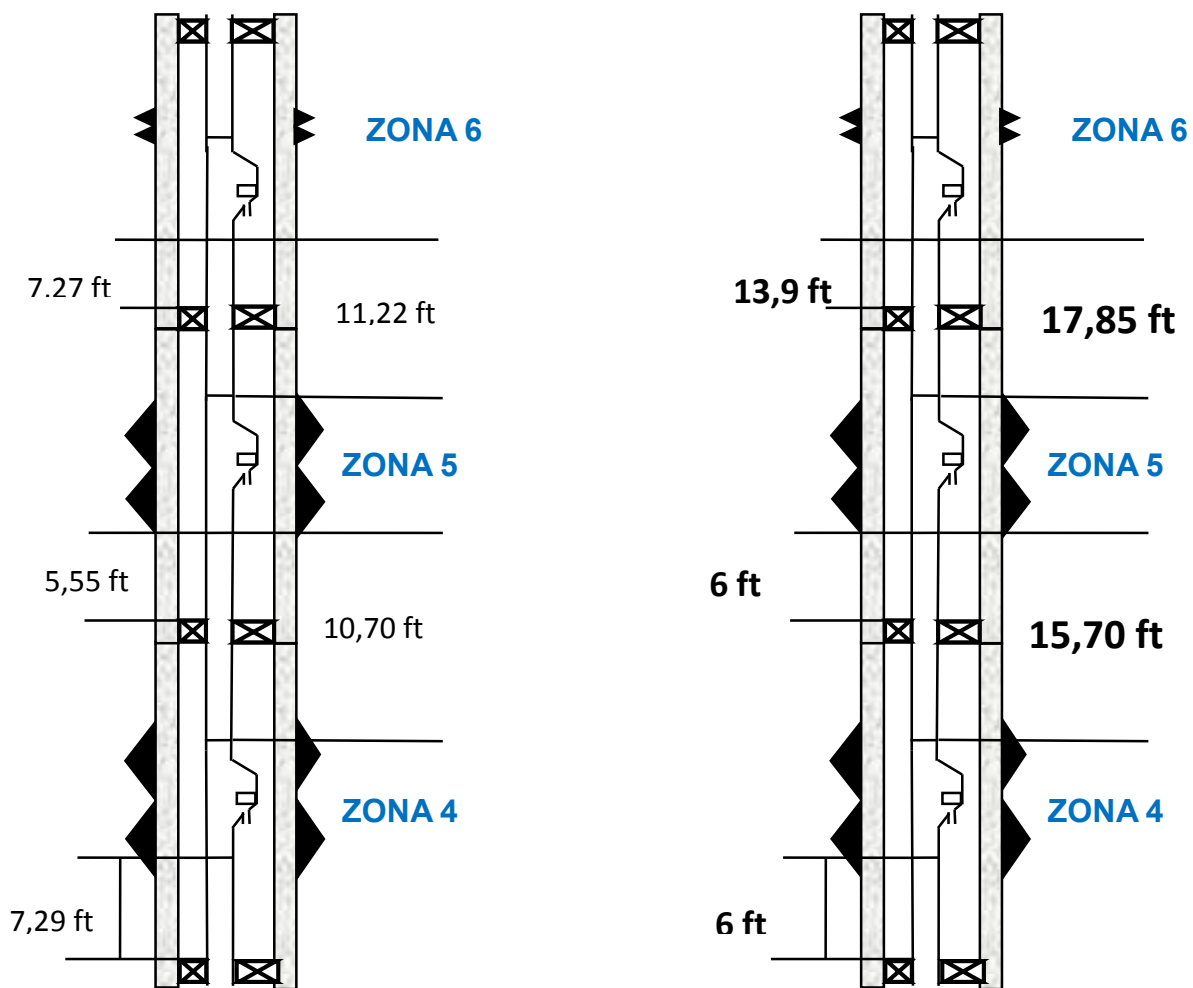


Figura 52. Espaciamiento propuesto zonas 6,5 y 4 de acuerdo a los criterios de diseño.
(AUTOR)

✓ Zona 3

Esta zona presenta una condición del pozo que se diseñó durante el Lower Completion que no se puede modificar, lo que proponemos en este proyecto son modificaciones del upper completion, sin embargo es importante tener en cuenta este espaciamiento entre intervalos para futuros diseños de pozo. En la figura 53 se puede observar el criterio de espaciamiento ideal para poder discretizar cada intervalo.

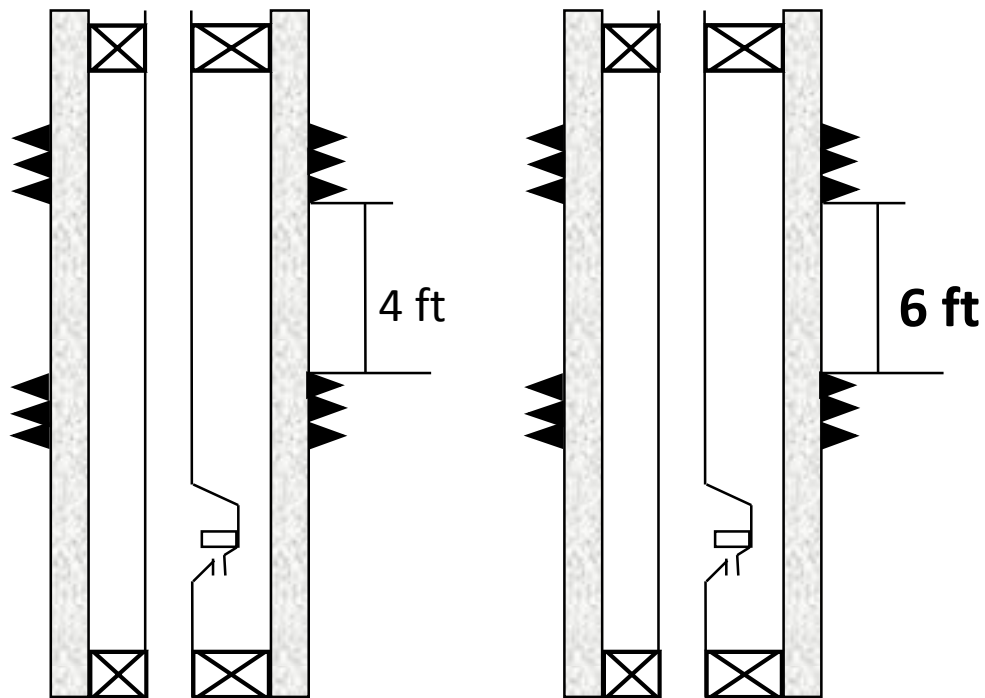


Figura 53. Comparación zona 3. Caso ideal. (AUTOR)

4.3. Análisis de esfuerzos

4.3.1. Análisis de esfuerzos (bases teóricas)

El análisis de esfuerzos es un factor de gran importancia en completamiento de un pozo, esta tiene como fin asegurar que las cargas generadas por las operaciones o servicios que se realicen durante el ciclo de vida del pozo sean soportadas por el completamiento. Debe tenerse en cuenta que la finalidad del servicio es la operación que se pueda realizar en el pozo tales como inyección o producción y mientras que la carga son las diferentes condiciones que pueda ver un servicio, como cambios de presión en cabeza, temperatura entre otros.

Mediante el análisis de esfuerzos, se puede predecir el comportamiento del pozo según la operación que se vaya a realizar, de esta forma se puede también evaluar los diferentes criterios para escoger la tubería adecuada para el completamiento (grado, peso, presión de estallido, presión de colapso, etc.), al igual que todas las herramientas y accesorios que se vayan a correr en el hueco, incluyendo los empaques tándem. Es importante tener en cuenta que entre más compleja sea la configuración del completamiento, el análisis de esfuerzos se vuelve más importante.

- *Especificaciones técnicas*

Las especificaciones técnicas de la tubería hacen referencia a los valores de presión, temperatura, presencia de H₂S, torque, entre otros, hasta los cuales el material falla. Todas las tuberías completamiento de pozos, son sometidas a pruebas donde se determinan estos valores, permitiendo así que el ingeniero de completamiento sepa hasta donde puede exigir la tubería a usar.

A continuación se presenta cada una de las especificaciones técnicas de la tubería

✓ Colapso

“Se denomina presión de colapso, a la presión externa a la cual se genera un esfuerzo tangencial en la superficie interna del tubo, que es igual a la resistencia del material del que está constituido el tubular, generando la cedencia de la pared interna” (Landmark, 2013).

De forma general, si la presión externa de la tubería es mayor que la presión interna del tubular la tubería tendera a fallar por colapso, sin embargo, no se puede establecer un simple diferencial entre presión externa e interna para declarar una condición de colapso en la tubería.

✓ Estallido

Es la condición a la cual la tubería, debido a presiones internas mayores que las externas, puede llegar a fallar resultando en un daño irremediable. Es una condición a tener en cuenta sobre todo en operaciones de inyección puesto que las presiones internas pueden llegar a ser bastante más altas que las anulares. Cabe mencionar, que el valor máximo de estallido que tiene una tubería no solo está definido por el cuerpo de esta sino también por el tipo de rosca que tenga, estos deben ser tenidos en cuenta para definir el valor real de estallido.

✓ Fuerza axial

La fuerza axial (fuerza axial máxima antes de vencer el punto de cedencia).

✓ Triaxial

El esfuerzo triaxial no es más que el punto de cedencia de la tubería, yp (yield point), el cual está ligado al grado de la tubería.

- *Cargas*

Las cargas son producto de las propiedades que se presentan en el pozo de acuerdo a su servicio final (inyección, producción, inyección de fluidos, etc.). También otros factores como presión, temperatura, peso de la tubería, tipo de operación, tipo de empaques, entre otros. Son de gran importancia en el análisis de estrés en tuberías puesto que estas fuerzas pueden clasificarse compresivas o de tensión, incluso, existen condiciones de pozo que pueden hacer fallar la tubería con resultados catastróficos; para efectos del presente trabajo de grado se establece que las fuerzas axiales compresivas serán simbolizadas como negativas, y las fuerzas axiales de tensión serán simbolizadas como positivas (Calderon Falla & Castro Trujillo, 2017).

✓ Colapso

Se denomina presión de colapso, a la presión externa a la cual se genera un esfuerzo tangencial en la superficie interna del tubo, que es igual a la resistencia del material del que está constituido el tubular, generando la cedencia de la pared interna.

✓ Estallido

Es la falla ocasionada por el diferencial de presión interna. El valor de presión de fluencia de la tubería de revestimiento constituye una consideración clave en muchas operaciones de control de pozos y contingencias. Es una pieza clave para un buen diseño, muchos casos de fallas de completamiento se han dado por un diseño deficiente donde se han omitido estos conceptos.

✓ Fuerza axial

Es un factor importante en el diseño, debe tenerse en cuenta la resistencia a la tensión y comprensión de las juntas, aunque no es un valor definido por el API, es sumamente importante,

y es particularmente cierto a la hora de diseñar, generalmente esta resistencia se basa en la resistencia a la fluencia a tracción del material.

✓ Triaxial

El “esfuerzo triaxial” (esfuerzo equivalente) no es un esfuerzo verdadero. Es un valor teórico, que permite que un estado de esfuerzo tridimensional generalizado sea comparado contra un criterio de falla uniaxial (la fuerza de cedencia). En otras palabras, si el esfuerzo triaxial excede la fuerza de cedencia, se indica una falla de cedencia.

- *Análisis de resultados.*

Los pozos diseñados apropiadamente garantizan que la operación a la cual se expondrán se realice de forma correcta, uno de los factores que mayor impacto involucra es la integridad de las tuberías, herramientas y empaques, por lo tanto, determinar su comportamiento ante las diferentes condiciones operativas a las que estará expuesta permite realizar el correcto análisis y selección de la misma.

Para realizar un diseño óptimo de tuberías y empaque se debe hacer énfasis en las cargas generadas sobre estos mismos, y evaluar si estas condiciones serán soportadas. La tubería y herramientas se analizan con factores de diseño que se obtienen por medio de perfiles generados por cada carga a lo largo del pozo, es importante tener en cuenta que las tuberías también tienen envolvente operativa; los empaques se evalúan por la envolvente operativa en la cual esta los límites de resistencia. A continuación se explican brevemente.

✓ Factores de diseño

Una vez se han calculado todas las condiciones a las cuales se somete la tubería durante una carga en un servicio, y sus respectivas especificaciones técnicas (ratings) se puede evaluar que tan bien está diseñado el completamiento por medio de los factores de diseño, estos, son una medida matemática que asegura que el completamiento no fallará bajo ninguna de las condiciones de trabajo a través de la vida útil del pozo, haciendo una comparación entre las cargas y las especificaciones técnicas (rating), como se puede observar en la siguiente ecuación. (Calderon Falla & Castro Trujillo, 2017)

$$FD = \frac{\textit{Especificación técnica}}{\textit{Carga}}$$

✓ Envolvente operativa

Representa los límites de resistencia de una tubería y/o empaque ante la acción combinada de los esfuerzos.

El análisis de esfuerzo debe caracterizarse para cada tipo de completamiento e identificar el proceso o metodología de cómo debe aplicarse para ver las condiciones críticas y lograr una evaluación adecuada. Por esta razón a continuación se presenta una serie de consideraciones guía para esta metodología.

4.3.2. Consideraciones para realizar un análisis de esfuerzos aplicados a Sartas de inyección

Selectiva de gua.

A continuación presentamos algunas consideraciones importantes a tener en cuenta para un análisis de esfuerzos en completamiento de sartas selectivas de inyección de agua.

1. Es importante evaluar el estado mecánico del pozo (espaciamiento) y determinar cada una de las herramientas y tuberías que lo conforman.
2. Contar con los manuales técnicos de cada una de las herramientas y tuberías, donde se especifique las condiciones máximas de trabajo. Debe tenerse en considerarse que para los empaques con cuñas es necesario contar con la envolvente operativa.
3. Contar con un software que permita el análisis de esfuerzos, para poder realizar el diseño completo del mismo.
4. Se recomienda hacer los respectivos análisis teniendo en cuenta los casos críticos de diferenciales de presión en los empaques. Para representar este, cada cargar de presión de inyección y caudal debe generarse 3 casos los cuales son:

- ✓ Todas las zonas inyectando.: Todas las zonas se encuentran abiertas e inyectando, lo cual aquí no se crea diferencial crítico entre empaques, como se puede observar en la figura 54 donde se ilustra el BHA de la sarta selectiva.

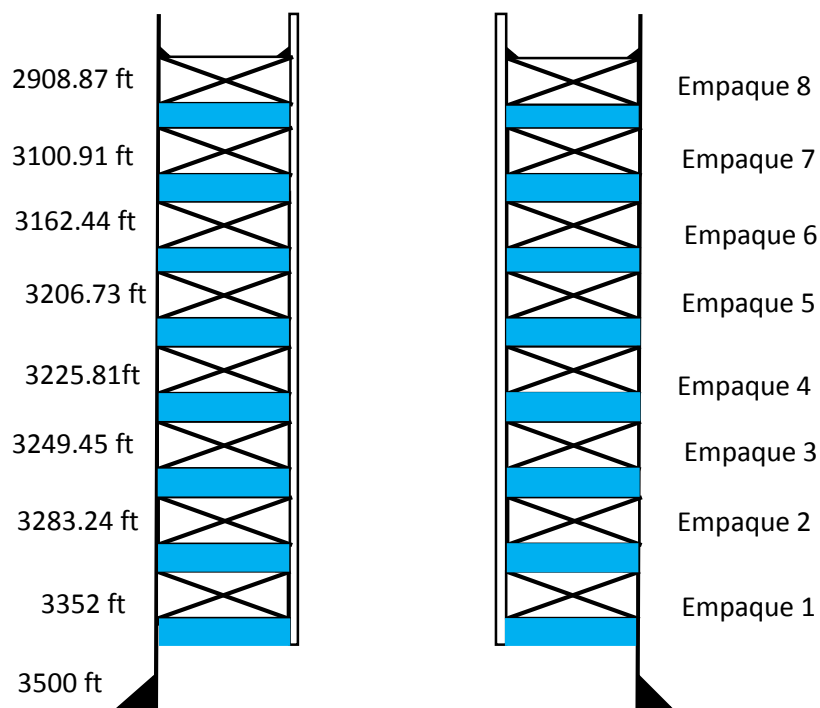


Figura 54. Todas las zonas inyectando. (AUTOR)

- ✓ Inyectando en zonas impares: En esta carga las zonas pares se encuentran cerradas y se asumen como cero presión, con el fin de crear un diferencial critico de presión a través de las gomas del empaque como se muestra en la figura 55 donde se ilustra el BHA de la sarta selectiva..

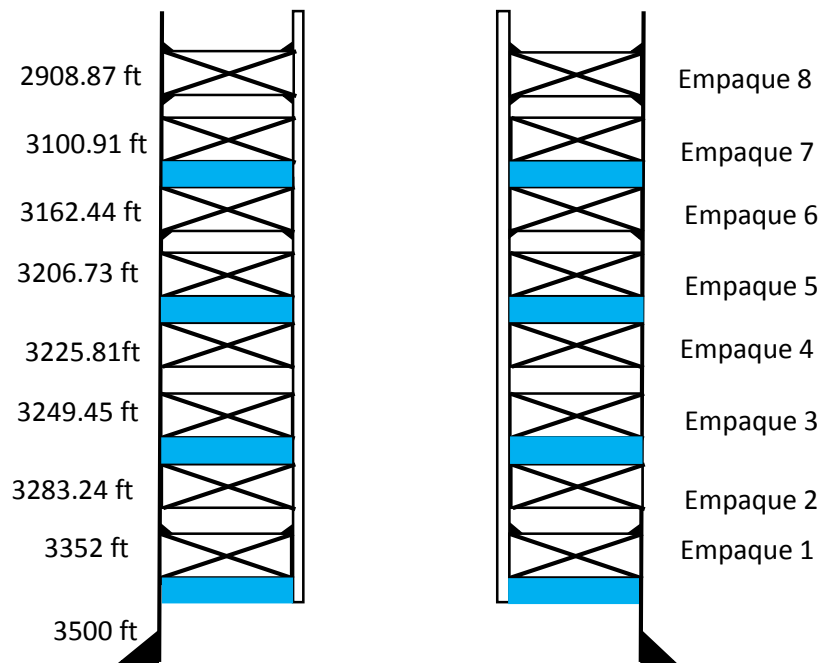


Figura 55. Inyección en zonas Impar. (AUTOR)

- ✓ Inyectando en zonas pares: En esta carga las zonas impares se encuentran cerradas y se asumen como cero presión, con el fin de crear un diferencial critico de presión a través de las gomas del empaque como se muestra en la figura 56 donde se ilustra el BHA de la sarta selectiva..

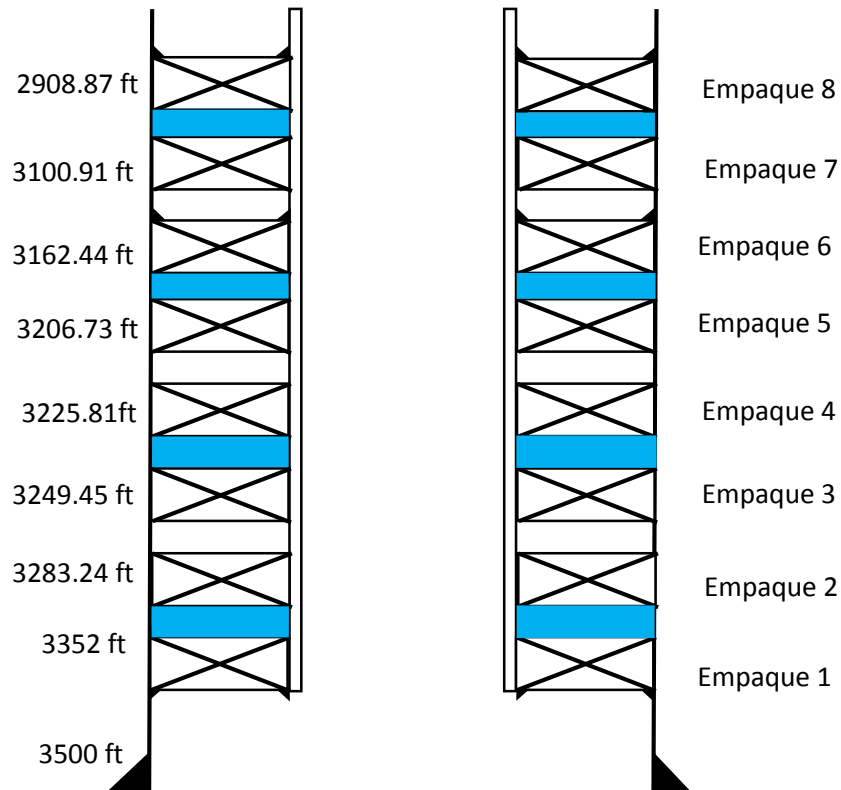


Figura 56. Inyección en zonas Pares. (AUTOR)

5. Las sartas selectivas contienen por lo general empaques tándem (sin anclaje), los cuales es necesario que se evalué el impacto que tienen sobre el perfil axial del pozo. Por lo regular la mayoría de software comerciales no presentan este tipo de empaques, por esta razón, se recomienda utilizar el PTA (Packer Tándem Analysis) para la modificación de los perfiles axiales.
6. Realizar el análisis de los perfiles de factores de diseño, envolvente operativa de la tubería y envolvente del empaque con el fin de determinar si el completamiento soporta las condiciones del pozo.

A continuación se presentara un ejemplo de aplicación de cada una de las consideraciones realizadas, usando el ejemplo del completamiento planteado en la sección de espaciamiento del pozo X.

4.3.3. Ejemplo de aplicación

Se realizara un ejemplo como guía del proceso de aplicación para realizar el cálculo de esfuerzos en sartas de inyección selectiva, el estado mecánico del pozo representa las profundidades de cada herramienta para el posterior desarrollo y análisis. La figura 57 muestra el caso a evaluar.

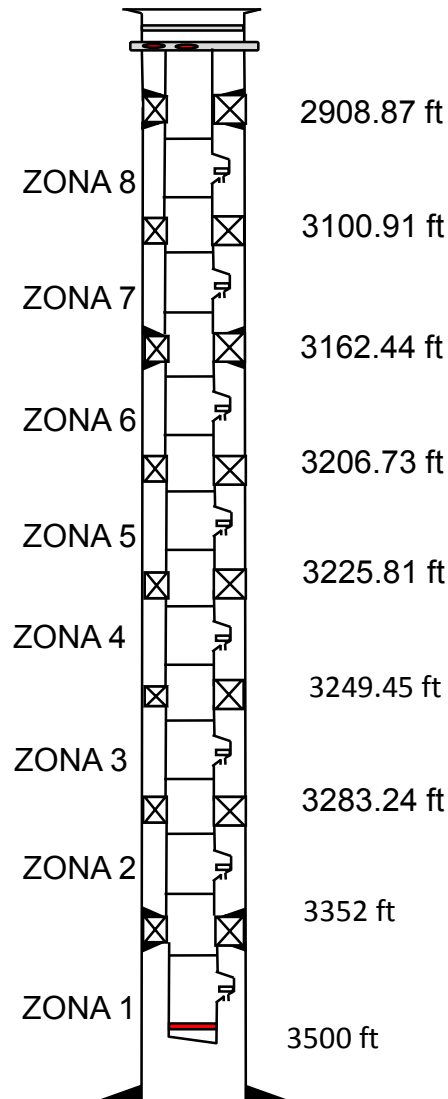


Figura 57. Esquema del pozo X.
Fuente: *AUTOR*

Para el ejercicio de aplicación se tuvo en cuenta 4 cargas (1500, 2000 ,2500 y 3000 PSI), en cada una de estas se corrieron los tres casos, todas las zonas inyectando, en zonas par (se inyecta en zonas impar y se cierra las zonas par), en zonas impares (se inyecta en zonas par y se cierra las zonas impar), esto con el fin de evaluar la inyección en casos críticos, adicional se realizó una carga de prueba anular con el fin de evaluar colapso., dando como total 13 corridas con la prueba anular.

El pozo a 3500 ft y presenta 8 empaques.

Tabla 5. Cargas y condiciones del pozo.

Parámetros Iniciales		
Empaques	3 Con Anclaje	5 Sin Anclaje
Profundidad Empaques	3352-3162.44-2908.8	3283.2-3249.4-3225.8 -3206.7-3100.9
Presión de Inyección	1500-2000-2500-3000	1500-2000-2500-3000
Zonas Inyectadas	Total-Impar-Par	Total-Impar-Par

Tabla 6 Datos de la tubería y revestimiento

TUBERIA			REVESTIMIENTO		
Diámetro externo de la tubería	2.875	in	Diametro externo del revestimiento	7	in
Diámetro interno de la tubería	2.441	in	Diametro interno del revestimiento	6.276	in
Yield Point	80000	psi	Diametro del sello del empaque	2.875	in
Rating axial de la tubería	144962	psi			
Rating axial del empaque	119200	psi			

A continuación se presentan 2 casos de Inyección los cuales fueron escogidos por ser los más críticos durante la simulación.

- ✓ CASO 1. Inyección Impar @ 1500 Psi.
- ✓ CASO 2. Inyección Impar @ 3000 Psi.

Con la información del estado mecánico del pozo X. Ver figura 57, y el uso de un software comercial, se obtienen los siguientes resultados. Ver tabla 7, simulados de cargas de fuerza tubería al empaque y del empaque al revestimiento y las respectivas cargas axiales a las cuales está sometido cada empaque.

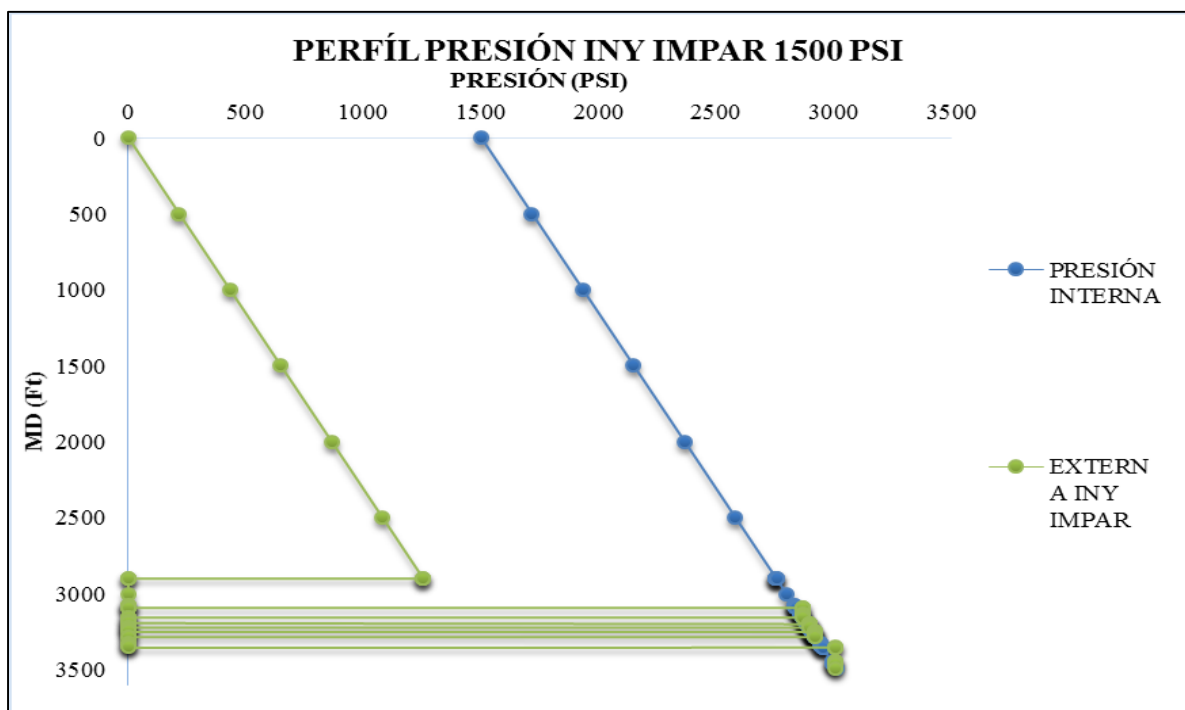


Figura 58. Perfil de Presión Caso 1. Inyección Impar a 1500 Psi. (AUTOR)

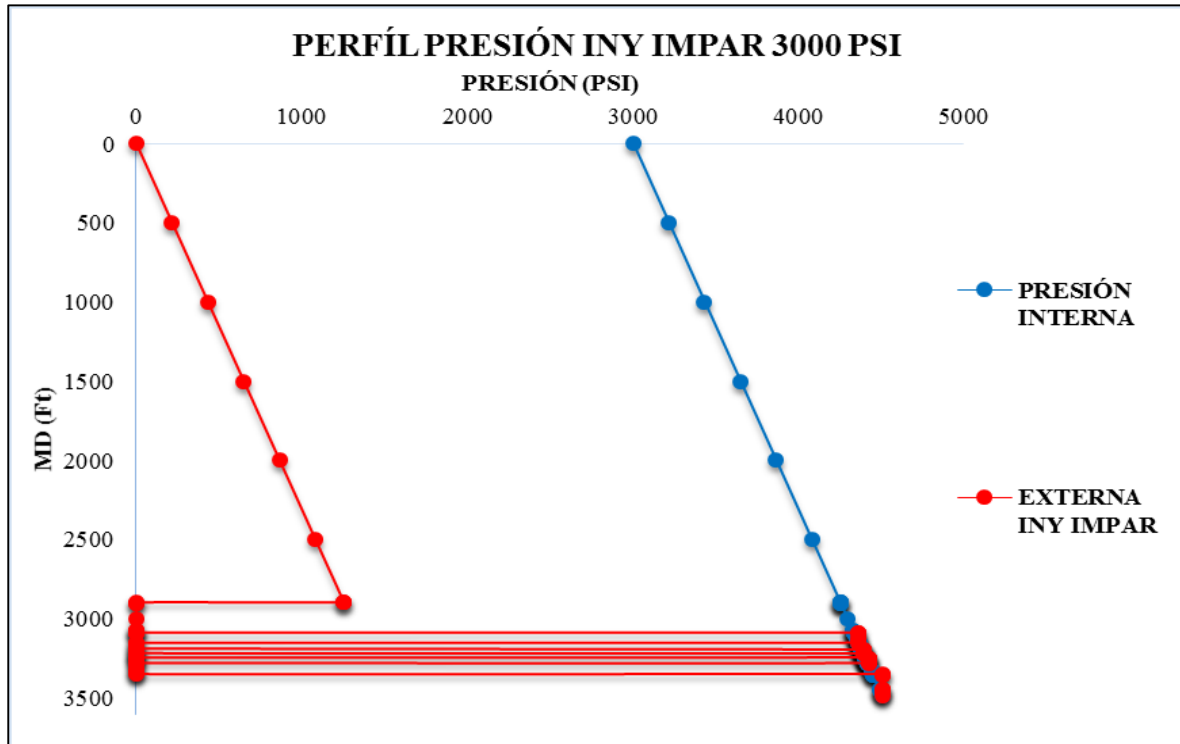


Figura 59. Perfil de Presión Caso 2. Inyección Impar a 3000 Psi. (AUTOR)

- Caso 1

- ✓ Se obtienen los datos iniciales generados por el Software comercial, estos se adjuntan a continuación. Tabla 7.

Tabla 7. Data Obtenida por Software comercial. Caso 1.

Nombre	Profundidad Empaque	Fuerza Tuberos a Empaque	Carga Axial		Presión Anular		Fuerza de Empaque a Revestimiento	Presión Interna
			Arriba (lbf)	Debajo (lbf)	Arriba (Psi)	Debajo (Psi)		
Empaque	MD (ft)	(lbf)	Arriba (lbf)	Debajo (lbf)	Arriba (Psi)	Debajo (Psi)	(lbf)	(Psi)
1	3352	-30623	26061	-4562	0.0	3011.6	-104235.5388	3011.6
2	3283.2	11622	14885	26507	2922.1	0.0	68831.57479	2922.2
3	3249.45	-11190	26302	15112	0.0	2922.1	-82614.8903	2906.9
4	3225.81	11397	15080	26477	2895.2	0.0	71549.26756	2895.2
5	3206.73	-11042	26269	15227	0	2895.2	-81809.4	2885.2
6	3162.44	11408	15147	26555	2866.1	0.0	81464.1	2866.1
7	3100.91	-10506	26060	15554	0	2866.1	-80562.1	2838.8
8	2908.87	10802	16505	27307	1255.6	0.0	41492.6	2755.7

Las sargas selectivas contienen por lo general empaques tándem (sin anclaje), los cual es necesario que se evalué el impacto que tienen sobre el perfil axial del pozo. Por lo regular la mayoría de software comerciales no presentan este tipo de empaques, por esta razón, se recomienda utilizar el PTA (Packer Tándem Analysis) para la modificación de los perfiles axiales. Como lo muestra el estado mecánico del pozo X, este cuenta con 3 empaques con cuñas y 5 empaques sin anclaje (Tandem), siendo esto una condición crítica para la tubería a tener en cuenta. Haciendo uso del software PTA y corrigiendo las cargas, los resultados se presentan en la tabla 8.

Tabla 8. Fuerzas Axiales corregidas por el Software PTA. Caso 1.

Fuerzas					
Nombre	Profundidad Empaque	Fuerza Tubería a Empaque	Fuerza de Empaque a Revestimiento	Carga Axial Corregidaa	
Empaque	MD (ft)	(lbf)	(lbf)	Arriba (lbf)	Debajo (lbf)
1	3352	-30623.0	-104235.5	26061.0	-4562.0
2	3283.2	-45589.1	0.0	72096.1	26507.0
3	3249.45	-82616.8	0.0	26302.0	-56314.8
4	3225.81	-48756.9	0.0	75233.9	26477.0
5	3206.73	-81811.3	0.0	26269.0	-55542.3
6	3162.44	11408.0	81464.1	15147.0	26555.0
7	3100.91	-80563.9	0.0	26060.0	-54503.9
8	2908.87	10802.0	41492.6	16505.0	27307.0

Al tener la data de carga axial corregida, se pasa obtener los factores de diseño (Ver figura 60) y la envolvente operativa de la tubería (Ver figura 61) y de los empaques (Ver figura 62) para asegurarnos que este mismo soporte la carga a la cual fue expuesta, haciendo uso del software TIA (Tubing Integrity Analysis) cargamos la data corregida y obtenemos los datos de la envolvente, los cuales fueron gráficos en excel para su análisis. A continuación se observa los resultados.

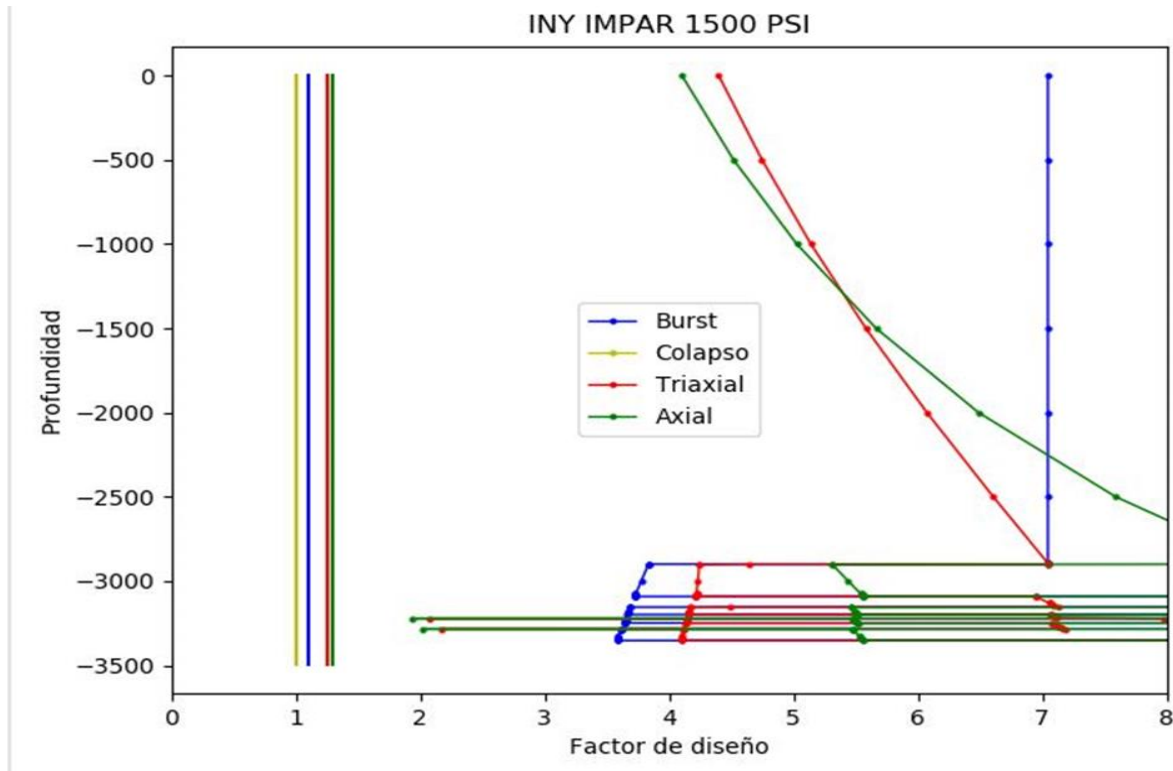


Figura 60. Factores de diseño. Caso 1. (Sanmiguel Cabrera & Toro Barros, 2017)

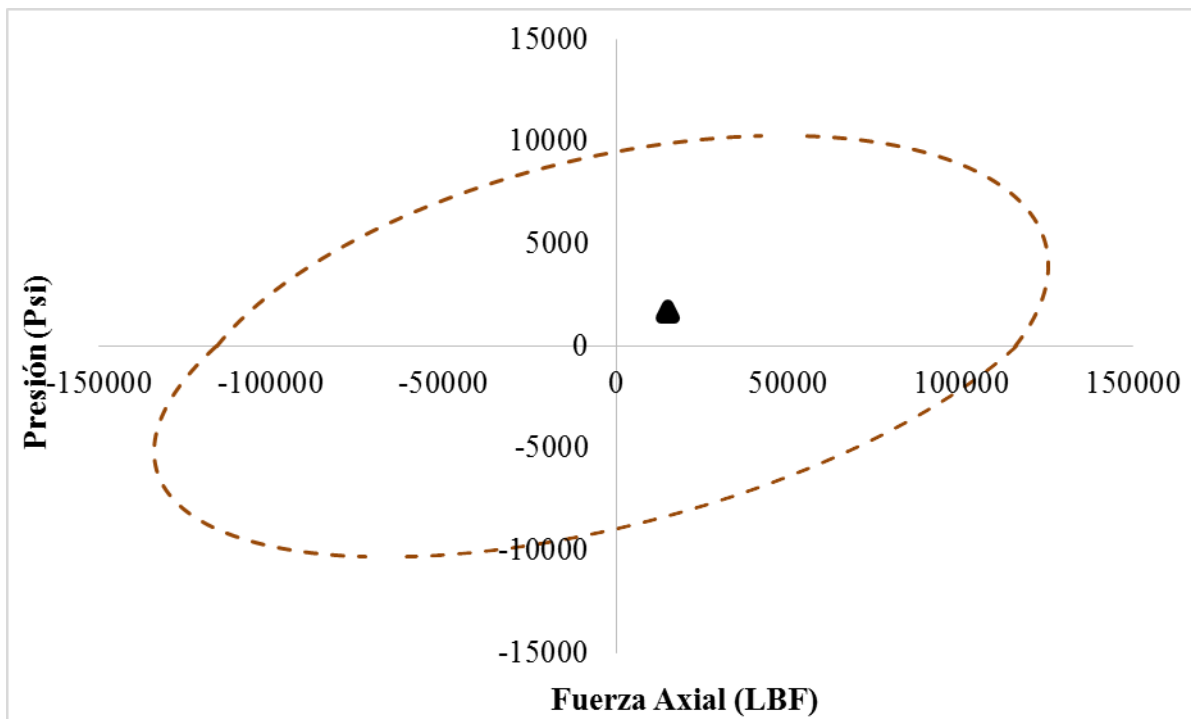


Figura 61. Envolvente operativa de tubería. Caso 1. (Sanmiguel Cabrera & Toro Barros, 2017)

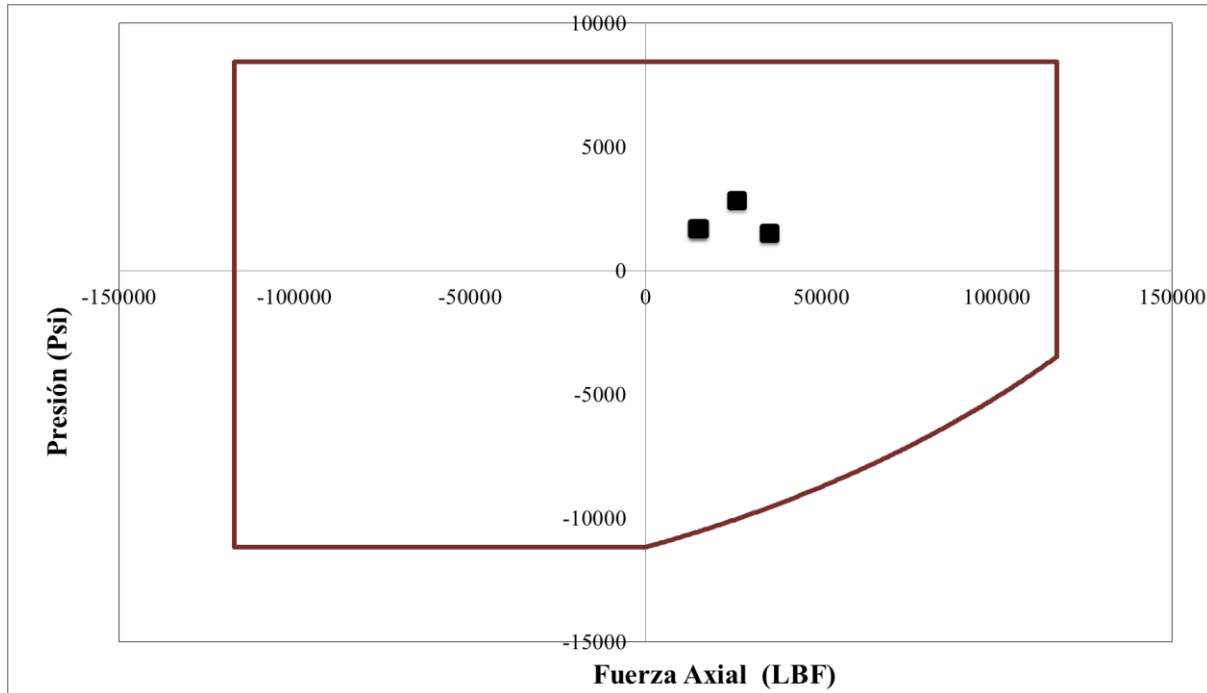


Figura 62. Envoltura operativa de empaques. Caso 1. (Sanmiguel Cabrera & Toro Barros, 2017)

Los factores de diseño están por encima de los factores de seguridad (Ver figura 60), lo cual indica que este caso de carga (inyección impar 1500 Psi.) si se pueda aplicar al completamiento en estudio, donde los esfuerzos generados por las distintas condiciones que tiene el pozo están dentro de las especificaciones tanto de la tubería (Ver figura 61), como del empaque (Ver figura 62).

- Caso 2.

- ✓ Se obtienen los datos iniciales generados por el software comercial, estos se adjuntan a continuación. Tabla 9.

Tabla 9. Data obtenida por el software comercial. Caso 2

Nombre	Profundidad	Fuerza	Carga Axial		Presión Anular		Fuerza de	Presión Interna
	Empaque	Tuberia a Empaque	Arriba (lbf)	Debajo (lbf)	Arriba (Psi)	Debajo(Psi)	Empaque a Revestimiento (lbf)	
Empaque	MD (ft)	(lbf)	Arriba (lbf)	Debajo (lbf)	Arriba (Psi)	Debajo(Psi)	(lbf)	(Psi)
1	3352	-37553	30273	-7280	0	4507.4	-146372.26	4451.9
2	3283.2	17419	13299	30718	4422.1	0	103996.11	4422.2
3	3249.45	-16988	30514	13526	0	4422.1	-124708.30	4406.9
4	3225.81	17210	13479	30689	4395.2	0	108527.09	4395.2
5	3206.73	-16838	30464	13626	0	4395.2	-124028.38	4385.3
6	3162.44	17182	13569	30751	4366.1	0	123902.09	4366.1
7	3100.91	-16294	30271	13977	0	4366.1	-122349.73	4338.9
8	2908.87	10803	20716	31519	1255.6	0	41493.63	4255.6

Al igual que en el caso anterior, se corrigen las cargas axiales utilizando el software PTA y de esta manera corregir también el perfil axial. Los resultados se muestran en la tabla 10.

Tabla 10. Fuerzas Axiales corregidas por el software PTA. Caso 2.

Fuerzas					
Nombre	Profundidad Empaque	Fuerza Tuberia a Empaque	Fuerza de Empaque a Revestimiento	Carga Axial Corregidaa	
Empaque	MD (ft)	(lbf)	(lbf)	Arriba (lbf)	Debajo (lbf)
1	3352	-37553.0	-146372.3	30273.0	-7280.0
2	3283.2	46946.2	0.0	99878.4	146824.6
3	3249.45	-16988.0	-124708.3	30514.0	13526.0
4	3225.81	41289.7	0.0	104798.5	146088.2
5	3206.73	98300.8	0.0	30464.0	128764.8
6	3162.44	25095.1	0.0	120291.9	145387.1
7	3100.91	97626.7	0.0	30271.0	127897.7
8	2908.87	10803.0	41493.6	20716.0	31519.0

A continuación se presenta los resultados mediante graficas de los factores de diseño (Ver figura 63), la envolvente de tubería (Ver figura 64) y por último la envolvente del empaque (Ver figura 65), con respecto al caso 2 de evaluación.

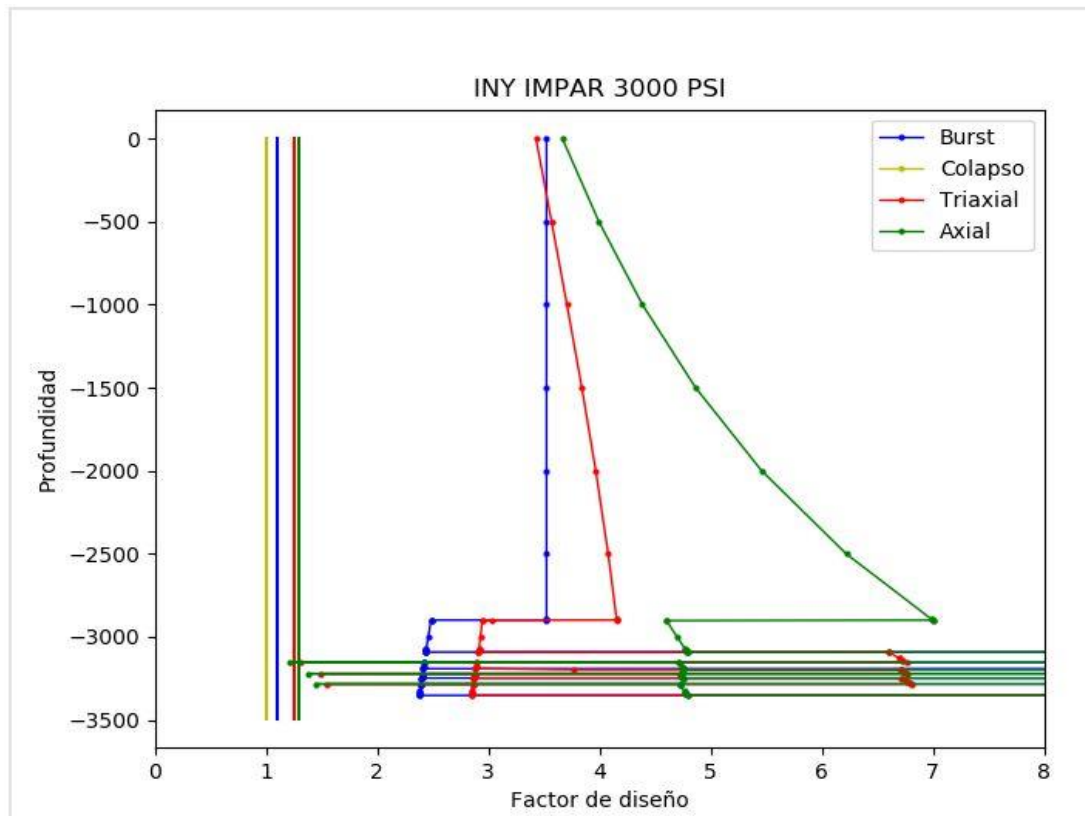


Figura 63. Factores de diseño. Caso 2. (Sanmiguel Cabrera & Toro Barros, 2017)

Los factores de diseño NO están por encima de los factores de seguridad, lo cual indica que este caso de carga (inyección impar 3000 Psi.) No se pueda aplicar al completamiento en estudio, donde los esfuerzos generados por las distintas condiciones que tiene el pozo No son mayores que los factores de seguridad propuestos, Sin embargo, la envolvente tubería y empaque soportaría los esfuerzos generados en ellos.

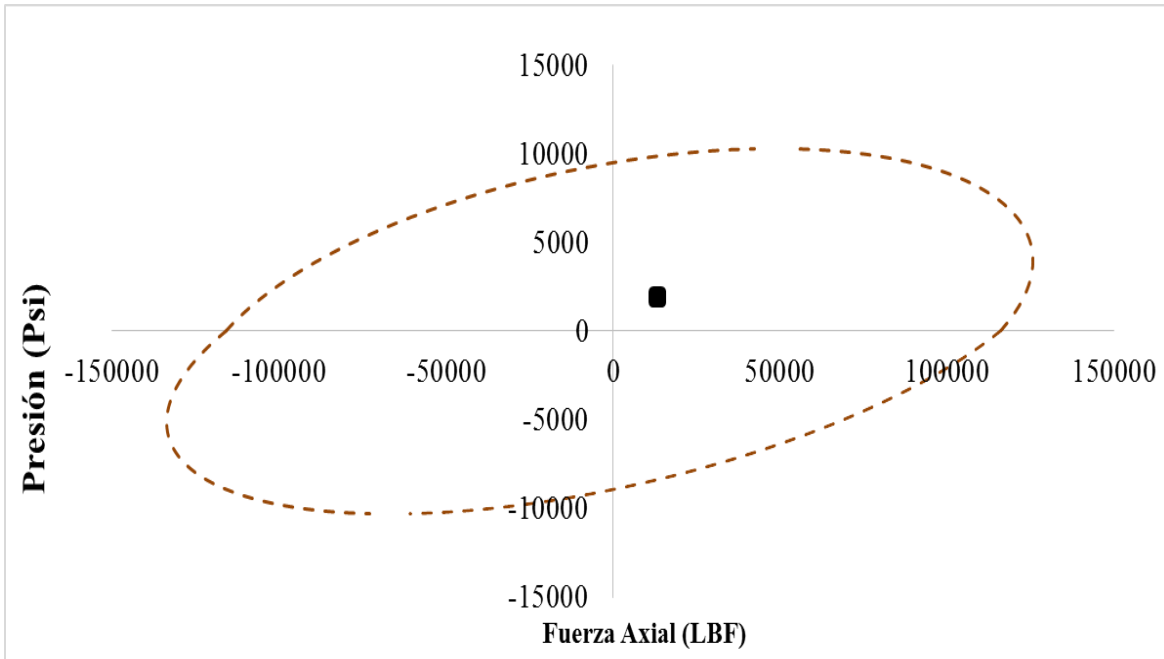


Figura 64. Envoltente operativa de tubería. Caso 2. (Sanmiguel Cabrera & Toro Barros, 2017)

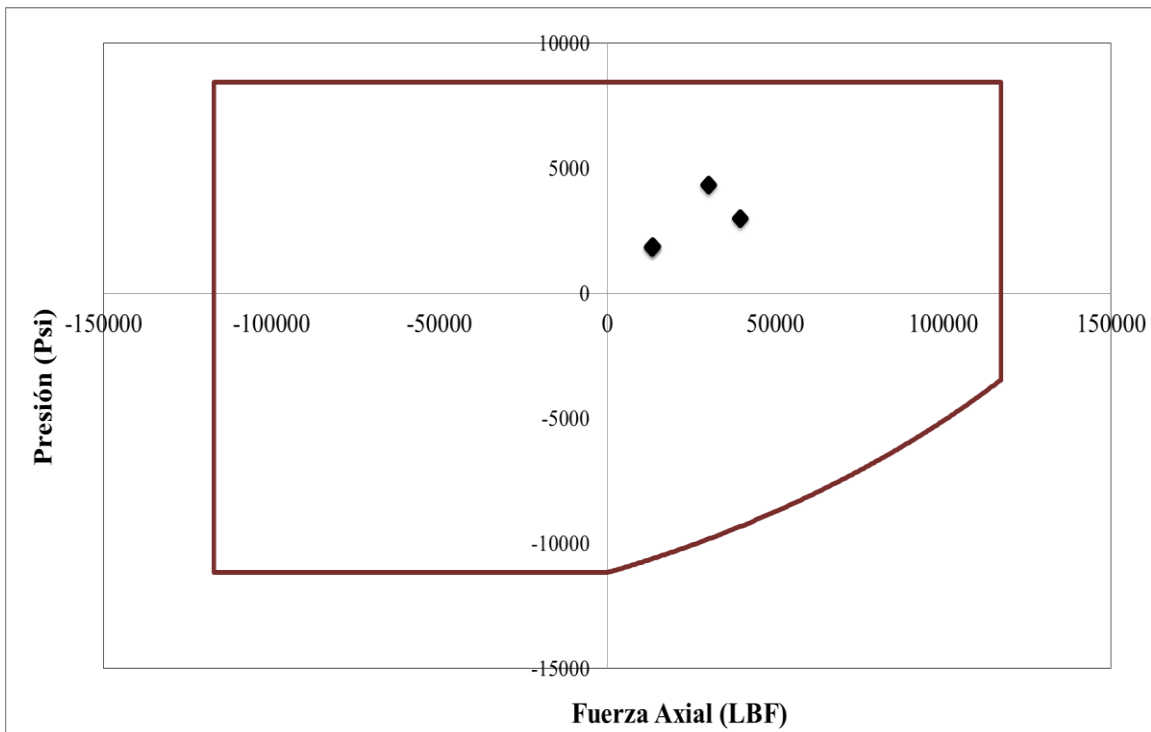


Figura 65. Envoltente operativa de empaques. Caso 2 (Sanmiguel Cabrera & Toro Barros, 2017)

Observando la figura 64 como envolvente operativa de la tubería se concluye que cumple las condiciones para soportar las cargas axiales durante la operación, de igual la figura 65 envolvente operativa del empaque soporta las cargas generadas sobre este, pero los factores de diseño no se cumplen, siendo menor el esfuerzo axial al factor de seguridad tomado.

- Análisis total
 - ✓ Análisis de perfiles axiales

Se puede observar los cambios drásticos en cuanto a las cargas axiales corregidas y el impacto que tiene no realizar la corrección, los datos arrojados por el software comercial mantiene valores distribuidos de las cargas axiales oscilando en 13000 lb y 30000 lb de tensión como se observa en la figura 66, mientras que realmente se encuentran con valores de 120000 lb de tensión como se observa en la figura 67, ejerciendo un esfuerzo mayor al imaginado; este mismo comportamiento se observa en las figuras 68 y 69 para el Caso 2 de estudio, donde las fuerzas de empaque a revestimiento mostradas por el software comercial están representando las fuerzas que el empaque transmite a las cuñas y estas a su vez al revestimiento, pasando por alto el uso de empaques sin anclaje, (Tándem) no se encuentran simulados de manera adecuada con la ecuación, debido a su no anclaje al revestimiento la fuerza generada en el punto de interés será sumada al siguiente punto en evaluación.

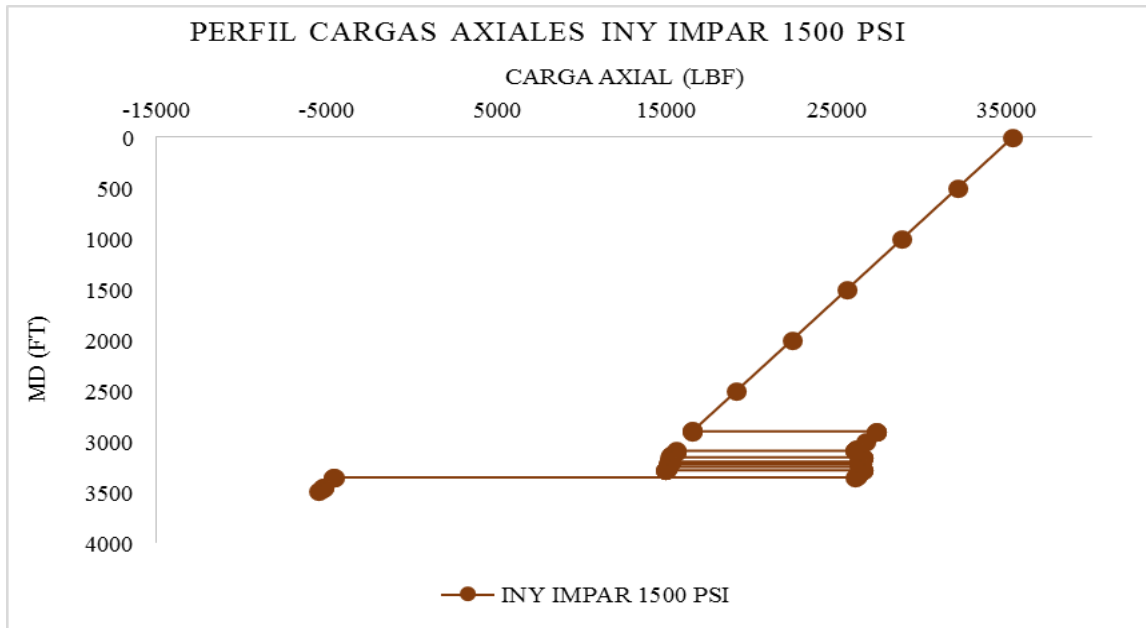


Figura 66. Perfil Fuerza Axial Caso 1.

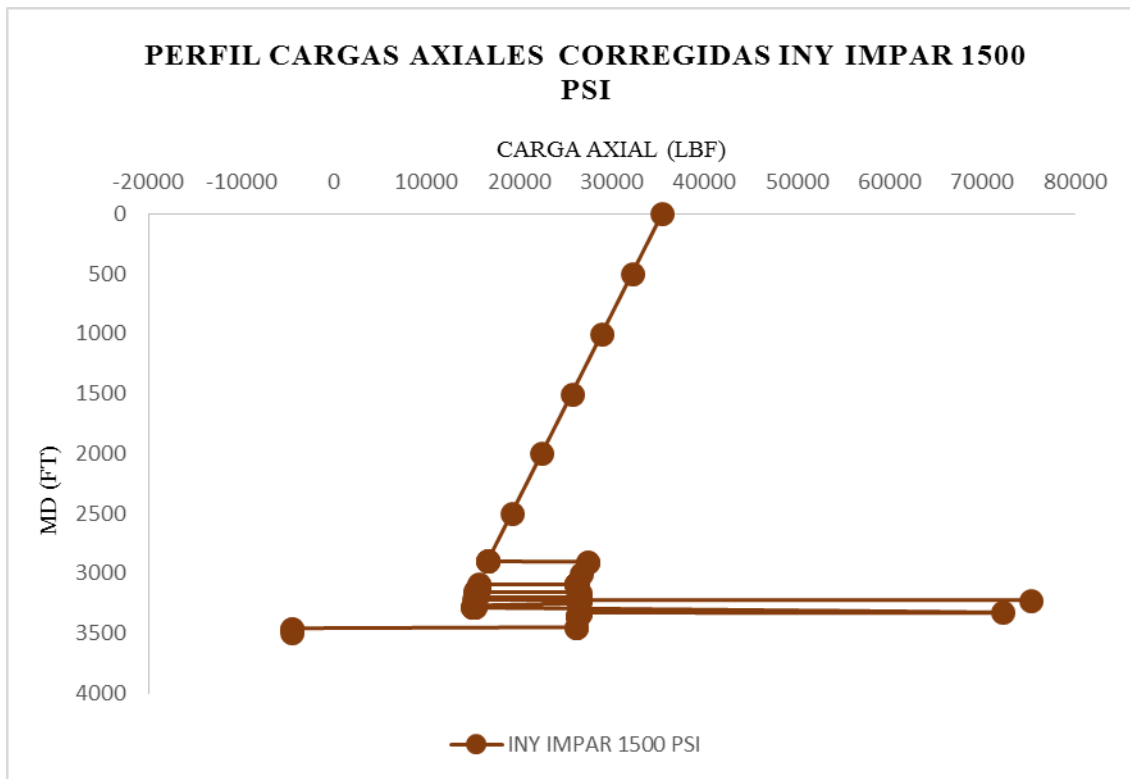


Figura 67. Perfil Fuerza Axial Corregidas Software PTA Caso 1.

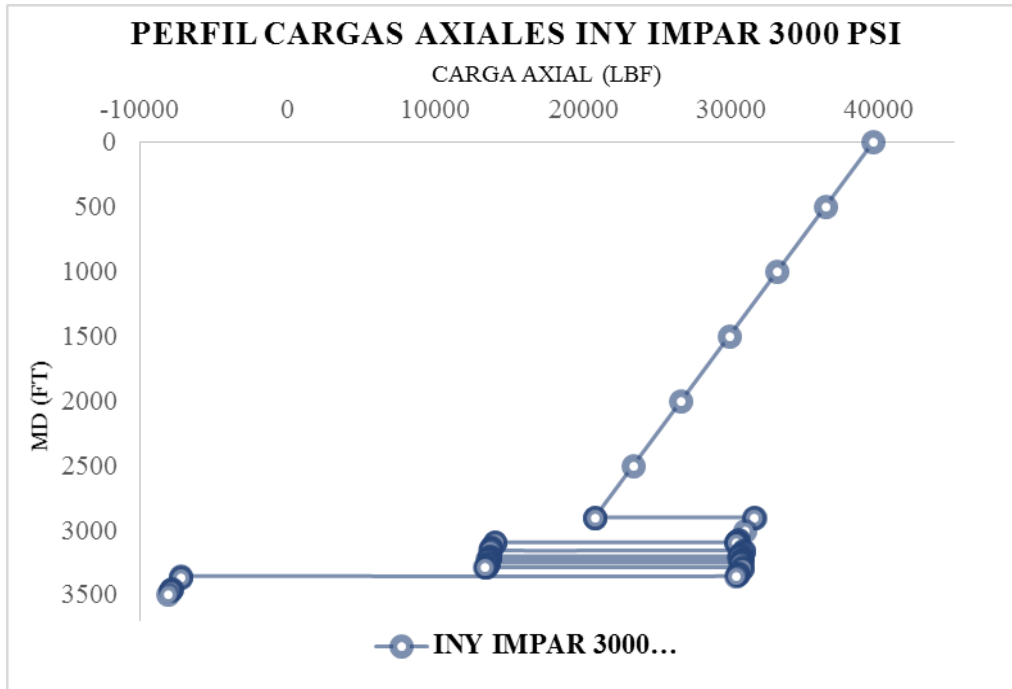


Figura 68. Perfil Fuerza Axial Caso 2.

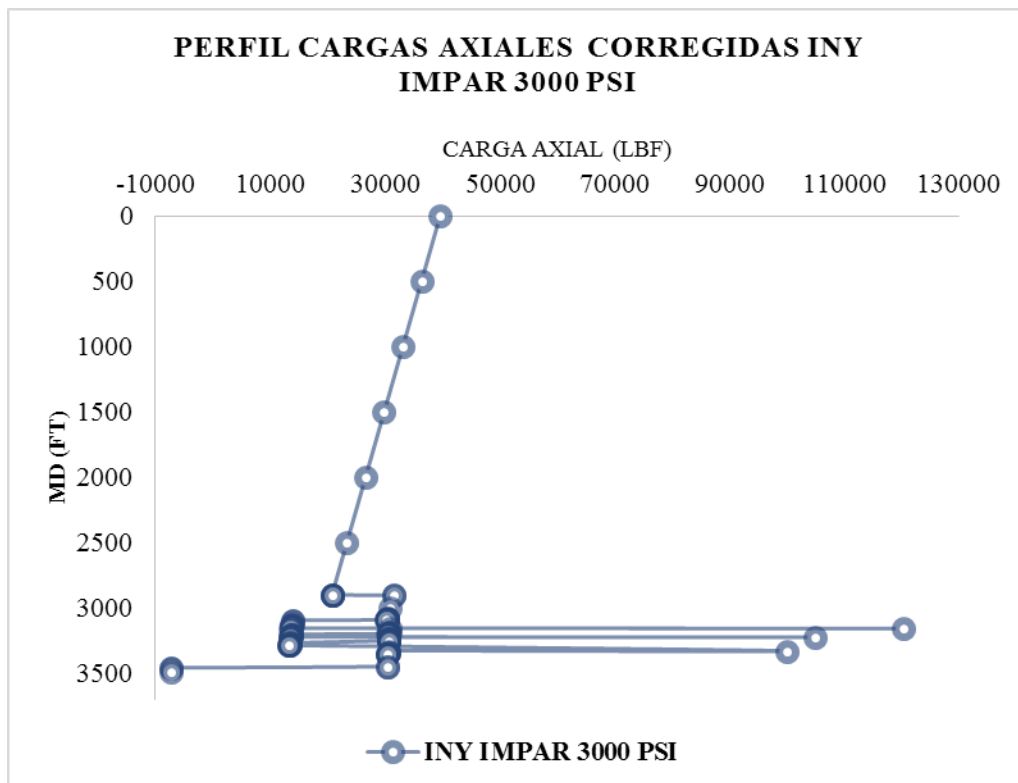


Figura 69. Perfil Fuerza Axial Corregido Software PTA. Caso 2.

- ✓ Análisis de todas las Cargas.

Como evaluación final, se presenta a continuación la envolvente operativa de la tubería en la figura 70, cual indica aquellas cargas a las cuales la tubería expuesta no sufrirá falla alguna y aquellas a cuales fallara durante su operación.

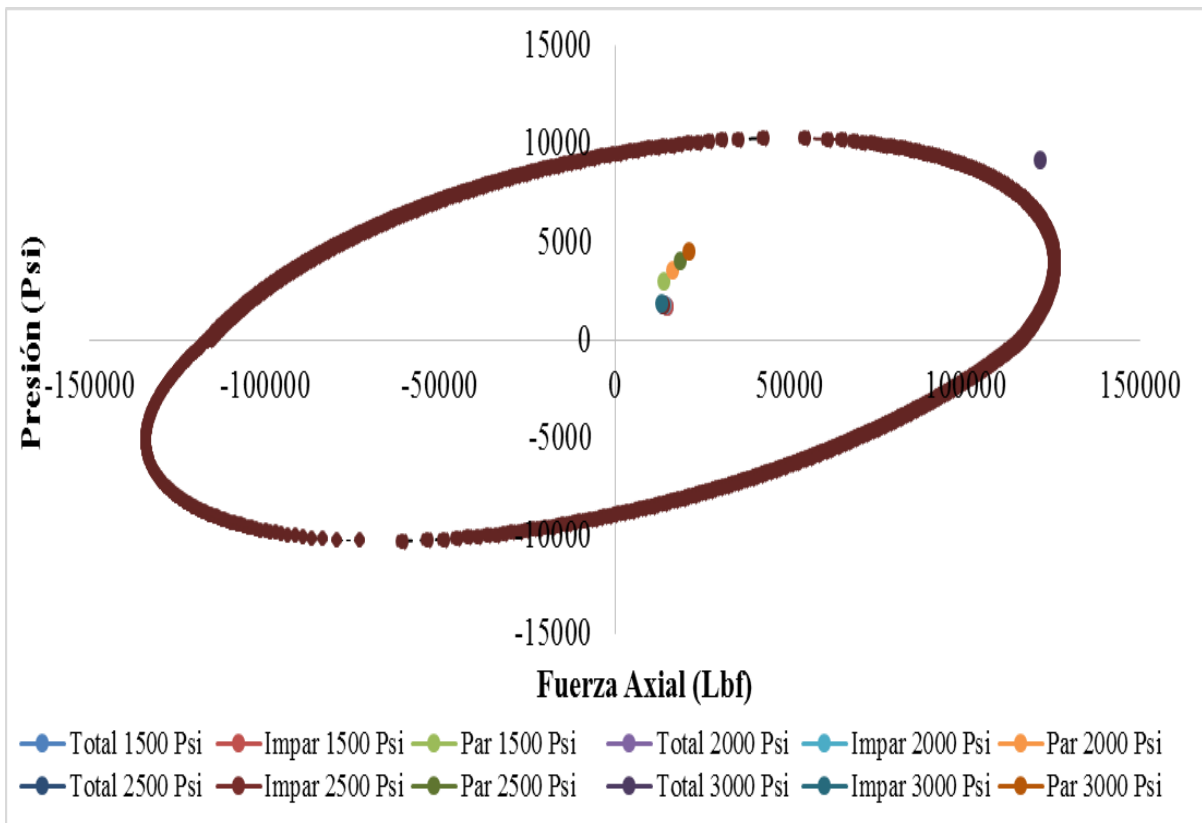


Figura 70. Envolvente Operativa de Tubería de todas las Cargas Simuladas.

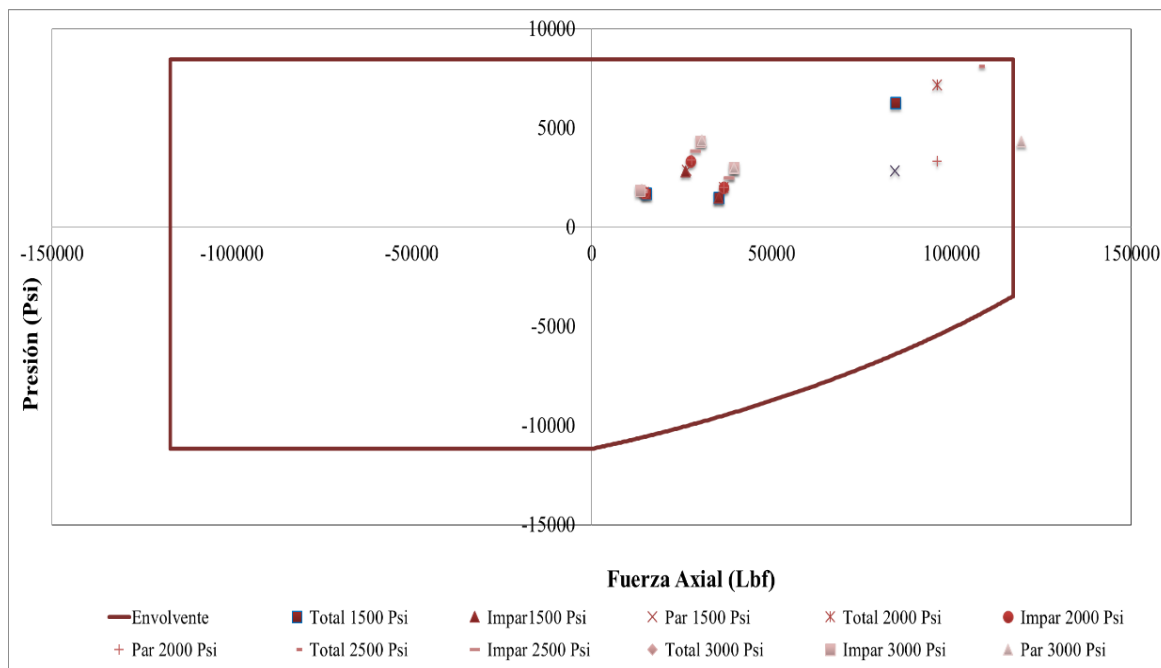


Figura 71. Envoltorio Operativa Empaque co todas las Cargas Simuladas.

Para esta evaluación, se realizó el análisis completo tanto de herramientas, espaciamiento y análisis de esfuerzo a un pozo de ejemplo mostrado anteriormente en la sección 4.2, el cual en su estado mecánico tiene tubería de 2 7/8" en revestimiento de producción 7" con 8 empaques (3 empaques cuñas y 5 tándem), para este ejemplo se realizaron 4 cargas a las cuales podría estar expuesto; a su vez cada carga se evaluaron condiciones críticas, como se muestra a continuación:

- Caso 1. Inyección Total, Impar, Par a 1500 Psi.
- Caso 2. Inyección Total, Impar, Par a 3000 Psi.
- Caso 3. Inyección Total, Impar, Par a 2500 Psi
- Caso 4. Inyección Total, Impar, Par a 2000 Psi

Las cargas anteriores fueron corridas primeramente en el software comercial, y posteriormente a corregir las cargas axiales debido a los empaques tándem y así determinar sus factores de diseño, envolvente tubería y empaque para cada condición dada. En la tabla 11 se da a conocer el resultado.

Tabla 11. Resultados finales Simulación.

CARGA (Psi)		CRITERIO		
		Factores Diseño	Envolvente Tubería	Envolvente Empaque
1500	Total	NO FALLA	NO FALLA	NO FALLA
	Impar	NO FALLA	NO FALLA	NO FALLA
	Par	NO FALLA	NO FALLA	NO FALLA
2000	Total	NO FALLA	NO FALLA	NO FALLA
	Impar	NO FALLA	NO FALLA	NO FALLA
	Par	NO FALLA	NO FALLA	NO FALLA
2500	Total	FALLA	NO FALLA	NO FALLA
	Impar	NO FALLA	NO FALLA	NO FALLA
	Par	NO FALLA	NO FALLA	NO FALLA
3000	Total	FALLA	FALLA	NO FALLA
	Impar	FALLA	NO FALLA	NO FALLA
	Par	FALLA	NO FALLA	FALLA

Los factores de diseño indicaron en cada corrida el estado de cada condición soportada por la tubería, para el caso de estudio no se debería trabajar con cargas críticas en cabeza de 2500 y 3000 Psi ya que si no cumple uno de los de evaluación criterio (factor de diseño, envolvente tubería, envolvente empaque), la sarta fallará en condiciones de inyección. Para el resto de las cargas, los factores de diseño arrojan valores que están dentro de los parámetros permitidos, como se muestra en la tabla 11.

Para esta condición de inyección a 2500 y 3000 Psi, se recomendaría el uso de una tubería de mayor grado al igual que cambiar el empaque por uno de mayores especificaciones técnicas.

CONCLUSIONES

1. La sarta de inyección selectiva al contrario de la sarta sencilla, permite aislar cada intervalo en función de las propiedades petrofísicas de la roca, permitiendo un monitoreo y control del fluido de inyección, aumentando la eficiencia de barrido vertical en un 6.6% en el factor de recobro (OOIP) como se conoció en el caso de estudio de Rangely Weber Sand (EE.UU).
2. Es de vital importancia tener a disposición las herramientas que garanticen la máxima eficiencia en cada proceso, es por ello que en este trabajo se propone el uso de empaques hidráulicos de liberación por rotación, cambiar juntas de expansión por conectores on off tool que permite desacoplar la tubería en el momento que exista daños en la misma sin retirar el ensamblaje de fondo, el uso de mandriles con válvulas reguladoras de flujo, de igual forma se debe realizar un espaciamiento adecuado para permitir localizar de manera más precisa la profundidad de cada herramienta, es importante tener esto en cuenta para poder realizar un seguimiento y monitoreo continuo al pozo.
3. Los autores recomiendan como método de lectura el uso de trazadores radiactivos por su bajo costo (1200 -1500 USD) y su fácil interpretación, Se realizan unos criterios de diseños propuestos en esta investigación para mejorar el espaciamiento de las sargas selectivas, estos criterios están propuestos de acuerdo a como se lee e interpreta los registros trazadores.
4. Por el ejemplo del trazador mostrado, se observó que un mal espaciamiento realizado desde el diseño genera problemas en futuros trabajos que se deseen realizar (medición y seguimiento sin éxito), mientras el propuesto garantizará una adecuada lectura y posterior monitoreo del pozo para trabajos futuros.

5. Se debe hacer un análisis de las cargas riguroso y detallado de las condiciones a las que estará expuesto el sistema de inyección y verificar que soportara la tubería para garantizar su función y que la operación se realice con éxito, es por esto que es importante el uso del software PIA para el análisis de corrección de cargas, ya que sin este se omiten cargas extras hacia la tubería, generando errores en los cálculos y posibles resultados incorrectos.

RECOMENDACIONES

1. Verificar y analizar las condiciones a las que estará expuesto el completamiento ya que estas condiciones generan que la sarta de inyección selectiva no perdure en el tiempo, por lo tanto aunque pueda ser un éxito técnico, también puede ser un fracaso económico si no se realiza un diseño adecuado el cual este integrado por las herramientas, tubería, espaciamiento análisis de esfuerzos.
2. Realizar de manera periódica registros trazadores para mantener un monitoreo adecuado del pozo, se recomienda hacerlo al inicio de la vida del pozo hasta que se logre estabilización de la inyección.
3. Los criterios de diseño son propuestos de acuerdo a como se lee e interpreta los registros trazadores, esto a la longitud de la herramienta convencional utilizada con espaciamiento de 15ft desde el punto de eyección a punto medio de detectores y 6ft de espaciamiento entre detectores, si esta longitud es modificada es necesario reevaluar estos parámetros de acuerdo al caso en estudio.
4. Los autores aclaran que los software comerciales no realizan análisis de fuerzas en empaques tipo tandem, por esta razón recomiendan el uso del software P.T.A (Packer Tandem Analysis), ya que este tiene como finalidad ese tipo de análisis. Además resaltar la importancia de la corrección de las cargas axiales, pues es evidente la amplia diferencia que existe entre los resultados de un software comercial y los resultados corregidos con el software P.T.A, siendo este último el modelamiento más cercano a lo que sucede realmente con la sarta durante su operación.

Bibliografía

- Agudelo, O., Amaya, M., Nunez, G., Alliance, C., Volante, M., Escalona, C., & Schlumberger. (2013). Production and Injection Monitoring and Surveillance. *SPE*, SPE 164519.
- Amaya, M., Amaya, R., Castaño, H., Lozano, E., Rueda, C. F., & E. S. (2019). *Casabe: Revitalización de un campo maduro*. Oilfield Review.
- AUTOR. (s.f.).
- BERARDO GIRALDO, C. E. (2009). *Manual de Operaciones Slickline*. Huila: Colregistros Empresa GPC.
- Calderon Falla, A. L., & Castro Trujillo, J. A. (09 de 2017). Analisis del impacto de empaques tandem (sin anclaje) como empaques intermedios sobre los esfuerzos de tuberia en completamientos de sartas selectivas. Neiva, Huia, Colombia: Universidad Surcolombiana.
- Camacho, J. G. (2009). *Análisis de Distribución y Eficiencia de la Inyección de Agua en un Sector del Área 3W del Campo la CIRA-INFANTAS a través de Trazadores Radioactivos*. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander.
- Camacho, Joel Garzon. (2009). *Análisis de Distribución y Eficiencia de la Inyección de Agua en un Sector del Área 3W del Campo la CIRA-INFANTAS a través de Trazadores Radioactivos*. Bucaramanga: Univesidad industrial de Santander.
- Craig, F. F. (1971). *The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding*. New York: Society of Petroleum Engineers of AIME.
- Cruz, A. M. (2011). *Metodología para la evaluación técnica en proyectos de inyección de agua con sartas selectivas*. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander.
- Cruz, Andres Mauricio Moreno. (2011). *Metodología para la evaluación técnica en proyectos de inyección de agua con sartas selectivas, aplicado a la fase piloto en campo tibú*. Bucaramanga: Universidad industrial de Santander.
- Ferrer, M. P. (2001). *Inyección de Agua y Gas en yacimientos Petroliferos*. Maracaibo, Venezuela: Ediciones Astro Data S.A.
- Franks, A. (1991). The Use of Seelective Injection Equipment in the Rangely Weber Sand Unit. *SPE*.
- Hill, A. (1990). *Production Logging-Theoretical and Interpretive Elements*. Texas: Society of Peroleum Enginneers.
- Hotwell. (s.f.). *Hotwell Well Logging Equipment*. Obtenido de <http://www.hotwell.at/index.php/es/products-flexi/cased-hole-tools/activation-flow-tool-aft>

Landmark. (2013). Landmark. *Halliburton company*.

MORO MORICE, L. A., & SERRANO GUEVARA, J. N. (2016). *EVALUACIÓN TÉCNICO FINANCIERA DE LA IMPLEMENTACIÓN DE UNA HERRAMIENTA PULSANTE CON LA TECNOLOGÍA POWERWAVE PARA LA ESTIMULACIÓN EN POZOS INYECTORES DEL CAMPO LA CIRA INFANTAS*. Bogota.

P. Olarte, S., R. Amaya, E., & and G. Cortes, P. A. (2010). World's First Fracturing-Stimulation Application Through Selective-Injections Completion: Casabe Field. *SPE*.

S.A., B. O. (2007). *TECHNICAL BULLETIN*. Buenos Aires: TECHNICAL BULLETIN.

S.A., B. O. (2007). *TECHNICAL BULLETIN*. Buenos Aires : TECHNICAL BULLETIN.

S.A., B. O. (09 de Mayo de 2017). *BINNING OIL TOOLS S.A*. Obtenido de http://www.binning-oil-tools.com.ar/productos/principios_operacion.html

Sanmiguel Cabrera, N. H., & Toro Barros, M. F. (2017). *Determinación de la Envoltente Operativa de la Tubería de Completamiento en función de las Fuerzas Axiales y Diferenciales de Presión de los diferentes servicios que presenta el pozo (Inyección y Producción)*. Neiva: Universidad Surcolombiana.

Schlumberger. (2007). *Camco Valve Top Latches*. Obtenido de For locking retrievable gas lift valves and side-pocket accessories without integral latches in the appropriate side-pocket mandrels: www.slb.com/artificillift

Schlumberger. (02 de 07 de 2010). *CS-1 Series Sliding Sleeve*. Obtenido de CS-1 Series Sliding Sleeve are use to stablish communication between the tubing string and the casing annulus for single or multiple tubing string completion: www.slb.com/completion

Schlumberger. (2012). *Kickover Tools*. Obtenido de Slickline service tools for installing and retrieving devices in all orienting-style side pocket mandrels: www.slb.com/al

Smith, J., & William, C. (1997). *Waterflooding*. U.S.A.: Midwest Office of the Petroleum Technology.

TEXPROIL. (2013). *TEXPROIL PRODUCTS & OIL SERVICES*. TEXPROIL.

Valderrama, Héctor. (17 de Mayo de 2017). *Perfiles de Inyeccion con Trazadores Radioactivos*. Neiva, Huila, Colombia.

Weatherford. (12 de 07 de 2012). *Weatherford.com*. Obtenido de On Off tool: <https://www.weatherford.com/doc/wft212711>

ANEXOS

Anexo A:

- *Procedimiento*

- Procedimiento de corrida de las válvulas:

En el procedimiento de corrida, la válvula, el latch y la herramienta kickover son puestos sobre la sarta de herramientas de slickline y bajados a través de la tubería hasta que la herramienta este por debajo del mandril seleccionado (Figura 72-A).

La herramienta se levanta lentamente a través del tubo hasta que el dedo en la herramienta hace contacto con la ranura orientadora y se detiene. La tensión se coloca en la sarta tirando de ella hasta que la herramienta se suelte y abra (Figura 72-B). A continuación se bajan las herramientas hasta que una pérdida de peso indica que la herramienta se ha situado en el bolsillo del mandril.

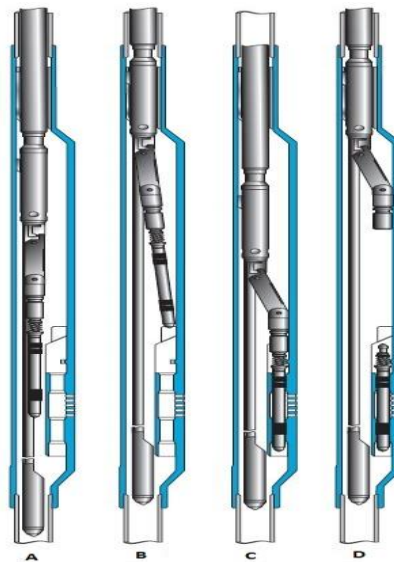


Figura 72. Procedimiento de corrida Kick-over tool. (Schlumberger, *Kickover Tools*, 2012)

Los golpes hacia abajo accionan la válvula y se engancha de tal forma que se mete en el bolsillo lateral del mandril (Figura 72-C). Los golpes hacia abajo cortan un pasador (pin) en el

latch, relaja y libera la herramienta de corrida (Figura 72-D). La sarta de herramientas puede ser entonces recuperada del pozo.

- Procedimiento de recuperación de válvulas

En el procedimiento de retirada, la herramienta kickover y pulling tool son puestos sobre la sarta de slickline y bajados a través de la tubería hasta que la herramienta este por debajo del mandril seleccionado (Figura 73-A). La herramienta se levanta lentamente a través del tubo hasta que el dedo en la herramienta hace contacto con la ranura orientadora y se detiene. La tensión se coloca en la sarta tirando de ella hasta que la herramienta se suelte y abra (Figura 73-B). A continuación se bajan las herramientas hasta que una pérdida de peso indica que la herramienta se ha situado en el bolsillo del mandril.

Los golpes hacia abajo accionan la válvula y se engancha de tal forma que se mete en el bolsillo lateral del mandril (Figura 73-C). Los golpes hacia abajo cortan un pasador (pin) en el latch, relaja y libera la válvula del bolsillo (Figura 73-D). La sarta de slickline y la válvula puede ser recuperada del pozo.

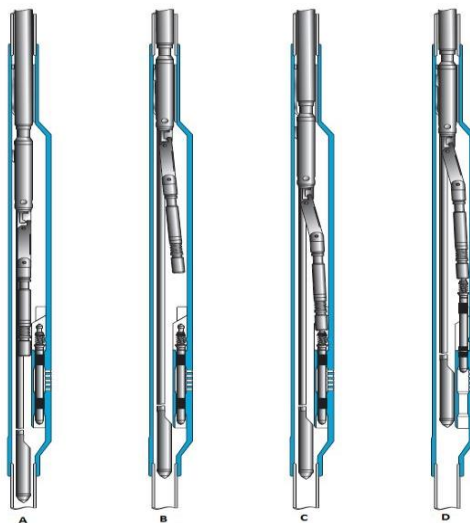


Figura 73. Procedimiento de retirada Kick-over tool. (Schlumberger, *Kickover Tools*, 2012)