



CARTA DE AUTORIZACIÓN

CÓDIGO

AP-BIB-FO-06

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

1 de 2

Neiva, 6 de abril de 2018

Señores

CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

Ciudad

El (Los) suscrito(s):

John Sebastian Quiroga Lizcano, con C.C. No. 1075284534,

Julián David Nieto Álvarez, con C.C. No. 1075276712,

autor(es) de la tesis y/o trabajo de grado titulado “Evaluación y análisis de la viabilidad de completamiento de sartas de inyección selectiva con revestimiento de 5-1/2””, 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



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:

John Sebastian Quiroga Lizcano

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Julián David Nieto Álvarez

Firma:

J. Sebastian Quiroga L.

Firma:

Julián David Nieto A.



**TÍTULO COMPLETO DEL TRABAJO:** Evaluación y análisis de la viabilidad en completamientos de sargas de inyección selectiva en revestimientos de 5-1/2”

**AUTOR O AUTORES:**

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Quiroga Lizcano	John Sebastian
Nieto Álvarez	Julián David

**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:** 115

**TIPO DE ILUSTRACIONES (Marcar con una X):**

Vigilada mieducación

La versión vigente y controlada de este documento, solo podrá ser consultada a través del sitio web Institucional [www.usco.edu.co](http://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.



Diagramas\_\_x\_ 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: Ninguno

**MATERIAL ANEXO:** Tablas De Datos

**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. <u>Inyección Selectiva</u>	<u>Selective Injection</u>	6. _____	_____
2. <u>Software</u>	<u>Software</u>	7. _____	_____
3. <u>Análisis de Esfuerzos</u>	<u>Stress Analysis</u>	8. _____	_____
4. <u>Revestimiento</u>	<u>Casing</u>	9. _____	_____
5. <u>Completamiento</u>	<u>Completion</u>	10. _____	_____

**RESUMEN DEL CONTENIDO:** (Máximo 250 palabras)

En este proyecto se analizó y evaluó la implementación de sartas selectivas con un menor diámetro y peso que las que comúnmente se utilizan. Se busca analizar la posibilidad de implementar sartas de inyección selectiva para pozos con revestimiento de 5 ½", para los cuales su perforación, revestimientos, tuberías y herramientas son de tamaños más pequeños y por ende económicos. Al tener tamaños más pequeños en el equipo de completamiento es de suma importancia realizar un buen análisis de diseño para determinar si este soporta las condiciones de inyección a las cuales va a estar expuesto. Se utilizó un software que enfoca el análisis de esfuerzos en tuberías y que simula de manera muy eficiente las condiciones de temperatura, presión y operación a la que se puede exponer el pozo. Se siguieron diferentes parámetros de diseño entre ellos diferentes caudales y presiones de inyección, unos factores de diseño establecidos, variaciones en las profundidades de los pozos y diferentes números de zonas inyectadas. Al obtener unos



resultados claros, se continuó con la aplicación de los mismos parámetros y condiciones a pozos con revestimiento de 5 ½”, en donde los resultados se compararon con los obtenidos en pozos con revestimiento de 7”.

**ABSTRACT:** (Máximo 250 palabras)

In this project, the implementation of selective strings with a smaller diameter and weight than those commonly used was analyzed and evaluated. The aim is to analyze the possibility of implementing selective injection strings for wells with 5 ½ " casing, for which their drilling, coatings, pipes and tools are of smaller sizes and therefore economic; therefore, having smaller sizes in the completion equipment it is very important to carry out a good design analysis to determine if it will support the injection conditions to which it will be exposed. Therefore, for the correct evaluation and analysis was used a commercial software. Which focuses on tubing stress analysis and that simulates in a very efficient way



DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO

CÓDIGO

AP-BIB-FO-07

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

4 de 4

the conditions of temperature, pressure and operation to which the well can be exposed. In this way, different design parameters were followed, including different flow rates and injection pressures, established design factors, variations in the depths of the wells and different numbers of injected zones. When we had clear results, we continued with the application of the same parameters and conditions to wells with a 5½ "casing, where the results were compared with those obtained in wells with a 7" casing.

**APROBACION DE LA TESIS**

Nombre Presidente Jurado:

Firma:

Nombre Jurado: Freddy Humberto Escobar Macualo

Firma: 

Nombre Jurado: Ervin Aranda Aranda

Firma: 

Vigilada mieducación

EVALUACION Y ANALISIS DE LA VIABILIDAD EN COMPLETAMIENTOS DE  
SARTAS DE INYECCION SELECTIVA EN REVESTIMIENTO DE 5<sub>1/2</sub>".

JOHN SEBASTIAN QUIROGA LIZCANO

JULIAN DAVID NIETO ALVAREZ

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

FACULTAD DE INGENIERIA

NEIVA

2017

EVALUACION Y ANALISIS DE LA VIABILIDAD EN COMPLETAMIENTOS DE  
SARTAS DE INYECCION SELECTIVA EN REVESTIMIENTO DE 5<sub>1/2</sub>".

JOHN SEBASTIAN QUIROGA LIZCANO

JULIAN DAVID NIETO ALVAREZ

PROYECTO DE GRADO PRESENTADO COMO REQUISITO PARA OPTAR AL  
TITULO DE INGENIERO DE PETROLEOS.

DIRECTORA:

CLAUDIA MARCELA HERNANDEZ CORTES

INGENIERIA DE PETROLEOS

DOCENTE UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

FACULTAD DE INGENIERIA

PROGRAMA DE PETROLEOS

NEIVA

2017



NOTA DE ACEPTACIÓN:

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

FIRMA DEL DIRECTOR

---

FIRMA DEL JURADO

---

FIRMA DEL JURADO

Neiva 1 de noviembre de 2017

## DEDICATORIA

*Primeramente a Dios quien me ha guiado en su camino y me ha bendecido cada día de mi vida ayudándome a conseguir cada uno de los logros que me he propuesto, toda la gloria y la honra sea para Él. A mi madre Luz Milia Álvarez Ríos por todo el esfuerzo realizado para hacerme la persona que hoy en día soy, a mi hermano y ejemplo a seguir Luis Felipe Nieto Álvarez por sus consejos y gran apoyo a lo largo de toda mi vida, a mi novia Karen Tatiana Salas Calderón por su amor, compañía, comprensión y aliento a lo largo de éstos años, a mi mejor amigo y compañero de tesis John Sebastián Quiroga Lizcano por esa excelente amistad que me ha brindado en mi carrera universitaria a Luis Enrique Pérez Castrillón quien igualmente me ha ofrecido toda su amistad, más que amigos se han convertido en hermanos y a todos mis amigos de carrera quienes han sido de gran ayuda para dar un paso más en mi vida y lograr éste triunfo tan anhelado. De corazón, muchas gracias a todos.*

Julián David Nieto Álvarez.

*A Dios por todas sus bendiciones y por permitirme estudiar la carrera que anhelaba desde niño. A mi madre Patricia Lizcano Nagles por su amor, y por siempre confiar y creer en mí, aun cuando ni yo mismo lo hacía. A mis dos padres John Geiniver Quiroga que aun desde la distancia siempre estuvo cerca, transmitiéndome sus enseñanzas y apoyándome incondicionalmente Y Carlos Hernán Idarraga que desde pequeño me acogió en sus brazos y se convirtió en mi ejemplo a seguir, por la formación excepcional que me brindó y por su acompañamiento incondicional. A mis abuelos Hercilia Nagles (Q.E.P.D) y Marino Idarraga (Q.E.P.D) por sus oraciones y fe en mí, ésto es para ustedes que soñaban con verme graduado, desde el cielo sé que estarán muy felices. A mi hermanito menor Jacob David Idarraga que poco a poco va encontrando su camino. A mi mejor amigo y compañero de Tesis Julián David Nieto Álvarez por su amistad sincera y valiosa. Alguien dijo uno vez: “Somos el resultado de todas las personas que llevamos en el corazón y que hicieron parte de nuestro camino”. Quisiera mencionar uno por uno, a las personas que me hicieron el ser humano que soy hoy, y agradecerles por el tiempo que me han regalado y por las cosas que me han enseñado, pero ellos ya saben quiénes son, a mis amigos, a mis profesores y a mi familia.*

John Sebastian Quiroga Lizcano

## **AGRADECIMIENTOS**

Los autores desean expresar su agradecimiento a:

La Universidad Surcolombiana, como segundo hogar, por ser la fuente de aprendizaje y formación tanto a nivel profesional como personal.

A la ingeniera Claudia Marcela Hernández Cortes, como directora del proyecto de grado y como docente, por sus enseñanzas, comprensión, guía y el constante apoyo brindado durante el desarrollo de éste proyecto.

## CONTENIDO

<b>RESUMEN.....</b>	<b>14</b>
<b>ABSTRACT.....</b>	<b>15</b>
<b>INTRODUCCION.....</b>	<b>16</b>
<b>1. INYECCIÓN DE AGUA: .....</b>	<b>17</b>
1.1 Eficiencia de barrido:.....	18
1.2 Eficiencia de barrido areal:.....	18
1.3 Eficiencia de barrido vertical: .....	19
1.4 Eficiencia de barrido volumétrico: .....	19
<b>2. INYECCIÓN DE AGUA SELECTIVA:.....</b>	<b>20</b>
2.1 Completamiento de inyección selectiva: .....	21
2.2 Comparación entre sartas de inyección sencilla y sartas selectivas:.....	22
2.3 Ejemplo de aplicación de sartas selectivas: Campo Casabe. ....	23
<b>3. ANALISIS DE ESFUERZOS DE COMPLETAMIENTO .....</b>	<b>25</b>
3.1 Cargas .....	27
3.1.1 Colapso .....	27
3.1.2 Estallido.....	28
3.1.3 Axial .....	29
3.1.4 Triaxial .....	37
3.2 Especificaciones Técnicas .....	39
3.2.1 Colapso .....	39
3.2.2 Estallido.....	43
3.2.3 Axial .....	44
3.2.4 Triaxial .....	44
3.3 Análisis de Resultados.....	45
3.3.1 Factor de seguridad de estallido .....	46
3.3.2 Factor de seguridad de colapso.....	46
3.3.3 Factor de seguridad de axial .....	46
3.3.4 Factor de seguridad de triaxial .....	46
<b>4. DISEÑO DE COMPLETAMIENTO DE SARTAS DE INYECCIÓN SELECTIVA:.....</b>	<b>47</b>

4.1 Definición Sartas Selectivas:.....	47
4.2 Herramientas de completamiento en sartas selectivas: .....	47
4.2.1 Empaques:.....	48
4.2.2 Conector (On Off Tool): .....	49
4.2.3 Camisa De Circulación: .....	50
4.2.4 Mandriles: .....	51
4.2.5 Válvulas Reguladoras De Flujo (VRF): .....	51
4.2.6 Nipples Selectivos: .....	52
<b>5. EVALUACION Y ANALISIS DE RESULTADOS DE SARTAS SELECTIVAS CON REVESTIMIENTO DE 7" Y TUBERIA DE 2-7/8" Y REVESTIMIENTO DE 5-1/2" CON TUBERIA DE 2-3/8"</b> .....	<b>53</b>
5.1 Condiciones y parámetros de diseño y evaluación: .....	53
5.2 Análisis de resultados de la evaluación .....	62
5.2.1 Parámetro de diseño axial: .....	62
5.2.2 Parámetros de diseño triaxial .....	72
5.2.3 Parámetro de diseño de estallido: .....	81
5.2.4 Parámetro de diseño de colapso: .....	86
5.2.5 Análisis: Combinación de parámetros .....	87
5.2.6 Análisis de resultados .....	92
<b>6. CONCLUSIONES</b> .....	<b>94</b>
<b>7. RECOMENDACIONES</b> .....	<b>955</b>
<b>8. BIBLIOGRAFIA</b> .....	<b>966</b>
<b>ANEXOS</b> .....	<b>98</b>
ANEXO 1. ESTADOS MECANICOS .....	99
ANEXO 2. RESULTADOS FACTORES DE SEGURIDAD .....	107

## LISTA DE FIGURAS

Fig 1. 1 Sistema sencillo de inyección de agua. Fuente (Moreno, 2011).....	18
Fig 2. 1 Diagrama inyección selectiva. Fuente (Moreno, 2011).....	20
Fig 2. 2 Sistemas de inyección sencilla y selectiva. Fuente: (Moreno, 2011).....	22
Fig 3. 1 Relación esfuerzo-deformación del material de la tubería Fuente: (Bellarby, 2009).....	26
Fig 3. 2 Tubería afectada por colapso. Fuente: (Morales, 2010).....	28
Fig 3. 3 Corte transversal Esquema de los dispositivos de expansión. (PerfoBlogger, 2016).....	30
Fig 3. 4 Cambio de longitud de tubería por efecto pistón. Fuente (Baker Oil Tools).....	32
Fig 3. 5 Cambio de longitud por efecto de Balonamiento. Fuente: Baker Oil Tools).....	33
Fig 3. 6 Cambio de longitud de la tubería por efecto de temperatura. Fuente: (Baker Oil Tools)..	36
Fig 3. 7 Representación de los esfuerzos equivalentes (González & Izquierdo Cano, 2013).....	38
Fig 3. 8 Método triaxial normalizado. Fuente (González & Izquierdo Cano, 2013).....	39
Fig 3. 9 Diagrama de cuerpo libre de la tubería. Fuente: (Vargas, 2008).....	44
Fig 4. 1 Configuración de las herramientas en un completamiento de sartas selectivas. Fuente(Moreno, 2011).....	48
Fig 4. 2 Empaque hidráulico “PCS-5”. Fuente: (TEXPROIL, 2013).....	49
Fig 4. 3 Conector On Off Tool NF-1.(TEXPROIL, 2013).....	50
Fig 4. 4 Camisa de circulación perfil X de apertura hacia abajo para pozos inyectoros. Fuente (Schlumberger, CS-1 Series SlidingSleeve, 2008).....	50
Fig 4. 5 Mandril MGDWI 2 7/8” EUE. Fuente (S.A., 2007).....	51
Fig 4. 6 Válvula reguladora de flujo W15RLI. Fuente (Moreno, 2011).....	52
Fig 4. 7 Nipple modelo F con standing Bold incrustada. Fuente (Moreno, 2011).....	52

## LISTA DE GRAFICAS

Grafica 5. 1 Factores de seguridad axial, Profundidad 5000 ft, 4 zonas, Tubería 2-7/8. Fuente: (Autores).....	63
Grafica 5. 2 Factores de seguridad axial, Profundidad 5000 ft, 12 zonas, Tubería 2-7/8. Fuente (Autores).....	63
Grafica 5. 3 Factores de seguridad Axial profundidad 12000 ft 4 zonas tubería 2-7/8. Fuente (Autores).....	64
Grafica 5. 4 Factores de seguridad Axial profundidad 12000 ft, 12 zonas, tubería 2-7/8. Fuente (Autores).....	64
Grafica 5. 5 Factores de seguridad Axial profundidad 5000 ft, 4 zonas, tubería 2-3/8. Fuente (Autores).....	65
Grafica 5. 6 Factores de seguridad Axial profundidad 5000 ft, 12 zonas, tubería 2-3/8. Fuente (Autores).....	65
Grafica 5. 7 Factores de seguridad Axial Profundidad 5000 ft Tubería 2-7/8". Fuente (Autores).....	66
Grafica 5. 8 Factores de seguridad Axial Profundidad 8000 ft Tubería 2-7/8". Fuente (Autores).....	67
Grafica 5. 9 Factores de seguridad Axial Profundidad 10000 ft Tubería 2-7/8". Fuente (Autores).....	67
Grafica 5. 10 Factores de seguridad Axial Profundidad 12000 ft. Tubería 2-7/8". Fuente (Autores).....	68
Grafica 5. 11 Factor de seguridad Axial Profundidad 5000 ft Tubería 2-3/8". Fuente (Autores).....	69
Grafica 5. 12 Factor de seguridad Axial Profundidad 8000 ft Tubería 2-3/8". Fuente (Autores).....	70
Grafica 5. 13 Factor de seguridad Axial Profundidad 10000 ft Tubería 2-3/8". Fuente (Autores).....	70
Grafica 5. 14 Factor de seguridad Axial Profundidad 12000 ft 2-3/8". Fuente (Autores).....	71
Grafica 5. 15 Factores de seguridad Triaxial Profundidad 5000 ft, 4 Zonas , 2-7/8". Fuente (Autores).....	72

Grafica 5. 16 Factores de seguridad Triaxial Profundidad 12000 Ft, 4 Zonas, 2-7/8". Fuente (Autores).....	73
Grafica 5. 17 Factores de seguridad Triaxial Profundidad 5000 Ft, 12 Zonas, 2-7/8". Fuente (Autores).....	73
Grafica 5. 18 Factores de seguridad Triaxial Profundidad 12000 Ft, 12 Zonas, 2-7/8". Fuente (Autores).....	74
Grafica 5. 19 Factores de seguridad Triaxial Profundidad 5000 Ft, 4 Zonas, 2-3/8". Fuente (Autores).....	74
Grafica 5. 20 Factores de seguridad Triaxial Profundidad 5000 Ft, 12 Zonas, 2-3/8". Fuente (Autores).....	75
Grafica 5. 21 Factores de seguridad Triaxial Profundidad 12000 Ft, 4 Zonas, 2-3/8". Fuente (Autores).....	75
Grafica 5. 22 Factores de seguridad Triaxial Profundidad 12000 Ft, 12 Zonas, 2-3/8". Fuente (Autores).....	76
Grafica 5. 23 Factores de seguridad Triaxial Profundidad 5000 Ft, 2-7/8". Fuente (Autores).....	77
Grafica 5. 24 Factores de seguridad Triaxial Profundidad 8000 Ft, 2-7/8". Fuente (Autores).....	77
Grafica 5. 25 Factores de seguridad Triaxial Profundidad 10000 Ft, 2-7/8". Fuente (Autores).....	78
Grafica 5. 26 Factores de seguridad Triaxial Profundidad 12000 Ft, 2-7/8". Fuente (Autores).....	78
Grafica 5. 27 Factor de seguridad Triaxial Profundidad 5000 Ft, 2-3/8". Fuente (Autores).....	79
Grafica 5. 28 Factores de seguridad Triaxial Profundidad 8000 Ft, 2-3/8". Fuente (Autores).....	79
Grafica 5. 29 Factores de seguridad Triaxial Profundidad 10000 Ft, 2-3/8". Fuente (Autores).....	80
Grafica 5. 30 Factores de seguridad Triaxial Profundidad 12000 Ft, 2-3/8". Fuente (Autores).....	80
Grafica 5. 31 Factores de seguridad De Estallido, Profundidad 5000 Ft, 2-7/8". Fuente (Autores).....	82
Grafica 5. 32 Factores de seguridad De Estallido, Profundidad 12000 Ft, 2-7/8". Fuente (Autores).....	82
Grafica 5. 33 Factores de seguridad De Estallido, Profundidad 5000 Ft 2-3/8". Fuente (Autores).....	83
Grafica 5. 34 Factores de seguridad De Estallido, Profundidad 12000 Ft 2-3/8". Fuente (Autores).....	83

Grafica 5. 35 Factores de seguridad De Estallido a diferentes profundidades 2-7/8". Fuente (Autores).....	84
Grafica 5. 36 Factores de seguridad De Estallido a diferentes profundidades, 2-3/8". Fuente (Autores).....	85
Grafica 5. 37 Factores de seguridad De Colapso a diferentes profundidades. Fuente (Autores)...	86
Grafica 5. 38 Operaciones de inyección selectiva en tubería de 2-7/8. Profundidad 5000 ft.....	87
Grafica 5. 39 Operaciones de inyección selectiva en tubería de 2-7/8. Profundidad 8000 ft.....	88
Grafica 5. 40 Operaciones de inyección selectiva en tubería de 2-7/8. Profundidad 10000 ft.....	88
Grafica 5. 41 Operaciones de inyección selectiva en tubería de 2-7/8. Profundidad 12000 ft.....	89
Grafica 5. 42 Operaciones de inyección selectiva en tubería de 2-3/8. Profundidad 5000 ft.....	90
Grafica 5. 43 Operaciones de inyección selectiva en tubería de 2-3/8. Profundidad 8000 ft.....	90
Grafica 5. 44 Operaciones de inyección selectiva en tubería de 2-3/8. Profundidad 10000 ft.....	91
Grafica 5. 45 Operaciones de inyección selectiva en tubería de 2-3/8. Profundidad 12000 ft.....	92

## LISTA DE TABLAS

Tabla 3. 1 Rango de la relación (D/t) para tipos de colapso. (González & Izquierdo Cano, COLAPSO EN TUBERIAS DE REVESTIMIENTO, 2013).....	40
Tabla 3. 2 Valores de F y G para ecuación de Colapso de Transición. Fuente: (González & Izquierdo Cano, 2013).....	41
Tabla 3. 3 Valores de F y G para ecuación de Colapso de Transición. Fuente: (González & Izquierdo Cano, 2013).....	42
Tabla 3. 4 Factores de diseño. Fuente: (Bellarby, 2009).....	45
Tabla 5. 1 Parámetros de diseño utilizados para la evaluación de ambas tuberías. Fuente (Autores).....	46
Tabla 5. 2 Factores de diseño aptos para el análisis de tubería. Fuente: (Bellarby, 2009).....	54
Tabla 5. 3 Operaciones a realizar en el pozo. Fuente (Autores).....	55
Tabla 5. 4 Profundidades de los pozos a evaluar. Fuente (Autores).....	55
Tabla 5. 5 Zonas a inyectar en cada pozo. Fuente (Autores).....	55
Tabla 5. 6 Cargas a evaluar en cada tubería. Fuente (Autores).....	56
Tabla 5. 7 Valor calculado de factor de seguridad axial. Profundidad del pozo 5000 ft, tubería - 2-7/8, Presión de inyección en superficie (1500 psi). Fuente (Autores).....	60
Tabla 5. 8 Valor calculado de factor de seguridad de estallido. Profundidad del pozo 5000 ft, - tubería 2-7/8, Presión de inyección en superficie (1500 psi). Fuente (Autores).....	60
Tabla 5. 9 Valor calculado de factor de seguridad de colapso. Profundidad del pozo 5000 ft, - tubería 2-7/8, Presión de inyección en superficie (1500 psi). Fuente (Autores).....	61
Tabla 5. 10 Valor calculado de factor de seguridad triaxial. Profundidad del pozo 5000 ft, tubería - 2-7/8, Presión de inyección en superficie (1500 psi). Fuente (Autores).....	61
Tabla 7. 1 Diseño de espaciamiento Profundidad 5000 ft 4 zonas Tubería 2-7/8” .....	99
Tabla 7. 2 Diseño de espaciamiento Profundidad 8000 ft 8 zonas Tubería 2-7/8” .....	100
Tabla 7. 3 Diseño de espaciamiento Profundidad 10000 ft 10 zonas Tubería 2-7/8” .....	101
Tabla 7. 4 Diseño de espaciamiento Profundidad 12000 ft 12 zonas Tubería 2-7/8” .....	102
Tabla 7. 5 Diseño de espaciamiento Profundidad 5000 ft 4 zonas Tubería 2-3/8” .....	103

Tabla 7. 6 Diseño de espaciamiento Profundidad 8000 ft 8 zonas Tubería 2-3/8" .....	104
Tabla 7. 7 Diseño de espaciamiento Profundidad 10000 ft 10 zonas Tubería 2-3/8" .....	105
Tabla 7. 8 Diseño de espaciamiento Profundidad 12000 ft 12 zonas Tubería 2-3/8" .....	106
Tabla 7. 1 Resultados Tubería 2-7/8" Profundidad 5000 ft. Fuente (Autores).....	107
Tabla 7. 2 Resultados Tubería 2-7/8" Profundidad 8000 ft. Fuente (Autores).....	108
Tabla 7. 3 Resultados Tubería 2-7/8" Profundidad 10000 ft. Fuente (Autores).....	109
Tabla 7. 4 Resultados Tubería 2-7/8" Profundidad 12000 ft. Fuente (Autores).....	110
Tabla 7. 5 Resultados Tubería 2-3/8" Profundidad 5000 ft. Fuente (Autores).....	111
Tabla 7. 6 Resultados Tubería 2-3/8" Profundidad 8000 ft. Fuente (Autores).....	112
Tabla 7. 7 Resultados Tubería 2-3/8" Profundidad 10000 ft. Fuente (Autores)...	113
Tabla 7. 8 Resultados Tubería 2-3/8" Profundidad 12000 ft. Fuente (Autores).....	114

## RESUMEN

La idea de realizar una inyección con sartas selectivas nace de la necesidad de superar algunos problemas como la canalización de agua en las diferentes arenas de inyección, las bajas tasas de inyectividad en otras zonas, teniendo como consecuencia baja eficiencia en el barrido vertical, producción excesiva de agua, producciones bajas de crudo y factores de recobro menores a los previstos. No obstante, la industria pasa actualmente por una crisis económica en donde cualquier reducción de costo es beneficiosa para las empresas y compañías petroleras. En éste proyecto se analizó y evaluó la implementación de sartas selectivas con un menor diámetro y peso que las que comúnmente se utilizan. Se busca analizar la posibilidad de implementar sartas de inyección selectiva para pozos con revestimiento de 5 ½", para los cuales su perforación, revestimientos, tuberías y herramientas son de tamaños más pequeños y por ende económicos; debido a que al tener tamaños más pequeños en el equipo de completamiento es de suma importancia realizar un buen análisis de diseño para determinar si éste soporta las condiciones de inyección a las cuales va a estar expuesto.

Por ende para la correcta evaluación y análisis, se utilizó un software que se enfoca en el análisis de esfuerzo en tuberías y que simula de manera muy eficiente las condiciones de temperatura, presión y operación a la que se puede exponer el pozo. De ésta manera se siguieron diferentes parámetros de diseño entre ellos diferentes caudales y presiones de inyección, unos factores de diseño establecidos, variaciones en las profundidades de los pozos y diferentes números de zonas inyectadas.

Ésta serie de condiciones y parámetros se aplicaron, evaluaron y analizaron en primera instancia en pozos con revestimiento de 7". Al obtener unos resultados claros y concisos, se continuó con la aplicación de los mismos parámetros y condiciones a pozos con revestimiento de 5 ½", en donde los resultados se compararon con los obtenidos en pozos con revestimiento de 7". El siguiente trabajo expone claramente los escenarios viables donde se pueden implementar pozos con revestimiento de 5 ½" para realizar operaciones de inyección selectiva.

**Palabras claves:** sartas de inyección selectiva, análisis de esfuerzo en tubería, software, revestimiento de 5 ½".

## ABSTRACT

The idea of performing an injection with selective strings arises from the need to overcome some problems like the channeling of water in the different injection sands, the low rates of injectivity, resulting in low efficiency in vertical sweeping, excessive water production, low crude oil production and recovery factors lower than expected. However, the industry is currently experiencing an economic crisis where any cost reduction is beneficial for companies and oil companies. In this project, the implementation of selective strings with a smaller diameter and weight than those commonly used was analyzed and evaluated. The aim is to analyze the possibility of implementing selective injection strings for wells with 5 ½ " casing, for which their drilling, coatings, pipes and tools are of smaller sizes and therefore economic; therefore, having smaller sizes in the completion equipment it is very important to carry out a good design analysis to determine if it will support the injection conditions to which it will be exposed.

Therefore, for the correct evaluation and analysis was used a commercial software. Which focuses on tubing stress analysis and that simulates in a very efficient way the conditions of temperature, pressure and operation to which the well can be exposed. In this way, different design parameters were followed, including different flow rates and injection pressures, established design factors, variations in the depths of the wells and different numbers of injected zones.

These series of conditions and parameters were applied, evaluated and analyzed in first instance in wells with a 7 " casing. When we had clear and concise results, we continued with the application of the same parameters and conditions to wells with a 5½ " casing, where the results were compared with those obtained in wells with a 7" casing. The following work clearly exposes the conditions and viable parameters where wells with 5 ½ " casing can be implemented to perform selective injection operations.

**Keywords:** selective injection strings, tubing stress analysis, software, 5 ½ " casing.

## INTRODUCCION

A lo largo de los años, las empresas han buscado las maneras de mejorar y desarrollar nuevas técnicas, de manera que mejoren la eficiencia de cualquier sistema que se esté implementando, se realizan grandes inversiones y se hacen pruebas pilotos para saber si es viable o no seguir con éstos proyectos. La inyección de agua como método de recuperación de crudo también ha tenido muchas variables a lo largo del tiempo, y aunque es un método muy antiguo, también es uno muy efectivo, así que los esfuerzos por mejorar ésta técnica son totalmente válidos. En algunos campos donde se tiene la inyección de agua como método de recuperación secundaria, se presenta inyección preferencial en diferentes intervalos. Ésto es debido a la heterogeneidad petrofísica de las formaciones. La inyección convencional en su sistema, cuenta con un empaque que no permite elegir zonas concretas de inyección, mientras que la inyección selectiva genera un barrido de crudo más uniforme, permitiendo incrementar el factor de recobro y logra aprovechar la longitud total de los intervalos perforados. En zonas donde la estratificación y diferencia de permeabilidades crea una canalización del agua de inyección y no deja que exista un barrido vertical uniforme, es necesario la implementación de éste sistema de inyección selectiva, en donde el principal objetivo es aislar cada zona y proveer a cada una por separado la tasa de inyección optima, obteniendo así que las zonas menos invadidas también sean contactadas y desplazadas por el agua de inyección.

Éstas sartas generalmente han estado diseñadas para pozos con revestimientos de 7" donde el tamaño de la tubería y sus herramientas son de 2-7/8", lo cual genera un mayor margen de seguridad dentro de los análisis de esfuerzos de tubería que presenta ésta sarta, debido a los impactos de presión y temperatura durante la inyección. Teniendo en cuenta el panorama actual de precios que presenta el sector, se hace necesario pensar en nuevas alternativas técnicas que generen reducción de costos y dar viabilidad al desarrollo de los campos, por ésta razón se busca analizar la posibilidad de implementar sartas de inyección selectiva para pozos con revestimiento de 5-1/2", para los cuales su perforación, revestimientos, tuberías y herramientas son de tamaños más pequeños y por ende económicos; debido que al tener tamaños más pequeños en el equipo de completamiento es de suma importancia realizar un buen análisis de diseño para determinar si éste soporta las condiciones de inyección a las cuales va a estar expuesto.

## 1. INYECCIÓN DE AGUA:

Los inicios de la industria petrolera se basaron en pozos poco profundos y con gran energía, de tal manera que el crudo fluía hacia la superficie de manera natural y sin ningún inconveniente, lo que se conoce hoy como flujo natural, sin embargo la necesidad de extraer aún más crudo y de una manera más eficiente dió pie a que se crearan nuevas maneras de recuperarlo y es entonces cuando empezó el recobro secundario, teniendo como principal exponente la inyección de agua, la misma que se descubrió de manera accidental gracias a escurrimientos de arenas acuíferas poco profundas o de acumulaciones de agua superficiales, que penetraban en los pozos perforados y aumentaban su producción.

La preferencia por la inyección de agua se explica por varios motivos, entre ellos: 1. La disponibilidad general de agua. 2. La relativa facilidad con la que se inyecta, debido a la carga hidrostática que se logra en el pozo de inyección. 3. La facilidad con que el agua se extiende a través de una formación petrolífera. 4. La eficiencia del agua para el desplazamiento del crudo. (Craig, 1971)

De ésta manera, la inyección de agua se conoce como una alternativa confiable, económica y validada a través de los años que permite incrementar el factor de recobro y asegurar la extracción de las reservas primarias. Ésta técnica consiste, como se observa en la Fig 1.1; en inyectar agua previamente captada y tratada, a la formación de interés de tal forma que se obtenga un barrido vertical areal del hidrocarburo desde un punto de inyección hasta un punto de producción. Éste proceso no solo genera un efecto pistón, sino que también re-presuriza el yacimiento y mejora la productividad de los pozos influenciados. (Craig, 1971)

A lo largo de los años, las empresas han buscado maneras de mejorar y desarrollar nuevas técnicas que aumenten la eficiencia de cualquier sistema que se esté implementando, se realizan grandes inversiones y se hacen pruebas pilotos para saber si es viable o nó seguir con éstos proyectos.

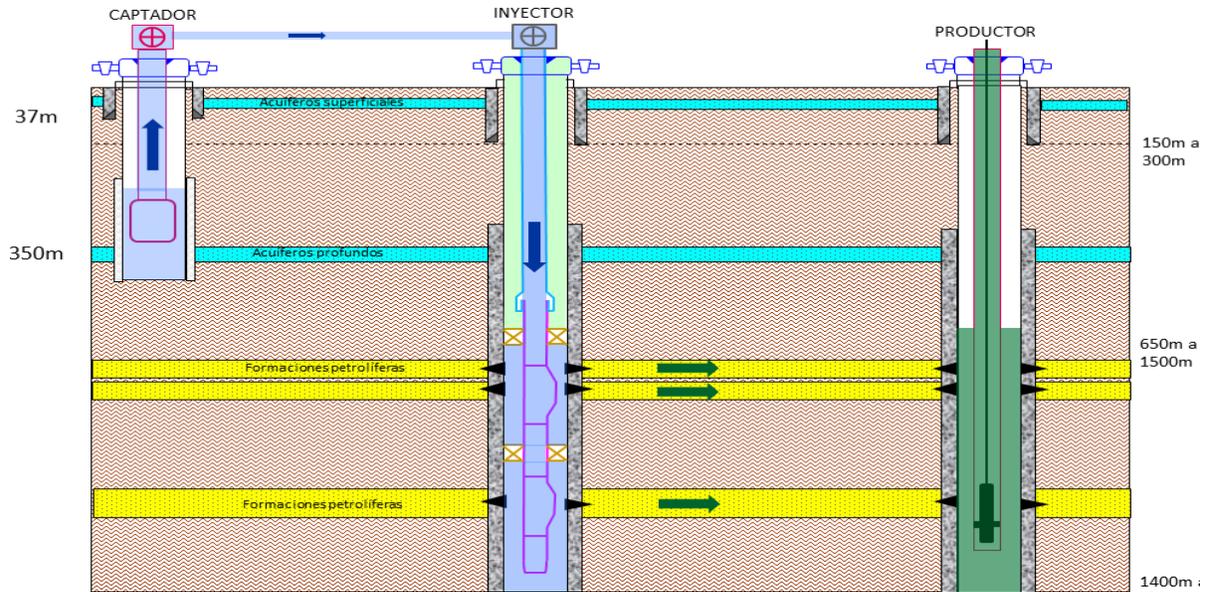


Fig 1. 1 Sistema sencillo de inyección de agua. Fuente (Moreno, 2011)

La idea de realizar una inyección con sartas selectivas nace de la necesidad de superar algunos problemas como la canalización de agua en los diferentes intervalos que serán inyectados, las bajas tasas de inyectividad, teniendo como consecuencia baja eficiencia en el barrido vertical, producción excesiva de agua, producciones bajas de crudo y factores de recobro menores a los previstos. (Moreno, 2011)

### 1.1 Eficiencia de barrido:

Se puede definir el barrido de una invasión, cuando está sometida a un volumen total, como la fracción de dicho volumen en el patrón de invasión que es contactado o barrido por un fluido inyectado a un determinado tiempo, esto dependerá de si el barrido es horizontal ya que la fracción sería definida como eficiencia de barrido areal (EA), y si es vertical como eficiencia de barrido vertical (EV), determinada así como la eficiencia a la ruptura a menos que se indique lo contrario.

### 1.2 Eficiencia de barrido areal:

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

La eficiencia de barrido areal se relaciona con factores que se dan en la naturaleza y, por lo tanto, son incontrolables; entre ellos: las propiedades de las rocas (porosidad, permeabilidad, conductividad, otros) y las propiedades del sistema roca-fluido (ángulos de contacto, permeabilidades relativas, presiones

capilares, otros) las cuales tienen una influencia directa sobre el volumen de roca invadida por el fluido inyectado, así como también sobre la dirección y velocidad del movimiento de los fluidos y a factores externos, que son controlables, entre ellos, la viscosidad del agua, puntos de inyección, presión de inyección, etc.

### 1.3 Eficiencia de barrido vertical:

$$E_v = \frac{\text{area vertical invadida}}{\text{area vertical total invadible}}$$

La eficiencia de barrido vertical se denomina eficiencia de conformación o intrusión fraccional. Entre los factores que afectan la eficiencia de barrido vertical se tiene:

- Heterogeneidad del yacimiento: para estudiar el efecto de la heterogeneidad del yacimiento sobre la eficiencia del barrido vertical, se utiliza el parámetro estadístico V definido por Dykstra y Parson.
- Razón de movilidad: Al aumentar la razón de movilidad disminuye la eficiencia de barrido vertical, cuando  $M = +$ .
- Volumen de fluido inyectado: la eficiencia de barrido vertical aumenta con el volumen de fluidos inyectados y, por lo tanto, con el tiempo.

### 1.4 Eficiencia de barrido volumétrico:

$$E_v = \frac{\text{Volumen invadido}}{\text{Volumen total invadible}}$$

Se define como la fracción del volumen total del yacimiento (o del arreglo) que es invadida o entra en contacto con el fluido desplazante, es decir, el cociente entre el volumen invadido y el volumen total del yacimiento. Ésta eficiencia se calcula a partir de la cobertura con la cual ocurre la invasión vertical (debido fundamentalmente a la estratificación) y de la cobertura areal (debido básicamente al arreglo y espaciamiento de los pozos). Así, se tiene entonces que la eficiencia del barrido volumétrico también se expresa como:

$$E_v = E_A * E_v$$

## 2. INYECCIÓN DE AGUA SELECTIVA:

En algunos campos donde se tiene la inyección de agua como método de recuperación secundaria, se presenta inyección preferencial en diferentes intervalos, ésto es debido a la heterogeneidad petrofísica de las formaciones. La inyección convencional en su sistema cuenta con un empaque que no permite elegir zonas concretas de inyección, mientras que la inyección selectiva permite un barrido de crudo completamente uniforme, permitiendo incrementar el factor de recobro y permite aprovechar la longitud total de los intervalos perforados. En zonas donde la estratificación y diferencia de permeabilidades crea una canalización del agua de inyección y no permite que exista un barrido vertical uniforme, es necesario la implementación de éste sistema de inyección selectiva, en donde el principal objetivo es aislar zona por zona y proveer a cada una por separado la tasa de inyección óptima, permitiendo así que los fluidos de las zonas menos invadidas también sean contactados y desplazados por el agua inyectada. (Moreno, 2011)

Existe un tipo de sargas especiales, compuestas de determinado número de mandriles y válvulas que permiten realizar inyección a diferentes caudales en las zonas de interés, permitiendo ajustar caudales en dichas zonas que están en el rango desde 60 a 5550 BWPD obteniéndose una mejor eficiencia de barrido vertical.

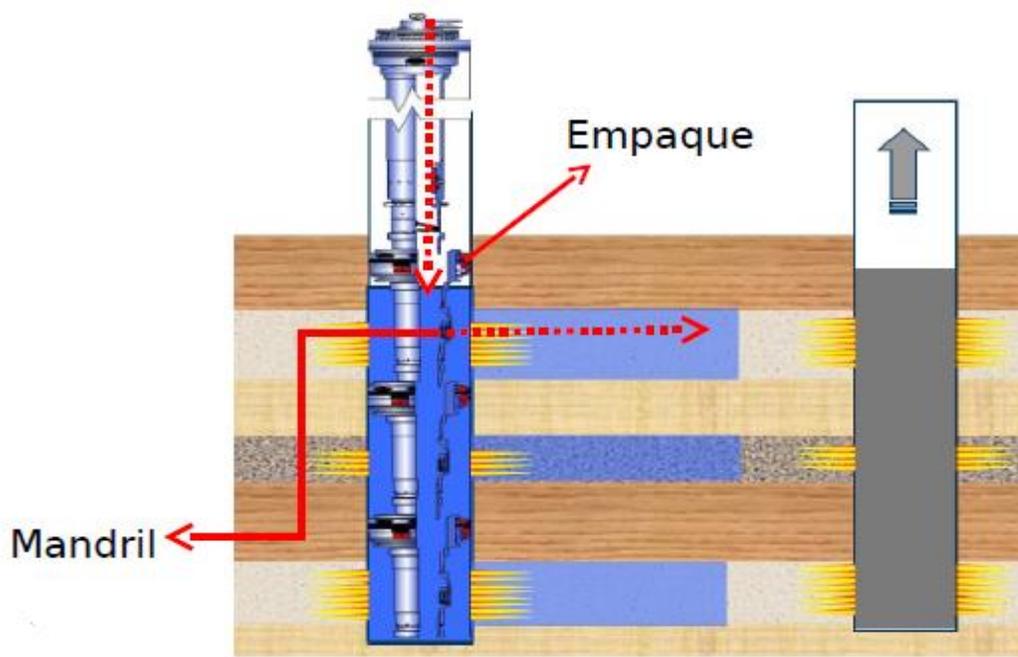


Fig 2. 1 Diagrama inyección selectiva. Fuente (Moreno, 2011)

Como se observa en la Fig 2.1, el sistema está diseñado para regular volúmenes exactos de inyección de agua con una mínima caída de presión. Éste proceso permite que los fluidos sean llevados a múltiples zonas a través de una sola sarta de inyección. El fluido pasa a través de cada válvula reguladora de inyección hacia el anular y luego a la formación mediante los perforados, el sistema de empaques no permite que exista comunicación entre las diferentes zonas de inyección.

### **2.1 Completamiento de inyección selectiva:**

Éste completamiento, tiene como objetivo mejorar la eficiencia del barrido vertical a través del control de la inyección de agua. El modelo de éste tipo completamiento, consiste de una sarta con empaques y mandriles de bolsillos laterales; donde las válvulas reguladoras de inyección de agua están ubicadas para controlar selectivamente el perfil de inyección en cada arena individual. El agua llevada en el tubo, ingresa a la válvula reguladora a través de un filtro, pasa a través del orificio fijo en el vástago y sale por un puerto de salida hacia la zona que se inunda. Si la presión diferencial a través de la válvula aumenta o disminuye, la posición del vástago cambia en relación con el puerto de salida y restringe el flujo a través de éste. La velocidad de flujo se mantiene a una velocidad preestablecida, independientemente de los cambios en las características de presión entre la corriente de inyección y la zona que se inunda. Un orificio fijo en el vástago de estas válvulas permite un ajuste infinitamente variable del caudal dentro de un rango especificado. Típicamente, el costo de un completamiento de inyección selectiva es alrededor de 6 veces más que el de un completamiento convencional, pero logra optimizar operaciones de limpieza, se obtiene un barrido de crudo más uniforme, logrando así un aumento en el factor de recobro y por ende un aumento en la producción de crudo. (Amaya, 2010)

Éstos resultados se logran con la plena identificación estratigráfica para cada pozo, teniendo claro antes de cualquier intervención, las profundidades de las arenas de interés, intervalos cañoneados y puntos de separación hidráulica entre las zonas de inyección. Sin embargo el éxito de estas operaciones está ligado casi en su totalidad a la efectividad de las herramientas utilizadas, tanto de empaques, como válvulas reguladoras de flujo, es por ésta razón, que se debe prestar total atención a la empresa contratada para éstos servicios y a la calidad de cada instrumento que ofrecen. Para cada intervención es necesaria la presencia del operario y/o experto encargado de la herramienta por parte de la empresa prestadora de servicios, garantizando así que todos los procesos se realicen de forma correcta.

La implementación de tecnología e innovación de herramientas ha permitido mejorar el diseño de las sargas de inyección selectiva, de tal manera que el barrido en zonas productoras sea de manera más eficiente. La tecnología busca contactar

una mayor cantidad de crudo por pozo y mejorar el perfil de producción. (Amaya, 2010)

Es importante tener en cuenta que la inyección selectiva requiere de un adecuado y continuo programa de seguimiento de dicha operación y toma de registros, pruebas de inyectividad y toma de parámetros como: tasas de inyección, cortes de agua, presiones y calidad del agua de inyección. De éste seguimiento se determina que el pozo esté cumpliendo su función y sus parámetros establecidos.

## 2.2 Comparación entre sartas de inyección sencilla y sartas selectivas:

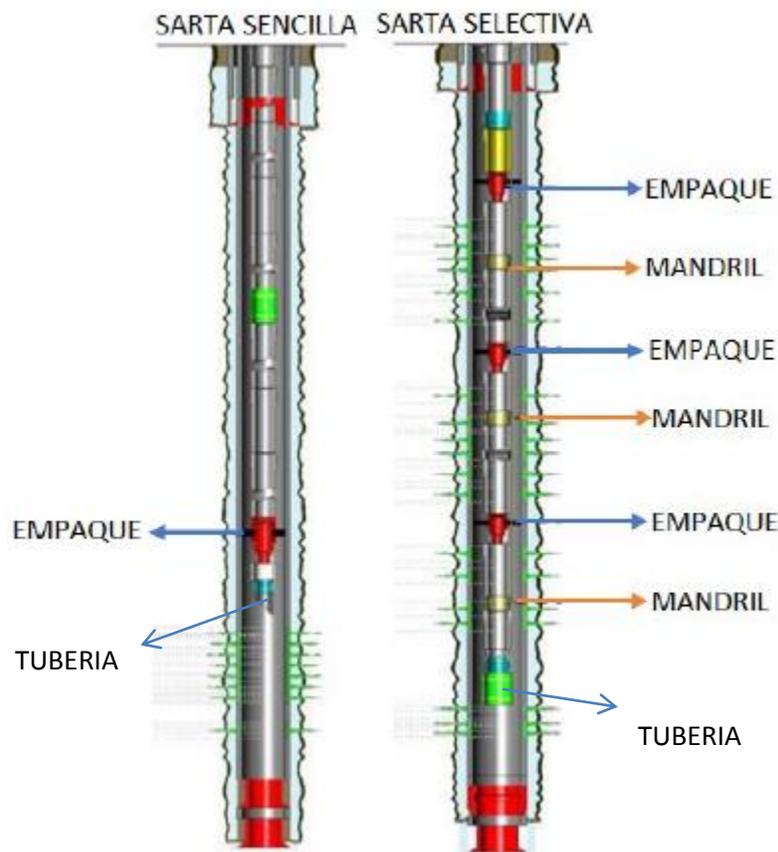


Fig 2. 2 Sistemas de inyección sencilla (izquierda) y selectiva (derecha). Fuente: (Moreno, 2011)

En la figura 2.2, se observa la comparación entre un completamiento de sarta sencilla y una 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, ésta distribución permite que la inyección realizada por cada mandril invada los intervalos seleccionados y permita mejorar la eficacia de barrido vertical, a comparación de los pozos inyectores sencillos, los cuales solo contaban con un empaque y la

inyección se realizaba a todo el intervalo sin aislar o discretizar zonas, lo cual no permitía controlar el caudal de inyección que llegaba a los estratos productores. (Moreno, 2011)

El cambio de sartas de inyección sencilla a sartas selectivas llevó 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 fluido 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.

Con lo anterior, se puede decir que las sartas de inyección selectiva han mejorado significativamente la recuperación de aceite. Desafortunadamente, debido a las condiciones a las que se ve expuesto el completamiento, tales como, 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 sarta para lograr la medición adecuada y análisis de esfuerzos.

### **2.3 Ejemplo de aplicación de sartas selectivas: Campo Casabe.**

Para explicar con más detalle la aplicación de las sartas de inyección selectiva, se puede tomar como clara referencia el campo Casabe, la cual será detallada a continuación (Amaya, 2010):

Cuando el Campo Casabe pasó del mecanismo de empuje natural a un programa de inyección de agua a fines de la década de 1970, el operador optó por utilizar una malla típica de cinco pozos, con aproximadamente 500 pares de inyector y productores. Las tasas de inyección alcanzaron picos en 1986 y 1991. Transcurridos dos o tres años luego de cada pico, se observó una caída notable de las tasas de inyección de agua. El operador había registrado fenómenos de irrupción prematura de agua, como resultado de la canalización del agua de inyección dentro de las capas de alta permeabilidad. Además, existía una relación de movilidad pobre en todo el campo: los crudos viscosos eran desplazados por el agua que fluía en forma más libre, y una vez producida la irrupción, el influjo de agua se incrementaba.

Estas condiciones produjeron una eficiencia promedio de barrido vertical pobre de tan solo 20%. La producción de arena y la alta velocidad de los chorros de agua arenosa a través de los perforados, erosionaron significativamente las paredes de las tuberías de revestimiento y los equipamientos de fondo de pozo en los pozos

productores. Durante unos periodos cruciales del programa de inyección de agua, numerosos pozos colapsaron y fueron abandonados o puestos fuera de servicio. (Amaya, 2010)

Los especialistas en métodos de inyección de agua, primero necesitaban diseñar sistemas de control de inyección que mejoraran el barrido vertical y proveyeran un mecanismo para reducir los efectos perjudiciales de la canalización de agua en las zonas de interés y en las sartas de producción. Para optimizar el proceso de inyección de agua, los especialistas en manejo de la producción de agua recomendaron el empleo de sartas de inyección selectivas que utilizan válvulas reguladoras de flujo que controla la tasa en las zonas de interés. Estos diseños permitirían al operador restringir las tasas de inyección en determinadas capas, independientemente de la presión, la permeabilidad, el factor de daño o cualquier otro factor que normalmente afectaría el flujo. Cada una de las capas se aísla para evitar que cualquier fluido presente en esa zona del pozo, invada otra. Dentro de ésta sección, se coloca una boquilla de inyección que se controla desde la superficie. (Amaya, 2010)

Los nuevos diseños de sartas selectivas mejoraron la eficiencia del barrido vertical al permitir que el operador mantuviese tasas de inyección más altas en las capas menos afectadas por problemas inducidos por la inyección de agua. A la inversa, esos nuevos diseños mitigaron los problemas relacionados con la canalización al permitir una reducción de las tasas en las capas problemáticas. A través de la implementación de éste tipo de completamiento (tan solo se tiene referenciada su aplicación en el mundo en 3 campos, incluido Casabe) se ha logrado incrementar la inyección promedio por pozo existente de 120 BWPD a 500 BWPD, se ha obtenido una inyección promedio en pozos nuevos de 800 BWPD para un total de incremento de inyección del campo a la fecha de 25000 BWPD a más de 100000 BWPD. Lo que ha llevado a un aumento en la producción de crudo a 16000 BOPD.

El éxito de las nuevas tecnologías aplicadas a cualquier campo sometido a un proceso de recobro secundario, depende de gran medida del entendimiento del flujo de información, su consolidación e interpretación. Debido al crecimiento alcanzado en la producción de crudo, se ha requerido la creación e implementación de nuevos flujos de trabajo y procesos integrados para lograr maximizar el recobro, mejorando el tiempo de respuesta a los cambios en las condiciones de operación. (Amaya, 2010)

### 3. ANALISIS DE ESFUERZOS DE COMPLETAMIENTO

El análisis de esfuerzos de tubería es un componente de vital importancia para el diseño de un completamiento, más aun cuando se trabaja a condiciones críticas, tales como, reservorios con altas temperaturas y completamientos de alto grado de complejidad, debido a que predice los esfuerzos a los que la tubería estará sometida y las cargas que se generan producto de las temperaturas y presiones del pozo, peso de la tubería, etc. En pozos someros cabe la posibilidad que no exista el requerimiento de realizar el análisis de esfuerzos de la tubería, si y solo si el pozo y el diseño del completamiento permanecen sin cambios, pero para todos los demás casos, debe realizarse un análisis de tubería de alguna manera. Las consecuencias generadas por una equivocación en éste análisis, puede llevar desde la pérdida total del completamiento hasta el punto de cobrar vidas humanas.

Se plantearon diferentes razones para realizar el análisis de esfuerzos en la tubería (Bellarby, 2009), los cuales incluyen:

- Asegurar que el tubo seleccionado, soporte todas las cargas proyectadas de instalación y servicio durante la vida útil del pozo. Si no es así, entonces es necesario revisar el diseño, planificar los reacondicionamientos o poner en marcha medidas para limitar las cargas.
- Ayudar a definir qué tipo de empaque y dispositivos de expansión se deben utilizar o si no existe la necesidad de ellos.
- Definir los equipos de superficie entre los que se encuentran cabezales, árboles y líneas de flujo para evaluar las cargas generadas, tales como, presiones de cierre y temperaturas de flujo.
- Asegurarse que el diámetro de la tubería sea adecuado y que ésta pueda pasar al pozo y eventualmente pueda ser extraída. Aunque esto no se considere como un análisis de esfuerzos de tubería, está muy relacionado, y con frecuencia se pasa por alto, incluso en pozos altamente desviados. Los casos especiales incluyen sobretensión de la tubería que puede romper anclajes o desasentar un empaque recuperable.
- Asegurarse que a través de las intervenciones en la tubería de producción, ésta no se vea afectada por los efectos de esfuerzos, tal como, el pandeo.

Existen varios métodos de análisis de esfuerzos. En algunos casos, los cálculos simples de estallido y colapso son suficientes y pueden realizarse manualmente.

En otros casos, se requiere un análisis axial y puede implicar mayor dificultad, cuando se considera el pandeo y cálculos externos tales como la predicción de la temperatura. El análisis triaxial es estándar para la mayoría de los diseños de completamiento y se puede realizar a mano o con hojas de cálculo. Rutinariamente, muchos diseños se analizan usando software que simulan el completamiento, esto reduce el potencial de error de cálculo.

El comportamiento de los metales bajo cargas y los límites que el material de la tubería puede soportar, es fundamental para el análisis de esfuerzos. La carga que presenta la tubería se puede dar debido a la presión, temperatura y el peso de la tubería. Estas cargas pueden actuar axialmente ya sea por tensión o compresión, o de forma radial como colapso o estallido. Una cuantificación más útil de la carga proviene del esfuerzo. El esfuerzo en la tubería ( $\sigma$ ) se define como la fuerza por unidad de área transversal ( $A_x$ ).

$$\sigma = \frac{F}{A_x} \text{ (psi)}$$

Cuando el tubo se somete a esfuerzos, éste se va a elongar. La deformación ( $\xi$ ) se define como la fracción del cambio de longitud y es adimensional.

$$\xi = \frac{\Delta L}{L}$$

Una gráfica para ayudar a comprender el comportamiento del material de tubería bajo carga, es la relación tensión-deformación, como se muestra en la Figura 3.1.

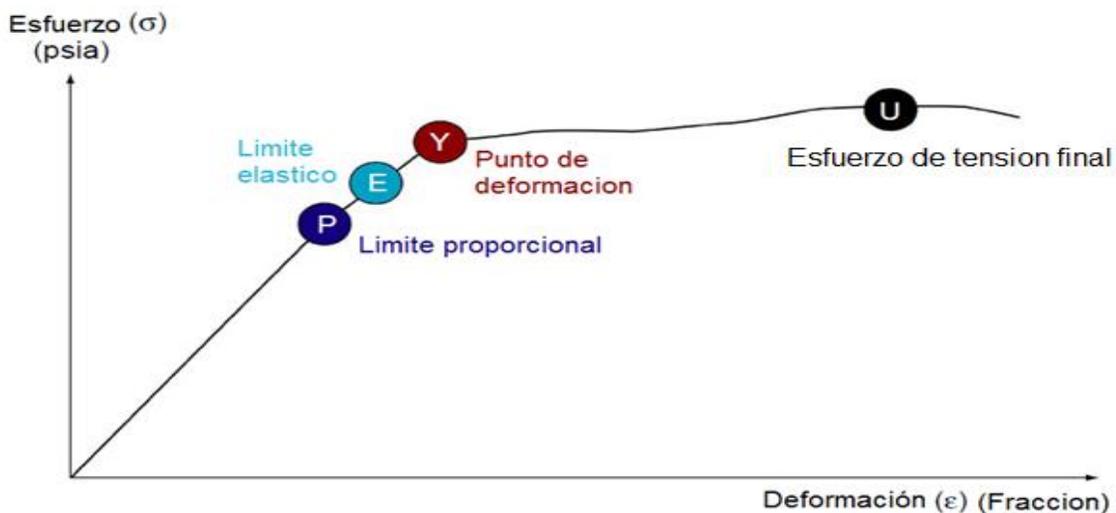


Fig 3. 1 Relación típica esfuerzo-deformación del material de la tubería. Fuente: (Bellarby, 2009)

Ésta representación muestra que inicialmente existe una relación lineal entre el esfuerzo y la deformación. Ésta observación es la base de la ley de Hooke. La pendiente de ésta línea se llama módulo de elasticidad (E) o módulo de Young. El módulo de elasticidad está relacionado con el esfuerzo y la deformación como se indica a continuación.

$$E = \frac{\sigma}{\xi}$$

El límite elástico, es la tensión máxima que un material puede soportar sin sufrir deformaciones permanentes. Si se aplican tensiones superiores a éste límite, el material experimenta un comportamiento plástico con deformaciones permanentes y no recupera espontáneamente su forma original al retirar las cargas.

El límite de deformación API está por encima del límite de elasticidad. El límite de deformación API define la resistencia mínima del grado. Por ejemplo, el tubo L80 tiene una deformación por una tensión mínima de 80.000 psi. (Bellarby, 2009)

### **3.1 Cargas**

Las cargas en la tubería se presentan por las diferentes condiciones de presión y temperatura del pozo, por el tipo de operación que se realice, según la tubería utilizada en el completamiento, etc. Es de vital importancia realizar el estudio de éstas cargas puesto que el resultado de éstas, pueden ser compresivas o de tensión y pueden llevar al fallamiento de la tubería hasta el punto de llegar a la pérdida total del pozo.

Existen diferentes tipos de cargas que se presentan a lo largo de la vida útil del completamiento, dichas cargas se describen a continuación.

#### **3.1.1 Colapso**

La falla por colapso de una tubería es una condición mecánica. Se origina por el aplastamiento de la tubería a causa de una carga de presión. Ésta actúa sobre las paredes externas de la misma y es superior a su capacidad de resistencia. La resistencia a la falla por colapso de una tubería ha sido estudiada ampliamente.

En primera instancia, es una de las causas más comunes de falla en las tuberías colocadas en un pozo y en segundo término, es un fenómeno de falla complejo de predecir. La falla por colapso depende de factores diversos propios de la naturaleza de fabricación del tubo y factores externos tal como la manipulación del mismo.

Dentro de éstos resaltan, la cedencia del material, la geometría tubular, imperfecciones (excentricidad, ovalidad) y la condición de esfuerzos en la tubería. (Franco, 2013)



Fig 3. 2 Tubería afectada por colapso. Fuente: (Morales, 2010)

$$\Delta P = P_o - P_i$$

Dónde:

$\Delta P$ = Diferencial de presión, (psi)

$P_i$ = Presion interna de la tubería, (psi)

$P_o$ = Presion Anular, (psi)

### 3.1.2 Estallido

La presión de estallido se origina de la columna de fluidos de perforación o producción y actúa en las paredes internas de la tubería. El revestimiento está también expuesto a arremetidas o influjos de la formación, que imponen una presión interna si ésta ocurre durante las operaciones de perforación.

La resistencia a la presión interna, o estallido mide la resistencia estructural de la sección de área transversal a una presión diferencial interna. La resistencia a la presión interna de tuberías ha sido discutida con base en los principios siguientes:

- La resistencia al estallido de la conexión puede exceder o nó, la del cuerpo de la tubería.

- Para conexiones API, particularmente en roscas especiales, es posible que la resistencia de la tubería exceda la de la conexión.
- En diseños reales, la resistencia al estallido, es una medida relativamente incompleta de la integridad del cuerpo de la tubería. (González & Izquierdo Cano, COLAPSO EN TUBERIAS DE REVESTIMIENTO, 2013)

$$\Delta P = P_i - P_o$$

Dónde:

$\Delta P$ = Diferencial de presión, (psi)

$P_i$ = Presión interna de la tubería, (psi)

$P_o$ = Presión Anular, (psi)

### 3.1.3 Axial

Las condiciones de presión y temperatura presentadas durante los diferentes eventos en un pozo afectan las tuberías al modificar el estado de esfuerzos propios de la misma. En el estado de esfuerzos axiales, estos cambios tienen un impacto más severo. La mecánica de materiales, establece que un cuerpo sujeto a un esfuerzo axial, es su estado de esfuerzos al aplicarle una condición de carga diferente. Por lo anterior, se debe entender que una tubería que se introduce en el pozo, desde su corrida, va sufriendo alteraciones en las condiciones de carga de presión y temperatura. Por esto es de gran interés evaluar las transformaciones en los esfuerzos, particularmente en las cargas axiales.

Los cambios que se presentan en los esfuerzos axiales son causados por las características de ductilidad con las que están fabricadas las tuberías. Es decir, tienen la capacidad de deformación elástica hasta los límites de cedencia del acero. Durante la evaluación de los cambios axiales que experimenta una tubería, se han detectado cuatro fenómenos o efectos axiales muy particulares que dan lugar a una alteración o modificación en el estado de esfuerzo axial.

Éstos son:

- Pistoneo
- Balonamiento
- Pandeo
- Efecto térmico.

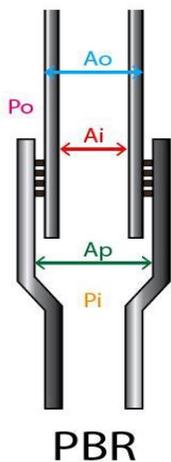
Cada uno de ellos refleja una acción de carga axial adicional (tensional o compresional) que hay que considerar en el diseño de las tuberías. Para lograr lo anterior, se debe establecer una condición inicial o un estado inicial de esfuerzos, a partir de un tiempo cero. Es decir, representar la magnitud del estado de esfuerzos axiales generados por las condiciones iniciales de presión y de temperatura, bajo o durante la ocurrencia de un evento en particular. Como condición de carga inicial de una tubería de revestimiento se ha establecido el estado de esfuerzos axiales posterior a la cementación de la tubería.

Una vez establecida la condición inicial, para cada evento de carga (que generan un cambio de presión y temperatura), se debe establecer el estado de esfuerzos axiales, modificado por la acción de los fenómenos axiales presentes. Cada nuevo estado de esfuerzos axiales, se analiza para aplicarlo con fines de seleccionar el tubo o tuberías más propicias para soportar éstos cambios. (González & Izquierdo Cano, COLAPSO EN TUBERIAS DE REVESTIMIENTO, 2013)

### 3.1.3.1 Efecto Pistón

Éste efecto de contracción o elongación que presenta una tubería por efecto del cambio en el estado de esfuerzos axiales se denomina efecto “pistón”. La condición elástica que caracteriza a las tuberías de acero da lugar a la deformación axial. Es decir, por cada incremento de carga axial, la tubería experimenta un cambio longitudinal. (González & Izquierdo Cano, COLAPSO EN TUBERIAS DE REVESTIMIENTO)

La Fuerza de Pistoneo es una carga causada directamente por los cambios en la presión que actúa en el área transversal expuesta del tubo. Ésto resulta en cambios de la longitud de la tubería y las fuerzas que actúan en contra del mismo.



$$F_p = \Delta P_o(A_p - A_o) - \Delta P_i(A_p - A_i)$$

Fig 3. 3 Corte transversal Esquema de los dispositivos de expansión. (PerfoBlogger, 2016)

**Dónde:**

$F_p$ = Fuerza tipo piston, (Lb)

$A_p$ = Area interna del empaque, (in<sup>2</sup>)

$A_o$ = Area externa de la tubería, (in<sup>2</sup>)

$A_i$ = Area interna de la tubería, (in<sup>2</sup>)

$\Delta P_o$ = Cambio de la presión en el anular, (psi)

$\Delta P_i$ = Cambio de la presión en la tubería, (psi)

$$\Delta L_p = \frac{[P_o(A_p - A_o) - \Delta P_i(A_p - A_i)]L}{EAx}$$

**Dónde:**

$\Delta L_p$ = Cambio de longitud por efecto pistón, (in)

$A_p$ = Area interna del empaque, (in<sup>2</sup>)

$A_o$ = Area externa de la tubería, (in<sup>2</sup>)

$A_i$ = Area interna de la tubería, (in<sup>2</sup>)

$\Delta P_o$ = Cambio de la presión en el anular, (psi)

$\Delta P_i$ = Cambio de la presión en la tubería, (psi)

$E$ = Modulo de elasticidad

$L$ = Longitud de la sarta, (in)

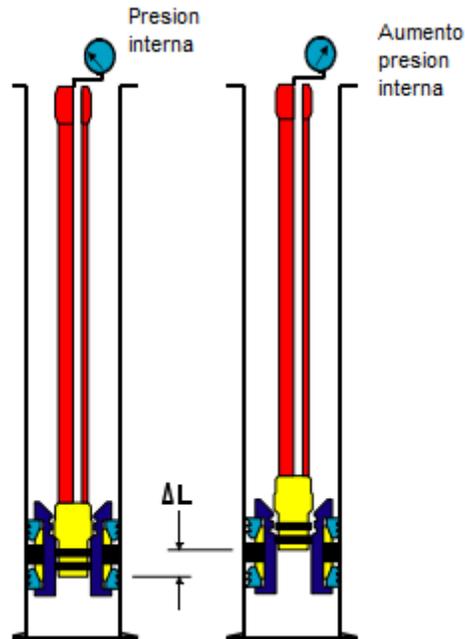


Fig 3. 4 Cambio de longitud de tubería por efecto pistón. Fuente Baker Oil Tools, Tubería Movement Presentation.

### 3.1.3.2 Efecto Balonamiento

Es el efecto natural que presentan las tuberías por “inflación” o “desinflación”, que se manifiestan por efectos de cambios en la presión interna y externa. Es una medida de la deformación elástica propia del acero, el cual induce esfuerzos tensionales y compresionales en la tubería. Es decir la tubería se contrae o se elonga longitudinalmente, cuando ésta está confinada o sin movimiento libre. (González & Izquierdo Cano, COLAPSO EN TUBERIAS DE REVESTIMIENTO, 2013)

Un aumento de presión en la tubería ocasiona un ensanchamiento de la tubería lo que reduce la longitud de la sarta produciendo una tensión sobre ésta, cuando la presión en la tubería es inferior a la presión en el anular, se reduce el diámetro de la tubería produciendo un estrechamiento de la misma induciendo peso sobre el empaque.

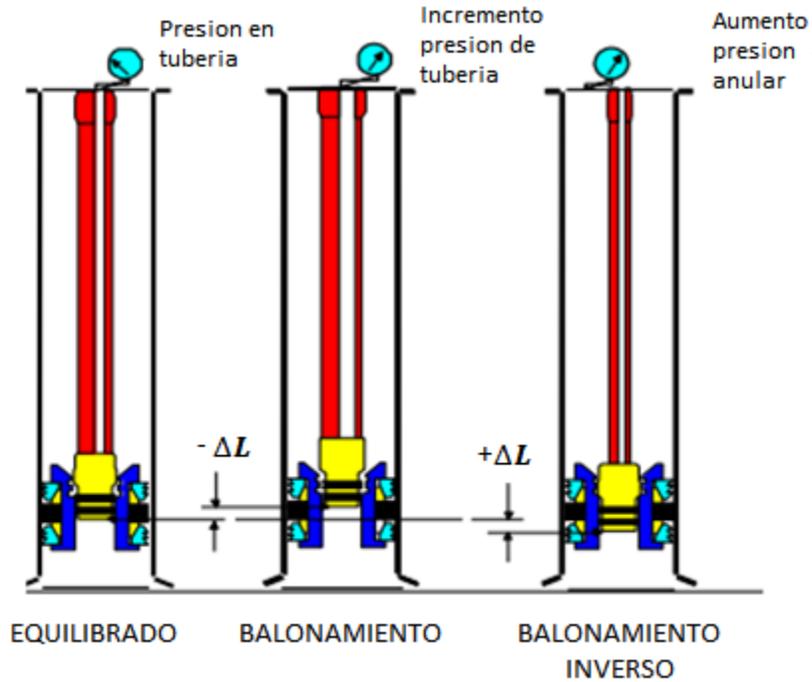


Fig 3. 5 Cambio de longitud por efecto de Balonamiento. Fuente: Baker Oil Tools, Tubería Movement Presentation

$$F_b = 2\mu(A_o\overline{\Delta P_o} - A_i\overline{\Delta P_i})$$

Dónde:

$F_b$ = Fuerza de balonamiento, (Lb)

$\mu$ =Coeficiente de Poisson

$A_i$ = Area interna de la tubería, (in<sup>2</sup>)

$A_o$ = Area externa de la tubería, (in<sup>2</sup>)

$\overline{\Delta P_i}$ = Cambio de la presión en tubería promedio, (psi)

$\overline{\Delta P_o}$ = Cambio de la presión anular promedio, (psi)

$$\Delta L_b = \frac{2L\mu}{E} \left[ \frac{(R^2\overline{\Delta P_o} - \overline{\Delta P_i})}{R^2 - 1} \right]$$

$\Delta L_b$ = Cambio de longitud por efecto de balonamiento, (in).

$\mu$ =Coeficiente de Poisson.

$L$ = Longitud de la sarta, (in).

$\overline{\Delta P_i}$ = Cambio de la presión en tubería promedio, (psi).

$\overline{\Delta P_o}$ = Cambio de la presión anular promedio, (psi).

$E$ = Modulo de elasticidad.

$R$ = Relacion entre diámetros de la tubería,  $R = \frac{DE}{DI}$

### 3.1.3.3 Efecto Pandeo

Es la deformación mecánica que experimenta una tubería por la acción de las fuerzas compresionales desarrolladas sobre el cuerpo de la misma. Puede entenderse que existe un límite de fuerza compresional, similar al de una resistencia, para establecer el inicio de la deformación de pandeo de la tubería. Por la forma y severidad del pandeo se han definido dos criterios: pandeo sinusoidal y helicoidal. Es importante mencionar que el pandeo es una deformación que puede hacer fallar a una tubería y los empaques. Esto ocurre porque se generan grandes esfuerzos por flexión en forma simultánea, dada la curvatura que se alcanza por efecto del pandeo, una vez que se haya iniciado la deformación. (González & Izquierdo Cano, COLAPSO EN TUBERIAS DE REVESTIMIENTO, 2013)

$$F_{pa} = Ap(\Delta P_i - \Delta P_o)$$

$F_{pa}$ = Fuerza por efecto de Pandeo, (Lb)

$Ap$ = Area interna del empaque, (in<sup>2</sup>)

$\Delta P_o$ = Cambio de la presión en el anular, (psi)

$\Delta P_i$ = Cambio de la presión en la tubería, (psi)

$$\Delta L_{pa} = \frac{r^2 A_p^2 (\Delta P_i - \Delta P_o)^2}{8 * E * I * (ws + wi - wo)}$$

Dónde:

$\Delta L_{pa}$  = cambio de longitud por efecto de pandeo

$r$  = Espacio radial entre el OD de la tubería y el ID del revestimiento

$$r = \frac{ID_{csg} - OD_{tub}}{2}, (\text{in})$$

$A_p$  = Área interna del empaque, ( $\text{in}^2$ )

$\Delta P_t$  = Cambio en la presión de la tubería de una condición a otra, (psi)

$\Delta P_o$  = Cambio en la presión anular de una condición a otra, (psi)

$E$  = Módulo de Young

$I$  = Momento de inercia de la tubería.

$$I = \frac{\pi}{64} (OD_{tub}^4 - ID_{tub}^4), (\text{in}^4)$$

$w_s$  = Peso de la tubería, (lb/in)

$w_i$  = Peso del fluido final en la tubería, (lb/in)

$w_o$  = Peso del fluido final anular, (lb/in)

#### **3.1.3.4 Efecto Temperatura**

Las temperaturas a las cuales se exponen las tuberías en el interior del pozo son importantes para la estimación de las cargas axiales. Estas cargas se producen por el cambio de temperatura que experimenta la sarta al someterse a diferentes eventos de carga. Un aumento de la temperatura del fluido que circula a través de la tubería incrementa la longitud de ésta, ejerciendo peso sobre el empaque, mientras que la disminución de la temperatura del fluido disminuye la longitud de la misma. Cuando se tienen largas longitudes de tubería y se somete a cambios de temperatura, se pueden ocasionar contracciones o elongaciones importantes. (González & Izquierdo Cano, COLAPSO EN TUBERIAS DE REVESTIMIENTO, 2013)

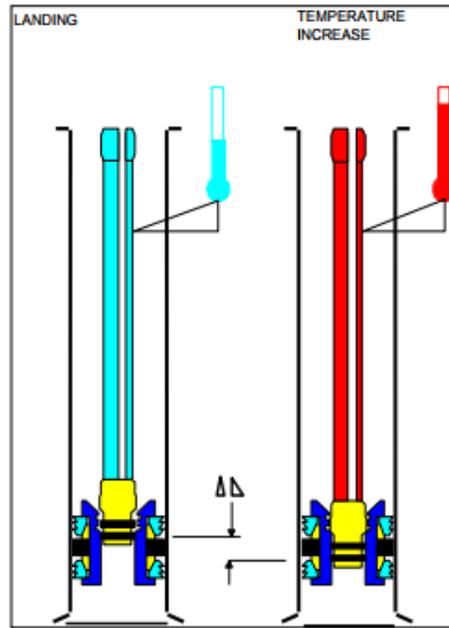


Fig 3. 6 Cambio de longitud de la tubería por efecto de temperatura. Fuente: Baker Oil Tools, TuberíaMovementPresentation

$$F_T = \beta * E * \Delta T * Ax$$

Dónde:

$F_T$ = Fuerza por efecto de temperatura, (Lb)

$\beta$ = Coeficiente de expansión térmico, (6.9E-6 °F<sup>-1</sup> para el acero)

$E$ = Modulo de Young, (psi)

$\Delta T$ = Cambio en la tubería de la tubería de una condición a otra, (°F)

$Ax$ = Area de la sección transversal, (in<sup>2</sup>)

$$\Delta L_T = L * \beta * \Delta T$$

Dónde:

$\Delta L_T$ = Variacion de longitud, (in)

$L$ = Longitud de la sarta, (in)

$\beta$ = Coeficiente de expansión térmico, ( $6.9E-6$  °F<sup>-1</sup> para el acero)

$\Delta T$ = Cambio de temperatura en la tubería de una condición a otra, (°F)

### 3.1.3.5 Carga Axial Total

Los efectos axiales mencionados anteriormente: pandeo, pistoneo, balonamiento y térmico dan lugar a un cambio significativo en el estado de esfuerzos axiales, causado por la acción combinada de cada uno de ellos. Ésto significa que la suma de los efectos axiales, generan una deformación total en la tubería. Por lo tanto la fuerza axial total será:

$$F_{a \text{ total}} = F_p + F_b + F_{pa} + F_T$$

Sin embargo, para fines de diseño, también es importante cuantificar el grado de contracción o elongación que sufre una sarta.

$$\Delta L_t = \Delta L_p + \Delta L_b + \Delta L_{pa} + \Delta L_T$$

(González & Izquierdo Cano, COLAPSO EN TUBERIAS DE REVESTIMIENTO, 2013)

### 3.1.4 Triaxial

En los conceptos definidos anteriormente la resistencia de las tuberías se representó mediante un modelo cuya validez de aplicación se considera Monoaxial o Uniaxial. Es decir la falla del material ocurre bajo la acción de un esfuerzo actuando en un solo plano del material. No toma en cuenta la acción de otros esfuerzos actuantes en el cuerpo del material. Sin embargo, las causas de una falla de un material han sido extensamente estudiadas. Se han propuesto una buena cantidad de teorías encaminadas a resolver o plantear mediante el uso de modelos matemáticos, la predicción de la resistencia de un material ante la imposición de diferentes esfuerzos. Con éste propósito, se considerará una de las teorías más fundamentadas y utilizadas en la teoría clásica de la elasticidad, para cuantificar la magnitud de los esfuerzos que pueden actuar en un material para hacerlo fallar. Ésta teoría se denomina “de la distorsión” propuesta inicialmente por Von Mises. Ésta teoría estipula que existe un esfuerzo equivalente a partir del cual los tres esfuerzos principales actuando en un material están en equilibrio. (González & Izquierdo Cano, COLAPSO EN TUBERIAS DE REVESTIMIENTO, 2013)

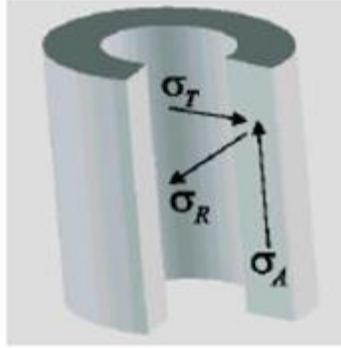


Fig 3. 7 Representación de los esfuerzos equivalentes (González & Izquierdo Cano, COLAPSO EN TUBERIAS DE REVESTIMIENTO, 2013)

Su representación en coordenadas cilíndricas, aplicado para una tubería es:

$$\sigma_{VME} = \frac{1}{\sqrt{2}} [(\sigma_a - \sigma_t)^2 + (\sigma_t - \sigma_r)^2 + (\sigma_r - \sigma_a)^2]^{0.5}$$

Dónde:

$\sigma_{VME}$  = Esfuerzo equivalente de Von Mises, (psi)

$\sigma_a$  = Esfuerzo axial, (psi)

$\sigma_r$  = Esfuerzo radial, (psi)

$\sigma_t$  = Esfuerzo tangencial, (psi)

A fin de aplicar el modelo de Von Mises para determinar la resistencia de los elementos tubulares, se consideró que el esfuerzo equivalente se representa por la cedencia del material. Es decir, el esfuerzo equivalente máximo que pudiera experimentar una tubería sería de una magnitud equivalente a la cedencia del material. Sin embargo, es preciso apuntar que ésta consideración implica suponer que la acción de un esfuerzo monoaxial como es la cedencia, represente la acción de los tres esfuerzos principales actuando en un material simultáneamente.

En forma convencional se representan dos curvas resultantes en un solo gráfico, trazando, en el primero y segundo cuadrante la curva que representa la resistencia al estallido. La segunda curva, que representa la resistencia al colapso, se coloca en el tercero y cuarto cuadrantes. El resultado de aplicar éste convencionalismo, genera una elipse que representa los límites de resistencia a la falla por colapso y por estallido, a las diferentes condiciones de esfuerzo axial. Es decir, se manejan tres variables para representar la resistencia del material. La cedencia del material

queda representada por la magnitud de la elipse. Un punto de interés en la elipse, es el correspondiente a presión cero sobre el eje de las abscisas, y que representa la resistencia a la tensión. El modelo representa la resistencia de los materiales en tuberías con una relación de esbeltez ( $D/t$ )  $> 15$ ; esto significa que prácticamente está dirigido a diámetros de tuberías menores a 7 5/8”.

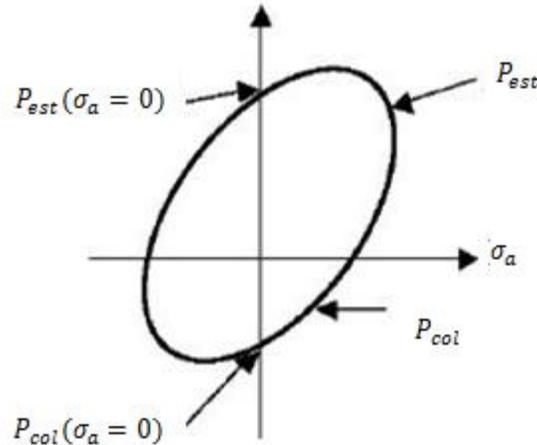


Fig 3. 8 Método triaxial normalizado. Fuente (González & Izquierdo Cano, COLAPSO EN TUBERIAS DE REVESTIMIENTO, 2013)

## 3.2 Especificaciones Técnicas

Cuando se habla de especificaciones técnicas de una tubería, se refiere a los valores de resistencia a la presión, temperatura, torque, etc., a los cuales la tubería falla. Estas especificaciones vienen dadas para cada grado de tubería y son de gran utilidad puesto que da una referencia de los límites a los cuales la tubería puede llegar.

A continuación se mostrará cómo se calculan las especificaciones técnicas de una tubería para los distintos casos de cargas que se presentan.

### 3.2.1 Colapso

La resistencia al colapso está ligada a la capacidad que tiene la tubería para soportar un diferencial de presión externo alto y poder mantener su forma. Existen 4 clases de colapso por los cuales la tubería puede fallar: elástico, transición, plástico y cedencia. A continuación se dará a conocer qué tipo de colapso presenta la tubería, para esto se debe calcular la esbeltez (relación del diámetro externo y espesor) de la tubería de la siguiente manera:

$$Esbeltez = \frac{D}{t}$$

Dónde:

D: Diámetro externo de la tubería

t: espesor de la tubería

Una vez calculada la esbeltez de la tubería se procede a identificar el tipo de colapso al cual está se ve expuesta. En la siguiente tabla se dan a conocer los rangos de esbeltez para cada tipo de colapso.

COLAPSO \ GRADO TUBERIA	Elástico	Transición	Plástico	Cedencia
40	>42.64	27.01 - 42.64	16.40 - 27.01	<16.40
55	>37.21	25.01 - 37.21	14.81 - 25.01	<14.81
80	>31.02	22.47 - 31.02	13.38 - 22.47	<13.38
90	>29.18	21.69 - 29.18	13.01 - 21.69	<13.01
95	>28.36	21.33 - 28.36	12.85 - 21.33	<12.85
110	>26.22	20.41 - 26.22	12.44 - 20.41	<12.44
125	>24.46	19.63 - 24.46	12.11 - 19.63	<12.11
140	>22.98	18.97 - 22.98	11.84 - 18.97	<11.84
155	>21.70	18.37 - 21.70	11.59 - 18.37	<11.59

Tabla 3. 1 Rango de la relación (D/t) para tipos de colapso. (González & Izquierdo Cano, COLAPSO EN TUBERIAS DE REVESTIMIENTO, 2013)

Finalmente cuando se conoce el tipo de colapso al cual está expuesta la tubería se procede a calcular el valor de resistencia con las fórmulas que se presentan a continuación.

### 3.2.1.1 Colapso Elástico

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

Dónde:

$P_{CE}$ : Presión de colapso elástico, (psi)

$\frac{D}{t}$ : Esbeltez

### 3.2.1.2 Colapso Transicional

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

Dónde:

$P_{ct}$ : Presión de colapso transicional, (psi)

$Y_p$ : Punto de cedencia, (psi)

$\frac{D}{t}$ : Esbeltez

Grado	F	G
H-40	2.063	0.0325
-50	2.003	0.0347
J-K-55	1.989	0.0360
-60	1.983	0.0373
-70	1.984	0.0403
C-75 & E	1.990	0.0418
L-N-80	1.998	0.0434
C-90	2.017	0.0466
C-T-95 & X	2.029	0.0482
-100	2.040	0.0499
P-105 & G	2.053	0.0515
P-100	2.066	0.0532
-120	2.092	0.0565
Q-125	2.106	0.0582
-130	2.119	0.0599
S-135	2.133	0.0615
-140	2.146	0.0632
-150	2.174	0.0666
-155	2.188	0.0683
-160	2.202	0.0700
-170	2.231	0.0734
-180	2.261	0.0769

Tabla 3. 2 Valores de F y G para ecuación de Colapso de Transición. Fuente: (González & Izquierdo Cano, COLAPSO EN TUBERIAS DE REVESTIMIENTO, 2013)

### 3.2.1.3 Colapso plástico

$$P_{CP} = Y_p \left[ \frac{A}{\left(\frac{D}{t}\right)} - B \right] - C$$

Dónde:

$P_{CP}$ : Presión de colapso plástico, (psi)

$Y_p$ : Punto de cedencia, (psi)

$\frac{D}{t}$ : Esbeltez

Grado	A	B	C
H-40	2.950	0.0465	754
-50	2.976	0.0515	1,056
J-K-55	2.991	0.0541	1,206
-60	3.005	0.0566	1,356
-70	3.037	0.0617	1,656
C-75 & E	3.054	0.0642	1,806
L-N-80	3.071	0.0667	1,955
C-90	3.106	0.0718	2,254
C-T-95 & X	3.124	0.0743	2,404
-100	3.143	0.0768	2,553
P-105 & G	3.162	0.0794	2,702
P-110	3.181	0.0819	2,852
-120	3.219	0.0870	3,151
Q-125	3.239	0.0895	3,301
-130	3.258	0.0920	3,451
S-135	3.278	0.0946	3,601
-140	3.297	0.0971	3,751
-150	3.336	0.1021	4,053
-155	3.356	0.1047	4,204
-160	3.375	0.1072	4,356
-170	3.412	0.1123	4,660
-180	3.449	0.1173	4,966

Tabla 3. 3 Valores de F y G para ecuación de Colapso de Transición. Fuente: (González & Izquierdo Cano, COLAPSO EN TUBERIAS DE REVESTIMIENTO, 2013)

### 3.2.1.4 Colapso de Cedencia

$$P_{cyp} = 2Y_p \left[ \frac{\left(\frac{D}{t}\right) - 1}{\left(\frac{D}{T}\right)^2} \right]$$

Dónde:

$P_{cyp}$ : Presión de colapso por Cedencia, (psi)

$Y_p$ : Punto de cedencia, (psi)

$D/t$ : Esbeltez

### 3.2.2 Estallido

La resistencia al estallido revela el esfuerzo máximo que resiste la tubería a un diferencial de presión interno. Dicha resistencia se calcula en base a un procedimiento recomendado por el API y está en función del diámetro externo (D), el espesor (t), y el punto de cedencia ( $Y_p$ ) de la tubería.

Para calcular la presión interna necesaria para que la tubería falle por estallido, se utiliza la siguiente ecuación:

$$P_{EST} = 0.875 \left( \frac{2Y_p t}{D} \right)$$

$P_{EST}$ : Presión de estallido, (psi)

$Y_p$ : Punto de cedencia, (psi)

$t$ : Espesor de la tubería, (in)

$D$ : Diámetro de la tubería, (in)

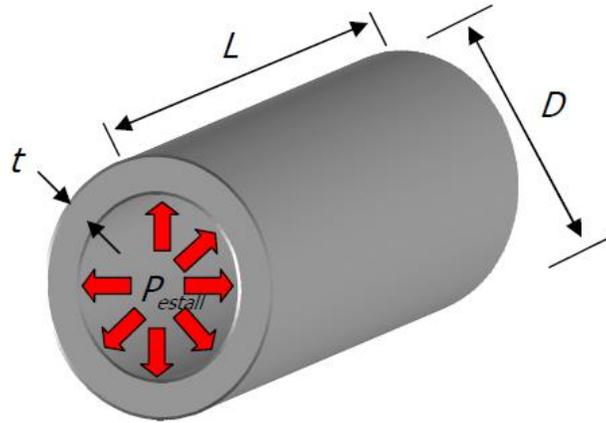


Fig 3. 9 Diagrama de cuerpo libre de la tubería. Fuente: (Vargas, 2008)

### 3.2.3 Axial

La resistencia a la fuerza axial máxima que soporta una tubería antes de fallar por cedencia está en función del punto máximo de cedencia y el área transversal de la tubería. Se calcula de la siguiente manera:

$$F_{a_{max}} = Y_p * A_x$$

Dónde:

$F_{a_{max}}$ : Fuerza axial máxima, (Lb)

$Y_p$ : Punto de cedencia, (psi)

$A_x$ : Area transversal de la tubería, (in)

### 3.2.4 Triaxial

El esfuerzo triaxial está dado por el punto de cedencia de la tubería, éste valor también se encuentra en el grado de la tubería.

### 3.3 Análisis de Resultados

Finalmente, cuando se tienen calculados los valores de cargas presentes cuando se está llevando a cabo una operación, y teniendo las especificaciones técnicas de la tubería utilizada en el completamiento, se realiza el análisis que permite identificar si el diseño del completamiento es seguro o si éste no está en condiciones de llevar a cabo alguna operación en el pozo.

El factor de seguridad es un cálculo en función de la carga y las especificaciones técnicas que permite asegurar que el completamiento no va a fallar bajo ninguna operación que se realice en el pozo.

$$FS = \frac{Rating}{Carga}$$

Según lo anterior si el factor de seguridad es mayor a 1 se considera que no existirá falla, ya que la especificación técnica sería mayor a la carga. Si se llega a un valor de 1 en cada uno de ellos estaría sobre el límite y podrían existir fallas prematuras, por ésta razón las empresas establecen unos factores de seguridad con valores mayores a 1, los cuales se comparan con los factores de diseño. Éstos se pueden ver a continuación en la siguiente tabla. (Bellarby, 2009)

FACTORES DE DISEÑO	ADIMENSIONAL
TENSIÓN	1.6
COMPRESIÓN	1.2
TRIAXIAL	1.25
ESTALLIDO	1.25
COLAPSO	1

Tabla 3. 4 Factores de diseño. Fuente: (Bellarby, 2009)

Una vez calculado el factor de seguridad se realiza la comparación con los factores de diseño anteriormente dados, para posteriormente poder realizar el estudio a la tubería y asegurar si se encuentra o no, sobre los límites dados para garantizar que la tubería va a resistir los diferentes esfuerzos que se apliquen sobre ella.

A continuación se muestra el cálculo de los diferentes factores de diseño.

### 3.3.1 Factor de seguridad de estallido

$$FS_{Estallido} = \frac{P_{EST}}{(P_i - P_o)}$$

### 3.3.2 Factor de seguridad de colapso

$$FS_{Colapso} = \frac{P_c}{(P_o - P_i)}$$

### 3.3.3 Factor de seguridad axial

$$FS_{Axial} = \frac{Fa_{max}}{Fa_{total}}$$

### 3.3.4 Factor de seguridad triaxial

$$FS_{Triaxial} = \frac{Y_p}{\sigma_{VME}}$$

## **4. DISEÑO DE COMPLETAMIENTO DE SARTAS DE INYECCIÓN SELECTIVA:**

### **4.1 Definición Sartas Selectivas:**

La inyección selectiva permite un barrido de crudo completamente uniforme, permitiendo incrementar el factor de recobro y permite aprovechar la longitud total de los intervalos perforados. En zonas donde la estratificación y diferencia de permeabilidades crea una canalización del agua de inyección y no permite que exista un barrido vertical uniforme, es necesario la implementación de éste sistema de inyección selectiva, en donde el principal objetivo es aislar cada zona y proveer a cada una por separado la tasa de inyección óptima a las condiciones de presión más favorables., permitiendo así que las zonas menos invadidas también sean contactadas y desplazadas por el agua de inyección.

El modelo de completamiento de inyección selectiva consiste de una sarta con empaques y mandriles de bolsillos laterales; donde las válvulas reguladoras de inyección de agua están ubicadas para controlar selectivamente el perfil de inyección en cada arena de forma individual. El agua inyectada en el tubo ingresa a la válvula reguladora a través de un filtro, pasa a través del orificio fijo en el vástago y sale por un puerto de salida de tamaño variable hacia la zona que se inunda. Si la presión diferencial a través de la válvula aumenta o disminuye, la posición del vástago cambia en relación con el puerto de salida y restringe el flujo a través del puerto de salida. La velocidad de flujo se mantiene a una velocidad preestablecida, independientemente de los cambios en las características de presión entre la corriente de inyección y la zona que se inunda. Un orificio fijo en el vástago de éstas válvulas permite un ajuste infinitamente variable del caudal dentro de un rango especificado. Típicamente, el costo de un completamiento de inyección selectiva es alrededor de 6 veces más que el de un completamiento convencional o sencillo.

### **4.2 Herramientas de completamiento en sartas selectivas:**

La selección de las herramientas a utilizar en el completamiento en sartas selectivas es de vital importancia para garantizar un buen servicio, en éste caso se seleccionaron para el diseño dos diámetros de tubería: 2-7/8" y 2-3/8" por su amplio uso en la industria y su alta resistencia a diferentes condiciones, a continuación se ilustran las diferentes herramientas que componen toda la configuración del completamiento:

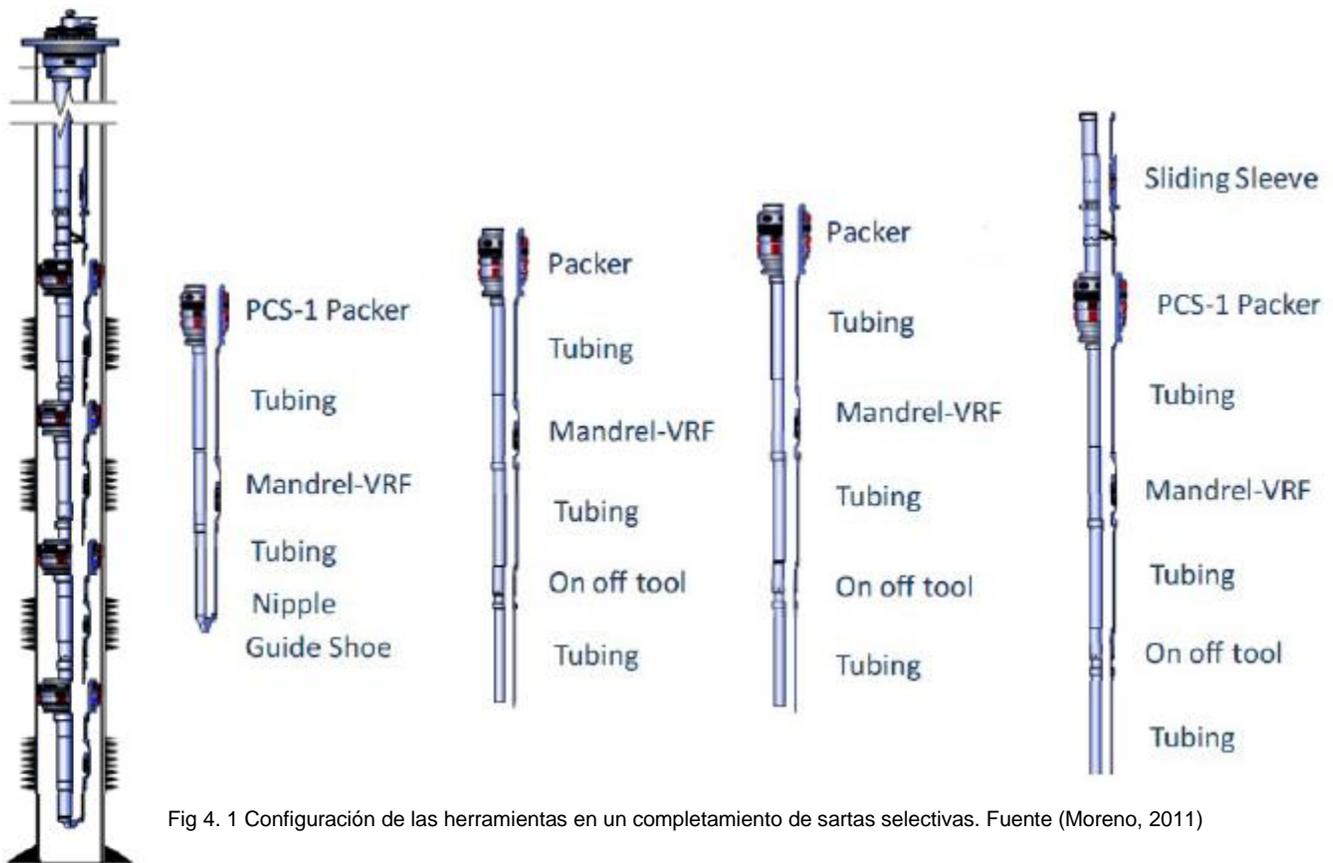


Fig 4. 1 Configuración de las herramientas en un completamiento de sartas selectivas. Fuente (Moreno, 2011)

En la figura 4.1 se puede encontrar en la parte izquierda un completamiento de sartas selectiva completo, y de ahí hacia la derecha dividido en 4 zonas por separado en donde se ubican las herramientas especificadas. Por lo cual a continuación se van a describir detalladamente las características y especificaciones de cada herramienta.

#### 4.2.1 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 tubería, y producir 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 ello se recomienda empaques de asentamiento hidráulico ya que éstos permiten ser bajados en una sola corrida y además sentarlos de manera simultánea. Para éste

tipo de operación se recomienda que éstos tipos de sean de liberación por rotación.

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 únicamente por presión. (Moreno, 2011)

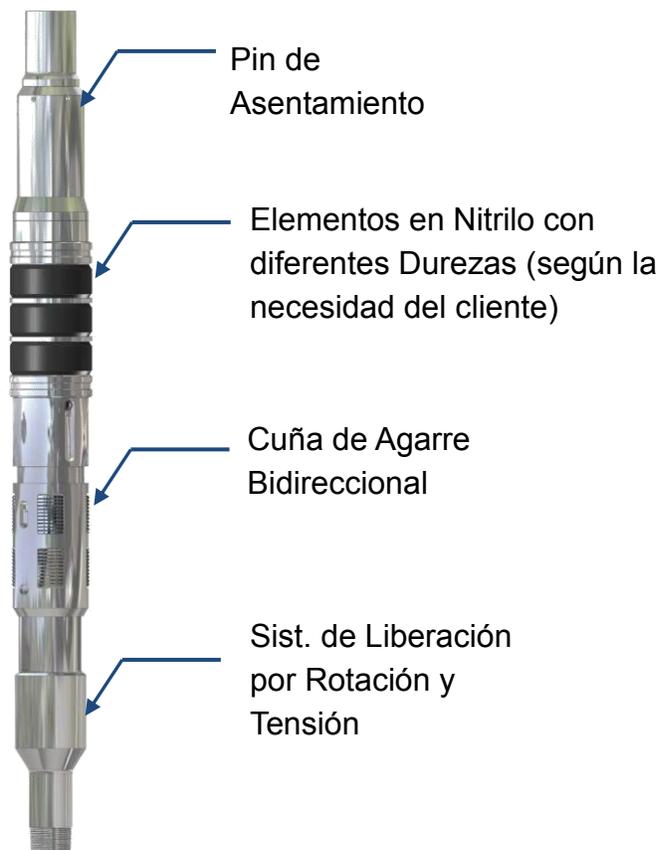


Fig 4. 2 Empaque hidráulico "PCS-5". Fuente: (TEXPROIL, 2013)

#### 4.2.2 Conector (On Off Tool):

El Conector 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. Ésta herramienta permite desacoplar la tubería en el momento que existan daños en la misma, sin retirar el ensamblaje de fondo (BHA).

Un ejemplo del conector mecánico se muestra a continuación

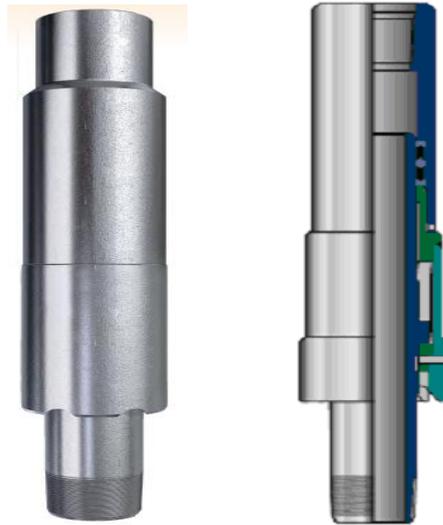


Fig 4. 3 Conector On Off Tool NF-1.(TEXPROIL, 2013)

#### 4.2.3 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. Un ejemplo de un modelo de camisa de circulación se presenta en la figura 4.4.

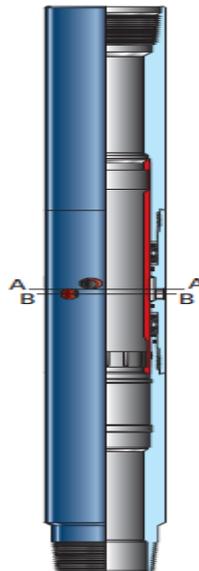


Fig 4. 4 Camisa de circulación perfil X (Otis 2.31") de apertura hacia abajo para pozos inyectoros. Tomado de (Schlumberger, CS-1 Series SlidingSleeve, 2008)

#### 4.2.4 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). Éstos 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 de bolsillo. De acuerdo a su orientación se encuentran mandriles orientados que cuentan con una camisa orientadora y discriminador, éstos se utilizan en pozos desviados; no orientados usados en pozos verticales.

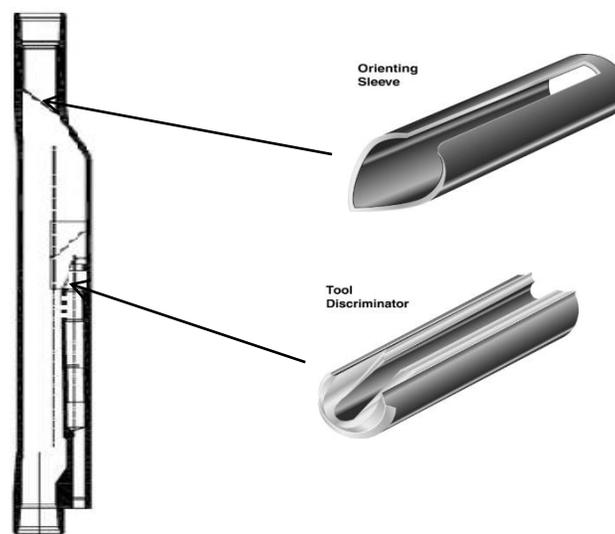


Fig 4. 5 Mandril MGDWI 2 7/8" EUE. Tomado de (S.A., 2007)

#### 4.2.5 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, ésto con el fin que la eficiencia de barrido no se vea afectada y sea de manera eficiente.



Fig 4.6 Válvula reguladora de flujo W15RLI. Fuente (Moreno, 2011)

#### 4.2.6 Nipples Selectivos:

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. Los nipples selectivos pueden ser utilizados como nipple No-Go para efectuar operaciones de control con Wireline o Slick line. Los nipples selectivos son compatibles con todos los equipos de control diseñados para ser usados con tapones dependiendo del modelo. (Moreno, 2011).



Fig 4. 7 Nipple modelo F con standing Bold incrustada. Fuente (Moreno, 2011)

En capítulo 5 se realizará una evaluación de la viabilidad de la implementación de sargas de inyección selectiva en pozos con revestimiento de 5-1/2" y tubería de 2-3/8".

## 5. EVALUACION Y ANALISIS DE RESULTADOS DE SARTAS SELECTIVAS CON REVESTIMIENTO DE 7" Y TUBERIA DE 2-7/8" Y REVESTIMIENTO DE 5-1/2" CON TUBERIA DE 2-3/8".

Debido a un panorama actual de precios que presenta el sector, se hace necesario pensar en nuevas alternativas técnicas que generen reducción de costos y dar viabilidad al desarrollo de los campos, por ésta razón se busca analizar la posibilidad de implementar sartas de inyección selectiva para pozos con revestimiento de 5-1/2" , para los cuales su perforación, revestimientos, tuberías y herramientas son de tamaños más pequeños y por ende económicos; por lo tanto al tener tamaños más pequeños en el equipo de completamiento, es de suma importancia realizar un buen análisis de diseño para determinar si éste soporta las condiciones de inyección a las cuales va a estar expuesto. Éstas sartas de inyección selectiva generalmente han estado diseñadas para pozos con revestimientos de 7" donde el tamaño de la tubería y sus herramientas son de 2-7/8", lo cual genera un mayor margen de seguridad dentro de los análisis de esfuerzos de tubería que presenta ésta sarta debido a los impactos de presión y temperatura durante la inyección.

### 5.1 Condiciones y parámetros de diseño y evaluación:

Para la correcta evaluación y análisis, se utilizó un software comercial que se enfoca en el análisis de esfuerzo en tuberías y que simula de manera muy eficiente las condiciones de temperatura, presión y operación a la que se puede exponer el pozo. De ésta manera se siguieron diferentes parámetros de diseño, tales como, variación del caudal y de la presión de inyección, factores de diseño establecidos, variación de la profundidad de los pozos y diferentes números de zonas inyectadas.

TUBERIA 2-7/8	TUBERIA 2-3/8
Peso: 6,5 lb/ft	Peso: 4,6 lb/ft
Conexión: EUE	Conexión: EUE
Grado: N80	Grado: N80
Pozo vertical	Pozo vertical
Empaque hidráulico anclado	Empaque hidráulico anclado
Temperatura superficie 80°F	Temperatura superficie 80°F
Gradiente temperatura: 1.1 °F/100 ft	Gradiente temperatura: 1.1 °F/100 ft

Tabla 5. 1 Parámetros de diseño utilizados para la evaluación de ambas tuberías. Fuente (Autores).

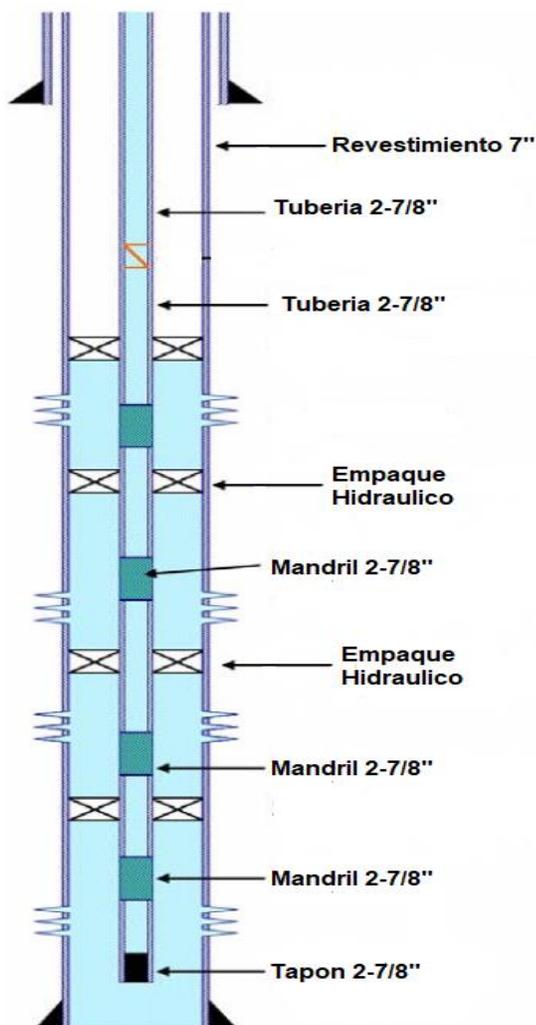


Fig.5.1 (Izquierda). Sarta de inyección selectiva 2-7/8"  
Fuente: Autores

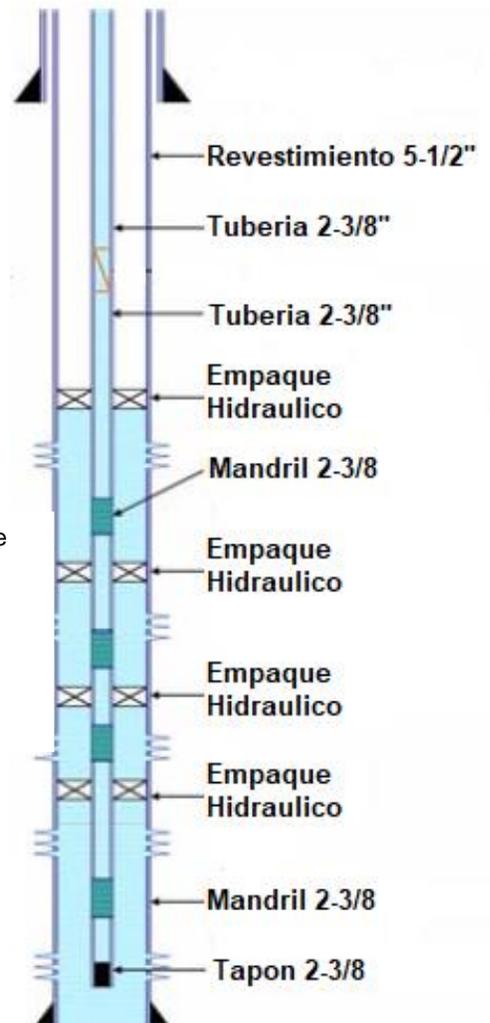


Fig.5.2(Derecha). Sarta de inyección selectiva 2-3/8"  
Fuente: Autores

PARAMETRO	FACTORES DE DISEÑO (adimensional)
AXIAL	1.6
TRIAxIAL	1.25
BURST	1.25
COLAPSO	1

Tabla 5. 2 Factores de diseño aptos para el análisis de tubería. Fuente: (Bellarby, 2009)

En las tablas 5.1 y 5.2, se pueden encontrar los parámetros de diseño establecidos para llevar a cabo el análisis de los esfuerzos a los que se va a exponer la tubería. La única diferencia entre ambas tuberías es su respectivo

diámetro y peso, de resto de someterán a las mismas condiciones para evaluar su comportamiento y evidenciar los resultados de la manera más clara posible. Después de tener claros los parámetros de diseño, se estipularon las diferentes operaciones que se llevarían a cabo en el pozo:

<b>OPERACIÓN</b>	<b>PRESION (psi)</b>	<b>CAUDAL (BPD)</b>
INYECCION DE AGUA	1500	2000
	2500	3000
	3500	3000

Tabla 5. 3 Operaciones a realizar en el pozo. Fuente (Autores)

Después de tener definidas las operaciones con inyección de agua que se llevarían a cabo, se establecieron las profundidades de los pozos que se evaluarían, teniendo como resultado la siguiente tabla:

<b>DIAMETRO TUBERIA</b>	<b>PROFUNDIDAD DE LOS POZOS</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• 2-3/8"</li> <li>• 2-7/8"</li> </ul>	5000 ft
	8000 ft
	10000 ft
	12000 ft

Tabla 5. 4 Profundidades de los pozos a evaluar. Fuente (Autores)

Teniendo las profundidades de los pozos a evaluar, ahora se debe definir el número de zonas que se van a inyectar, las cuales pueden albergar uno o más intervalos y se encuentran delimitadas entre dos empaques, al tratarse de sartas selectivas, uno de los objetivos del proyecto es determinar la influencia del número de zonas en la operación de inyección de agua, por lo tanto se establecieron los siguientes parámetros:

<b>DIAMETRO TUBERIA</b>	<b>N° ZONAS A INYECTAR POR POZO</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• 2-3/8"</li> <li>• 2-7/8"</li> </ul>	4
	8
	10
	12

Tabla 5. 5 Zonas a inyectar en cada pozo. Fuente (Autores)

Como se puede observar en las tablas 5.4 y 5.5, las mismas condiciones en cuanto a profundidad y número de zonas a inyectar se implementan en el análisis de esfuerzo de tubería de 2-3/8" y 2-7/8". Esto con un fin muy claro, establecer la viabilidad de no utilizar tubería de 2-7/8" y reemplazarla en los diseños por tubería de 2-3/8". Para cada configuración de completamiento de pozo se hizo su respectivo espaciado para definir concretamente el lugar que ocuparían las

diferentes herramientas que lo componen, esto se puede observar en el anexo 1 al final del documento.

Teniendo en cuenta todos los parámetros y condiciones expuestos en las tablas anteriores, la evaluación y análisis de tubería mediante el software comercial conlleva una gran cantidad de variables que serán mostradas a continuación:

Como se mostró en la tabla 5.4, cada pozo tendrá 4 profundidades diferentes, 5000 ft, 8000 ft, 10000 ft y 12000 ft, y también contará con una división zonal que va desde 4, 8, 10 y 12 zonas, por lo cual para el correcto análisis se debió diseñar un espaciamiento para cada una de éstas condiciones, los cuales se pueden encontrar en el anexo 1.

Finalmente luego de tener claras ya todos los casos de diseño del estado mecánico del pozo, se definieron las cargas que se correrían para cada una de ellas, entre las que se encuentra la prueba anular, la cual es una prueba que se realiza para garantizar el sello del empaque superior y ayudar a evaluar el impacto del colapso sobre la tubería mientras que las cargas de inyección evaluaran el impacto de los demás parámetros (Axial, Triaxial y Estallido).

CARGA (psi)	• TOTAL	1500 psi
	• PAR	2500 psi
	• IMPAR	3500 psi
	• PRUEBA ANULAR	

Tabla 5. 6 Cargas a evaluar en cada tubería. Fuente (Autores).

Para darle un poco de contexto a la tabla 5.6, se especificará el significado de algunas cargas.

- ✓ La inyección total a cualquier presión, hace referencia a que, el número total de zonas del pozo van a ser inyectadas, como se observa en la figura 5.3 el número total de zonas son 3 y todas están siendo inyectadas.

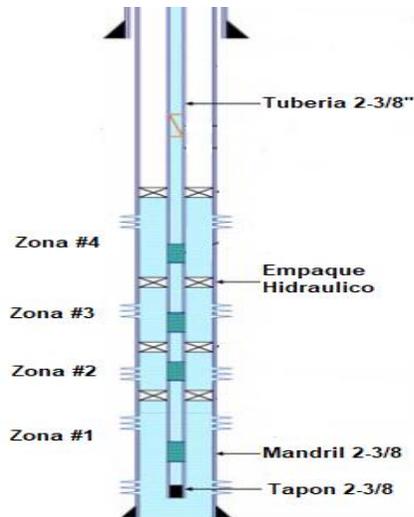


Fig 5.3 Diagrama de inyección selectiva en el número total de zonas. Fuente (Autores)

- ✓ La inyección impar a cualquier presión, hace referencia a que solo las zonas impares en el pozo van a ser expuestas a inyección de agua, mientras las demás zonas permanecerán cerradas. Como se observa en la figura 5.4, las zonas impares 1 y 3 están siendo inyectadas, mientras las zonas pares 2 y 4 se encuentran totalmente cerradas.

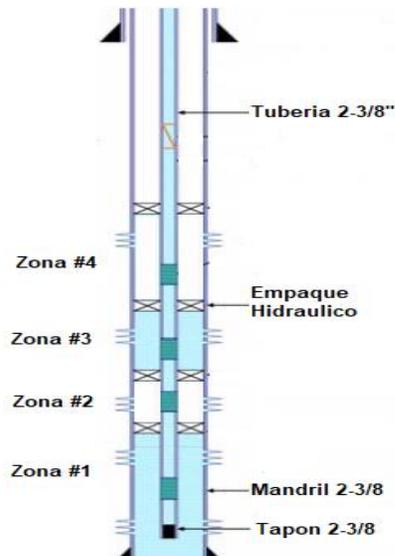


Fig 5.4 Diagrama de inyección selectiva en zonas impares. Fuente (Autores)

- ✓ La inyección par a cualquier presión, hace referencia a que solo las zonas pares en el pozo van a ser expuestas a inyección de agua, mientras las demás zonas permanecerán cerradas. Lo que se puede observar

claramente en la figura 5.5 en donde las zonas 2 y 4 están siendo inyectadas mientras las zonas 1 y 3 permanecen totalmente cerradas.

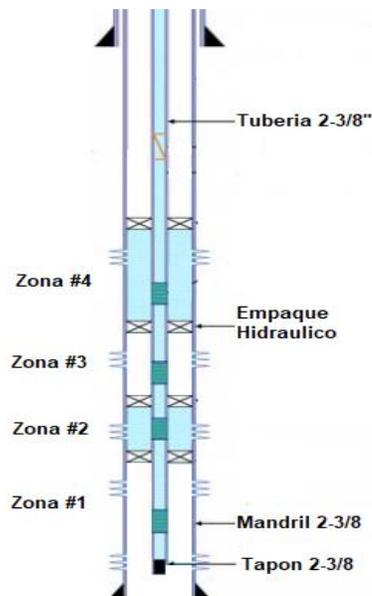


Fig 5.5 Diagrama de inyección selectiva en zonas impares. Fuente (Autores)

Para aclarar un poco más las simulaciones que se van a llevar a cabo se diseñó el siguiente diagrama:

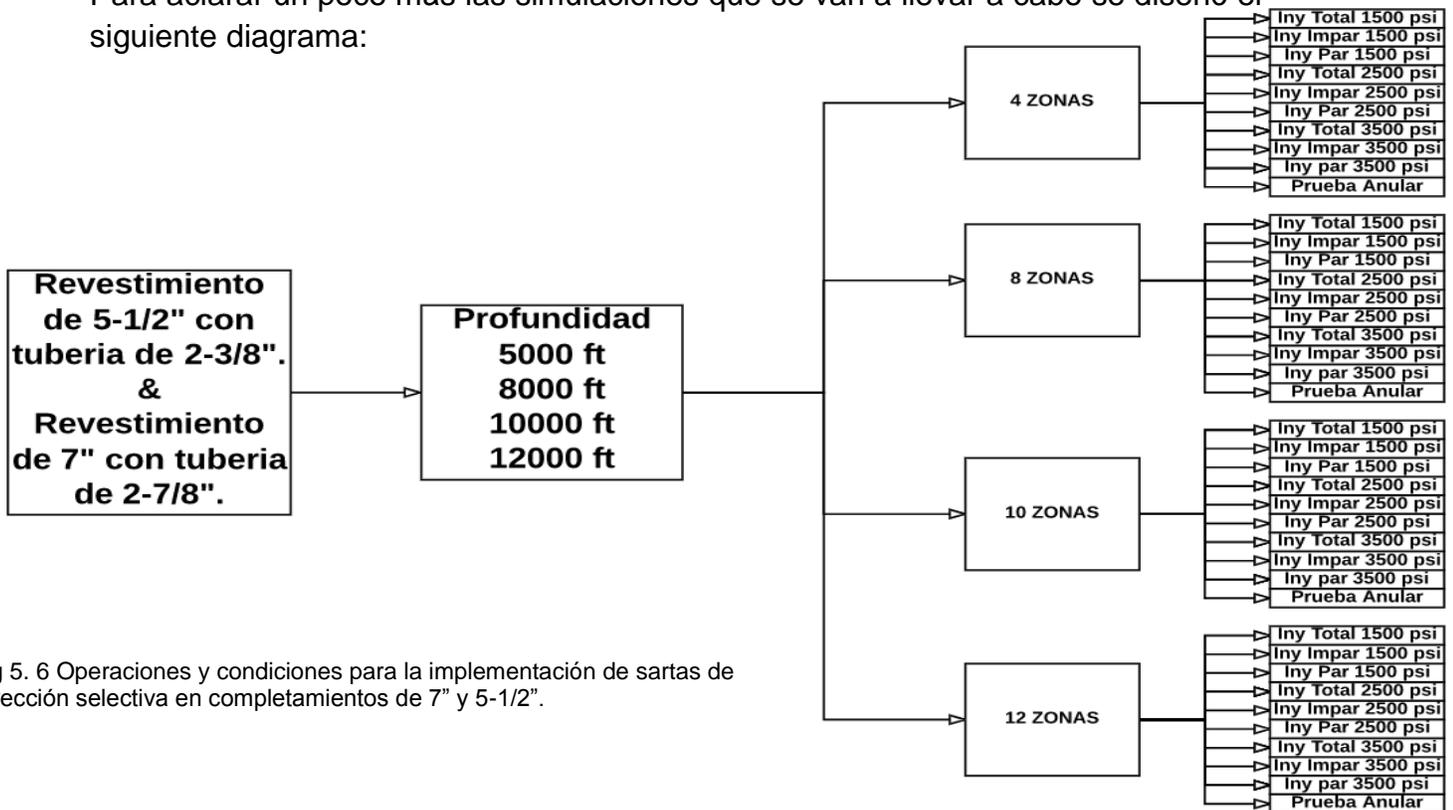


Fig 5. 6 Operaciones y condiciones para la implementación de sartas de inyección selectiva en completamientos de 7" y 5-1/2".

En la figura 5.6 se observa un diagrama donde se relaciona la configuración del pozo, tubería, y número de zonas con las cargas, hay que tener en cuenta que por cada tipo de tubería, profundidad y número de zonas se realiza la corrida con 10 cargas, esto quiere decir que en general se desarrollaron 320 simulaciones.

Los esfuerzos en la tubería están determinados por las presiones, el peso tubular, las fuerzas mecánicas internas y externas (por ejemplo, las cargas del empaque) y la fricción. El software utilizado para calcular dichos parámetros arroja un valor diferente para cada profundidad a la que se está evaluando el pozo. Teniendo en cuenta lo anterior, es de suma importancia la correcta interpretación de estos datos. A continuación se realizará la evaluación de un pozo de 5000 ft con 4 zonas de interés en 2 tuberías diferentes, de 2-7/8" y 2-3/8", con la finalidad de demostrar al detalle el proceso de selección de los resultados finales que se exponen más adelante en el capítulo 5.2 y en el anexo 2.

Los datos de entrada se pueden observar en la tabla 5.1. Las operaciones que se llevarán a cabo son las establecidas en la tabla 5.3. En el documento solo se mostrarán los resultados obtenidos en la inyección de agua a 1500 psi y 2000 BWPD en las 4 zonas, cabe mencionar, que estos procedimientos se aplicaron a cada una de las 320 corridas realizadas.

#### **Factor de seguridad axial:**

Como primera medida, se calcularán los factores de seguridad axial basados en las diferentes presiones a las que se expone la tubería, el peso de esta misma, y las fuerzas externas a las que se pueda ver sometida, en este paso, el software arrojó los siguientes datos de carga axial, los cuales se tienen en cuenta en conjunto con la resistencia de la tubería para el cálculo de los factores de seguridad.

En base a lo explicado en la sección 3.3.3, el factor de seguridad axial se calcula dividiendo la resistencia sobre la carga de la tubería; en la tabla 5.7 se podrán observar estos valores.

$$FS_{Axial} = \frac{Fa_{max}}{Fa_{total}}$$

Rating tubería 2-7/8"= 104917 lbf

Anteriormente se explicó que para cada profundidad existiría un factor de seguridad diferente, así que para evaluar el pozo a esta condición, se seleccionó el factor de seguridad más crítico, para este caso es máximo esfuerzo de tensión está concentrado en el tope de la tubería más superficial, debido a que esta es quien soporta todo el peso de la sarta.

Profundidad (ft)	Carga Axial (lbf)	FS Axial (Adimensional)
0	34063.96	3.08

Tabla 5.7 Valor calculado de factor de seguridad axial. Profundidad del pozo 5000 ft, tubería 2-7/8, presión de inyección en superficie (1500 psi).

Anteriormente se especificó el máximo valor de carga axial que resistiría la tubería que fue de 104.917 lbf. Analizando la tabla 5.7, la carga crítica, situada en superficie, no superó este límite, por lo tanto la tubería es capaz de soportar todas las cargas axiales a las que se exponga a estas condiciones.

### Factor de seguridad de Estallido:

En la sección 3.3.1 se especifica la manera de calcular este factor de seguridad, teniendo en cuenta el diferencial de presión y el rating de estallido de la tubería.

$$FS_{Estallido} = \frac{P_{EST}}{(P_i - P_o)}$$

A continuación, se mostrara el factor de seguridad más crítico, partiendo de los datos de presión arrojados por el software y del rating de estallido que en este caso será 11200 psi evaluado en tubería de 2-3/8" y 9830 psi evaluado en el empaque.

Como se puede observar en la tabla 5.8, el factor de seguridad más crítico se encuentra a una profundidad de 4773 ft y es 7.166, esto es debido a que a esta profundidad se encuentra el empaque más cercano a superficie, el cual tiene un rating menor al de la tubería y presenta un mayor diferencial de presión comparado a los demás empaques de la sarta.

Profundidad (ft)	Presión Interna (psi)	Presión Externa (psi)	Diferencial Presión (psi)	FS Est (Adimensional)
4773	3439.34	2067.78	1371.56	7.166

Tabla 5.8 Valor calculado de factor de seguridad estallido. Profundidad 5000 ft, tubería 2-3/8", presión de inyección en superficie (1500 psi).

### Factor de Seguridad de Colapso:

Debido a que se tiene un pozo para inyección selectiva, la tubería no presentará colapso por las diferentes operaciones de inyección ya que generalmente hay presión interna pero no existe presión externa, por lo tanto no habría posibilidad de colapso. Sin embargo, la prueba anular si generará una carga sobre la tubería. Por lo tanto, los únicos datos que se tendrán en cuenta son los arrojados por el software en este análisis de la prueba anular.

En la siguiente tabla se mostrara el factor de seguridad más crítico, ubicado a 4776 ft de profundidad, justamente en el tope del empaque más somero, esto debido a que en este punto de la sarta se genera un máximo diferencial de presión debido a las perdidas por fricción internas en la tubería.

Profundidad (ft)	FS Colapso (Adimensional)
4775.9	4,829

Tabla 5.9 Valores calculados de factor de seguridad colapso. Profundidad 5000 ft tubería 2-7/8", presión de inyección en superficie (1500 psi)

#### Factor de seguridad Triaxial:

En la sección 3.3.4 se encuentra la ecuación establecida para el cálculo de este factor de seguridad, la cual se encuentra en función del punto de cedencia de la tubería y del esfuerzo de Von Mises.

$$FS_{Triaxial} = \frac{Y_p}{\sigma_{VME}}$$

A continuación, se mostrara el factor de seguridad más crítico, partiendo de los datos de esfuerzo de Von Mises arrojados por el software y de la resistencia al esfuerzo triaxial que en este caso será 80.000 psi igual al punto de cedencia evaluado en tubería de 2-7/8".

Profundidad (ft)	Von Mises	FS Triaxial
0	23944.93	3.34

Tabla 5.10 Valor calculado de factor de seguridad triaxial. Profundidad 5000 ft tubería 2-7/8", presión de inyección en superficie (1500 psi)

Como se puede observar en la tabla 5.10, el factor de seguridad más crítico se encuentra en superficie y es 3.34, por lo tanto éste es el valor seleccionado para analizar en conjunto con los resultados finales en el siguiente capítulo.

La correcta evaluación de la viabilidad de la implementación de las sartas de inyección selectiva en tubería de 2-3/8" y 2-7/8" depende en gran medida de este proceso de selección y análisis de los factores más críticos que inciden en cada una de las operaciones llevadas a cabo en el pozo. Cabe resaltar que los procedimientos anteriores se realizaron en todas las corridas y que se siguieron los mismos criterios para seleccionar estos factores de seguridad.

## **5.2 Análisis de resultados de la evaluación**

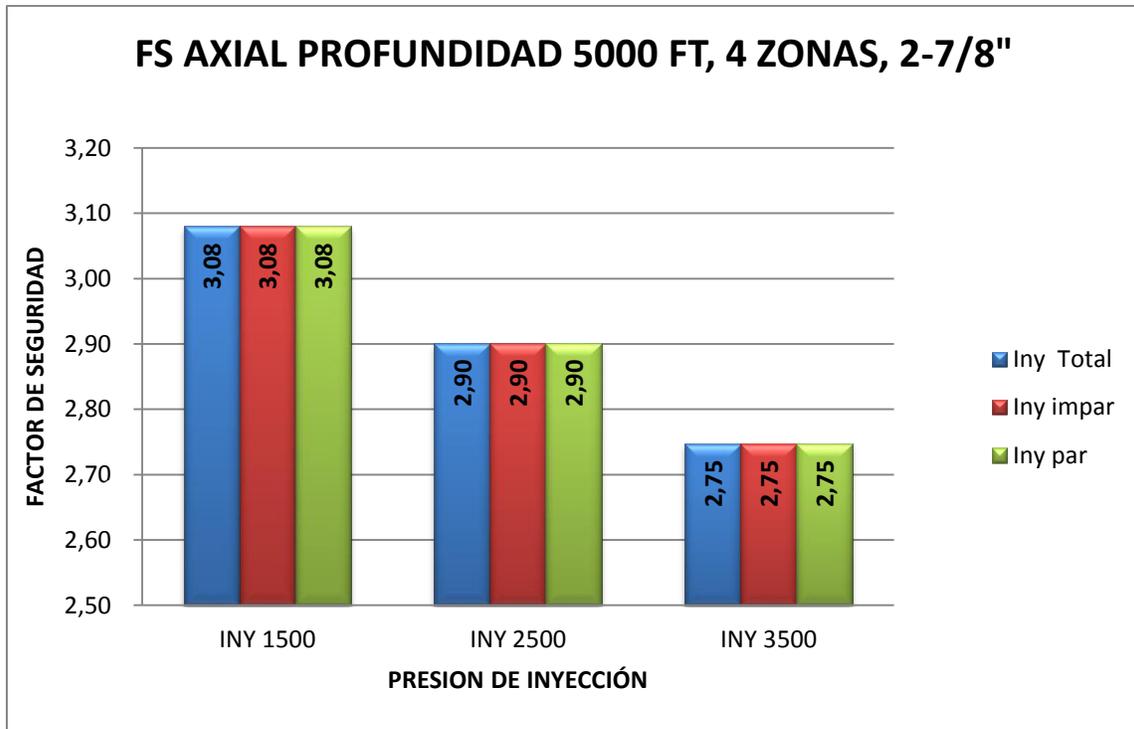
Una vez realizadas todas las simulaciones, los resultados obtenidos arrojan un perfil para cada parámetro de diseño (axial, triaxial, estallido y colapso), de los cuales se tomaron los factores de seguridad más críticos en cada configuración debido a que son los que más se aproximan a los factores de diseño estipulados anteriormente en la tabla 5.2. Teniendo en cuenta esto, a continuación se analizarán los resultados en los diferentes parámetros de manera individual y luego en conjunto.

### **5.2.1 Parámetro de diseño axial:**

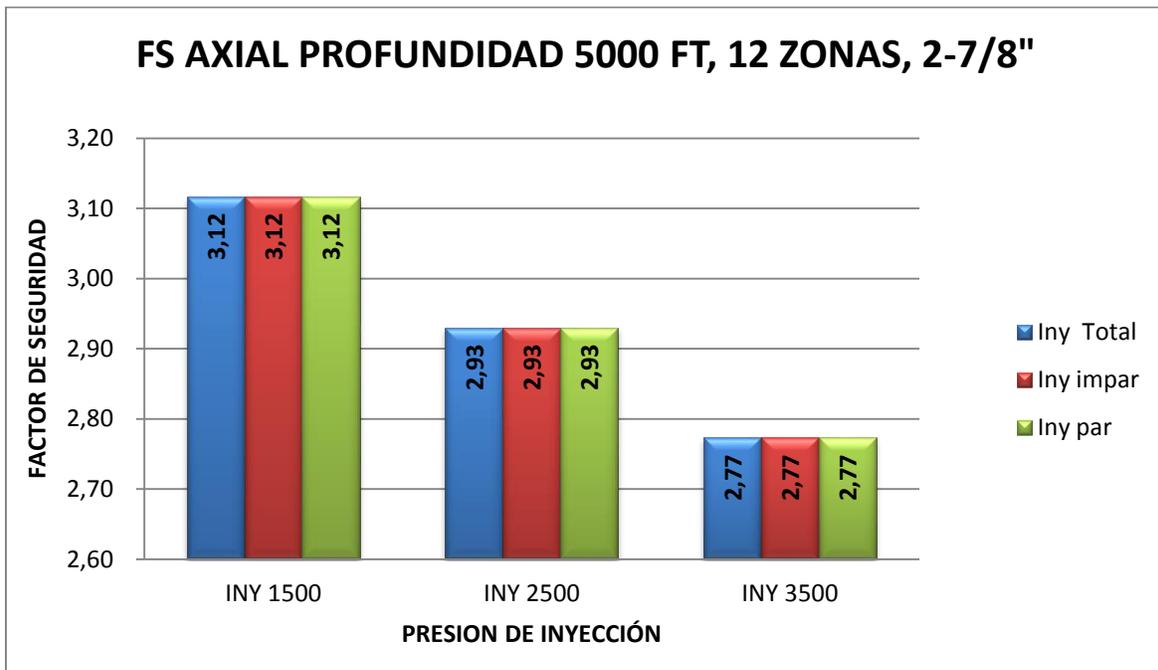
Después de realizar la respectiva evaluación y análisis de todas las corridas, teniendo en cuenta todos los parámetros y condiciones de diseño, se pudo observar que uno de los factores que más se afectan es el parámetro de fuerza axial.

Este análisis está basado en el análisis de los factores de seguridad, calculados para todas las consideraciones y cargas para llegar a establecer si es viable o no el uso de tuberías de 2-3/8" o de 2-7/8".

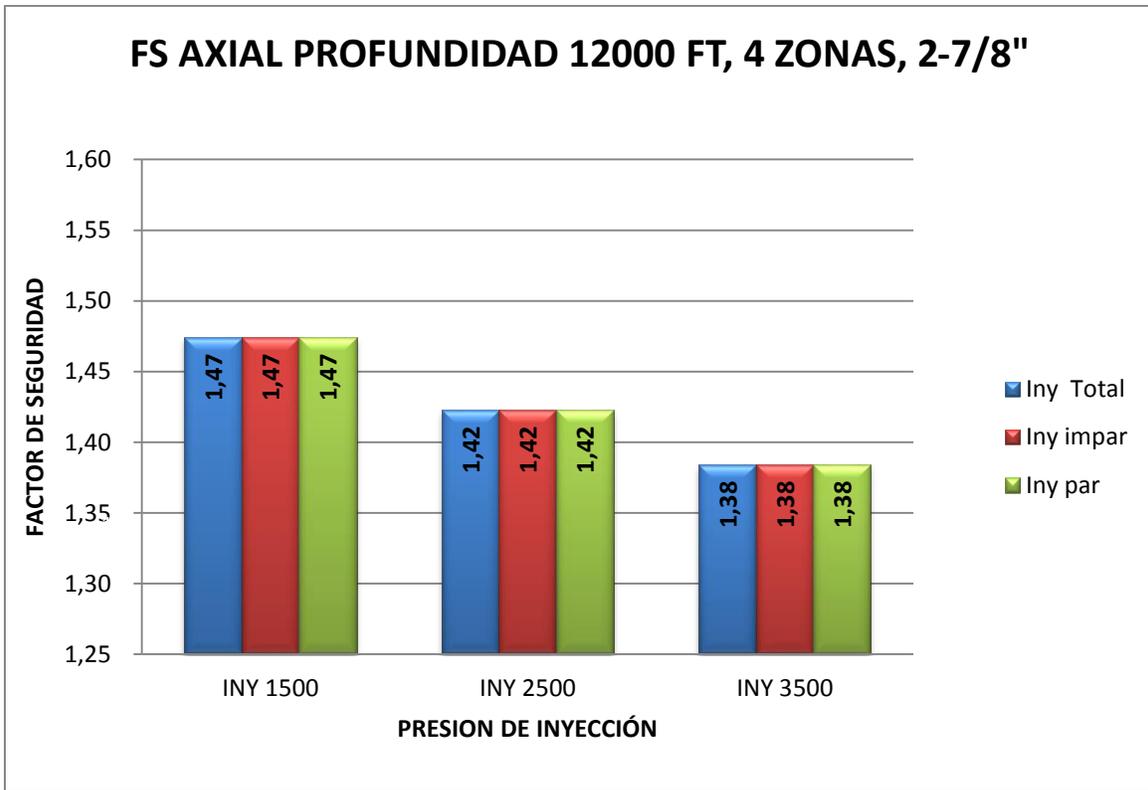
Uno de los primeros resultados notables en el parámetro axial es que a la misma presión de inyección, el factor de seguridad axial se mantendrá constante, para los diferentes casos de inyección (total, impar y par); para detallar esta afirmación, se tomarán los resultados arrojados en la tubería de 2-3/8" y de 2-7/8", con las condiciones más críticas, que serán a las profundidades de 5000 ft y 12000 ft, y con el número de zonas menor y mayor, que serán 4 y 12 zonas. Éstos resultados se representan a continuación:



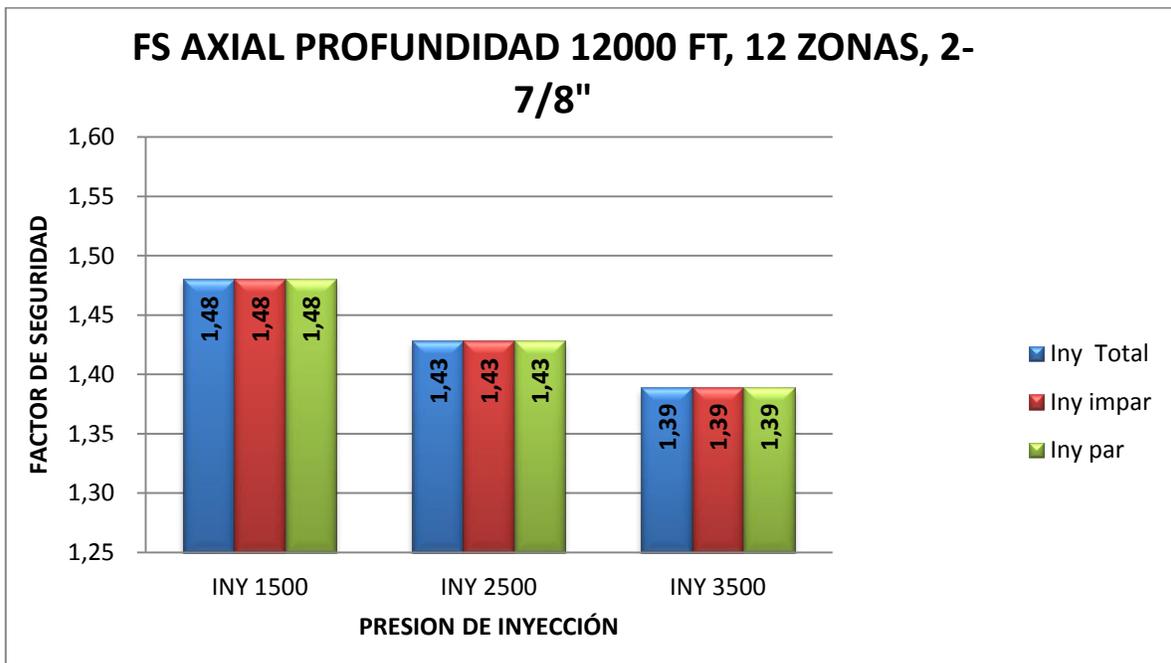
Grafica 5. 1 Factores de seguridad axial, Profundidad 5000 ft, 4 zonas, Tubería 2-7/8. Fuente: (Autores)



Grafica 5. 2 Factores de seguridad axial, Profundidad 5000 ft, 12 zonas, Tubería 2-7/8. Fuente (Autores)

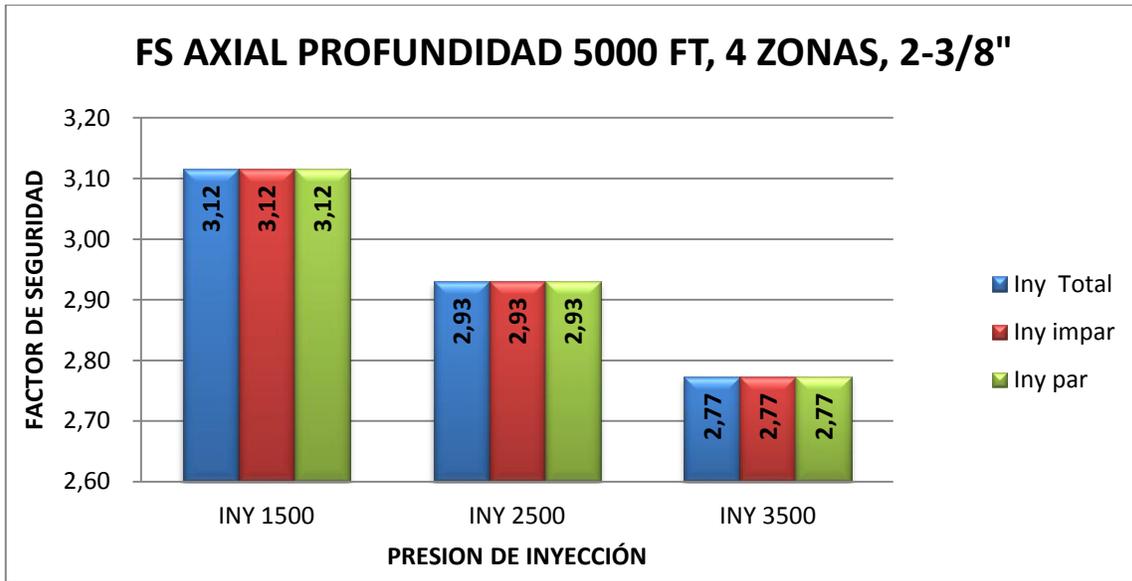


Grafica 5. 3 Factores de seguridad Axial profundidad 12000 ft 4 zonas tubería 2-7/8. Fuente (Autores)

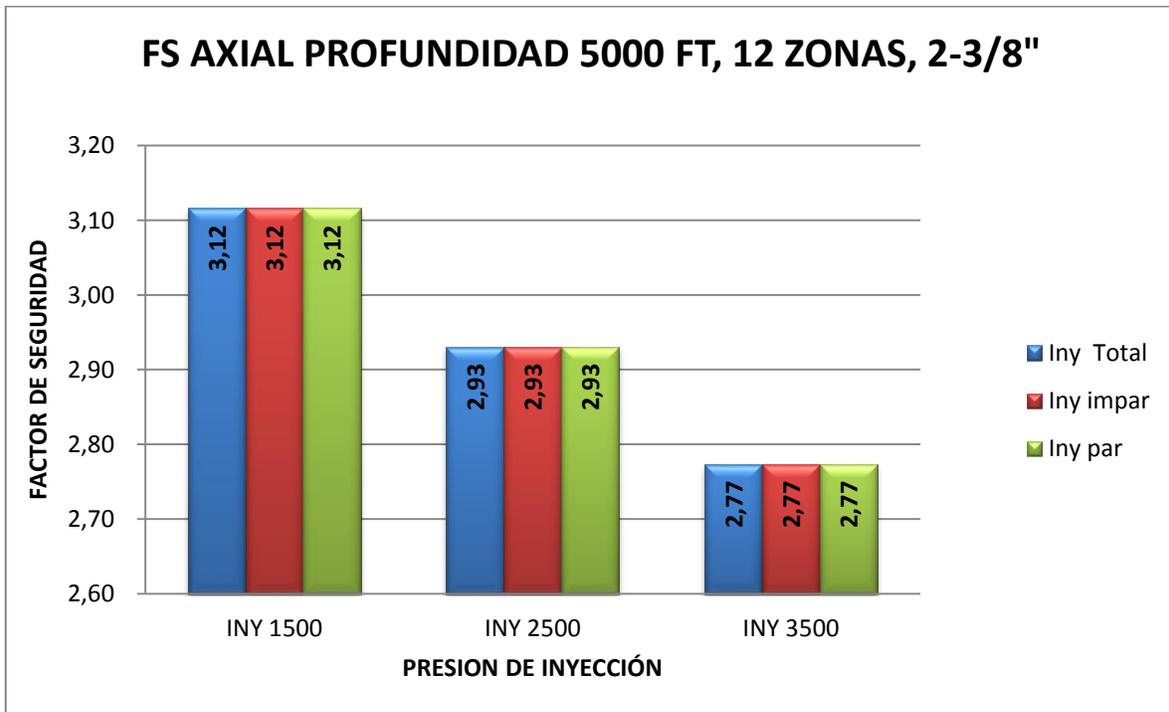


Grafica 5. 4 Factores de seguridad Axial profundidad 12000 ft, 12 zonas, tubería 2-7/8. Fuente (Autores).

Como se observa en las 4 graficas anteriores que corresponden a los resultados en tubería de 2-7/8", los factores de seguridad son los mismos para las 3 cargas diferentes a la misma presión de inyección, sin importar el número de zonas que se esté inyectando. Éste mismo patrón de igualdad en los factores de seguridad axiales se presenta para ambas tuberías, tanto de 2-3/8" como 2-7/8".



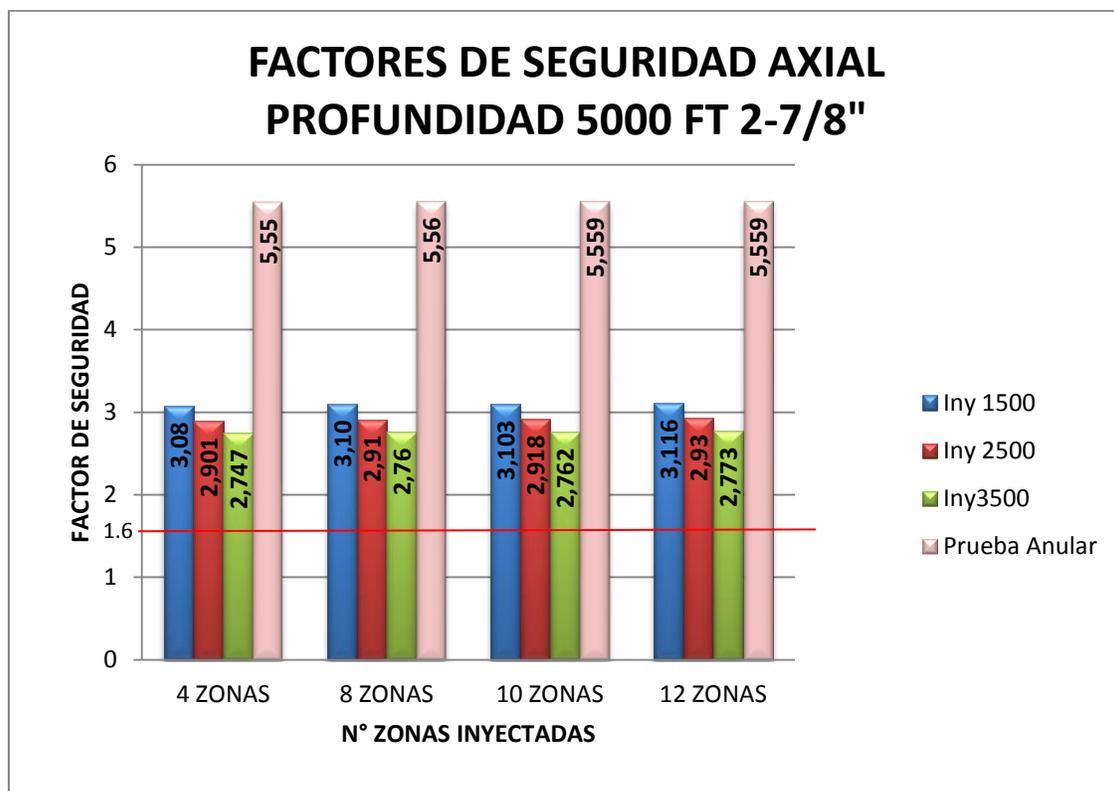
Grafica 5. 5 Factores de seguridad Axial profundidad 5000 ft, 4 zonas, tubería 2-3/8. Fuente (Autores)



Grafica 5. 6 Factores de seguridad Axial profundidad 5000 ft, 12 zonas, tubería 2-3/8. Fuente (Autores)

Basándose en ésta afirmación, ahora se mostrarán los resultados totales en cuanto a factor de seguridad axial para cada profundidad y número de zonas, para ambas tuberías.

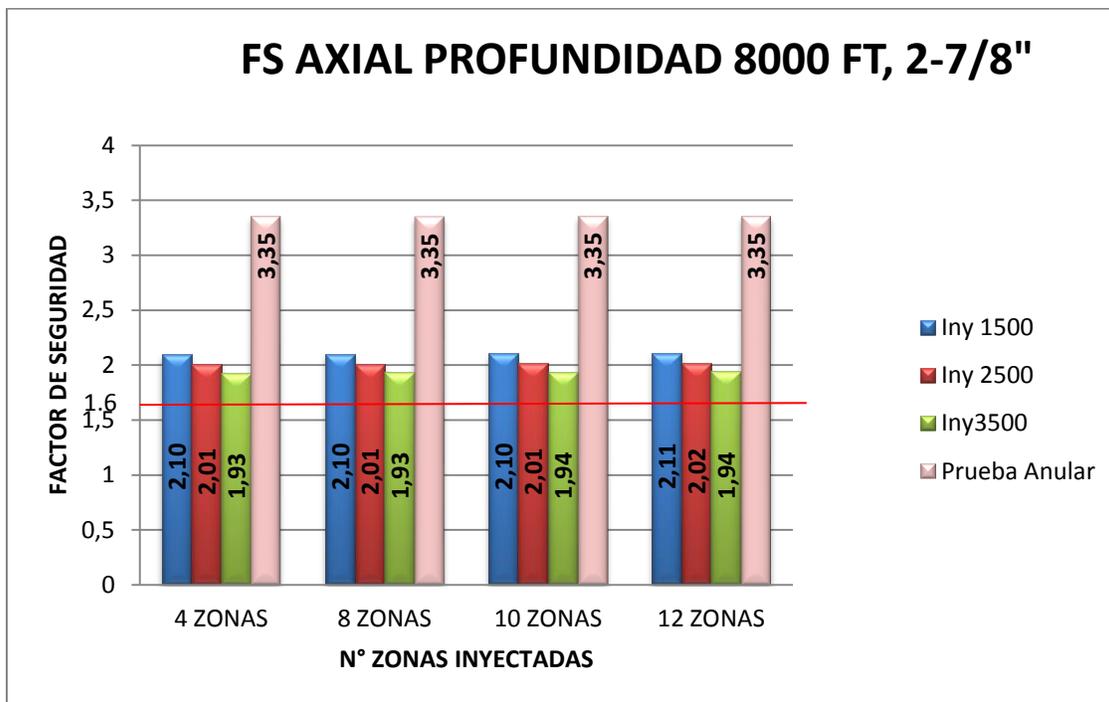
En cada grafica se encontrará una línea roja que deberá tomarse como el límite del factor de diseño axial, que previamente se estableció en 1.6, por lo tanto los resultados por encima de éste valor se tomarán como viables y seguros. Por el contrario, si se encuentran factores axiales por debajo de éste valor, se tomarán como no viables ya que estaría indicando que la tubería no puede exponerse a esa carga. Como condición para poder aprobar una operación en el pozo, se presenta que todas las cargas, deben estar por encima del factor de diseño axial. A continuación se muestran los resultados mencionados:



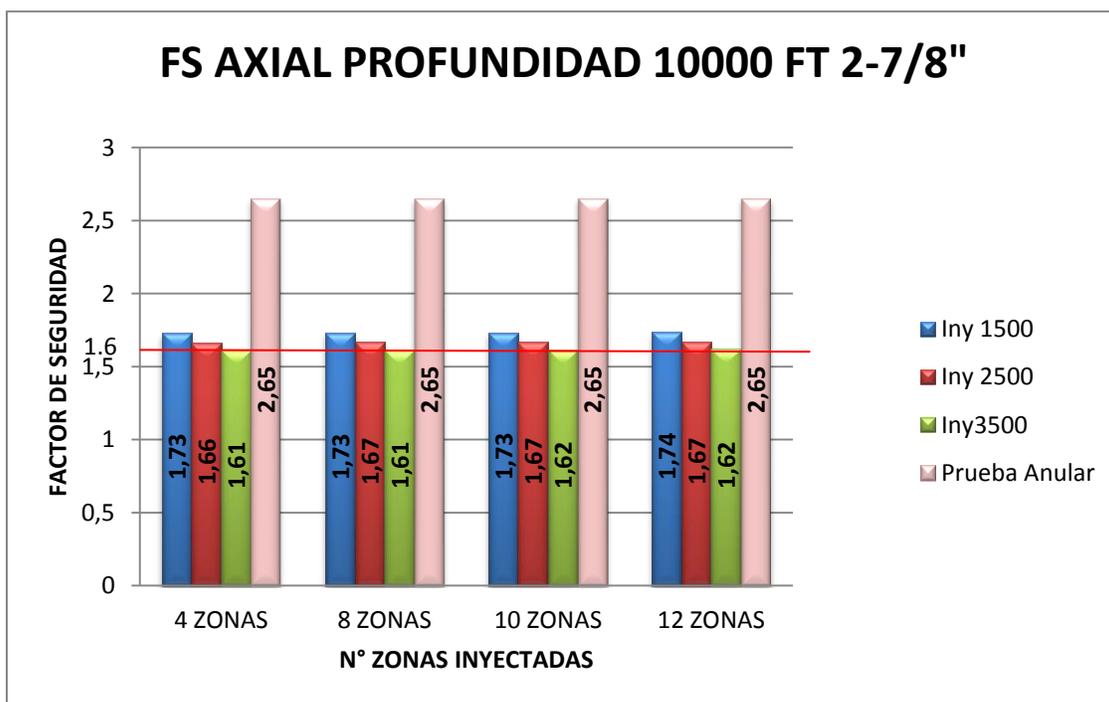
Grafica 5. 7 Factores de seguridad Axial Profundidad 5000 ft Tubería 2-7/8". Fuente (Autores)

Observando la gráfica 5.7 se puede analizar que es posible realizar cualquier operación de inyección de agua en un pozo con revestimiento de 7" y tubería de 2-7/8" con una profundidad de 5000 ft, ya que según los resultados de análisis de esfuerzos arrojados por el software, ningún factor de seguridad es menor al factor de diseño establecido en 1.6, el cual está representado con una línea recta roja en la gráfica. Todos los factores de seguridad rebasan éste parámetro, así que en

todos los casos se cumple con los requisitos establecidos para la implementación de la tubería de 2-7/8”.

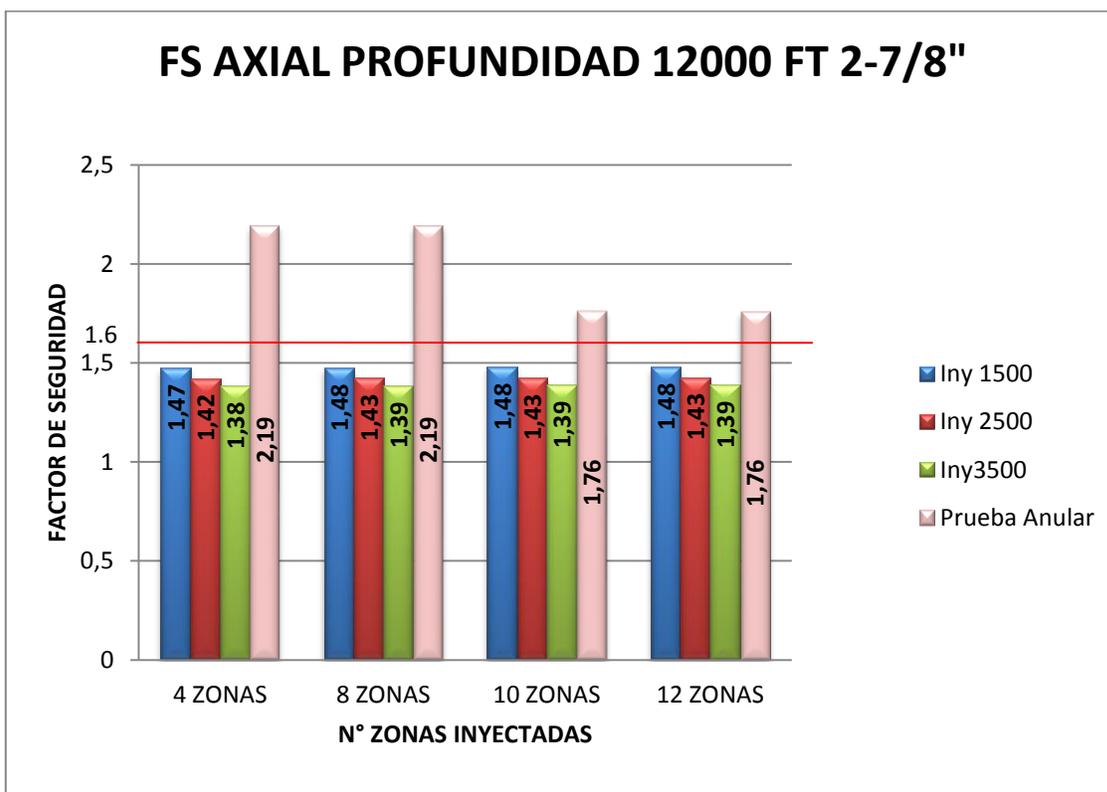


Grafica 5. 8 Factores de seguridad Axial Profundidad 8000 ft Tubería 2-7/8". Fuente (Autores)



Grafica 5. 9 Factores de seguridad Axial Profundidad 10000 ft Tubería 2-7/8". Fuente (Autores).

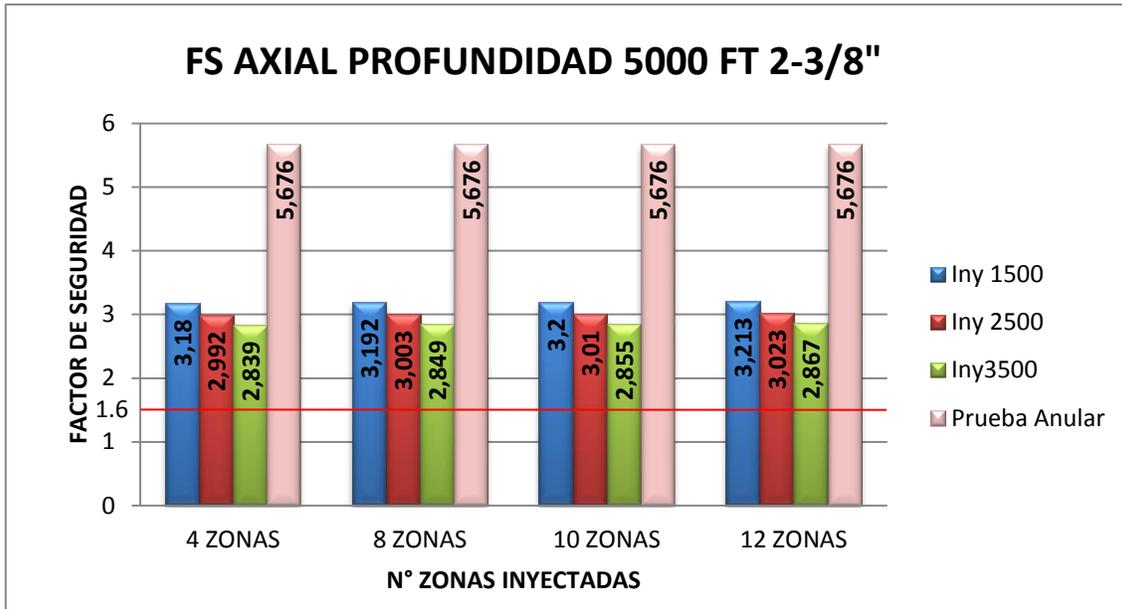
Al observar las gráficas 5.8 y 5.9 se pueden identificar los factores de seguridad cada vez más cerca del factor de diseño límite representado con la línea roja, ésto es debido a que ha aumentado la profundidad de los pozos evaluados, por ésta razón, en la gráfica 5.9 donde la profundidad alcanza los 10000 ft se puede ver como la operación de inyección de agua a una presión de 3500 psi alcanza unos factores de seguridad críticos muy cercanos al 1.6, sin embargo por conceptos de diseño continúan siendo condiciones viables para la implementación de tubería de 2-7/8”.



Grafica 5. 10 Factores de seguridad Axial Profundidad 12000 ft. Tubería 2-7/8”. Fuente (Autores).

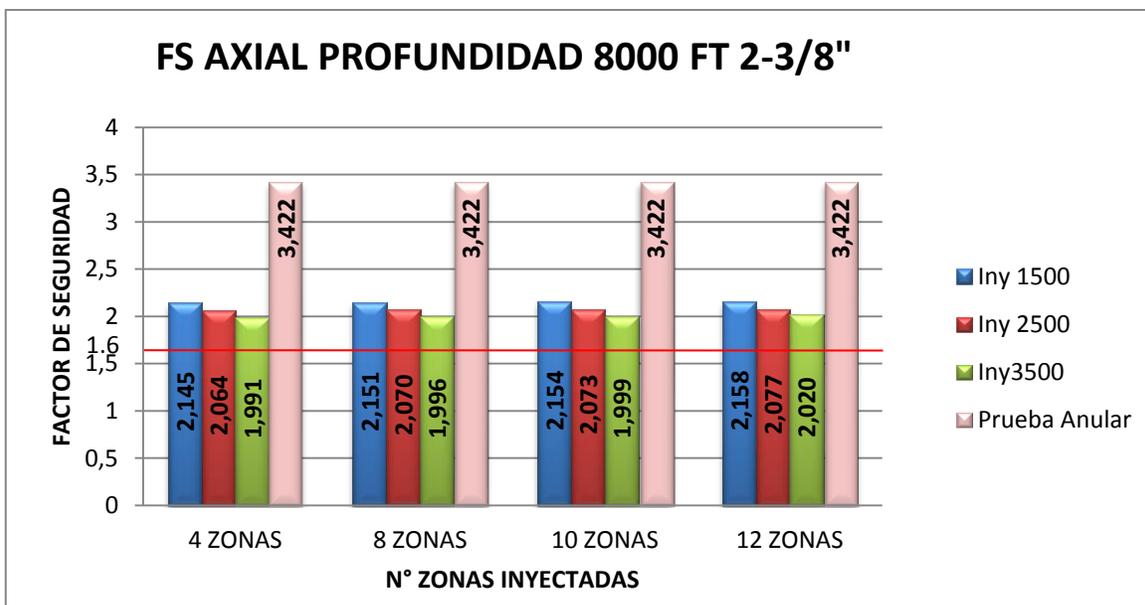
La grafica 5.10 es un claro ejemplo de un pozo que bajo ninguna condición, excepto la prueba anular, cumple con los requisitos mínimos para la implementación de la inyección selectiva. La principal razón es la profundidad, a 12000 ft la tubería se ve expuesta a esfuerzos que no puede soportar y se ve reflejado en los bajos niveles de factor de seguridad, donde ninguno rebasa el parámetro de diseño mínimo estipulado en 1.6. Ninguna operación de inyección sería viable a éstas condiciones con éste tipo de completamiento, así que, no es viable implementar una sarta de inyección selectiva con tubería de 2-7/8” en pozos con profundidades mayores a 10000 ft.

Ahora se realizará el mismo análisis pero para el caso de tubería de 2-3/8”.

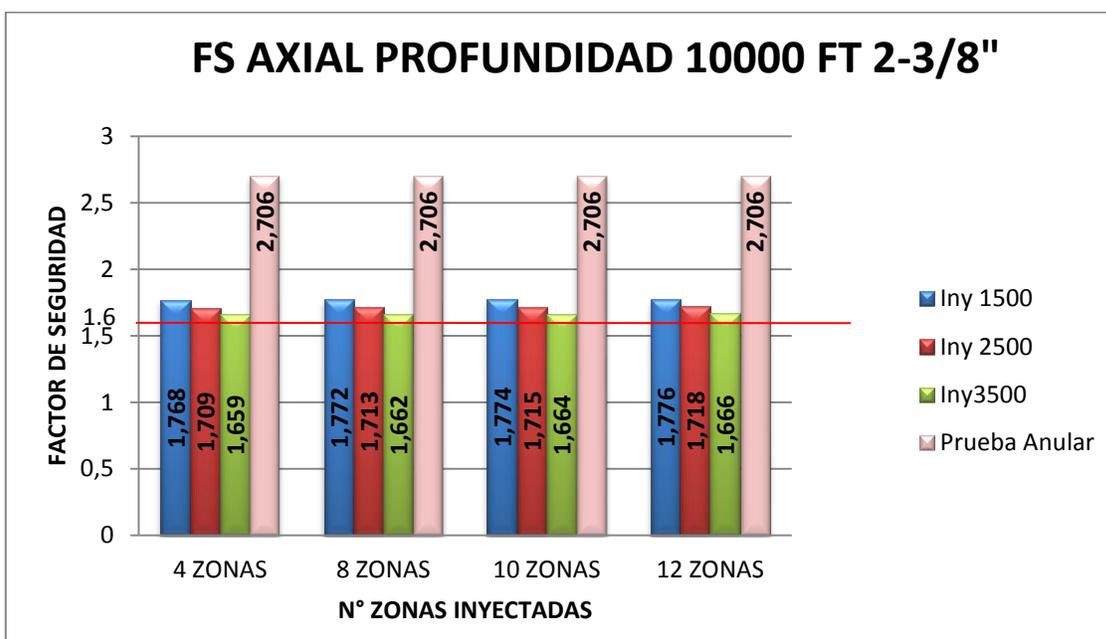


Grafica 5. 11 Factor de seguridad Axial Profundidad 5000 ft Tubería 2-3/8”. Fuente (Autores)

Observando la gráfica 5.11 se puede analizar que es posible realizar cualquier operación de inyección de agua en un pozo con revestimiento de 5-1/2” y tubería de 2-3/8” a una profundidad de 5000 ft, ya que según los resultados de análisis de esfuerzos, ningún factor de seguridad es menor al factor de diseño establecido en 1.6, el cual está representado con una línea recta roja en la gráfica. Todos los factores de seguridad rebasan éste parámetro, así que en todos los casos se cumplen con los requisitos establecidos para la implementación de una sarta de inyección selectiva con tubería de 2-3/8”.



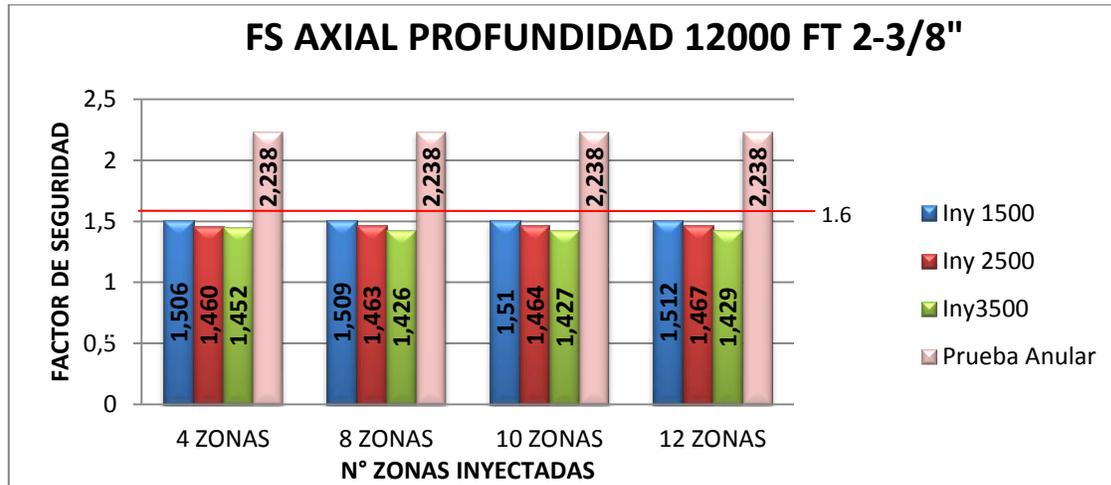
Grafica 5. 12 Factor de seguridad Axial Profundidad 8000 ft Tubería 2-3/8". Fuente (Autores)



Grafica 5. 13 Factor de seguridad Axial Profundidad 10000 ft Tubería 2-3/8". Fuente (Autores).

Al observar las gráficas 5.12 y 5.13 se pueden identificar los factores de seguridad cada vez más cerca del factor de diseño límite, representado con la línea recta roja, ésto es debido a que ha aumentado la profundidad de los pozos evaluados, por ésta razón, en la gráfica 5.13 donde la profundidad alcanza los 10000 ft se puede ver como la operación de inyección de agua a una presión de 3500 psi alcanza unos factores de seguridad críticos muy cercanos al 1.6, sin embargo por

conceptos de diseño continúan siendo condiciones viables para la implementación de tubería de 2-3/8”.



Grafica 5. 14 Factor de seguridad Axial Profundidad 12000 ft 2-3/8”. Fuente (Autores).

La grafica 5.14 es un claro ejemplo de un pozo que bajo ninguna condición, excepto la prueba anular, cumple con los requisitos mínimos para la implementación de la inyección selectiva en éstos pozos. La principal razón es la profundidad, a 12000 ft la tubería se ve expuesta a esfuerzos que no puede soportar y se ve reflejado en los bajos niveles de factor de seguridad, donde ninguno rebasa el parámetro de diseño mínimo estipulado en 1.6. No existe alguna operación de inyección viable a éstas condiciones con éste tipo de completamiento, así que como análisis definitivo, no es viable implementar una sarta de inyección selectiva con tubería de 2-3/8” en pozos con profundidades mayores a 10000 ft.

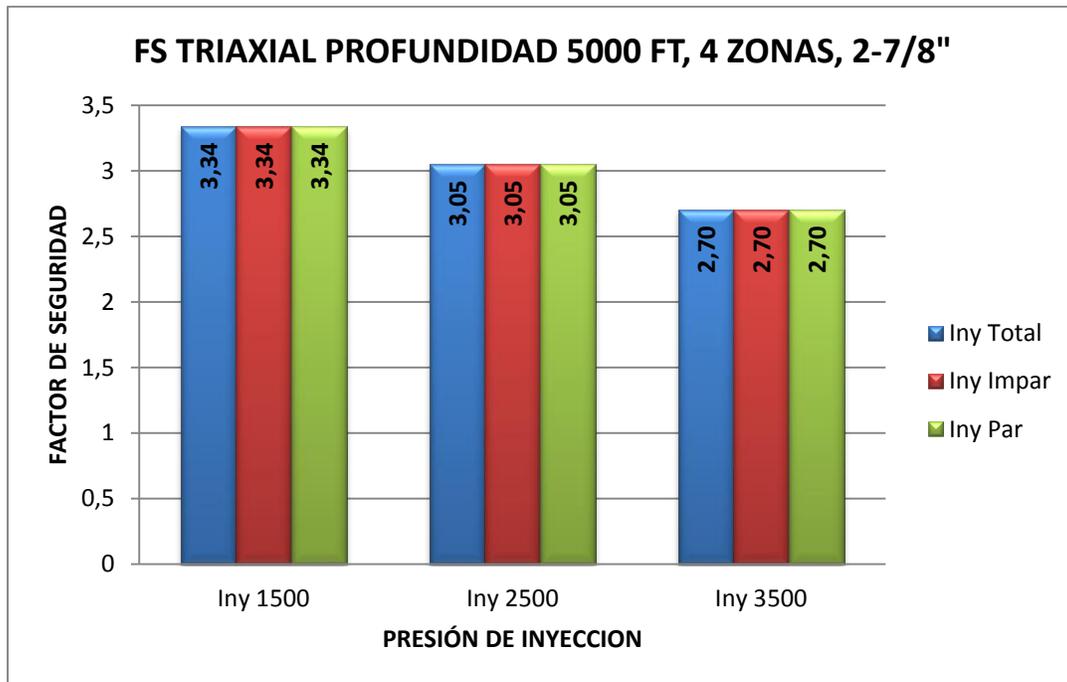
Por último, como se pudo observar en las gráficas analizadas anteriormente, en ambas tuberías, la condición que más afecta los factores de seguridad es la profundidad, ya que entre más aumenta la profundidad, éstos se van reduciendo de una manera drástica. Por otro lado, aunque la presión de inyección también afecta a dichos factores, el cambio de éstos no es muy representativo, ya que como se observa en todas las gráficas, la variación de éstos cuando se aplican las inyecciones a las 3 presiones establecidas, es mínima. Éste comportamiento, también se puede encontrar si se hace un análisis basado en la variación que tienen los factores de seguridad dependiendo del número de zonas, en el cual, éstos varían mínimamente al aumentar o disminuir el número de zonas.

### 5.2.2 Parámetros de diseño triaxial

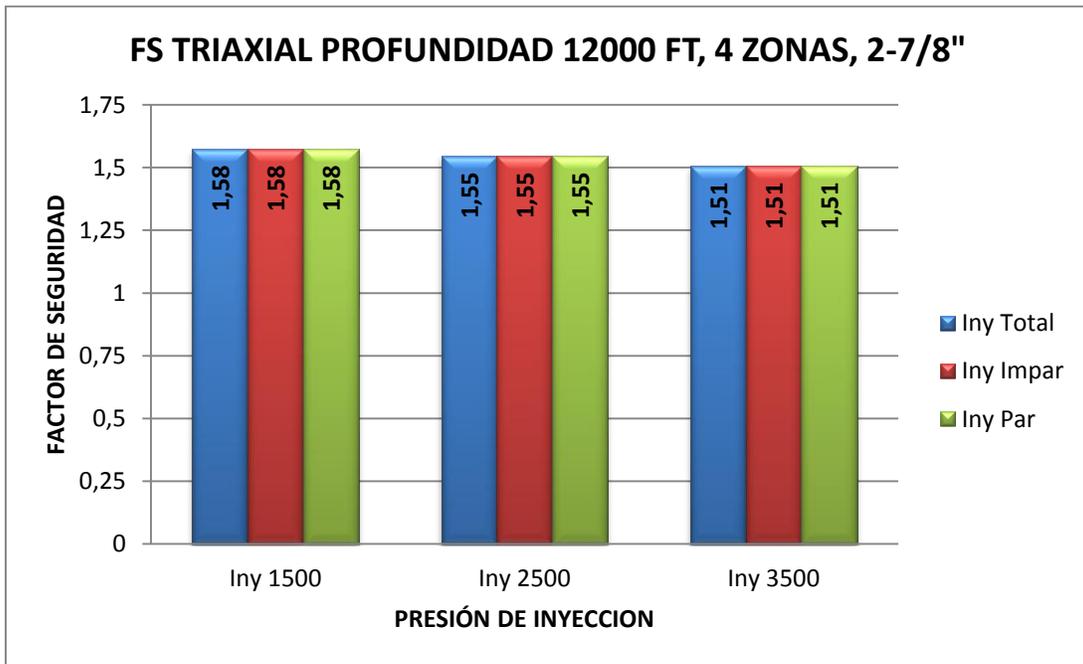
Realizando de igual manera la evaluación y el análisis para el parámetro triaxial se observa que éste no presenta mayor afectación en la tubería. Sin embargo se mostrará el análisis para poder corroborar lo anteriormente mencionado.

El factor de diseño para éste parámetro es de 1.25 como se mencionó en la tabla 5.2, éste será el límite y los factores de seguridad no podrán ser inferiores a éste valor ya que sería inviable el uso de la tubería en el completamiento.

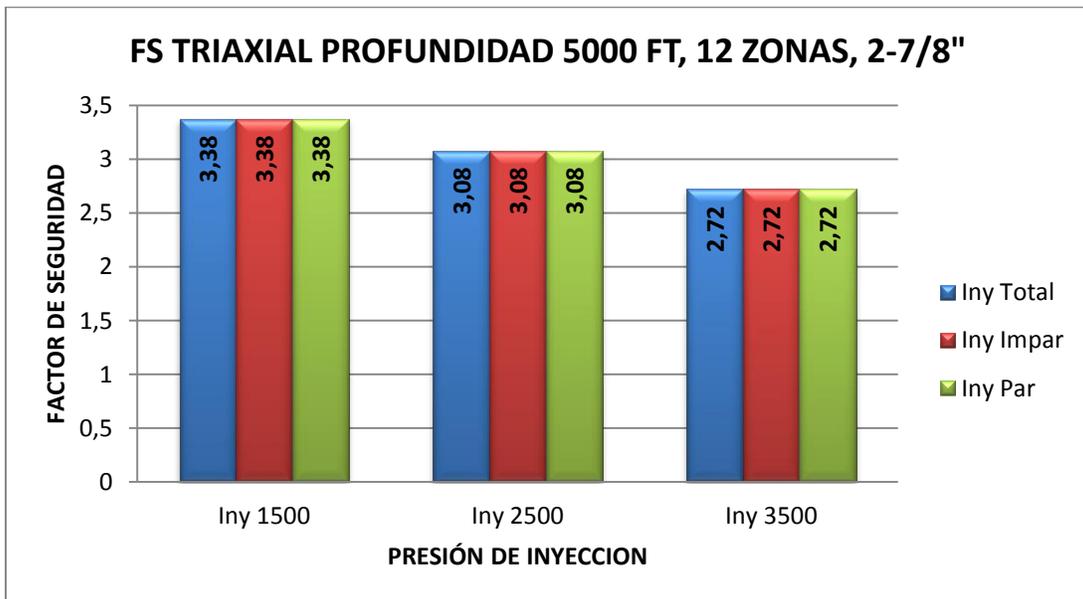
Uno de los primeros resultados notables en el parámetro triaxial es que a la misma presión de inyección el factor de seguridad triaxial se mantendrá constante para las diferentes cargas de inyección total, impar y par. Para detallar ésta afirmación se realizará el mismo procedimiento que en el parámetro axial, se tomarán los resultados arrojados en las tubería de 2-3/8" y de 2-7/8", con las condiciones más críticas, que serán a las profundidades de 5000 ft y 12000 ft, y con el número de zonas menor y mayor, que serán 4 y 12 zonas. Éstos resultados se representan a continuación:



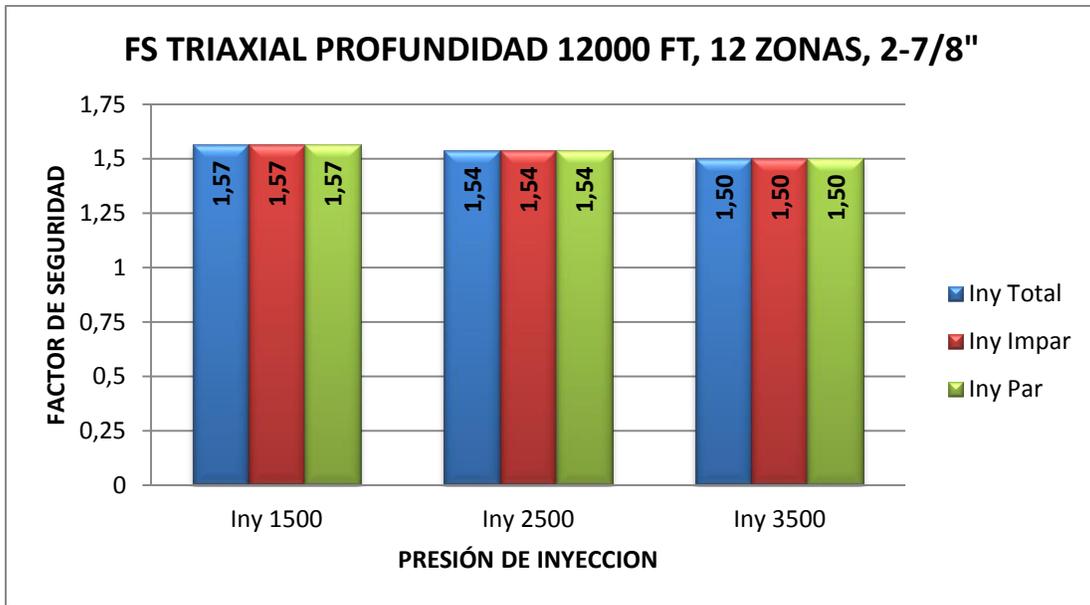
Grafica 5. 15 FACTORES DE SEGURIDAD TRIAXIAL PROFUNDIDAD 5000 FT, 4 ZONAS, 2-7/8". Fuente (Autores).



Grafica 5. 16 FACTORES DE SEGURIDAD TRIAXIAL PROFUNDIDAD 12000 FT, 4 ZONAS, 2-7/8". Fuente (Autores).

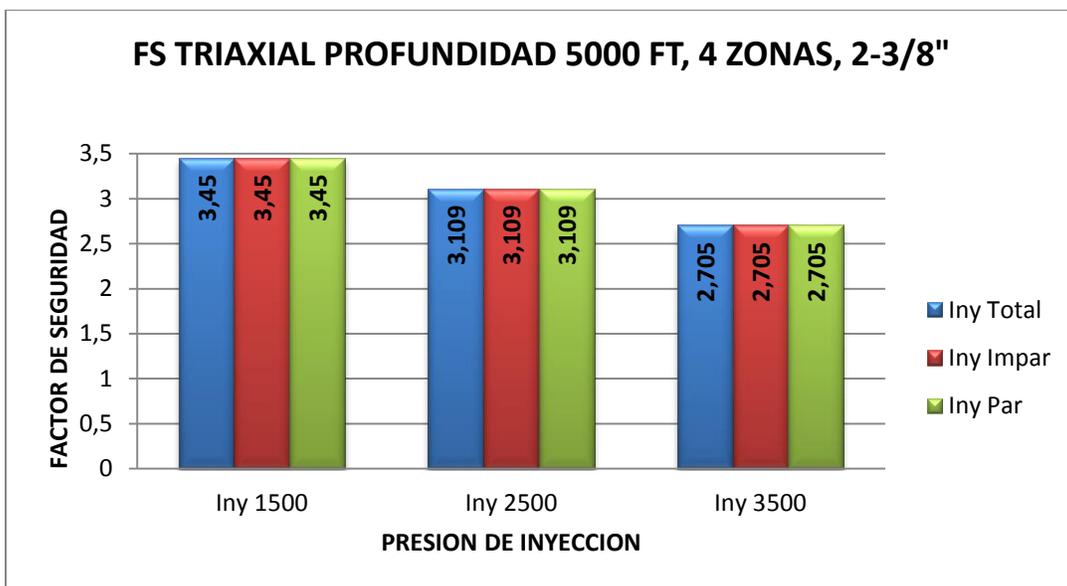


Grafica 5. 17 FACTORES DE SEGURIDAD TRIAXIAL PROFUNDIDAD 5000 FT, 12 ZONAS, 2-7/8". Fuente (Autores).

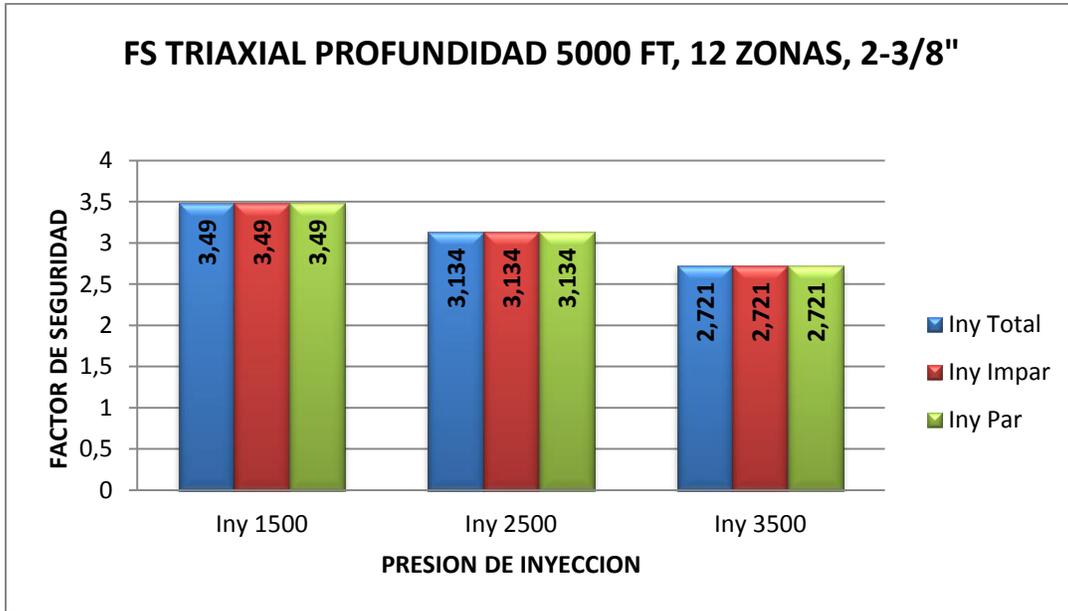


Grafica 5. 18 FACTORES DE SEGURIDAD TRIAXIAL PROFUNDIDAD 12000 FT, 12 ZONAS, 2-7/8". Fuente (Autores).

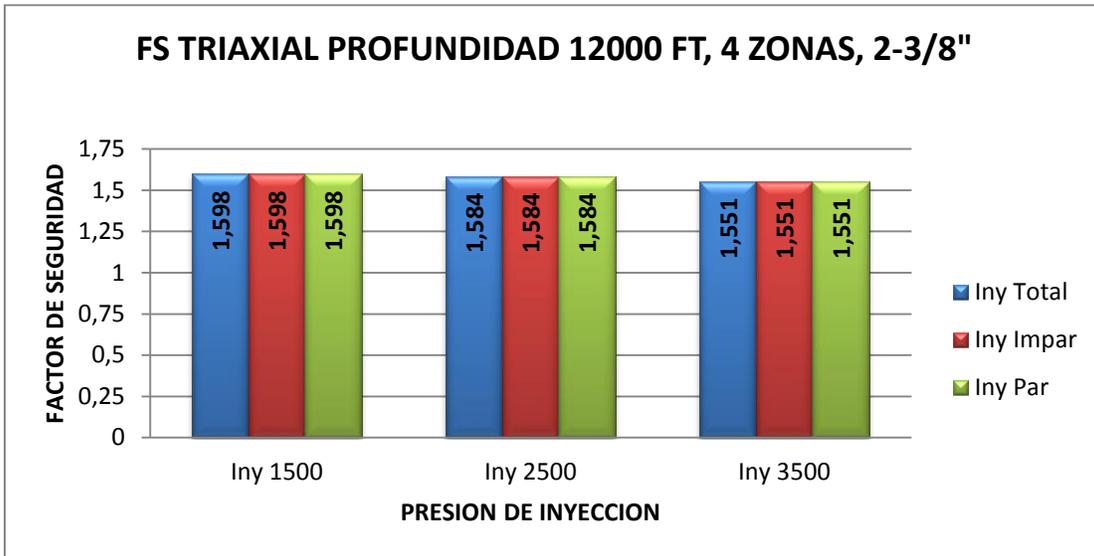
Las gráficas 5.15, 5.16, 5.17, 5.18 corresponden a los resultados en tubería de 2-7/8", los factores de seguridad son los iguales para las 3 cargas diferentes a la misma presión de inyección, sin importar el número de zonas que se esté inyectando. Éste mismo patrón de igualdad en los factores de seguridad axiales se presenta para ambas tuberías, tanto de 2-3/8" como 2-7/8".



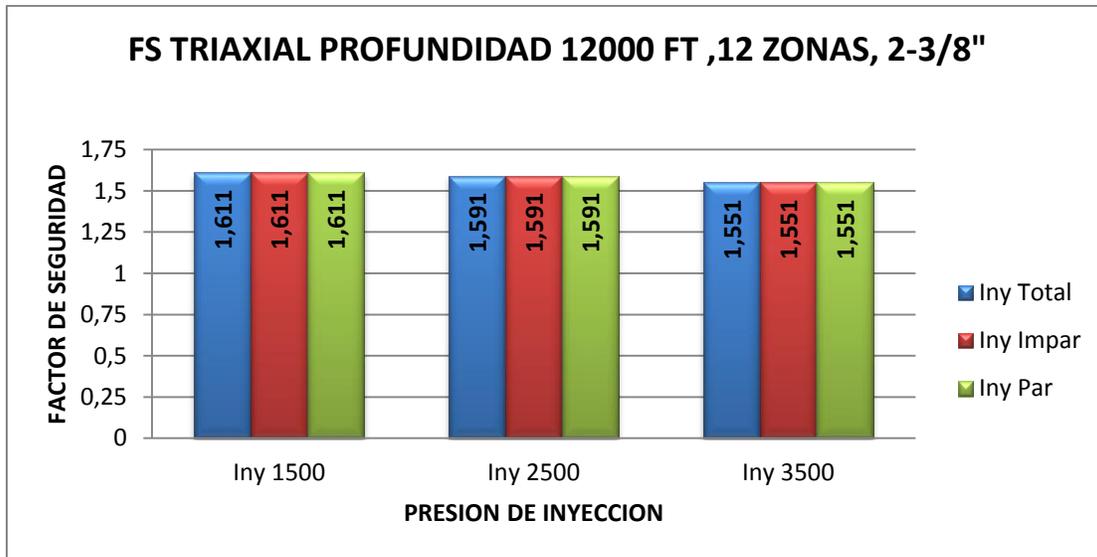
Grafica 5. 19 FACTORES DE SEGURIDAD TRIAXIAL PROFUNDIDAD 5000 FT, 4 ZONAS, 2-3/8". Fuente (Autores).



Grafica 5. 20 FACTORES DE SEGURIDAD TRIAXIAL PROFUNDIDAD 5000 FT, 12 ZONAS, 2-3/8". Fuente (Autores).



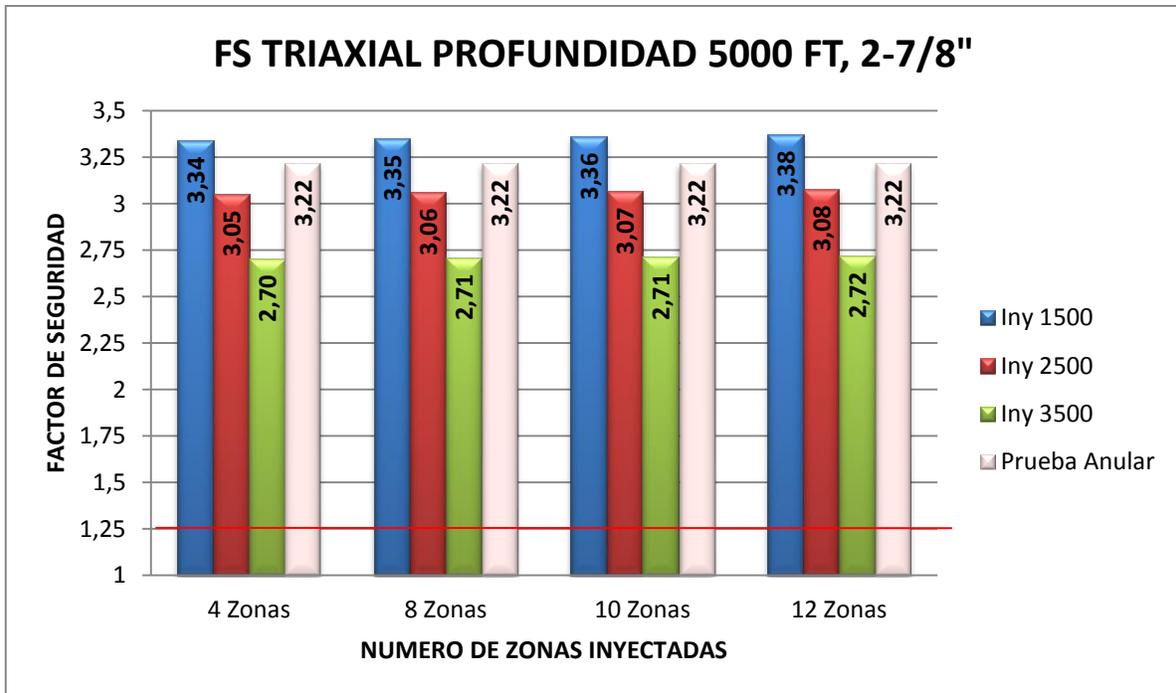
Grafica 5. 21 FACTORES DE SEGURIDAD TRIAXIAL PROFUNDIDAD 12000 FT, 4 ZONAS, 2-3/8". Fuente (Autores).



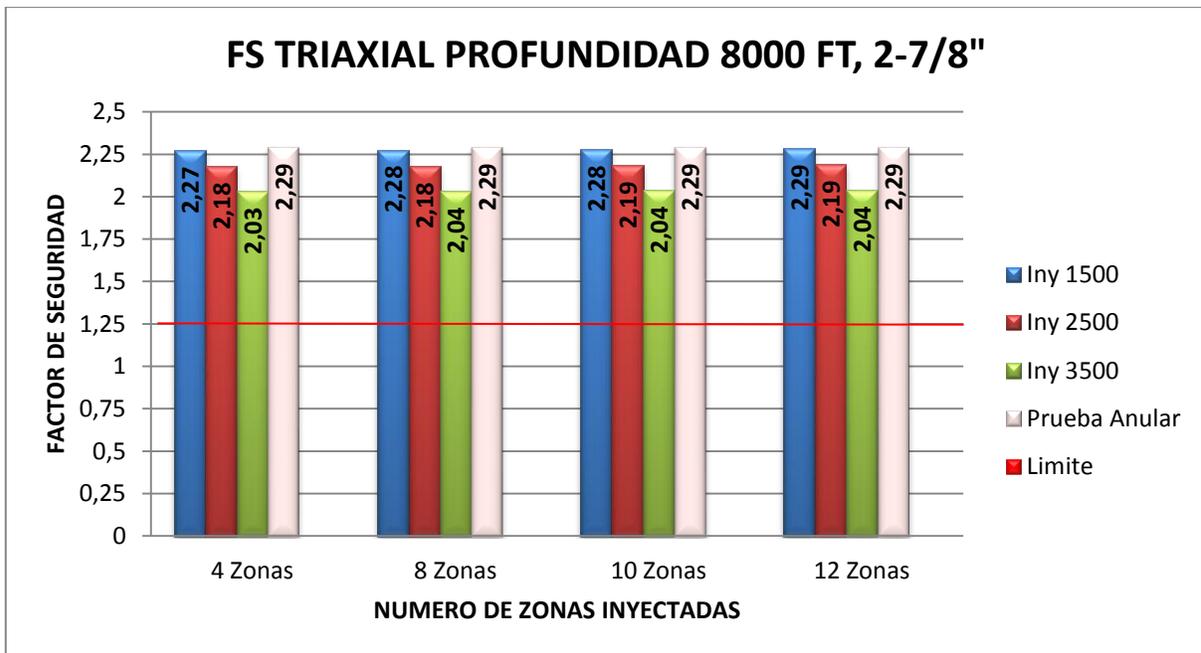
Grafica 5. 22 FACTORES DE SEGURIDAD TRIAXIAL PROFUNDIDAD 12000 FT, 12 ZONAS, 2-3/8". Fuente (Autores).

Una vez demostrado lo anterior, se mostrarán los resultados obtenidos en cuanto al factor de seguridad triaxial para las diferentes profundidades y números de zonas que se trabajaron, tanto para tubería de 2-7/8" como la de 2-3/8"

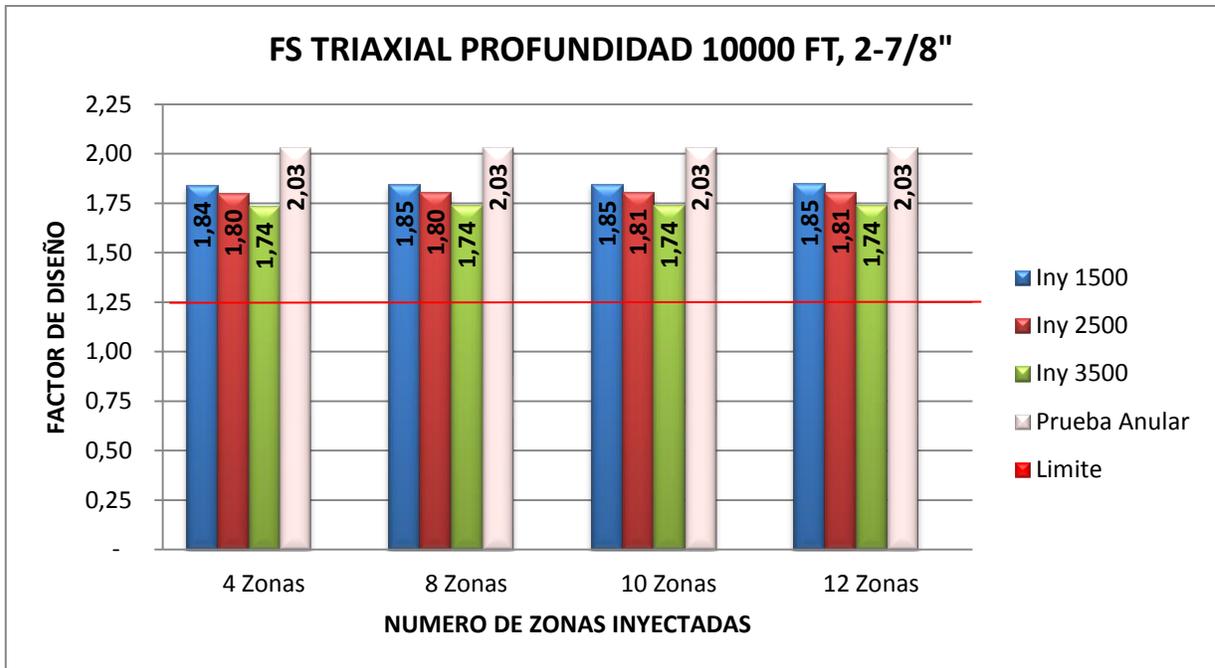
En cada grafica se encontrará una línea roja que indicará el límite del factor de diseño triaxial mencionado anteriormente, el cual será de 1.25, los resultados obtenidos que estén por encima de éste valor se tomarán como viables, por el contrario, si los valores dan inferior al parámetro de diseño triaxial se tomará como inviable ya que sería un indicativo que la tubería podría estar expuesta a cargas que no pueda soportar. Al igual que en el parámetro axial se ha estipulado que todas las cargas deben estar por encima del factor de diseño triaxial expuesto en la tabla 5.2. A continuación se muestran los resultados mencionados.



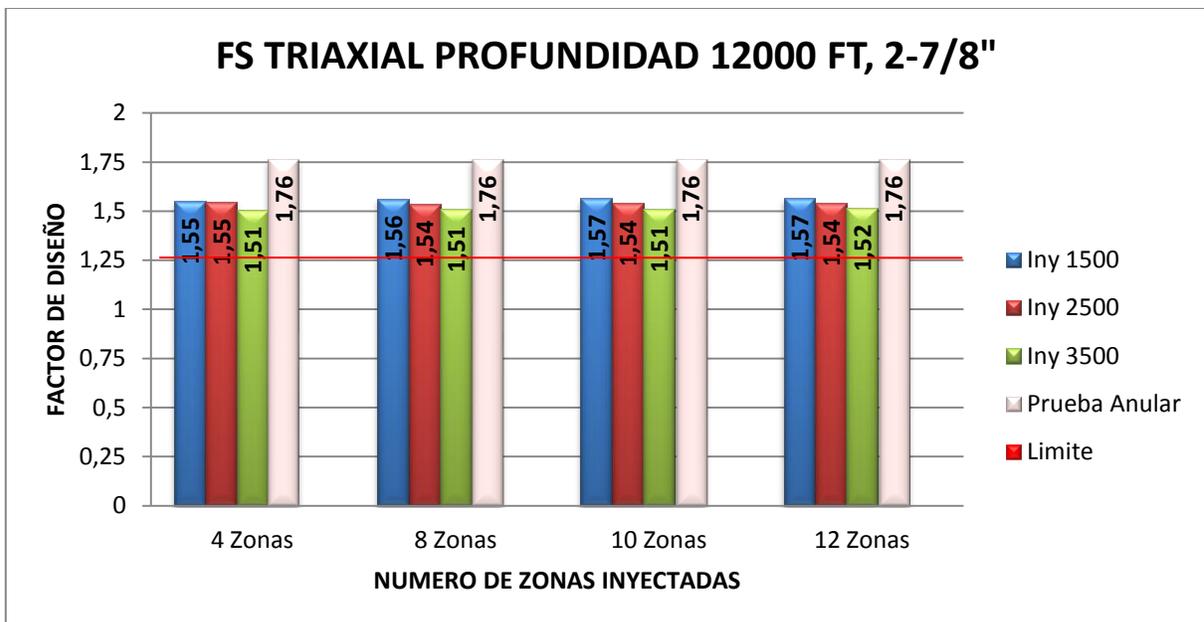
Grafica 5. 23 FACTORES DE SEGURIDAD TRIAXIAL PROFUNDIDAD 5000 FT, 2-7/8". Fuente (Autores).



Grafica 5. 24 FACTORES DE SEGURIDAD TRIAXIAL PROFUNDIDAD 8000 FT, 2-7/8". Fuente (Autores).



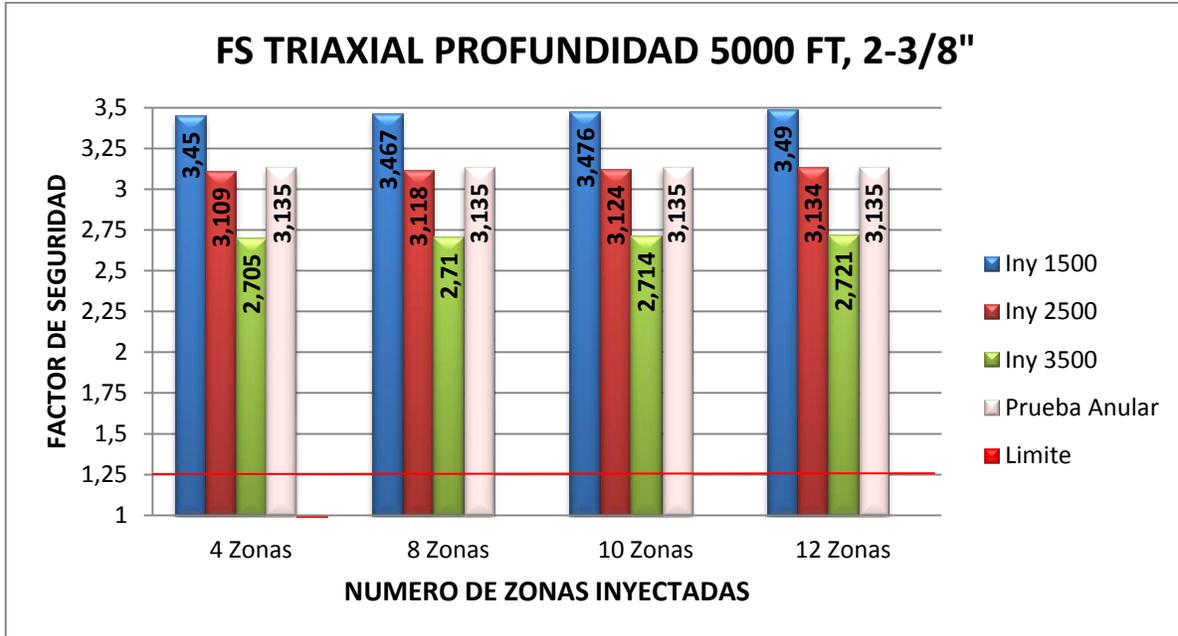
Grafica 5. 25 FACTORES DE SEGURIDAD TRIAXIAL PROFUNDIDAD 10000 FT, 2-7/8". Fuente (Autores).



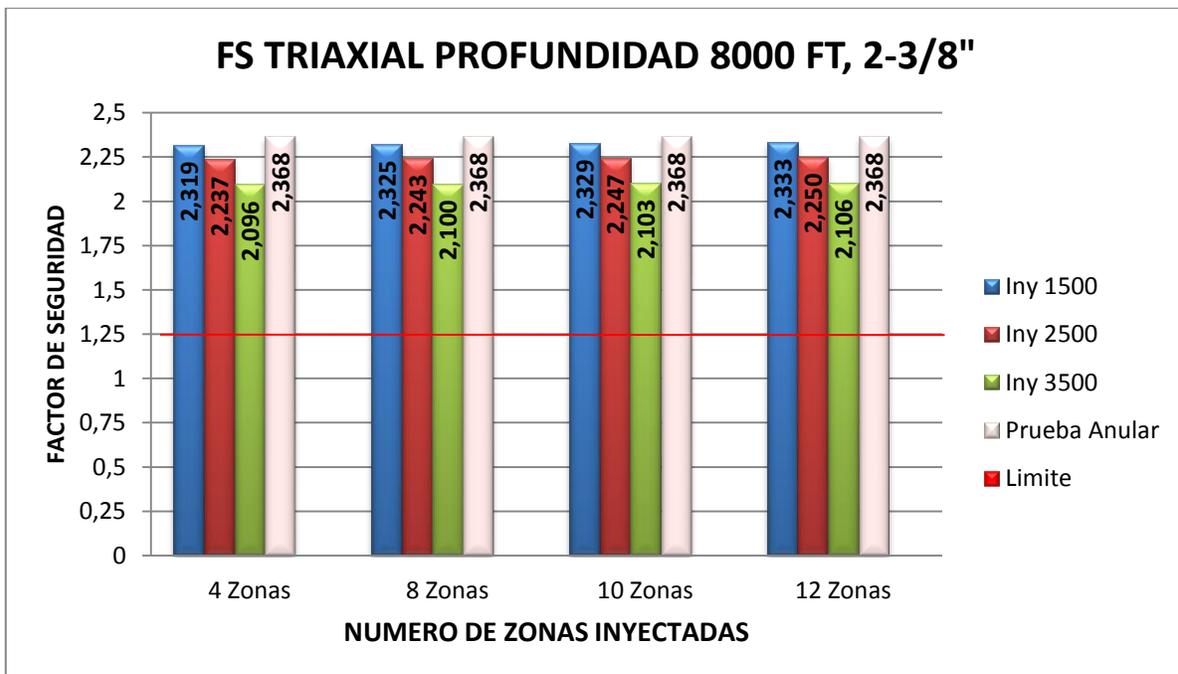
Grafica 5. 26 FACTORES DE SEGURIDAD TRIAXIAL PROFUNDIDAD 12000 FT, 2-7/8". Fuente (Autores).

Al observar las gráficas 5.23 a 5.26 se pueden identificar los factores de seguridad cada vez más cerca del factor de diseño original representado con la línea limite roja, ésto es debido a que ha aumentado la profundidad de los pozos evaluados.

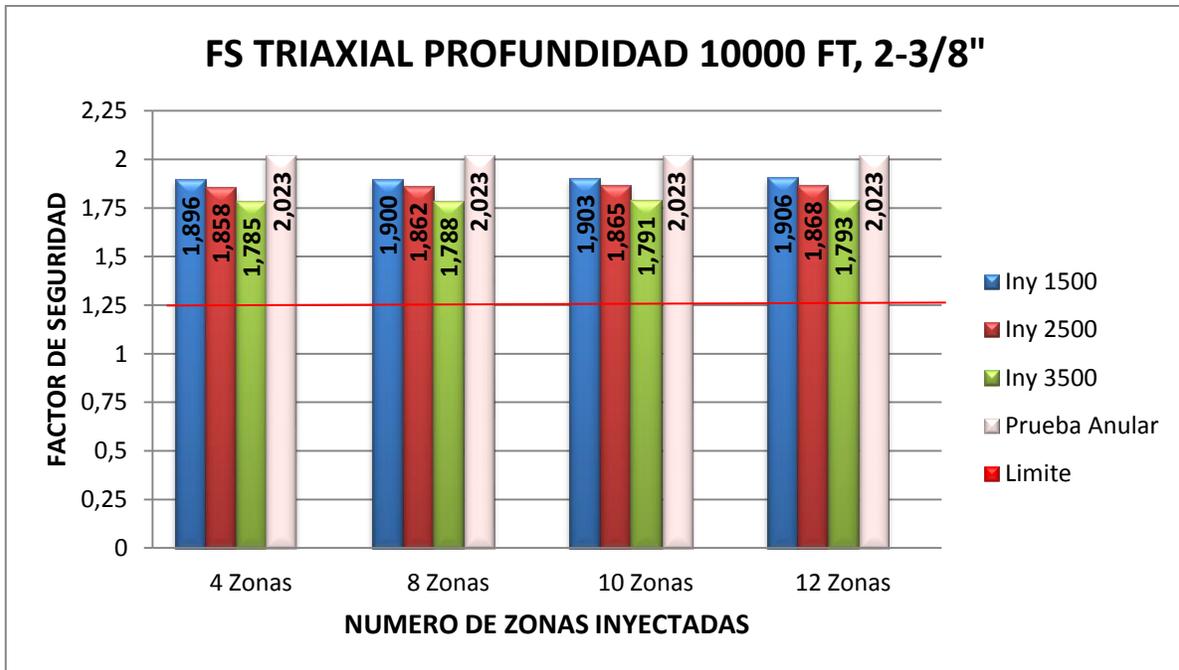
Se puede ver que el factor de seguridad triaxial es mayor al factor de diseño propuesto lo cual indica que no habrá problemas con la tubería. Lo anterior fue el análisis de profundidad y número de zonas para la tubería de 2-7/8. A continuación se realizará el mismo análisis para tuberías de 2-3/8.



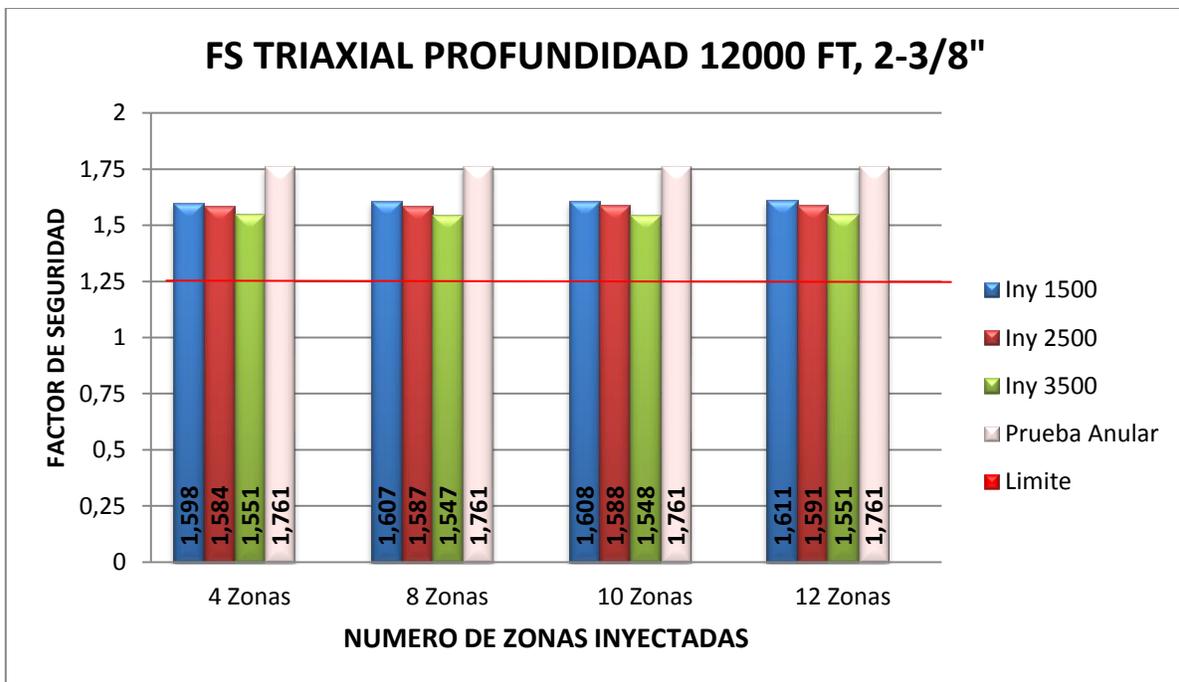
Grafica 5. 27 FACTOR DE SEGURIDAD TRIAXIAL PROFUNDIDAD 5000 FT, 2-3/8". Fuente (Autores)



Grafica 5. 28 FACTORES DE SEGURIDAD TRIAXIAL PROFUNDIDAD 8000 FT, 2-3/8". Fuente (Autores).



Grafica 5. 29 FACTORES DE SEGURIDAD TRIAXIAL PROFUNDIDAD 10000 FT, 2-3/8". Fuente (Autores).



Grafica 5. 30 FACTORES DE SEGURIDAD TRIAXIAL PROFUNDIDAD 12000 FT, 2-3/8". Fuente (Autores).

Se puede observar igualmente en las gráficas 5.27 a 5.30 que a medida que la profundidad aumente el factor de seguridad disminuye acercándose cada vez más a la línea límite roja, sin embargo nunca logra ser inferior a dicho límite.

El parámetro triaxial tanto para tuberías de 2-7/8" como para las de 2-3/8 no se ve afectado por los factores de seguridad obtenidos, por ende no será un factor limitante para ninguna operación.

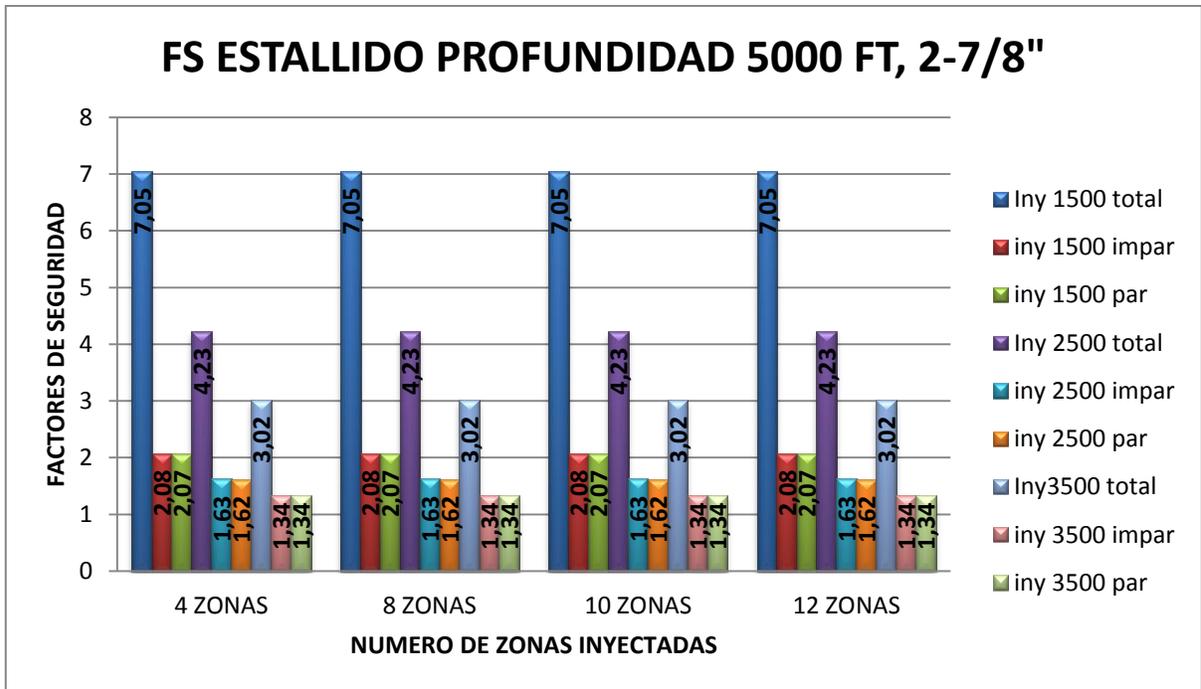
De igual manera que en el parámetro axial, se observa en las gráficas analizadas anteriormente, en ambas tuberías, la condición que más afecta los factores de seguridad es la profundidad, ya que entre ésta más aumenta, dichos factores se van reduciendo de una manera drástica. Por otro lado, aunque la presión de inyección también afecta éstos factores de seguridad, el cambio de éstos, no es muy representativo, ya que como se observa en todas las gráficas, la variación de éstos cuando se aplican las inyecciones a las 3 presiones establecidas, es mínima. Éste comportamiento, también se puede encontrar si se hace un análisis basado en la variación que tienen éstos factores dependiendo del número de zonas, en el cual, éstos varían mínimamente al aumentar o disminuir el número de zonas.

### **5.2.3 Parámetro de diseño de estallido:**

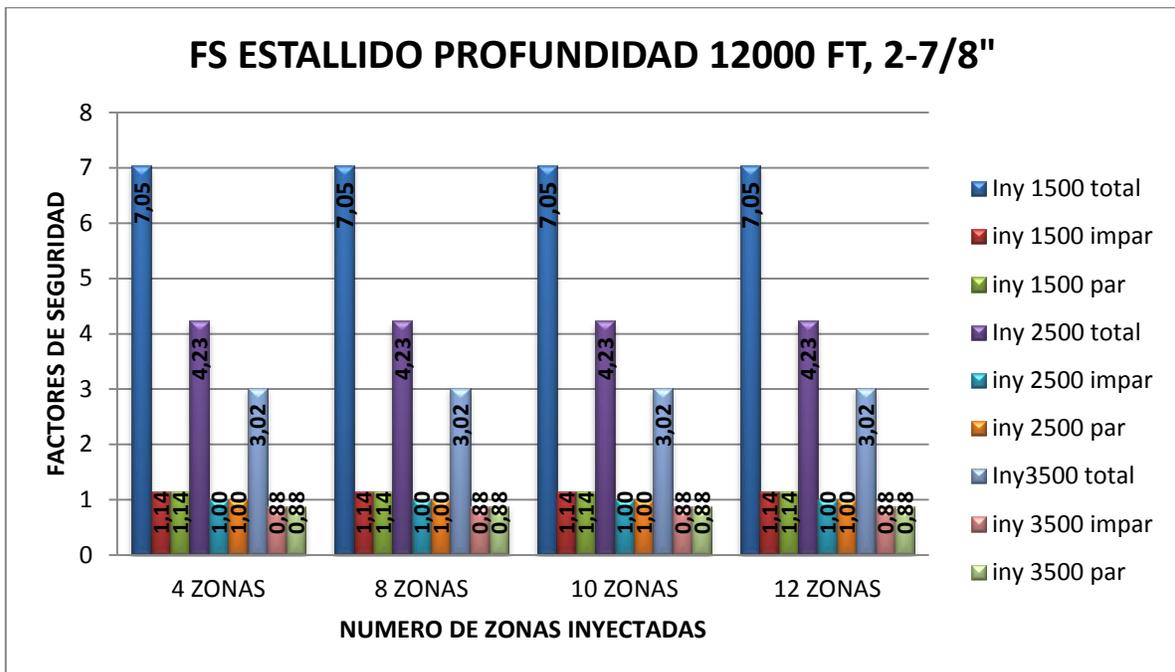
Cuando se realiza una operación de inyección, un detalle que se debe observar con detenimiento es el estallido, puesto que la sarta de tubería se va a ver expuesta a altas presiones internas debido a la inyección de fluidos, esto puede causar afectaciones a la tubería por dicho efecto.

De igual manera se determinaron los factores de seguridad de estallido, arrojando como resultado que éste parámetro se ve impactado por la profundidad y por las diferentes cargas que resultan de la inyección, sin embargo, no se ve afectado por el número de zonas que se emplee para la inyección de fluidos.

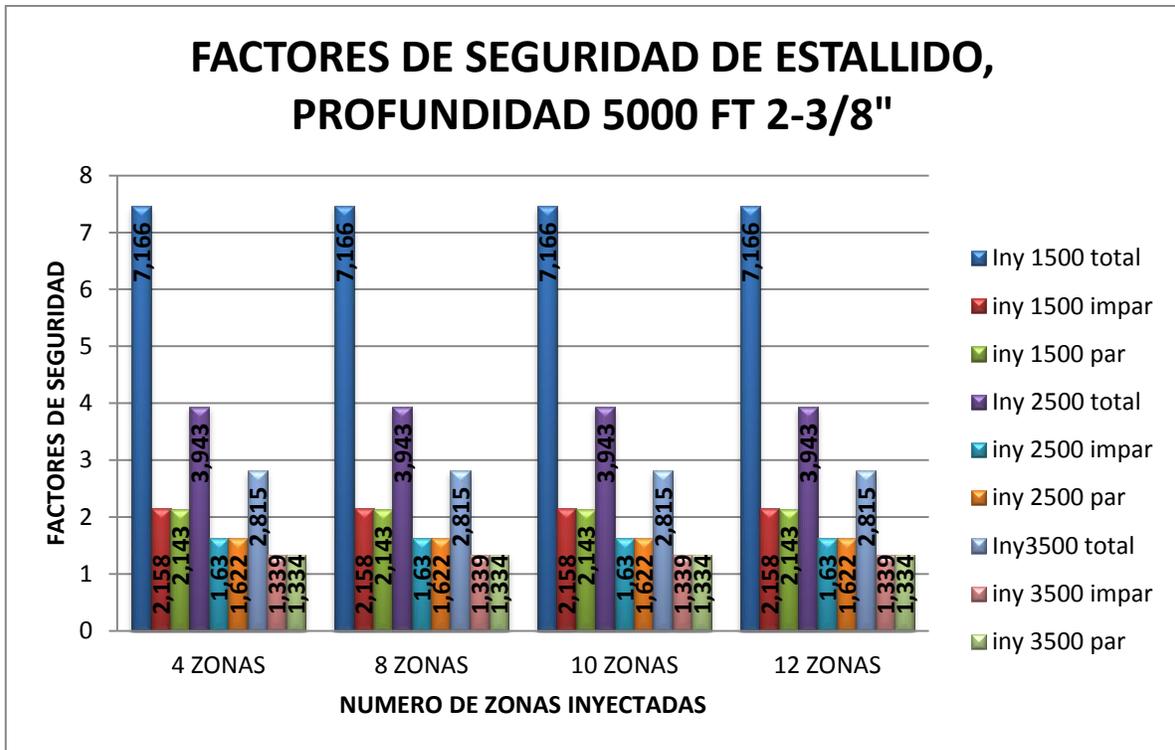
A continuación se muestran los resultados obtenidos a dos profundidades diferentes, donde se muestra que el factor de seguridad para pozos con tuberías de 2-7/8" y 2-3/8" no se altera por el número de zonas empleadas en la inyección pero si por las diferentes cargas producto de la inyección en diferentes zonas.



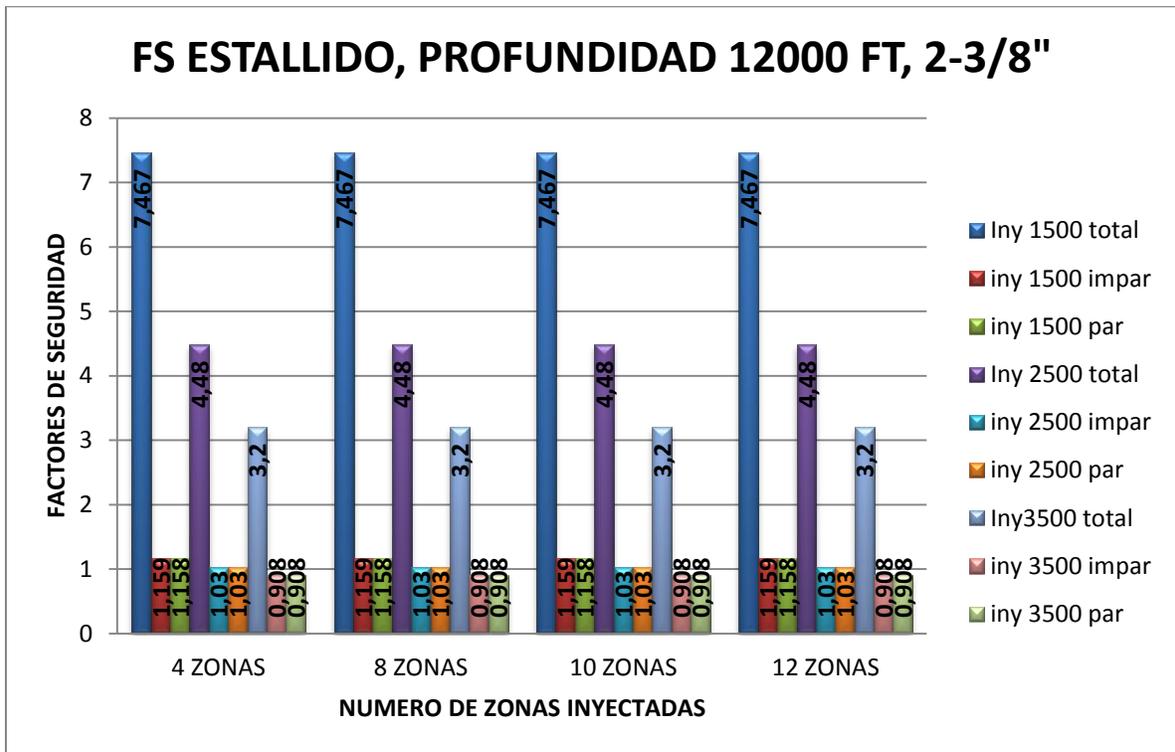
Grafica 5. 31 FACTORES DE SEGURIDAD DE ESTALLIDO, PROFUNDIDAD 5000 FT, 2-7/8". Fuente (Autores).



Grafica 5. 32 FACTORES DE SEGURIDAD DE ESTALLIDO, PROFUNDIDAD 12000 FT, 2-7/8". Fuente (Autores).



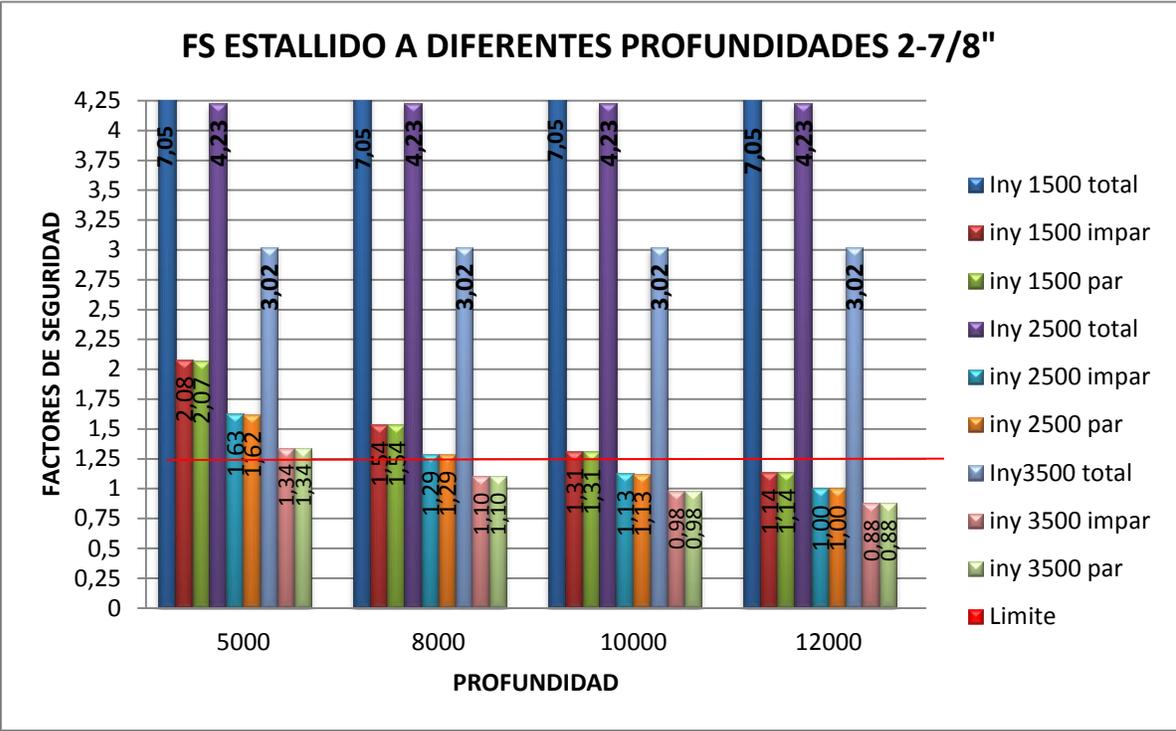
Grafica 5. 33 FACTORES DE SEGURIDAD DE ESTALLIDO, PROFUNDIDAD 5000 FT 2-3/8". Fuente (Autores).



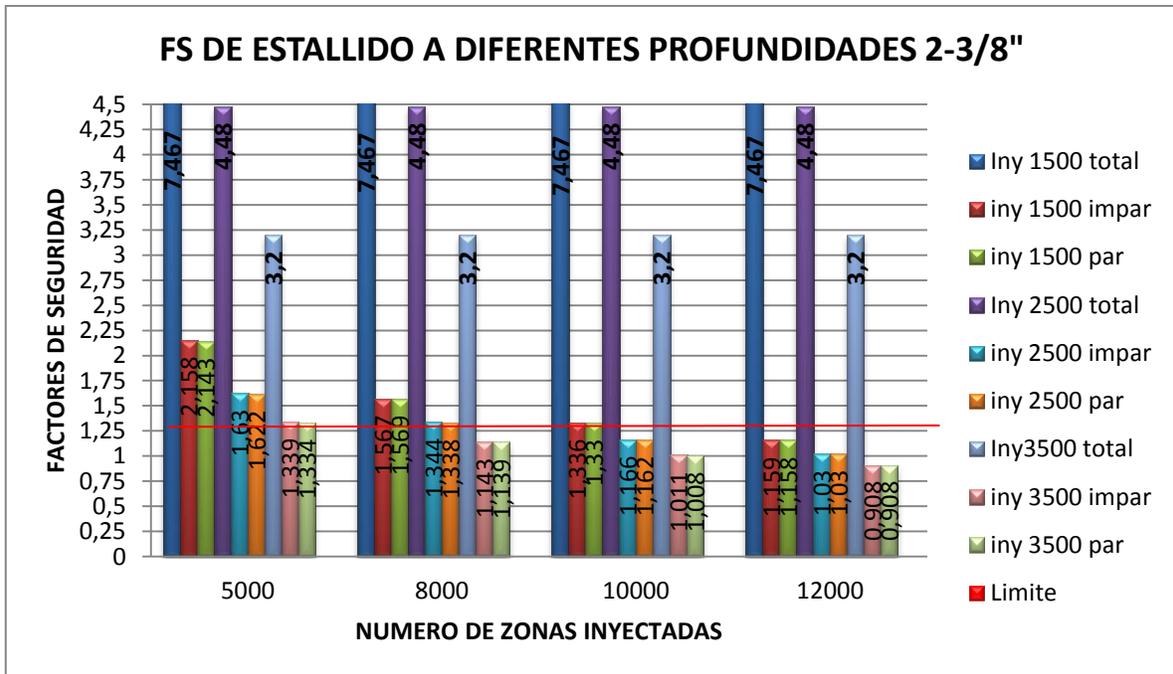
Grafica 5. 34 FACTORES DE SEGURIDAD DE ESTALLIDO, PROFUNDIDAD 12000 FT 2-3/8". Fuente (Autores).

Se puede observar en las gráficas 5.31 a 5.34 que tanto para tuberías con diámetro de 2-3/8 y 2-7/8 el factor de seguridad no varía de acuerdo al número de zonas que se están inyectando, pero si existe un ligero un cambio en las diferentes cargas de inyección. Se observa un ligero cambio en el factor de seguridad cuando se inyecta en zonas pares y zonas impares a una misma presión, ésto se debe a que el factor de seguridad crítico se encuentra a la profundidad del mandril cerrado más lejano de la superficie. También se observa que el factor de seguridad no varía cuando se presenta una inyección total a una misma presión debido a que el punto más crítico y propenso al estallido será en superficie. Además se puede observar que la inyección total presenta valores más altos de factores de seguridad que las cargas de inyección impar y par, ésto es debido a que éstas últimas presentan presiones diferenciales altas en la pared del tubo en las zonas donde no se inyecta fluido, el caso contrario es en las zonas donde se inyecta, el diferencial de presión estaría cercano a cero.

A continuación se mostrará la variación del factor de seguridad debido a la variación de la profundidad:



Grafica 5. 35 FACTORES DE SEGURIDAD DE ESTALLIDO A DIFERENTES PROFUNDIDADES 2-7/8". Fuente (Autores).



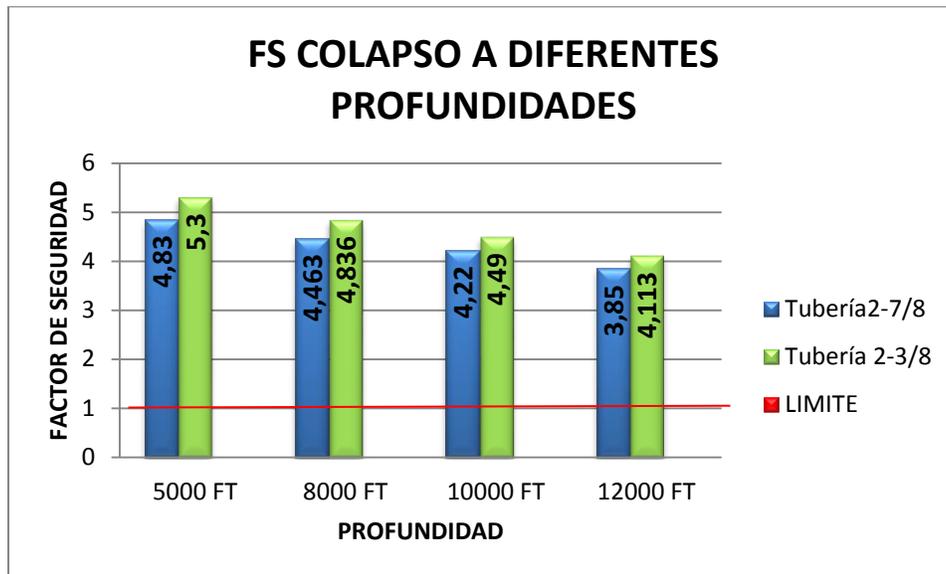
Grafica 5. 36 FACTORES DE SEGURIDAD DE ESTALLIDO, PROFUNDIDAD 5000 FT, 2-3/8". Fuente (Autores).

Para ambos casos (tubería de 2-7/8 y tubería de 2-3/8) existe una línea roja que indica el factor de diseño para el estallido el cual es de 1.25.

Se puede observar que para la profundidad de 5000 ft no existe algún condicional en la presión de inyección, sin embargo al aumentar la profundidad a 8000 ft, los factores de seguridad a la presión de inyección a 3500 psi en zonas pares e impares presentan un comportamiento crítico por debajo del parámetro de diseño establecido. Cuando la profundidad aumenta a 10000 ft, de nuevo los factores de seguridad a la presión de inyección de 3500 psi presentan un comportamiento crítico por debajo del parámetro de diseño, pero éste comportamiento también lo presentan con una presión de inyección de 2500 psi.

Finalmente se puede deducir que el parámetro de estallido es un factor crítico en la tubería que limita las operaciones que se realizarán en el pozo, por ésta razón se debe tener mucha precaución al momento de hacer el análisis de éste parámetro.

### 5.2.4 Parámetro de diseño de colapso:

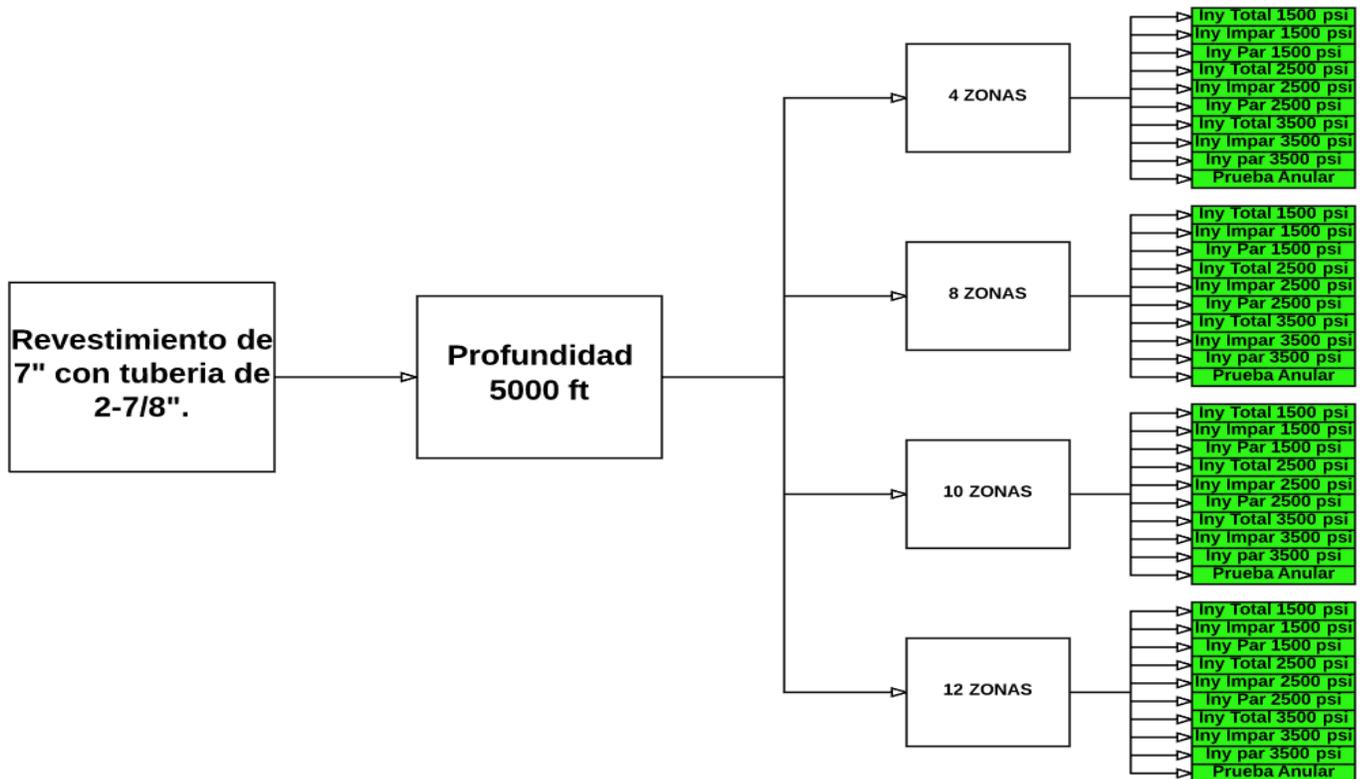


Grafica 5. 37 FACTORES DE SEGURIDAD DE COLAPSO A DIFERENTES PROFUNDIDADES. Fuente (Autores).

Debido a que se tiene un pozo para inyección selectiva, la tubería no presentará colapso por las diferentes operaciones de inyección. Sin embargo, la prueba anular si generará una carga sobre la tubería. En la Grafica 5.37 se pueden observar los factores de seguridad que se tienen producto de la prueba anular tanto para tubería de 2-7/8 como para la de 2-3/8 a diferentes profundidades; se puede ver que existe un amplio margen con el límite que para éste caso el factor de diseño es igual a 1, debido a que la presión de prueba fue 4.85 para tubería de 2-7/8” y 4.836 para la tubería de 2-3/8”.

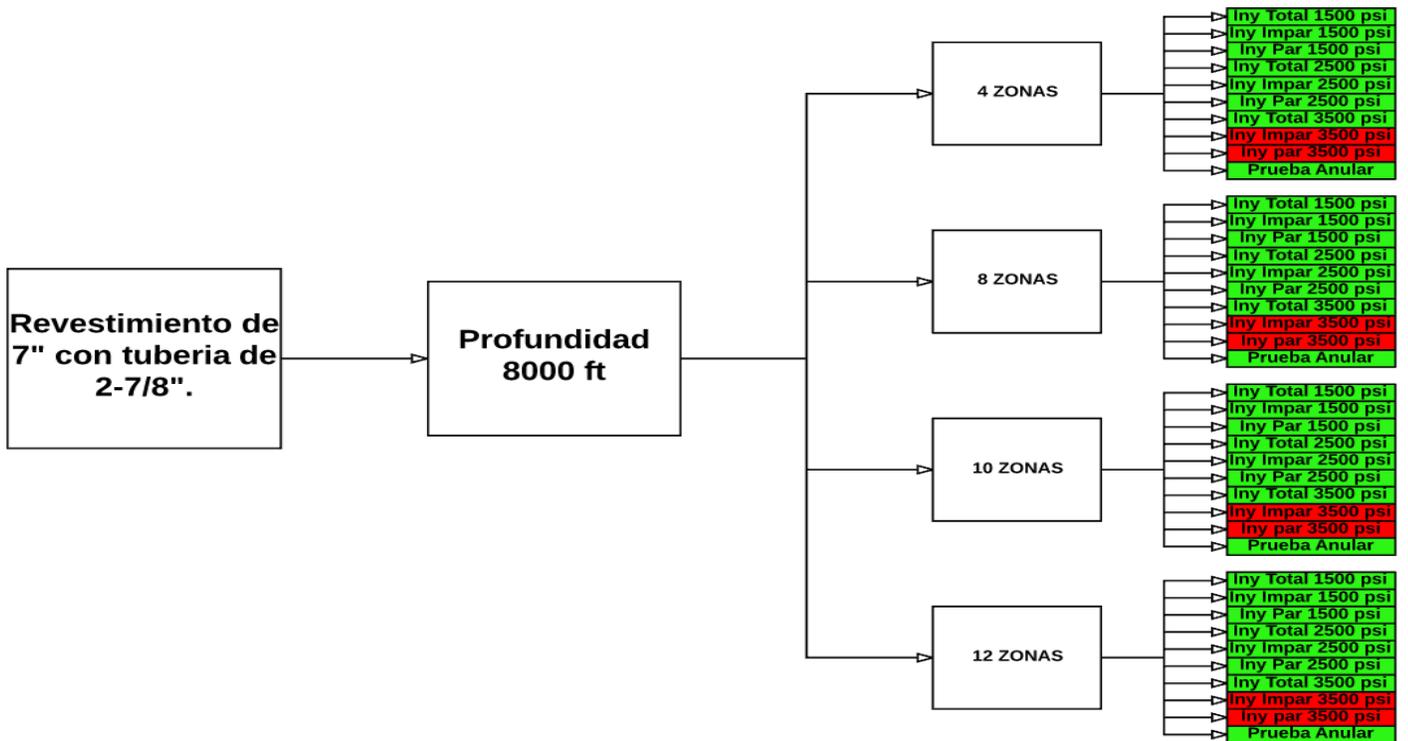
### 5.2.5 Análisis: Combinación de parámetros

Como se ha observado en los puntos anteriores y el análisis de los resultados de los diferentes factores de diseño a distintas configuraciones y cargas, se desea detallar una compilación de todos éstos, y exponerlos de forma clara pero ésta vez en conjunto, debido a que los cuatro parámetros axial, triaxial, estallido y colapso deben soportar las cargas, si alguno de ellos no la soporta se debe declarar la falla en el diseño, de tal manera que se pueda ver un estudio global del proyecto y que el lector las pueda observar de una manera más clara. A continuación se expondrán diagramas que representan cada una de las corridas realizadas en las diferentes configuraciones y cargas donde aquellas cargas resaltadas con un color verde aprueban la operación, y aquellas resaltadas con color rojo no.



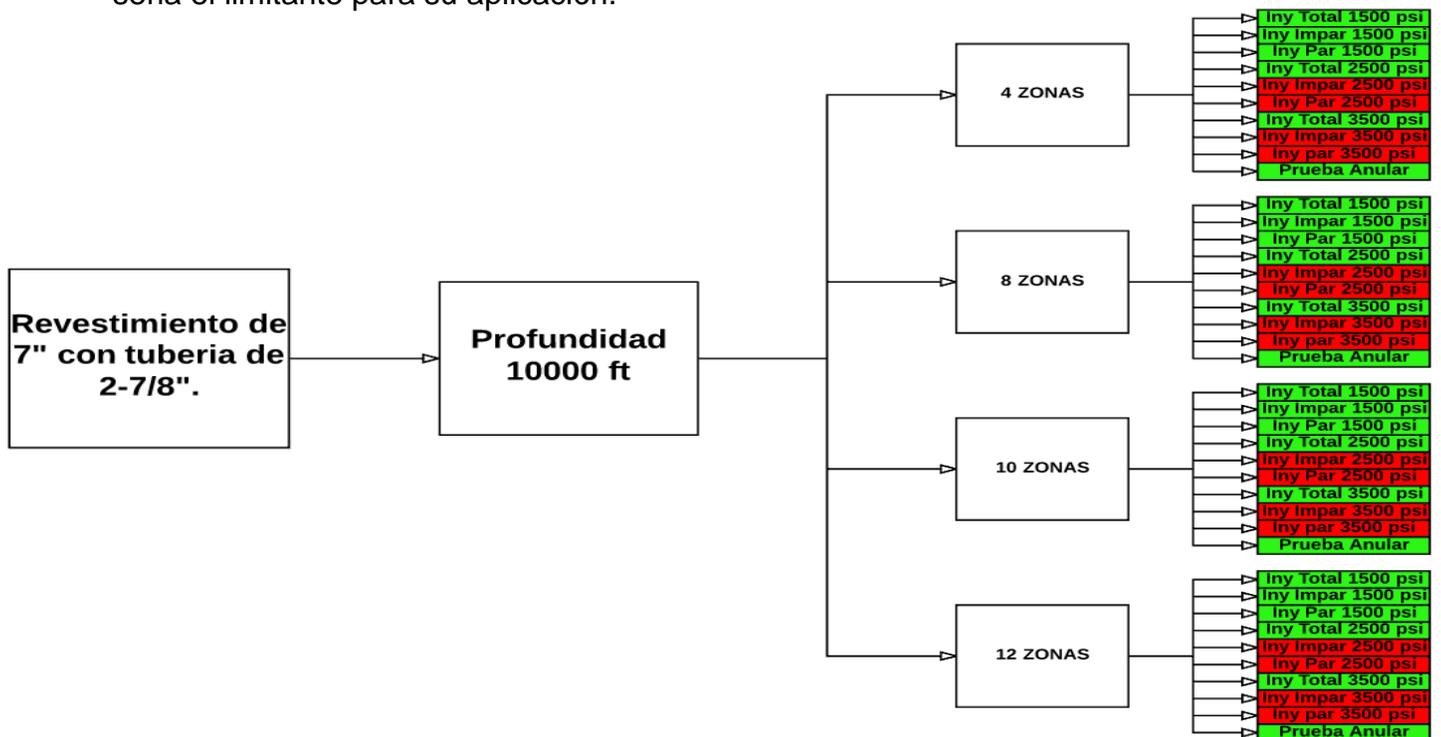
Grafica 5. 38 Operaciones de inyección selectiva en tubería de 2-7/8. Profundidad 5000 ft.

Como se puede observar en la gráfica 5.38 para tubería de 2-7/8" todas las operaciones a ésta profundidad de 5000 ft son viables, ya que según los resultados la tubería aguantaría los esfuerzos a los que vaya a ser expuesta en cada una de éstas operaciones por lo tanto se pueden aplicar con total seguridad siempre y cuando sigan los mismos parámetros de diseño especificados en éste documento.



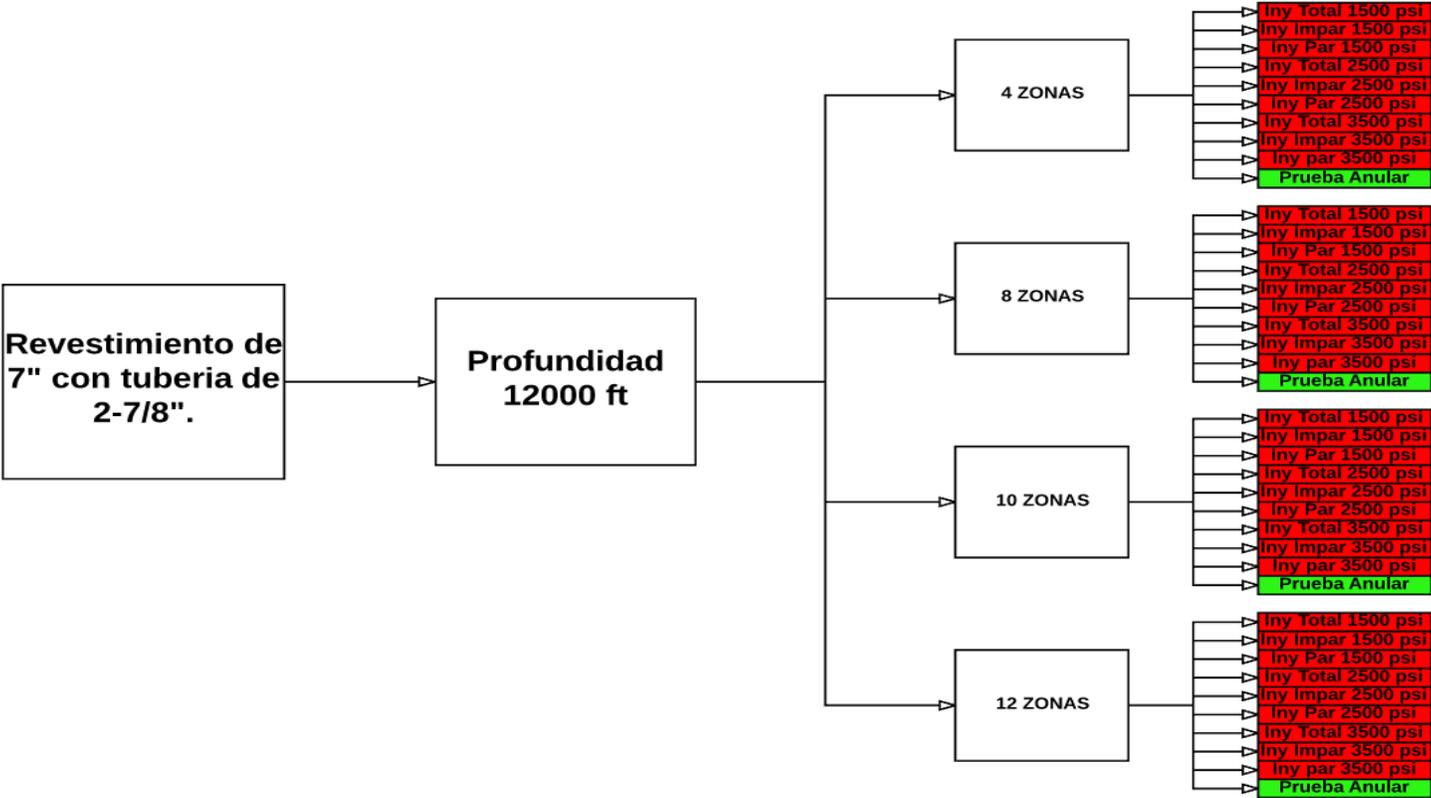
Grafica 5. 39 Operaciones de inyección selectiva en tubería de 2-7/8. Profundidad 8000 ft

En la gráfica 5.39 a una profundidad de 8000 ft, se empiezan a presentar los primeros inconvenientes de diseño y para una presión de inyección de 3500 psi de manera selectiva, la tubería de 2-7/8" no soporta los esfuerzos a los que se vería sometida a ésta condición, por lo tanto la profundidad y la presión de inyección sería el limitante para su aplicación.



Grafica 5. 40 Operaciones de inyección selectiva en tubería de 2-7/8. Profundidad 10000 ft

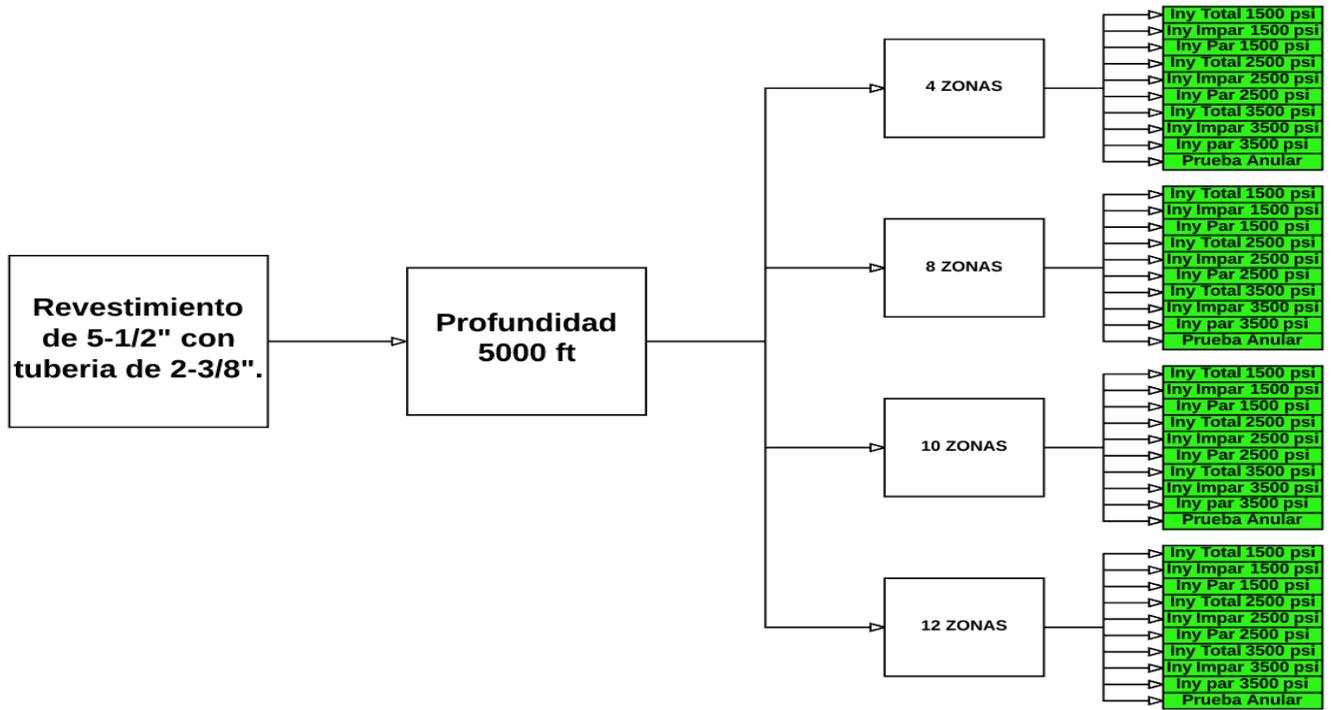
En la gráfica 5.40 se presenta la evaluación a la profundidad de 10000 ft, por lo cual, con las presiones de inyección de 2500 psi y 3500 psi la tubería de 2-7/8" no soportaría los esfuerzos a los que se vería sometida, así que a ésta profundidad se debería inyectar a bajas presiones en superficie, menores a 1500 psi.



Grafica 5. 41 Operaciones de inyección selectiva en tubería de 2-7/8. Profundidad 12000 ft.

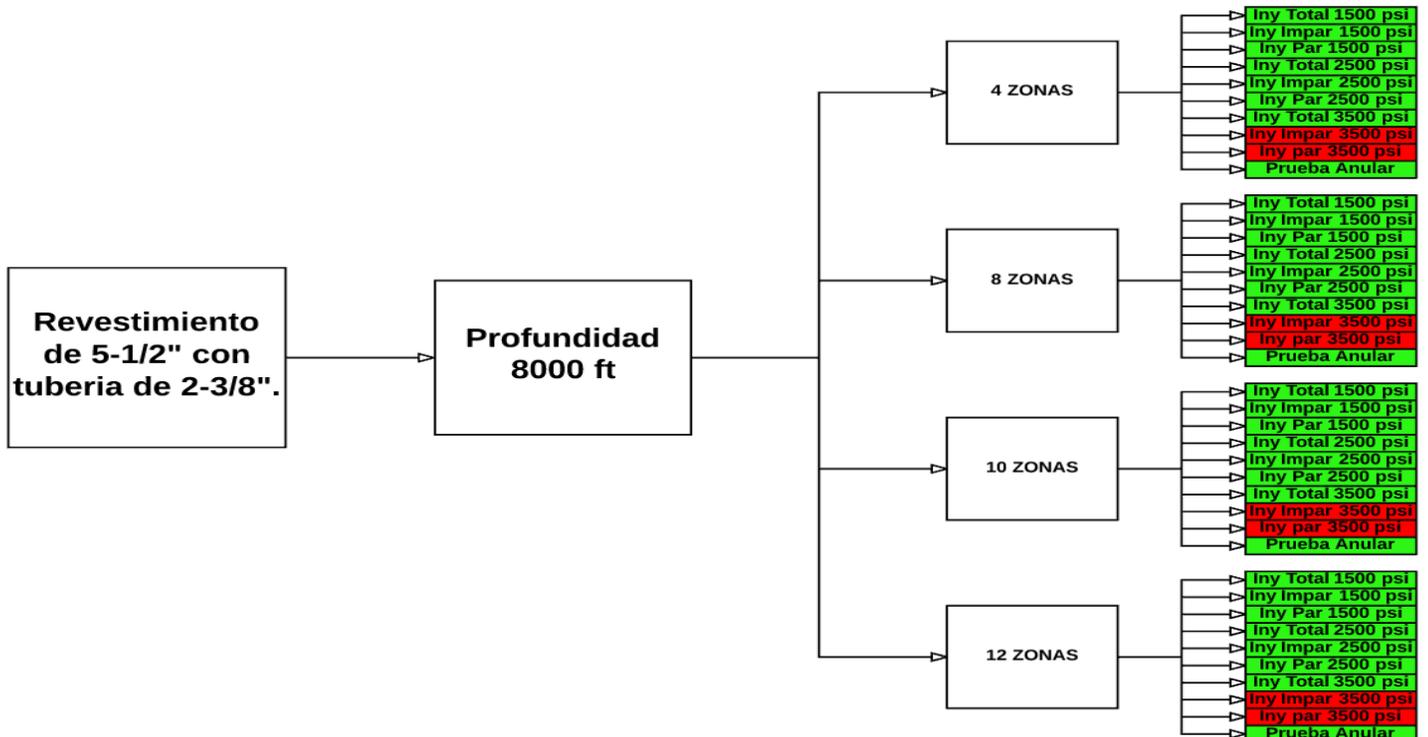
Finalmente en la gráfica 5.41 como se ha visto anteriormente, el riesgo incrementa a medida que incrementa la profundidad, y efectivamente a 12000 ft bajo ninguna condición es viable implementar sartas de inyección selectiva con revestimientos de 7" con tubería de 2-7/8" porque las tuberías no soportarían los esfuerzos a los que se verían expuestas.

A continuación se realizará la misma descripción para tubería de 2-3/8":



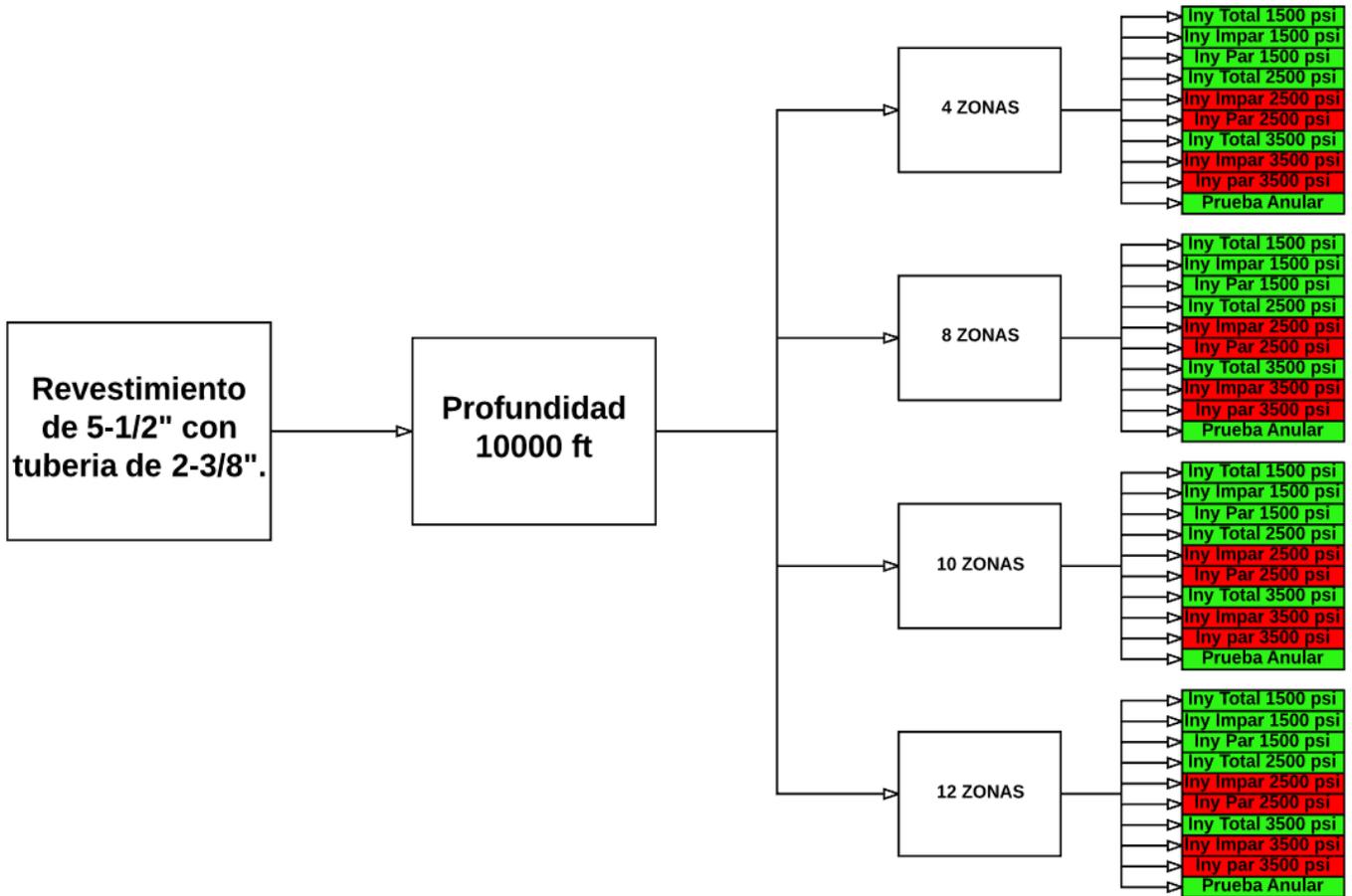
Grafica 5. 42 Operaciones de inyección selectiva en tubería de 2-3/8. Profundidad 5000 ft.

Como se puede observar en la gráfica 5.42 para tubería de 2-3/8" todas las operaciones a ésta profundidad de 5000 ft son viables, ya que según los resultados la tubería aguantaría los esfuerzos a los que vaya a ser expuesta en cada una de éstas operaciones por lo tanto se pueden aplicar con total seguridad siempre y cuando sigan los mismos parámetros de diseño especificados en éste documento.



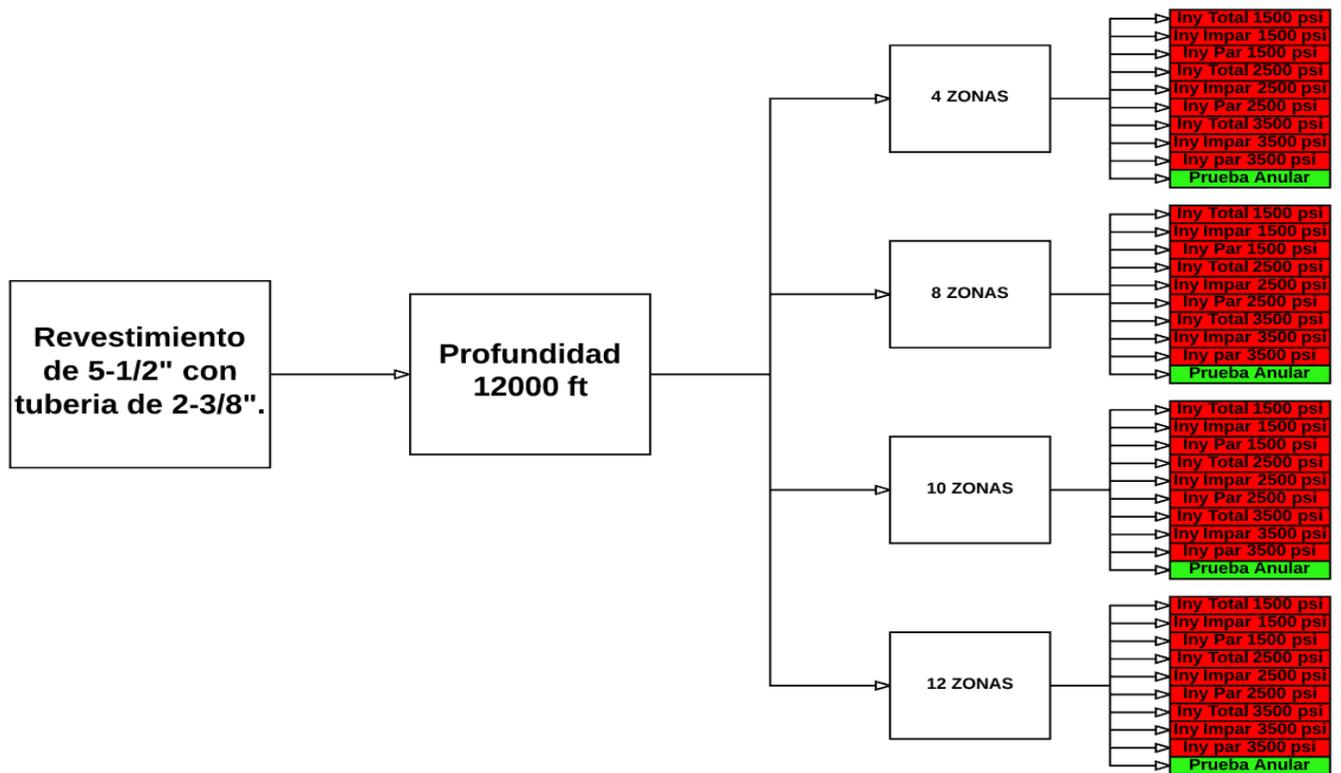
Grafica 5. 43 Operaciones de inyección selectiva en tubería de 2-3/8. Profundidad 8000 ft.

En la gráfica 5.43 a una profundidad de 8000 ft, se empiezan a presentar los primeros inconvenientes de diseño y para una presión de inyección de 3500 psi de manera selectiva, la tubería de 2-3/8" no soporta los esfuerzos a los que se vería sometida a ésta condición, por lo tanto a ésta profundidad ésta presión de inyección sería el limitante para su aplicación.



Grafica 5. 44 Operaciones de inyección selectiva en tubería de 2-3/8. Profundidad 10000 ft.

En la gráfica 5.44 se presenta la evaluación a la profundidad de 10000 ft, por lo cual, con las presiones de 2500 psi y 3500 psi la tubería de 2-3/8" no soportaría los esfuerzos a los que se vería sometida, así que a ésta profundidad se debería inyectar a bajas presiones, menores a 1500 psi.



Grafica 5. 45 Operaciones de inyección selectiva en tubería de 2-3/8. Profundidad 12000 ft

Finalmente en la gráfica 5.45 como se ha visto anteriormente, el riesgo incrementa a medida que incrementa la profundidad, y efectivamente a 12000 ft bajo ninguna condición es viable implementar sartas de inyección selectiva con revestimientos de 5-1/2" con tubería de 2-3/8" porque no soportarían los esfuerzos a los que se verían expuestas. Por lo tanto se tomaría la profundidad de 10000 ft como la máxima profundidad a la cual se pueden llevar a cabo operaciones de inyección selectiva con los parámetros de diseño establecidos en éste documento.

### 5.2.6 Análisis de resultados

Las sartas de inyección selectiva de acuerdo al análisis realizado se pueden implementar en pozos con una profundidad de 5000 ft y bajo cualquier condición expuesta en éste documento, es decir hasta 3500 psi de inyección en superficie, ya que dados los resultados previamente analizados, se encontró que ambas tuberías tanto de 2-7/8" y 2-3/8" son viables para éstos casos.

Por otro lado se podrían implementar sartas de inyección selectiva con una profundidad de 8000 ft teniendo en cuenta un límite de 2500 psi de inyección en superficie, ya que como se puede observar en la tabla 7.2 en los anexos, después de ésta presión de operación, a 3500 psi los resultados empiezan a ser inestables y riesgosos para el diseño.

Se recomienda utilizar unas bajas presiones de inyección, menores a 1500 psi si se busca implementar sartas de inyección selectiva en pozos con profundidades de 10000 ft, ya que a presiones mayores no se asegura la estabilidad y la confiabilidad de las operaciones y por lo tanto sería riesgoso. Ésto se puede detallar claramente en la tabla 7.3 del anexo 2.

No se recomienda implementar sartas de inyección selectiva con revestimientos de 7" y 5-1/2" en pozos con profundidades mayores a 10000 ft ya que los resultados muestran claramente que la tubería no podría resistir los esfuerzos a los que se encontraría sometida a éstas condiciones. Ésto se observa claramente en las tablas 7.4 y 7.8 del anexo 2.

Adicional a lo anterior se puede evaluar que los dos tipos de tubería 2-3/8" y 2-7/8" presentan los mismos resultados y factores de seguridad muy similares, ésto es debido a que tanto las cargas como las especificaciones técnicas con los que se calculan y evalúan los factores de diseño para el análisis de esfuerzos sobre la tubería, se ven afectados de manera similar por los cambios de tamaño y peso de la tubería de revestimiento; además, teniendo en cuenta que para las dos tuberías el grado es el mismo y por lo tanto el límite de cedencia también, siendo un dato fundamental para éste proceso.

## 6. CONCLUSIONES

- Éste proyecto tiene como finalidad evaluar la posible implementación de sartas de inyección selectiva con revestimiento de 5-1/2" y tubería de 2-3/8", lo cual se logró demostrar con los diferentes resultados expuestos en el capítulo 5, lo anterior expone que si es viable su aplicación para profundidades menores a 5000 ft en todas las cargas y configuraciones propuestas, y que es posible también implementarlas a profundidades mayores pero bajo restricciones más estrictas.
- La implementación de sartas de inyección selectiva con revestimiento de 5-1/2" y tubería de 2-3/8" en pozos con profundidades menores a 5000 ft tendrían un impacto económico positivo notable ya que optimizaría gastos en herramientas y operaciones de limpieza y recuperación.
- Los resultados obtenidos en éste estudio demuestran que contrario a lo que se estima normalmente, la tubería de 2-3/8" resiste prácticamente los mismos esfuerzos que la tubería de 2-7/8", manejando factores de seguridad muy cercanos, ésto debido a que la proporción de los cambios de pesos, tamaños tanto de tubería y revestimiento, además del mismo grado o límite de cedencia generaron el mismo efecto proporcional de esfuerzos para ambas configuraciones.

## 7. RECOMENDACIONES

- En el capítulo número 5, en resultados finales se pueden encontrar recomendaciones específicas para la implementación de sartas de inyección selectiva en pozos con revestimiento de 5-1/2", sin embargo cabe resaltar que los resultados anteriores están ligados exclusivamente a los parámetros que se manejaron en éste documento, es decir, su aplicación bajo las mismas condiciones, configuraciones y cargas aquí estipulados, ya que el cambio de algún parámetro ya sea en la selección de la tubería, en su peso o grado, se tendría que realizar nuevamente un análisis de esfuerzos para dicha configuración.
- Si se desea implementar los resultados aquí expuestos, se recomienda realizar también un análisis de esfuerzos de completamiento integral, el cual debe incluir la evaluación de los empaques y las herramientas, ya que el presente proyecto solo se enfoca en determinar el análisis de tubería, guiados hacia nuestro objetivo principal.

## 8. BIBLIOGRAFIA

1. *PerfoBlogger*. (04 de julio de 2016). Obtenido de <http://perfob.blogspot.com.co/2016/07/efecto-piston-en-sartas-conicas-y.html>
2. Amaya, M. (2010). *Casabe: Revitalización de un campo maduro*.
3. Bellarby, J. (2009). *WELL COMPLETION DESIGN*. ABERDEEN: ELSEVIER.
4. Calderon Falla, A. L., & Castro Trujillo, J. A. (2017). *ANALISIS DEL IMPACTO DE EMPAQUES TANDEM (SIN ANCALJE) COMO EMPAQUES INTERMEDIOS SOBRE LOS ESFUERZOS DE TUBERIA EN COMPLETAMIENTOS DE SARTAS SELECTIVAS*. Neiva.
5. Craig. (1971). *Ingeniería de la inyección de agua*.
6. Franco, A. T. (2013). *Nueva tecnología de tubería expandible en la perforación de pozos*. Mexico D.F.
7. González, S. H., & Izquierdo Cano, H. (mayo de 2013). *COLAPSO EN TUBERIAS DE REVESTIMIENTO*.
8. González, S. H., & Izquierdo Cano, H. (mayo de 2013). *COLAPSO EN TUBERIAS DE REVESTIMIENTO*.
9. Henao, L. G. (2017). *Inyección de agua por flujo cruzado natural y asistido: una estrategia de recuperación mejorada inmediata en un campo de crudo extra pesado*.
10. Morales, D. H. (2010). *Investigación del fenómeno del colapso entuberías de revestimiento y producción*.
11. Moreno, A. M. (2011). *METODOLOGIA PARA LA EVALUACION TECNICA EN PROYECTOS DE INYECCION DE AGUA CON SARTAS SELECTIVAS*.
12. 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*. Bogotá.

13. S.A, B. O. (2017). *BINNING OIL TOOLS S.A.* Obtenido de [http://www.binning-oil-tools.com.ar/productos/principios\\_operacion.html](http://www.binning-oil-tools.com.ar/productos/principios_operacion.html)
14. S.A., B. O. (2007). *TECHNICAL BULLETIN*. Buenos Aires.
15. Sanchez, O. R. (2009). *Sistema de completacion recomendado para desarrollo de pozos en el campo Oglan*.
16. Texpoil. (2013). *TEXPROIL PRODUCTS & OIL SERVICES*. TEXPROIL.
17. Vargas, O. N. (2008). *Analisis de la deformacion y el colapso de la tuberia de revestimiento en los campos del piedemonte llanero operados por BP*.

## **ANEXOS**

## ANEXO 1. ESTADOS MECANICOS

#	DESCRIPCION	OD (In.)	ID (In.)	LONG (Ft.)	PROF. (Ft.)	PROF. (Ft.)
	MESA ROTARIA			16	0	16
	HANGER		2.99	0.86	16	17
	X-OVER 3 1/2" X 2 7/8" EUE	3.5	2.441	0.62	17	17
	TUBING JOINT N-80 6.5#/FT	2.875	2.441	31.2	17	48
	CAMISA DE CIRCULACION 2,31F		2.31	3	48	51
	TUBING JOINT N-80 6.5#/FT	2.875	2.441	4716	51	4767
	CONECTOR 7" x 2 7/8" PERFIL 2,31 F	5.5	2.441	1.83	4767	4769
	TUBING JOINT N-80 6.5#/FT	2.875	2.441	4.21	4769	4773
4	Gomas Arriba			2.3	4773	4776
	<b>EMPAQUE</b>	5.97	2.375		4776	4776
	Gomas abajo			3.22	4776	4779
	TUBING JOINT N-80 6,5#/FT	2.875	2.441	10	4779	4789
	<b>MANDRIL 2 7/8 C/ DUMMIE 1 1/2" N° 3</b>	5.46	2.441	8.9	4789	4798
	TUBING JOINT N-80 6,5#/FT	2.875	2.441	10	4798	4808
3	Gomas Arriba			2.3	4808	4810
	<b>EMPAQUE</b>	5.97	2.375		4810	4810
	Gomas abajo			3.22	4810	4813
	TUBING JOINT N-80 6,5#/FT	2.875	2.441	6	4813	4819
	<b>MANDRIL 2 7/8 C/ DUMMIE 1 1/2" N. 2</b>	5.46	2.441	8.9	4819	4828
	TUBING JOINT N-80 6,5#/FT	2.875	2.441	6	4828	4834
2	Gomas Arriba			2.3	4834	4837
	<b>EMPAQUE</b>	5.97	2.375		4837	4837
	Gomas abajo			3.22	4837	4840
	TUBING JOINT N-80 6,5#/FT	2.875	2.441	8	4840	4848
	<b>MANDRIL 2 7/8 C/ DUMMIE 1 1/2" N°1</b>	5.46	2.441	8.9	4848	4857
	TUBING JOINT N-80 6,5#/FT	2.875	2.441	10	4857	4867
1	Gomas Arriba			2.3	4867	4869
	<b>EMPAQUE</b>	5.97	2.375		4869	4869
	Gomas abajo			3.22	4869	4872
	TUBING JOINT N-80 6,5#/FT	2.875	2.441	30	4872	4902
	<b>MANDRIL 2 7/8 C/ DUMMIE 1 1/2" N°1</b>	5.46	2.441	8.9	4902	4911
	TUBING JOINT N-80 6,5#/FT	2.875	2.441	30	4911	4941
	LANDING NIPPLE 2 7/8" PERFIL R 2,25"	3.67	2.25	0.88	4941	4942
	2 7/8" Wireline Entry Guide Shoe	2.88	2.44	0.5	4942	4943
	<b>Float Collar</b>					

Anexo 1 Tabla 7. 1 Diseño de espaciamiento Profundidad 5000 ft 4 zonas Tubería 2-7/8".

El espaciamiento observado en la tabla 7.1 se realizó de igual manera para 8, 10 y 12 zonas, pero por practicidad se evidencia solo el diseño de espaciamiento en el completamiento de un pozo con profundidad de 5000 ft y 4 zonas a inyectar.

#	DESCRIPCION	OD (In.)	ID (In.)	LONG (Ft.)	PROF. (Ft.) (Tope)	PROF. (Ft.) (Bottom)
	MESA ROTARIA			16	0	16
	HANGER		2.99	0.86	16	17
	X-OVER 3 1/2" X 2 7/8" EUE	3.5	2.441	0.62	17	18
	TUBING JOINT N-80 6.5#/FT	2.875	2.441	31.2	18	49
	<b>CAMISA DE CIRCULACION 2,31F</b>		<b>2.31</b>	<b>3</b>	<b>49</b>	<b>52</b>
	TUBING JOINT N-80 6.5#/FT	2.875	2.441	<b>7622</b>	<b>52</b>	<b>7674</b>
	CONECTOR 7" x 2 7/8" PERFIL 2,31 F	5.5	2.441	1.83	<b>7674</b>	<b>7676</b>
	TUBING JOINT N-80 6.5#/FT	2.875	2.441	4.21	<b>7676</b>	<b>7680</b>
8	Gomas Arriba			2.3	<b>7680</b>	<b>7682</b>
	<b>EMPAQUE</b>	5.97	2.375		<b>7682</b>	<b>7682</b>
	Gomas abajo			3.22	<b>7682</b>	<b>7685</b>
	TUBING JOINT N-80 6.5#/FT	2.875	2.441	10	<b>7685</b>	<b>7695</b>
	<b>MANDRIL 2 7/8 C/ DUMMIE 1 1/2" N° 3</b>	5.46	2.441	8.9	<b>7695</b>	<b>7704</b>
	TUBING JOINT N-80 6.5#/FT	2.875	2.441	10	<b>7704</b>	<b>7714</b>
7	Gomas Arriba			2.3	<b>7714</b>	<b>7716</b>
	<b>EMPAQUE</b>	5.97	2.375		<b>7716</b>	<b>7716</b>
	Gomas abajo			3.22	<b>7716</b>	<b>7720</b>
	TUBING JOINT N-80 6.5#/FT	2.875	2.441	4	<b>7720</b>	<b>7724</b>
	<b>MANDRIL 2 7/8 C/ DUMMIE 1 1/2" N. 2</b>	5.46	2.441	8.9	<b>7724</b>	<b>7733</b>
	TUBING JOINT N-80 6.5#/FT	2.875	2.441	4	<b>7733</b>	<b>7737</b>
6	Gomas Arriba			2.3	<b>7737</b>	<b>7739</b>
	<b>EMPAQUE</b>	5.97	2.375		<b>7739</b>	<b>7739</b>
	Gomas abajo			3.22	<b>7739</b>	<b>7742</b>
	TUBING JOINT N-80 6.5#/FT	2.875	2.441	4	<b>7742</b>	<b>7746</b>
	<b>MANDRIL 2 7/8 C/ DUMMIE 1 1/2" N°1</b>	5.46	2.441	8.9	<b>7746</b>	<b>7755</b>
	TUBING JOINT N-80 6.5#/FT	2.875	2.441	6	<b>7755</b>	<b>7761</b>
5	Gomas Arriba			2.3	<b>7761</b>	<b>7763</b>
	<b>EMPAQUE</b>	5.97	2.375		<b>7763</b>	<b>7763</b>
	Gomas abajo			3.22	<b>7763</b>	<b>7767</b>
	TUBING JOINT N-80 6.5#/FT	2.875	2.441	4	<b>7767</b>	<b>7771</b>
	<b>MANDRIL 2 7/8 C/ DUMMIE 1 1/2" N°1</b>	5.46	2.441	8.9	<b>7771</b>	<b>7779</b>
	TUBING JOINT N-80 6.5#/FT	2.875	2.441	4	<b>7779</b>	<b>7783</b>
4	Gomas Arriba			2.3	<b>7783</b>	<b>7786</b>
	<b>EMPAQUE</b>	5.97	2.375		<b>7786</b>	<b>7786</b>
	Gomas abajo			3.22	<b>7786</b>	<b>7789</b>
	TUBING JOINT N-80 6.5#/FT	2.875	2.441	4	<b>7789</b>	<b>7793</b>
	<b>MANDRIL 2 7/8 C/ DUMMIE 1 1/2" N° 3</b>	5.46	2.441	8.9	<b>7793</b>	<b>7802</b>
	TUBING JOINT N-80 6.5#/FT	2.875	2.441	6	<b>7802</b>	<b>7808</b>
3	Gomas Arriba			2.3	<b>7808</b>	<b>7810</b>
	<b>EMPAQUE</b>	5.97	2.375		<b>7810</b>	<b>7810</b>
	Gomas abajo			3.22	<b>7810</b>	<b>7813</b>
	TUBING JOINT N-80 6.5#/FT	2.875	2.441	6	<b>7813</b>	<b>7819</b>
	<b>MANDRIL 2 7/8 C/ DUMMIE 1 1/2" N. 2</b>	5.46	2.441	8.9	<b>7819</b>	<b>7828</b>
	TUBING JOINT N-80 6.5#/FT	2.875	2.441	6	<b>7828</b>	<b>7834</b>
2	Gomas Arriba			2.3	<b>7834</b>	<b>7837</b>
	<b>EMPAQUE</b>	5.97	2.375		<b>7837</b>	<b>7837</b>
	Gomas abajo			3.22	<b>7837</b>	<b>7840</b>
	TUBING JOINT N-80 6.5#/FT	2.875	2.441	8	<b>7840</b>	<b>7848</b>
	<b>MANDRIL 2 7/8 C/ DUMMIE 1 1/2" N°1</b>	5.46	2.441	8.9	<b>7848</b>	<b>7857</b>
	TUBING JOINT N-80 6.5#/FT	2.875	2.441	10	<b>7857</b>	<b>7867</b>
1	Gomas Arriba			2.3	<b>7867</b>	<b>7869</b>
	<b>EMPAQUE</b>	5.97	2.375		<b>7869</b>	<b>7869</b>
	Gomas abajo			3.22	<b>7869</b>	<b>7872</b>
	TUBING JOINT N-80 6.5#/FT	2.875	2.441	30	<b>7872</b>	<b>7902</b>
	<b>MANDRIL 2 7/8 C/ DUMMIE 1 1/2" N°1</b>	5.46	2.441	8.9	<b>7902</b>	<b>7911</b>
	TUBING JOINT N-80 6.5#/FT	2.875	2.441	30	<b>7911</b>	<b>7941</b>
	LANDING NIPPLE 2 7/8" PERFIL R 2,25"	3.67	2.25	0.88	<b>7941</b>	<b>7942</b>
	2 7/8" Wireline Entry Guide Shoe	2.88	2.44	0.5	<b>7942</b>	<b>7943</b>
	<b>Float Collar</b>					

Anexo 1 Tabla 7. 2 Diseño de espaciamiento Profundidad 8000 ft 8 zonas Tubería 2-7/8".

El espaciamiento observado en la tabla 7.2 se realizó de igual manera para 4, 10 y 12 zonas, pero por practicidad se evidencia solo el diseño de espaciamiento en el completamiento de un pozo con profundidad de 8000 ft y 8 zonas a inyectar.

#	DESCRIPCION	OD (In).	ID (In).	LONG (Ft).	PROF. (Ft).	PROF. (Ft).
	MESA ROTARIA			16	0	16
	HANGER		2.99	0.86	16	17
	X-OVER 3 1/2" X 2 7/8" EUE	3.5	2,441	0.62	17	18
	TUBING JOINT N-80 6,5#/FT	2,875	2,441	31.2	18	49
	CAMISA DE CIRCULACION 2,31F		2.31	3	49	52
	TUBING JOINT N-80 6,5#/FT	2,875	2,441	9555	52	9607
	CONECTOR 7" x 2 7/8" PERFIL 2,31 F	5.5	2,441	1.83	9607	9609
	TUBING JOINT N-80 6,5#/FT	2,875	2,441	4.21	9609	9613
10	Gomas Arriba			2.3	9613	9615
	EMPAQUE	5.97	2,375		9615	9615
	Gomas abajo			3.22	9615	9618
	TUBING JOINT N-80 6,5#/FT	2,875	2,441	8	9618	9626
	MANDRIL 2 7/8 C/ DUMMIE 1 1/2" N° 3	5.46	2,441	8.9	9626	9635
	TUBING JOINT N-80 6,5#/FT	2,875	2,441	10	9635	9645
9	Gomas Arriba			2.3	9645	9648
	EMPAQUE	5.97	2,375		9648	9648
	Gomas abajo			3.22	9648	9651
	TUBING JOINT N-80 6,5#/FT	2,875	2,441	10	9651	9661
	MANDRIL 2 7/8 C/ DUMMIE 1 1/2" N. 2	5.46	2,441	8.9	9661	9670
	TUBING JOINT N-80 6,5#/FT	2,875	2,441	10	9670	9680
8	Gomas Arriba			2.3	9680	9682
	EMPAQUE	5.97	2,375		9682	9682
	Gomas abajo			3.22	9682	9685
	TUBING JOINT N-80 6,5#/FT	2,875	2,441	10	9685	9695
	MANDRIL 2 7/8 C/ DUMMIE 1 1/2" N°1	5.46	2,441	8.9	9695	9704
	TUBING JOINT N-80 6,5#/FT	2,875	2,441	10	9704	9714
7	Gomas Arriba			2.3	9714	9716
	EMPAQUE	5.97	2,375		9716	9716
	Gomas abajo			3.22	9716	9720
	TUBING JOINT N-80 6,5#/FT	2,875	2,441	4	9720	9724
	MANDRIL 2 7/8 C/ DUMMIE 1 1/2" N°1	5.46	2,441	8.9	9724	9733
	TUBING JOINT N-80 6,5#/FT	2,875	2,441	4	9733	9737
6	Gomas Arriba			2.3	9737	9739
	EMPAQUE	5.97	2,375		9739	9739
	Gomas abajo			3.22	9739	9742
	TUBING JOINT N-80 6,5#/FT	2,875	2,441	4	9742	9746
	MANDRIL 2 7/8 C/ DUMMIE 1 1/2" N° 3	5.46	2,441	8.9	9746	9755
	TUBING JOINT N-80 6,5#/FT	2,875	2,441	6	9755	9761
5	Gomas Arriba			2.3	9761	9763
	EMPAQUE	5.97	2,375		9763	9763
	Gomas abajo			3.22	9763	9767
	TUBING JOINT N-80 6,5#/FT	2,875	2,441	4	9767	9771
	MANDRIL 2 7/8 C/ DUMMIE 1 1/2" N. 2	5.46	2,441	8.9	9771	9779
	TUBING JOINT N-80 6,5#/FT	2,875	2,441	4	9779	9783
4	Gomas Arriba			2.3	9783	9786
	EMPAQUE	5.97	2,375		9786	9786
	Gomas abajo			3.22	9786	9789
	TUBING JOINT N-80 6,5#/FT	2,875	2,441	4	9789	9793
	MANDRIL 2 7/8 C/ DUMMIE 1 1/2" N°1	5.46	2,441	8.9	9793	9802
	TUBING JOINT N-80 6,5#/FT	2,875	2,441	6	9802	9808
3	Gomas Arriba			2.3	9808	9810
	EMPAQUE	5.97	2,375		9810	9810
	Gomas abajo			3.22	9810	9813
	TUBING JOINT N-80 6,5#/FT	2,875	2,441	6	9813	9819
	MANDRIL 2 7/8 C/ DUMMIE 1 1/2" N°1	5.46	2,441	8.9	9819	9828
	TUBING JOINT N-80 6,5#/FT	2,875	2,441	6	9828	9834
2	Gomas Arriba			2.3	9834	9837
	EMPAQUE	5.97	2,375		9837	9837
	Gomas abajo			3.22	9837	9840
	TUBING JOINT N-80 6,5#/FT	2,875	2,441	8	9840	9848
	MANDRIL 2 7/8 C/ DUMMIE 1 1/2" N°1	5.46	2,441	8.9	9848	9857
	TUBING JOINT N-80 6,5#/FT	2,875	2,441	10	9857	9867
1	Gomas Arriba			2.3	9867	9869
	EMPAQUE	5.97	2,375		9869	9869
	Gomas abajo			3.22	9869	9872
	TUBING JOINT N-80 6,5#/FT	2,875	2,441	30	9872	9902
	MANDRIL 2 7/8 C/ DUMMIE 1 1/2" N°1	5.46	2,441	8.9	9902	9911
	TUBING JOINT N-80 6,5#/FT	2,875	2,441	30	9911	9941
	LANDING NIPPLE 2 7/8" PERFIL R 2,25"	3.67	2.25	0.88	9941	9942
	2 7/8" Wireline Entry Guide Shoe	2.88	2.44	0.5	9942	9943
	Float Collar					
	7000 ft					

Anexo 1 Tabla 7. 3 Diseño de espaciamiento Profundidad 10000 ft 10 zonas Tubería 2-7/8".

El espaciamiento observado en la tabla 7.3 se realizó de igual manera para 4, 8 y 12 zonas, pero por practicidad se evidencia solo el diseño de espaciamiento en el completamiento de un pozo con profundidad de 10000 ft y 10 zonas a inyectar.

#	DESCRIPCION	OD (In.)	ID (In.)	LONG (Ft.)	PROF. (Ft.)	PROF. (Ft.)
	MESA ROTARIA			16	0	16
	HANGER		2.99	0.86	16	17
	X-OVER 3 1/2" X 2 7/8" EUE	3.5	2.441	0.62	17	18
	TUBING JOINT N-80 6.5#/FT	2.875	2.441	31.2	18	49
	<b>CAMISA DE CIRCULACION 2,31F</b>		<b>2.31</b>	<b>3</b>	<b>49</b>	<b>52</b>
	TUBING JOINT N-80 6.5#/FT	2.875	2.441	11456	52	11508
	CONECTOR 7" x 2 7/8" PERFIL 2,31 F	5.5	2.441	1.83	11508	11510
	TUBING JOINT N-80 6.5#/FT	2.875	2.441	4.21	11510	11514
12	Gomas Arriba			2.3	11514	11516
	PACKER No 12	5.97	2.375		11516	11516
	Gomas abajo			3.22	11516	11520
	TUBING JOINT N-80 6.5#/FT	2.875	2.441	8	11520	11528
	MANDRIL 2 7/8 C/ DUMMIE 1 1/2" N°1	5.46	2.441	8.9	11528	11537
	TUBING JOINT N-80 6.5#/FT	2.875	2.441	10	11537	11547
11	Gomas Arriba			2.3	11547	11549
	PACKER No 11	5.97	2.375		11549	11549
	Gomas abajo			3.22	11549	11552
	TUBING JOINT N-80 6.5#/FT	2.875	2.441	30	11552	11582
	MANDRIL 2 7/8 C/ DUMMIE 1 1/2" N°1	5.46	2.441	8.9	11582	11591
	TUBING JOINT N-80 6.5#/FT	2.875	2.441	30	11591	11621
10	Gomas Arriba			2.3	11621	11623
	PACKER No 10	5.97	2.375		11623	11623
	Gomas abajo			3.22	11623	11626
	TUBING JOINT N-80 6.5#/FT	2.875	2.441	10	11626	11636
	MANDRIL 2 7/8 C/ DUMMIE 1 1/2" N° 3	5.46	2.441	8.9	11636	11645
	TUBING JOINT N-80 6.5#/FT	2.875	2.441	10	11645	11655
9	Gomas Arriba			2.3	11655	11658
	PACKER No 9	5.97	2.375		11658	11658
	Gomas abajo			3.22	11658	11661
	TUBING JOINT N-80 6.5#/FT	2.875	2.441	4	11661	11665
	MANDRIL 2 7/8 C/ DUMMIE 1 1/2" N. 2	5.46	2.441	8.9	11665	11674
	TUBING JOINT N-80 6.5#/FT	2.875	2.441	4	11674	11678
8	Gomas Arriba			2.3	11678	11680
	PACKER No 8	5.97	2.375		11680	11680
	Gomas abajo			3.22	11680	11683
	TUBING JOINT N-80 6.5#/FT	2.875	2.441	4	11683	11687
	MANDRIL 2 7/8 C/ DUMMIE 1 1/2" N°1	5.46	2.441	8.9	11687	11696
	TUBING JOINT N-80 6.5#/FT	2.875	2.441	6	11696	11702
7	Gomas Arriba			2.3	11702	11704
	PACKER No 7	5.97	2.375		11704	11704
	Gomas abajo			3.22	11704	11708
	TUBING JOINT N-80 6.5#/FT	2.875	2.441	4	11708	11712
	MANDRIL 2 7/8 C/ DUMMIE 1 1/2" N°1	5.46	2.441	8.9	11712	11721
	TUBING JOINT N-80 6.5#/FT	2.875	2.441	4	11721	11725
6	Gomas Arriba			2.3	11725	11727
	PACKER No 6	5.97	2.375		11727	11727
	Gomas abajo			3.22	11727	11730
	TUBING JOINT N-80 6.5#/FT	2.875	2.441	4	11730	11734
	MANDRIL 2 7/8 C/ DUMMIE 1 1/2" N° 3	5.46	2.441	8.9	11734	11743
	TUBING JOINT N-80 6.5#/FT	2.875	2.441	6	11743	11749
5	Gomas Arriba			2.3	11749	11751
	PACKER No 5	5.97	2.375		11751	11751
	Gomas abajo			3.22	11751	11755
	TUBING JOINT N-80 6.5#/FT	2.875	2.441	6	11755	11761
	MANDRIL 2 7/8 C/ DUMMIE 1 1/2" N. 2	5.46	2.441	8.9	11761	11769
	TUBING JOINT N-80 6.5#/FT	2.875	2.441	6	11769	11775
4	Gomas Arriba			2.3	11775	11778
	PACKER No 4	5.97	2.375		11778	11778
	Gomas abajo			3.22	11778	11781
	TUBING JOINT N-80 6.5#/FT	2.875	2.441	8	11781	11789
	MANDRIL 2 7/8 C/ DUMMIE 1 1/2" N°1	5.46	2.441	8.9	11789	11798
	TUBING JOINT N-80 6.5#/FT	2.875	2.441	10	11798	11808
3	Gomas Arriba			2.3	11808	11810
	PACKER No 3	5.97	2.375		11810	11810
	Gomas abajo			3.22	11810	11813
	TUBING JOINT N-80 6.5#/FT	2.875	2.441	6	11813	11819
	MANDRIL 2 7/8 C/ DUMMIE 1 1/2" N°1	5.46	2.441	8.9	11819	11828
	TUBING JOINT N-80 6.5#/FT	2.875	2.441	6	11828	11834
2	Gomas Arriba			2.3	11834	11837
	PACKER No 2	5.97	2.375		11837	11837
	Gomas abajo			3.22	11837	11840
	TUBING JOINT N-80 6.5#/FT	2.875	2.441	8	11840	11848
	MANDRIL 2 7/8 C/ DUMMIE 1 1/2" N°1	5.46	2.441	8.9	11848	11857
	TUBING JOINT N-80 6.5#/FT	2.875	2.441	10	11857	11867
1	Gomas Arriba			2.3	11867	11869
	PACKER No 1	5.97	2.375		11869	11869
	Gomas abajo			3.22	11869	11872
	TUBING JOINT N-80 6.5#/FT	2.875	2.441	30	11872	11902
	MANDRIL 2 7/8 C/ DUMMIE 1 1/2" N°1	5.46	2.441	8.9	11902	11911
	TUBING JOINT N-80 6.5#/FT	2.875	2.441	30	11911	11941
	LANDING NIPPLE 2 7/8" PERFIL R 2,25"	3.67	2.25	0.88	11941	11942
	2 7/8" Wireline Entry Guide Shoe	2.88	2.44	0.5	11942	11943
	<b>Float Collar</b>					

Anexo 1 Tabla 7. 4 Diseño de espaciamento Profundidad 12000 ft 12 zonas Tubería 2-7/8".

El espaciamento observado en la tabla 7.4 se realizó de igual manera para 4, 8 y 10 zonas, pero por practicidad se evidencia solo el diseño de espaciamento en el completamiento de un pozo con profundidad de 12000 ft y 12 zonas a inyectar.

#	DESCRIPCION	OD (In).	ID (In).	LONG (Ft).	PROF. (Ft).	PROF. (Ft).
	MESA ROTARIA			16	0	16
	HANGER		2.99	0.86	16	17
	X-OVER 3 1/2" X 2 3/8" EUE	3.5	2.441	0.62	17	17
	TUBING JOINT N-80 6.5#/FT	2.875	2.441	31.2	17	48
	CAMISA DE CIRCULACION 2,31F		2.31	3	48	51
	TUBING JOINT N-80 6.5#/FT	2.875	2.441	4716	51	4767
	CONECTOR 7" x 2 3/8" PERFIL 2,31 F	5.5	2.441	1.83	4767	4769
	TUBING JOINT N-80 6.5#/FT	2.875	2.441	4.21	4769	4773
4	Gomas Arriba			2.3	4773	4776
	<b>EMPAQUE</b>	5.97	2.375		4776	4776
	Gomas abajo			3.22	4776	4779
	TUBING JOINT N-80 6,5#/FT	2.875	2.441	10	4779	4789
	<b>MANDRIL 2 3/8 C/ DUMMIE 1 1/2" N° 3</b>	5.46	2.441	8.9	4789	4798
	TUBING JOINT N-80 6,5#/FT	2.875	2.441	10	4798	4808
3	Gomas Arriba			2.3	4808	4810
	<b>EMPAQUE</b>	5.97	2.375		4810	4810
	Gomas abajo			3.22	4810	4813
	TUBING JOINT N-80 6,5#/FT	2.875	2.441	6	4813	4819
	<b>MANDRIL 2 3/8 C/ DUMMIE 1 1/2" N. 2</b>	5.46	2.441	8.9	4819	4828
	TUBING JOINT N-80 6,5#/FT	2.875	2.441	6	4828	4834
2	Gomas Arriba			2.3	4834	4837
	<b>EMPAQUE</b>	5.97	2.375		4837	4837
	Gomas abajo			3.22	4837	4840
	TUBING JOINT N-80 6,5#/FT	2.875	2.441	8	4840	4848
	<b>MANDRIL 2 3/8 C/ DUMMIE 1 1/2" N°1</b>	5.46	2.441	8.9	4848	4857
	TUBING JOINT N-80 6,5#/FT	2.875	2.441	10	4857	4867
1	Gomas Arriba			2.3	4867	4869
	<b>EMPAQUE</b>	5.97	2.375		4869	4869
	Gomas abajo			3.22	4869	4872
	TUBING JOINT N-80 6,5#/FT	2.875	2.441	30	4872	4902
	<b>MANDRIL 2 3/8 C/ DUMMIE 1 1/2" N°1</b>	5.46	2.441	8.9	4902	4911
	TUBING JOINT N-80 6,5#/FT	2.875	2.441	30	4911	4941
	LANDING NIPPLE 2 3/8" PERFIL R 2,25"	3.67	2.25	0.88	4941	4942
	2 3/8" Wireline Entry Guide Shoe	2.88	2.44	0.5	4942	4943
	<b>Float Collar</b>					

Anexo 1 Tabla 7. 5 Diseño de espaciamento Profundidad 5000 ft 4 zonas Tubería 2-3/8".

El espaciamento observado en la tabla 7.5 se realizó de igual manera para 8, 10 y 12 zonas, pero por practicidad se evidencia solo el diseño de espaciamento en el completamiento de un pozo con profundidad de 5000 ft y 4 zonas a inyectar.

#	DESCRIPCION	OD (In.)	ID (In.)	LONG (Ft.)	PROF. (Ft.) (Tope)	PROF. (Ft.) (Bottom)
	MESA ROTARIA			16	0	16
	HANGER		2.99	0.86	16	17
	X-OVER 3 1/2" X 2 3/8" EUE	3.5	2.441	0.62	17	18
	TUBING JOINT N-80 6.5#/FT	2.875	2.441	31.2	18	49
	<b>CAMISA DE CIRCULACION 2,31F</b>		<b>2.31</b>	<b>3</b>	<b>49</b>	<b>52</b>
	TUBING JOINT N-80 6.5#/FT	2.875	2.441	7622	52	7674
	CONECTOR 7" x 2 3/8" PERFIL 2,31 F	5.5	2.441	1.83	7674	7676
	TUBING JOINT N-80 6.5#/FT	2.875	2.441	4.21	7676	7680
8	Gomas Arriba			2.3	7680	7682
	<b>EMPAQUE</b>	5.97	2.375		7682	7682
	Gomas abajo			3.22	7682	7685
	TUBING JOINT N-80 6.5#/FT	2.875	2.441	10	7685	7695
	<b>MANDRIL 2 3/8 C/ DUMMIE 1 1/2" N° 3</b>	5.46	2.441	8.9	7695	7704
	TUBING JOINT N-80 6.5#/FT	2.875	2.441	10	7704	7714
7	Gomas Arriba			2.3	7714	7716
	<b>EMPAQUE</b>	5.97	2.375		7716	7716
	Gomas abajo			3.22	7716	7720
	TUBING JOINT N-80 6.5#/FT	2.875	2.441	4	7720	7724
	<b>MANDRIL 2 3/8 C/ DUMMIE 1 1/2" N. 2</b>	5.46	2.441	8.9	7724	7733
	TUBING JOINT N-80 6.5#/FT	2.875	2.441	4	7733	7737
6	Gomas Arriba			2.3	7737	7739
	<b>EMPAQUE</b>	5.97	2.375		7739	7739
	Gomas abajo			3.22	7739	7742
	TUBING JOINT N-80 6.5#/FT	2.875	2.441	4	7742	7746
	<b>MANDRIL 2 3/8 C/ DUMMIE 1 1/2" N°1</b>	5.46	2.441	8.9	7746	7755
	TUBING JOINT N-80 6.5#/FT	2.875	2.441	6	7755	7761
5	Gomas Arriba			2.3	7761	7763
	<b>EMPAQUE</b>	5.97	2.375		7763	7763
	Gomas abajo			3.22	7763	7767
	TUBING JOINT N-80 6.5#/FT	2.875	2.441	4	7767	7771
	<b>MANDRIL 2 3/8 C/ DUMMIE 1 1/2" N°1</b>	5.46	2.441	8.9	7771	7779
	TUBING JOINT N-80 6.5#/FT	2.875	2.441	4	7779	7783
4	Gomas Arriba			2.3	7783	7786
	<b>EMPAQUE</b>	5.97	2.375		7786	7786
	Gomas abajo			3.22	7786	7789
	TUBING JOINT N-80 6.5#/FT	2.875	2.441	4	7789	7793
	<b>MANDRIL 2 3/8 C/ DUMMIE 1 1/2" N° 3</b>	5.46	2.441	8.9	7793	7802
	TUBING JOINT N-80 6.5#/FT	2.875	2.441	6	7802	7808
3	Gomas Arriba			2.3	7808	7810
	<b>EMPAQUE</b>	5.97	2.375		7810	7810
	Gomas abajo			3.22	7810	7813
	TUBING JOINT N-80 6.5#/FT	2.875	2.441	6	7813	7819
	<b>MANDRIL 2 3/8 C/ DUMMIE 1 1/2" N. 2</b>	5.46	2.441	8.9	7819	7828
	TUBING JOINT N-80 6.5#/FT	2.875	2.441	6	7828	7834
2	Gomas Arriba			2.3	7834	7837
	<b>EMPAQUE</b>	5.97	2.375		7837	7837
	Gomas abajo			3.22	7837	7840
	TUBING JOINT N-80 6.5#/FT	2.875	2.441	8	7840	7848
	<b>MANDRIL 2 3/8 C/ DUMMIE 1 1/2" N°1</b>	5.46	2.441	8.9	7848	7857
	TUBING JOINT N-80 6.5#/FT	2.875	2.441	10	7857	7867
1	Gomas Arriba			2.3	7867	7869
	<b>EMPAQUE</b>	5.97	2.375		7869	7869
	Gomas abajo			3.22	7869	7872
	TUBING JOINT N-80 6.5#/FT	2.875	2.441	30	7872	7902
	<b>MANDRIL 2 3/8 C/ DUMMIE 1 1/2" N°1</b>	5.46	2.441	8.9	7902	7911
	TUBING JOINT N-80 6.5#/FT	2.875	2.441	30	7911	7941
	LANDING NIPPLE 2 3/8" PERFIL R 2,25"	3.67	2.25	0.88	7941	7942
	2 3/8" Wireline Entry Guide Shoe	2.88	2.44	0.5	7942	7943
	<b>Float Collar</b>					

Anexo 1 Tabla 7. 6 Diseño de espaciamento Profundidad 8000 ft 8 zonas Tubería 2-3/8".

El espaciamento observado en la tabla 7.6 se realizó de igual manera para 4, 10 y 12 zonas, pero por practicidad se evidencia solo el diseño de espaciamento en el completamiento de un pozo con profundidad de 8000 ft y 8 zonas a inyectar.

#	DESCRIPCION	OD (In).	ID (In).	LONG (Ft).	PROF. (Ft).	PROF. (Ft).
	MESA ROTARIA			16	0	16
	HANGER		2.99	0.86	16	17
	X-OVER 3 1/2" X 2 3/8" EUE	3.5	2,441	0.62	17	18
	TUBING JOINT N-80 6,5#/FT	2,875	2,441	31.2	18	49
	CAMISA DE CIRCULACION 2,31F		2.31	3	49	52
	TUBING JOINT N-80 6,5#/FT	2,875	2,441	9555	52	9607
	CONECTOR 7" x 2 3/8" PERFIL 2,31 F	5.5	2,441	1.83	9607	9609
	TUBING JOINT N-80 6,5#/FT	2,875	2,441	4.21	9609	9613
10	Gomas Arriba			2.3	9613	9615
	EMPAQUE	5.97	2,375		9615	9615
	Gomas abajo			3.22	9615	9618
	TUBING JOINT N-80 6,5#/FT	2,875	2,441	8	9618	9626
	MANDRIL 2 3/8 C/ DUMMIE 1 1/2" N° 3	5.46	2,441	8.9	9626	9635
	TUBING JOINT N-80 6,5#/FT	2,875	2,441	10	9635	9645
9	Gomas Arriba			2.3	9645	9648
	EMPAQUE	5.97	2,375		9648	9648
	Gomas abajo			3.22	9648	9651
	TUBING JOINT N-80 6,5#/FT	2,875	2,441	10	9651	9661
	MANDRIL 2 3/8 C/ DUMMIE 1 1/2" N. 2	5.46	2,441	8.9	9661	9670
	TUBING JOINT N-80 6,5#/FT	2,875	2,441	10	9670	9680
8	Gomas Arriba			2.3	9680	9682
	EMPAQUE	5.97	2,375		9682	9682
	Gomas abajo			3.22	9682	9685
	TUBING JOINT N-80 6,5#/FT	2,875	2,441	10	9685	9695
	MANDRIL 2 3/8 C/ DUMMIE 1 1/2" N°1	5.46	2,441	8.9	9695	9704
	TUBING JOINT N-80 6,5#/FT	2,875	2,441	10	9704	9714
7	Gomas Arriba			2.3	9714	9716
	EMPAQUE	5.97	2,375		9716	9716
	Gomas abajo			3.22	9716	9720
	TUBING JOINT N-80 6,5#/FT	2,875	2,441	4	9720	9724
	MANDRIL 2 3/8 C/ DUMMIE 1 1/2" N°1	5.46	2,441	8.9	9724	9733
	TUBING JOINT N-80 6,5#/FT	2,875	2,441	4	9733	9737
6	Gomas Arriba			2.3	9737	9739
	EMPAQUE	5.97	2,375		9739	9739
	Gomas abajo			3.22	9739	9742
	TUBING JOINT N-80 6,5#/FT	2,875	2,441	4	9742	9746
	MANDRIL 2 3/8 C/ DUMMIE 1 1/2" N° 3	5.46	2,441	8.9	9746	9755
	TUBING JOINT N-80 6,5#/FT	2,875	2,441	6	9755	9761
5	Gomas Arriba			2.3	9761	9763
	EMPAQUE	5.97	2,375		9763	9763
	Gomas abajo			3.22	9763	9767
	TUBING JOINT N-80 6,5#/FT	2,875	2,441	4	9767	9771
	MANDRIL 2 3/8 C/ DUMMIE 1 1/2" N. 2	5.46	2,441	8.9	9771	9779
	TUBING JOINT N-80 6,5#/FT	2,875	2,441	4	9779	9783
4	Gomas Arriba			2.3	9783	9786
	EMPAQUE	5.97	2,375		9786	9786
	Gomas abajo			3.22	9786	9789
	TUBING JOINT N-80 6,5#/FT	2,875	2,441	4	9789	9793
	MANDRIL 2 3/8 C/ DUMMIE 1 1/2" N°1	5.46	2,441	8.9	9793	9802
	TUBING JOINT N-80 6,5#/FT	2,875	2,441	6	9802	9808
3	Gomas Arriba			2.3	9808	9810
	EMPAQUE	5.97	2,375		9810	9810
	Gomas abajo			3.22	9810	9813
	TUBING JOINT N-80 6,5#/FT	2,875	2,441	6	9813	9819
	MANDRIL 2 3/8 C/ DUMMIE 1 1/2" N°1	5.46	2,441	8.9	9819	9828
	TUBING JOINT N-80 6,5#/FT	2,875	2,441	6	9828	9834
2	Gomas Arriba			2.3	9834	9837
	EMPAQUE	5.97	2,375		9837	9837
	Gomas abajo			3.22	9837	9840
	TUBING JOINT N-80 6,5#/FT	2,875	2,441	8	9840	9848
	MANDRIL 2 3/8 C/ DUMMIE 1 1/2" N°1	5.46	2,441	8.9	9848	9857
	TUBING JOINT N-80 6,5#/FT	2,875	2,441	10	9857	9867
1	Gomas Arriba			2.3	9867	9869
	EMPAQUE	5.97	2,375		9869	9869
	Gomas abajo			3.22	9869	9872
	TUBING JOINT N-80 6,5#/FT	2,875	2,441	30	9872	9902
	MANDRIL 2 3/8 C/ DUMMIE 1 1/2" N°1	5.46	2,441	8.9	9902	9911
	TUBING JOINT N-80 6,5#/FT	2,875	2,441	30	9911	9941
	LANDING NIPPLE 2 3/8" PERFIL R 2,25"	3.67	2.25	0.88	9941	9942
	2 3/8" Wireline Entry Guide Shoe	2.88	2.44	0.5	9942	9943
	Float Collar					

Anexo 1 Tabla 7. 7 Diseño de espaciamento Profundidad 10000 ft 10 zonas Tubería 2-3/8".

El espaciamento observado en la tabla 7.7 se realizó de igual manera para 4, 8 y 12 zonas, pero por practicidad se evidencia solo el diseño de espaciamento en el completamiento de un pozo con profundidad de 10000 ft y 10 zonas a inyectar.

#	DESCRIPCION	OD (In.)	ID (In.)	LONG (Ft.)	PROF. (Ft.)	PROF. (Ft.)
	MESA ROTARIA			16	0	16
	HANGER		2.99	0.86	16	17
	X-OVER 3 1/2" X 2 3/8" EUE	3.5	2.441	0.62	17	18
	TUBING JOINT N-80 6.5#/FT	2.875	2.441	31.2	18	49
	<b>CAMISA DE CIRCULACION 2,31F</b>		<b>2.31</b>	<b>3</b>	<b>49</b>	<b>52</b>
	TUBING JOINT N-80 6.5#/FT	2.875	2.441	11456	52	11508
	CONECTOR 7" x 2 3/8" PERFIL 2,31 F	5.5	2.441	1.83	11508	11510
	TUBING JOINT N-80 6.5#/FT	2.875	2.441	4.21	11510	11514
12	Gomas Arriba			2.3	11514	11516
	PACKER No 12	5.97	2.375		11516	11516
	Gomas abajo			3.22	11516	11520
	TUBING JOINT N-80 6.5#/FT	2.875	2.441	8	11520	11528
	MANDRIL 2 3/8 C/ DUMMIE 1 1/2" N°1	5.46	2.441	8.9	11528	11537
	TUBING JOINT N-80 6.5#/FT	2.875	2.441	10	11537	11547
11	Gomas Arriba			2.3	11547	11549
	PACKER No 11	5.97	2.375		11549	11549
	Gomas abajo			3.22	11549	11552
	TUBING JOINT N-80 6.5#/FT	2.875	2.441	30	11552	11582
	MANDRIL 2 3/8 C/ DUMMIE 1 1/2" N°1	5.46	2.441	8.9	11582	11591
	TUBING JOINT N-80 6.5#/FT	2.875	2.441	30	11591	11621
10	Gomas Arriba			2.3	11621	11623
	PACKER No 10	5.97	2.375		11623	11623
	Gomas abajo			3.22	11623	11626
	TUBING JOINT N-80 6.5#/FT	2.875	2.441	10	11626	11636
	MANDRIL 2 3/8 C/ DUMMIE 1 1/2" N° 3	5.46	2.441	8.9	11636	11645
	TUBING JOINT N-80 6.5#/FT	2.875	2.441	10	11645	11655
9	Gomas Arriba			2.3	11655	11658
	PACKER No 9	5.97	2.375		11658	11658
	Gomas abajo			3.22	11658	11661
	TUBING JOINT N-80 6.5#/FT	2.875	2.441	4	11661	11665
	MANDRIL 2 3/8 C/ DUMMIE 1 1/2" N. 2	5.46	2.441	8.9	11665	11674
	TUBING JOINT N-80 6.5#/FT	2.875	2.441	4	11674	11678
8	Gomas Arriba			2.3	11678	11680
	PACKER No 8	5.97	2.375		11680	11680
	Gomas abajo			3.22	11680	11683
	TUBING JOINT N-80 6.5#/FT	2.875	2.441	4	11683	11687
	MANDRIL 2 3/8 C/ DUMMIE 1 1/2" N°1	5.46	2.441	8.9	11687	11696
	TUBING JOINT N-80 6.5#/FT	2.875	2.441	6	11696	11702
7	Gomas Arriba			2.3	11702	11704
	PACKER No 7	5.97	2.375		11704	11704
	Gomas abajo			3.22	11704	11708
	TUBING JOINT N-80 6.5#/FT	2.875	2.441	4	11708	11712
	MANDRIL 2 3/8 C/ DUMMIE 1 1/2" N°1	5.46	2.441	8.9	11712	11721
	TUBING JOINT N-80 6.5#/FT	2.875	2.441	4	11721	11725
6	Gomas Arriba			2.3	11725	11727
	PACKER No 6	5.97	2.375		11727	11727
	Gomas abajo			3.22	11727	11730
	TUBING JOINT N-80 6.5#/FT	2.875	2.441	4	11730	11734
	MANDRIL 2 3/8 C/ DUMMIE 1 1/2" N° 3	5.46	2.441	8.9	11734	11743
	TUBING JOINT N-80 6.5#/FT	2.875	2.441	6	11743	11749
5	Gomas Arriba			2.3	11749	11751
	PACKER No 5	5.97	2.375		11751	11751
	Gomas abajo			3.22	11751	11755
	TUBING JOINT N-80 6.5#/FT	2.875	2.441	6	11755	11761
	MANDRIL 2 3/8 C/ DUMMIE 1 1/2" N. 2	5.46	2.441	8.9	11761	11769
	TUBING JOINT N-80 6.5#/FT	2.875	2.441	6	11769	11775
4	Gomas Arriba			2.3	11775	11778
	PACKER No 4	5.97	2.375		11778	11778
	Gomas abajo			3.22	11778	11781
	TUBING JOINT N-80 6.5#/FT	2.875	2.441	8	11781	11789
	MANDRIL 2 3/8 C/ DUMMIE 1 1/2" N°1	5.46	2.441	8.9	11789	11798
	TUBING JOINT N-80 6.5#/FT	2.875	2.441	10	11798	11808
3	Gomas Arriba			2.3	11808	11810
	PACKER No 3	5.97	2.375		11810	11810
	Gomas abajo			3.22	11810	11813
	TUBING JOINT N-80 6.5#/FT	2.875	2.441	6	11813	11819
	MANDRIL 2 3/8 C/ DUMMIE 1 1/2" N°1	5.46	2.441	8.9	11819	11828
	TUBING JOINT N-80 6.5#/FT	2.875	2.441	6	11828	11834
2	Gomas Arriba			2.3	11834	11837
	PACKER No 2	5.97	2.375		11837	11837
	Gomas abajo			3.22	11837	11840
	TUBING JOINT N-80 6.5#/FT	2.875	2.441	8	11840	11848
	MANDRIL 2 3/8 C/ DUMMIE 1 1/2" N°1	5.46	2.441	8.9	11848	11857
	TUBING JOINT N-80 6.5#/FT	2.875	2.441	10	11857	11867
1	Gomas Arriba			2.3	11867	11869
	PACKER No 1	5.97	2.375		11869	11869
	Gomas abajo			3.22	11869	11872
	TUBING JOINT N-80 6.5#/FT	2.875	2.441	30	11872	11902
	MANDRIL 2 3/8 C/ DUMMIE 1 1/2" N°1	5.46	2.441	8.9	11902	11911
	TUBING JOINT N-80 6.5#/FT	2.875	2.441	30	11911	11941
	LANDING NIPPLE 2 3/8" PERFIL R 2,25"	3.67	2.25	0.88	11941	11942
	2 3/8" Wireline Entry Guide Shoe	2.88	2.44	0.5	11942	11943
	<b>Float Collar</b>					

Anexo 1 Tabla 7. 8 Diseño de espaciamento Profundidad 12000 ft 12 zonas Tubería 2-3/8".

El espaciamento observado en la tabla 7.7 se realizó de igual manera para 4, 8 y 10 zonas, pero por practicidad se evidencia solo el diseño de espaciamento en el completamiento de un pozo con profundidad de 12000 ft y 12 zonas a inyectar.

## ANEXO 2. RESULTADOS FACTORES DE SEGURIDAD

PROFUNDIDAD	# ZONAS	CARGA	PROFUNDIDAD	FD AXIAL TUBERIA	PROFUNDIDAD	FD TRIAXIAL	ROFUNDIDA	FD BURST	ROFUNDIDA	FD COLAPSO	ENVOLVENTE
5000	4	Inyeccion 1500 Total	0.1	3.08	0.1	3.34	0.1	7.05	0.1	100+	SI
		Inyeccion 1500 Impar	0.1	3.08	0.1	3.34	4851	2.08	0.1		SI
		Inyeccion 1500 Par	0.1	3.08	0.1	3.34	4904	2.07	0.1		SI
		Inyeccion 2500 Total	0.1	2.90	0.1	3.05	0.1	4.23	0.1	100+	SI
		Inyeccion 2500 Impar	0.1	2.90	0.1	3.05	4851	1.63	0.1		SI
		Inyeccion 2500 Par	0.1	2.90	0.1	3.05	4904	1.62	0.1		SI
		Inyeccion 3500 Total	0.1	2.75	0.1	2.70	0.1	3.02	0.1	100+	SI
		Inyeccion 3500 Impar	0.1	2.75	0.1	2.70	4851	1.34	0.1		SI
	Inyeccion 3500 Par	0.1	2.75	0.1	2.70	4904	1.34	0.1		SI	
	Prueba Anular	0.1	5.55	0.1	3.22	0.1	100+	4773	4.83		SI
	8	Inyeccion 1500 Total	0.1	3.10	0.1	3.35	0.1	7.05	0.1	100+	SI
		Inyeccion 1500 Impar	0.1	3.10	0.1	3.35	4851	2.08	0.1		SI
		Inyeccion 1500 Par	0.1	3.10	0.1	3.36	4908	2.09	0.1		SI
		Inyeccion 2500 Total	0.1	2.91	0.1	3.06	0.1	4.23	0.1	100+	SI
		Inyeccion 2500 Impar	0.1	2.91	0.1	3.06	4851	1.63	0.1		SI
		Inyeccion 2500 Par	0.1	2.91	0.1	3.06	4904	1.62	0.1		SI
		Inyeccion 3500 Total	0.1	2.76	0.1	2.71	0.1	3.02	0.1	100+	SI
		Inyeccion 3500 Impar	0.1	2.76	0.1	2.71	4851	1.34	0.1		SI
	Inyeccion 3500 Par	0.1	2.76	0.1	2.71	4904	1.35	0.1		SI	
	Prueba Anular	0.1	5.56	0.1	3.22	0.1	100+	4680	4.84		SI
	10	Inyeccion 1500 Total	0.1	3.10	0.1	3.36	0.1	7.05	0.1	100+	SI
		Inyeccion 1500 Impar	0.1	3.10	0.1	3.36	4851	2.08	0.1		SI
		Inyeccion 1500 Par	0.1	3.10	0.1	3.36	4904	2.07	0.1		SI
		Inyeccion 2500 Total	0.1	2.92	0.1	3.07	0.1	4.23	0.1	100+	SI
		Inyeccion 2500 Impar	0.1	2.92	0.1	3.07	4851	1.63	0.1		SI
		Inyeccion 2500 Par	0.1	2.92	0.1	3.07	4904	1.62	0.1		SI
		Inyeccion 3500 Total	0.1	2.76	0.1	2.71	0.1	3.02	0.1	100+	SI
		Inyeccion 3500 Impar	0.1	2.76	0.1	2.71	4851	1.34	0.1		SI
	Inyeccion 3500 Par	0.1	2.76	0.1	2.71	4904	1.33	0.1		SI	
	Prueba Anular	0.1	5.56	0.1	3.22	0.1	100+	4618	4.85		SI
	12	Inyeccion 1500 Total	0.1	3.12	0.1	3.38	0.1	7.05	0.1	100+	SI
		Inyeccion 1500 Impar	0.1	3.12	0.1	3.38	4851	2.08	0.1		SI
		Inyeccion 1500 Par	0.1	3.12	0.1	3.38	4904	2.07	0.1		SI
		Inyeccion 2500 Total	0.1	2.93	0.1	3.08	0.1	4.23	0.1	100+	SI
		Inyeccion 2500 Impar	0.1	2.93	0.1	3.08	4851	1.63	0.1		SI
		Inyeccion 2500 Par	0.1	2.93	0.1	3.08	4904	1.62	0.1		SI
Inyeccion 3500 Total		0.1	2.77	0.1	2.72	0.1	3.02	0.1	100+	SI	
Inyeccion 3500 Impar		0.1	2.77	0.1	2.72	4851	1.36	0.1		SI	
Inyeccion 3500 Par	0.1	2.77	0.1	2.72	4904	1.34	0.1		SI		
Prueba Anular	0.1	5.56	0.1	3.22	0.1	100+	4512	4.86		SI	

Anexo 2 Tabla 7. 1 Resultados Tubería 2-7/8" Profundidad 5000 ft. Fuente (Autores).

PROFUNDIDAD	# ZONAS	CARGA	PROFUNDIDAD	FD AXIAL TUBERIA	PROFUNDIDAD	FD TRIAXIAL	ROFUNDIDA	FD BURST	ROFUNDIDA	FD COLAPSO	ENVOLVENTE
8000	4	Inyeccion 1500 Total	0.1	2.10	0.1	2.27	0.1	7.05	0.1		SI
		Inyeccion 1500 Impar	0.1	2.10	0.1	2.27	7858	1.54	0.1		SI
		Inyeccion 1500 Par	0.1	2.10	0.1	2.27	7903	1.54	0.1		SI
		Inyeccion 2500 Total	0.1	2.01	0.1	2.18	0.1	4.23	0.1		SI
		Inyeccion 2500 Impar	0.1	2.01	0.1	2.18	7858	1.29	0.1		SI
		Inyeccion 2500 Par	0.1	2.01	0.1	2.18	7903	1.29	0.1		SI
		Inyeccion 3500 Total	0.1	1.93	0.1	2.03	0.1	3.02	0.1		SI
		Inyeccion 3500 Impar	0.1	1.93	0.1	2.03	7858	1.10	0.1		NO
	Inyeccion 3500 Par	0.1	1.93	0.1	2.03	7903	1.10	0.1		NO	
	Prueba Anular	0.1	3.35	0.1	2.29	0.1	100+	0.1		SI	
	8	Inyeccion 1500 Total	0.1	2.10	0.1	2.28	0.1	7.05	0.1		SI
		Inyeccion 1500 Impar	0.1	2.10	0.1	2.28	7858	1.54	0.1		SI
		Inyeccion 1500 Par	0.1	2.10	0.1	2.28	7903	1.54	0.1		SI
		Inyeccion 2500 Total	0.1	2.01	0.1	2.18	0.1	4.23	0.1		SI
		Inyeccion 2500 Impar	0.1	2.01	0.1	2.18	7858	1.29	0.1		SI
		Inyeccion 2500 Par	0.1	2.01	0.1	2.18	7903	1.29	0.1		SI
		Inyeccion 3500 Total	0.1	1.93	0.1	2.04	0.1	3.02	0.1		SI
		Inyeccion 3500 Impar	0.1	1.93	0.1	2.04	7858	1.10	0.1		NO
	Inyeccion 3500 Par	0.1	1.93	0.1	2.04	7903	1.10	0.1		NO	
	Prueba Anular	0.1	2.84	0.1	2.84	0.1	100+	0.1		SI	
	10	Inyeccion 1500 Total	0.1	2.10	0.1	2.28	0.1	7.05	0.1		SI
		Inyeccion 1500 Impar	0.1	2.10	0.1	2.28	7858	1.54	0.1		SI
		Inyeccion 1500 Par	0.1	2.10	0.1	2.28	7903	1.54	0.1		SI
		Inyeccion 2500 Total	0.1	2.01	0.1	2.19	0.1	4.23	0.1		SI
		Inyeccion 2500 Impar	0.1	2.01	0.1	2.19	7858	1.29	0.1		SI
		Inyeccion 2500 Par	0.1	2.01	0.1	2.19	7903	1.29	0.1		SI
		Inyeccion 3500 Total	0.1	1.94	0.1	2.04	0.1	3.02	0.1		SI
		Inyeccion 3500 Impar	0.1	1.94	0.1	2.04	7858	1.10	0.1		NO
	Inyeccion 3500 Par	0.1	1.94	0.1	2.04	7903	1.10	0.1		NO	
	Prueba Anular	0.1	3.35	0.1	2.29	0.1	100+	0.1		SI	
	12	Inyeccion 1500 Total	0.1	2.11	0.1	2.29	0.1	7.05	0.1		SI
		Inyeccion 1500 Impar	0.1	2.11	0.1	2.29	7858	1.54	0.1		SI
		Inyeccion 1500 Par	0.1	2.11	0.1	2.29	7903	1.54	0.1		SI
		Inyeccion 2500 Total	0.1	2.02	0.1	2.19	0.1	4.23	0.1		SI
		Inyeccion 2500 Impar	0.1	2.02	0.1	2.19	7858	1.29	0.1		SI
		Inyeccion 2500 Par	0.1	2.02	0.1	2.19	7903	1.29	0.1		SI
Inyeccion 3500 Total		0.1	1.94	0.1	2.04	0.1	3.02	0.1		SI	
Inyeccion 3500 Impar		0.1	1.94	0.1	2.04	7858	1.10	0.1		NO	
Inyeccion 3500 Par	0.1	1.94	0.1	2.04	7903	1.10	0.1		NO		
Prueba Anular	0.1	3.35	0.1	2.29	0.1	100+	0.1		SI		

Anexo 2 Tabla 7. 2 Resultados Tubería 2-7/8" Profundidad 8000 ft. Fuente (Autores).

PROFUNDIDAD	# ZONAS	CARGA	PROFUNDIDAD	AXIAL TUBER	PROFUNDIDAD	FD TRIAXIAL	ROFUNDIDA	FD BURST	ROFUNDIDA	FD COLAPSO	ENVOLVENTE
10000	4	Inyeccion 1500 Total	0.1	1.73	0.1	1.84	0.1	7.05	0.1	100+	SI
		Inyeccion 1500 Impar	0.1	1.73	0.1	1.84	9856	1.31	0.1	100+	SI
		Inyeccion 1500 Par	0.1	1.73	0.1	1.84	9910	1.31	0.1	100+	SI
		Inyeccion 2500 Total	0.1	1.66	0.1	1.80	0.1	4.23	0.1	100+	SI
		Inyeccion 2500 Impar	0.1	1.66	0.1	1.80	9856	1.13	0.1	100+	NO
		Inyeccion 2500 Par	0.1	1.66	0.1	1.80	9910	1.13	0.1	100+	NO
		Inyeccion 3500 Total	0.1	1.61	0.1	1.74	0.1	3.02	0.1	100+	SI
		Inyeccion 3500 Impar	0.1	1.61	0.1	1.74	9856	0.98	0.1	100+	NO
		Inyeccion 3500 Par	0.1	1.61	0.1	1.74	9910	0.98	0.1	100+	NO
	Prueba Anular	0.1	2.65	0.1	2.03	0.1	100+	0.1	4.224	SI	
	8	Inyeccion 1500 Total	0.1	1.73	0.1	1.85	0.1	7.05	0.1	100+	SI
		Inyeccion 1500 Impar	0.1	1.73	0.1	1.85	9856	1.31	0.1	100+	SI
		Inyeccion 1500 Par	0.1	1.73	0.1	1.85	9910	1.31	0.1	100+	SI
		Inyeccion 2500 Total	0.1	1.67	0.1	1.80	0.1	4.23	0.1	100+	SI
		Inyeccion 2500 Impar	0.1	1.67	0.1	1.80	9856	1.13	0.1	100+	NO
		Inyeccion 2500 Par	0.1	1.67	0.1	1.80	9910	1.13	0.1	100+	NO
		Inyeccion 3500 Total	0.1	1.61	0.1	1.74	0.1	3.02	0.1	100+	SI
		Inyeccion 3500 Impar	0.1	1.61	0.1	1.74	9856	0.98	0.1	100+	NO
		Inyeccion 3500 Par	0.1	1.61	0.1	1.74	9910	0.98	0.1	100+	NO
	Prueba Anular	0.1	2.65	0.1	2.03	0.1	100+	0.1	4.224	SI	
	10	Inyeccion 1500 Total	0.1	1.73	0.1	1.85	0.1	7.05	0.1	100+	SI
		Inyeccion 1500 Impar	0.1	1.73	0.1	1.85	9856	1.31	0.1	100+	SI
		Inyeccion 1500 Par	0.1	1.73	0.1	1.85	9910	1.31	0.1	100+	SI
		Inyeccion 2500 Total	0.1	1.67	0.1	1.81	0.1	4.23	0.1	100+	SI
		Inyeccion 2500 Impar	0.1	1.67	0.1	1.81	9856	1.13	0.1	100+	NO
		Inyeccion 2500 Par	0.1	1.67	0.1	1.81	9910	1.13	0.1	100+	NO
		Inyeccion 3500 Total	0.1	1.62	0.1	1.74	0.1	3.02	0.1	100+	SI
		Inyeccion 3500 Impar	0.1	1.62	0.1	1.74	9856	0.98	0.1	100+	NO
		Inyeccion 3500 Par	0.1	1.62	0.1	1.74	9910	0.98	0.1	100+	NO
	Prueba Anular	0.1	2.65	0.1	2.03	0.1	100+	0.1	4.224	SI	
	12	Inyeccion 1500 Total	0.1	1.74	0.1	1.85	0.1	7.05	0.1	100+	SI
		Inyeccion 1500 Impar	0.1	1.74	0.1	1.85	9856	1.31	0.1	100+	SI
		Inyeccion 1500 Par	0.1	1.74	0.1	1.85	9910	1.31	0.1	100+	SI
		Inyeccion 2500 Total	0.1	1.67	0.1	1.81	0.1	4.23	0.1	100+	SI
		Inyeccion 2500 Impar	0.1	1.67	0.1	1.81	9856	1.13	0.1	100+	NO
		Inyeccion 2500 Par	0.1	1.67	0.1	1.81	9910	1.13	0.1	100+	NO
Inyeccion 3500 Total		0.1	1.62	0.1	1.74	0.1	3.02	0.1	100+	SI	
Inyeccion 3500 Impar		0.1	1.62	0.1	1.74	9856	0.98	0.1	100+	NO	
Inyeccion 3500 Par		0.1	1.62	0.1	1.74	9910	0.98	0.1	100+	NO	
Prueba Anular	0.1	2.65	0.1	2.03	0.1	100+	0.1	4.224	SI		

Anexo 2 Tabla 7. 3 Resultados Tubería 2-7/8" Profundidad 10000 ft. Fuente (Autores).

PROFUNDIDAD	# ZONAS	CARGA	PROFUNDIDAD	FD AXIAL TUBERIA	PROFUNDIDAD	FD TRIAXIAL	PROFUNDIDAD	FD BURST	PROFUNDIDAD	FD COLAPSO	ENVOLVENTE
12000	4	Inyeccion 1500 Total	0.1	1.47	0.1	1.58	0.1	7.05	0.1		NO
		Inyeccion 1500 Impar	0.1	1.47	0.1	1.58	11862	1.14	0.1		NO
		Inyeccion 1500 Par	0.1	1.47	0.1	1.58	11915	1.14	0.1		NO
		Inyeccion 2500 Total	0.1	1.42	0.1	1.55	0.1	4.23	0.1		NO
		Inyeccion 2500 Impar	0.1	1.42	0.1	1.55	11862	1.00	0.1		NO
		Inyeccion 2500 Par	0.1	1.42	0.1	1.55	11915	1.00	0.1		NO
		Inyeccion 3500 Total	0.1	1.38	0.1	1.51	0.1	3.02	0.1		NO
		Inyeccion 3500 Impar	0.1	1.38	0.1	1.51	11862	0.88	0.1		NO
		Inyeccion 3500 Par	0.1	1.38	0.1	1.51	11915	0.88	0.1		NO
	Prueba Anular	0.1	2.19	0.1	1.71	0.1	100+	0.1			SI
	8	Inyeccion 1500 Total	0.1	1.48	0.1	1.56	0.1	7.05	0.1		NO
		Inyeccion 1500 Impar	0.1	1.48	0.1	1.56	11856	1.14	0.1		NO
		Inyeccion 1500 Par	0.1	1.48	0.1	1.56	11910	1.14	0.1		NO
		Inyeccion 2500 Total	0.1	1.43	0.1	1.54	0.1	4.23	0.1		NO
		Inyeccion 2500 Impar	0.1	1.43	0.1	1.54	11856	1.00	0.1		NO
		Inyeccion 2500 Par	0.1	1.43	0.1	1.54	11910	1.00	0.1		NO
		Inyeccion 3500 Total	0.1	1.39	0.1	1.50	0.1	3.02	0.1		NO
		Inyeccion 3500 Impar	0.1	1.39	0.1	1.50	11856	0.88	0.1		NO
		Inyeccion 3500 Par	0.1	1.39	0.1	1.50	11910	0.88	0.1		NO
	Prueba Anular	0.1	2.19	0.1	1.76	0.1	100+	0.1	3.85		SI
	10	Inyeccion 1500 Total	0.1	1.48	0.1	1.57	0.1	7.05	0.1		NO
		Inyeccion 1500 Impar	0.1	1.48	0.1	1.57	11856	1.14	0.1		NO
		Inyeccion 1500 Par	0.1	1.48	0.1	1.57	11910	1.14	0.1		NO
		Inyeccion 2500 Total	0.1	1.43	0.1	1.54	0.1	4.23	0.1		NO
		Inyeccion 2500 Impar	0.1	1.43	0.1	1.54	11856	1.00	0.1		NO
		Inyeccion 2500 Par	0.1	1.43	0.1	1.54	11910	1.00	0.1		NO
		Inyeccion 3500 Total	0.1	1.39	0.1	1.50	0.1	3.02	0.1		NO
		Inyeccion 3500 Impar	0.1	1.39	0.1	1.50	11856	0.88	0.1		NO
		Inyeccion 3500 Par	0.1	1.39	0.1	1.50	11910	0.88	0.1		NO
	Prueba Anular	0.1	1.76	0.1	1.76	0.1	100+	0.1	3.856		SI
	12	Inyeccion 1500 Total	0.1	1.48	0.1	1.57	0.1	7.05	0.1		NO
		Inyeccion 1500 Impar	0.1	1.48	0.1	1.57	11856	1.14	0.1		NO
		Inyeccion 1500 Par	0.1	1.48	0.1	1.57	11910	1.14	0.1		NO
		Inyeccion 2500 Total	0.1	1.43	0.1	1.54	0.1	4.23	0.1		NO
		Inyeccion 2500 Impar	0.1	1.43	0.1	1.54	11856	1.00	0.1		NO
		Inyeccion 2500 Par	0.1	1.43	0.1	1.54	11910	1.00	0.1		NO
Inyeccion 3500 Total		0.1	1.39	0.1	1.50	0.1	3.02	0.1		NO	
Inyeccion 3500 Impar		0.1	1.39	0.1	1.50	11856	0.88	0.1		NO	
Inyeccion 3500 Par		0.1	1.39	0.1	1.50	11910	0.88	0.1		NO	
Prueba Anular	0.1	2.19	0.1	1.76	0.1	100+	0.1	3.856		SI	

Anexo 2 Tabla 7. 4 Resultados Tubería 2-7/8" Profundidad 12000 ft. Fuente (Autores).

PROFUNDIDAD	# ZONAS	CARGA	PROFUNDIDAD	FD AXIAL TUBERIA	PROFUNDIDAD	FD TRIAXIAL	PROFUNDIDAD	FD BURST	PROFUNDIDAD	FD COLAPSO	ENVOLVENTE
5000	4	Inyeccion 1500 Total	0.1	3.18	0.1	3.45	4775	7.177	0.1		SI
		Inyeccion 1500 Impar	0.1	3.18	0.1	3.45	4856	2.158	0.1		SI
		Inyeccion 1500 Par	0.1	3.18	0.1	3.45	4910	2.143	0.1		SI
		Inyeccion 2500 Total	0.1	2.992	0.1	3.109	4775	3.943	0.1		SI
		Inyeccion 2500 Impar	0.1	2.992	0.1	3.109	4856	1.63	0.1		SI
		Inyeccion 2500 Par	0.1	2.992	0.1	3.109	4910	1.622	0.1		SI
		Inyeccion 3500 Total	0.1	2.839	0.1	2.705	4775	2.815	0.1		SI
		Inyeccion 3500 Impar	0.1	2.839	0.1	2.705	4856	1.339	0.1		SI
	Inyeccion 3500 Par	0.1	2.839	0.1	2.705	4910	1.334	0.1		SI	
	Prueba Anular	0.1	5.676	0.1	3.135	0.1	100+	0.1	5.3	SI	
	8	Inyeccion 1500 Total	0.1	3.192	0.1	3.467	4775	7.177	0.1		SI
		Inyeccion 1500 Impar	0.1	3.192	0.1	3.467	4856	2.158	0.1		SI
		Inyeccion 1500 Par	0.1	3.192	0.1	3.467	4910	2.143	0.1		SI
		Inyeccion 2500 Total	0.1	3.003	0.1	3.118	4775	3.943	0.1		SI
		Inyeccion 2500 Impar	0.1	3.003	0.1	3.118	4856	1.63	0.1		SI
		Inyeccion 2500 Par	0.1	3.003	0.1	3.118	4910	1.622	0.1		SI
		Inyeccion 3500 Total	0.1	2.489	0.1	2.71	4775	2.815	0.1		SI
		Inyeccion 3500 Impar	0.1	2.489	0.1	2.71	4856	1.339	0.1		SI
	Inyeccion 3500 Par	0.1	2.489	0.1	2.71	4910	1.334	0.1		SI	
	Prueba Anular	0.1	5.676	0.1	3.135	0.1	100+	0.1	5.3	SI	
	10	Inyeccion 1500 Total	0.1	3.2	0.1	3.476	4775	7.177	0.1		SI
		Inyeccion 1500 Impar	0.1	3.2	0.1	3.476	4856	2.158	0.1		SI
		Inyeccion 1500 Par	0.1	3.2	0.1	3.476	4910	2.143	0.1		SI
		Inyeccion 2500 Total	0.1	3.01	0.1	3.124	4775	3.943	0.1		SI
		Inyeccion 2500 Impar	0.1	3.01	0.1	3.124	4856	1.63	0.1		SI
		Inyeccion 2500 Par	0.1	3.01	0.1	3.124	4910	1.622	0.1		SI
		Inyeccion 3500 Total	0.1	2.855	0.1	2.714	4775	2.815	0.1		SI
		Inyeccion 3500 Impar	0.1	2.855	0.1	2.714	4856	1.339	0.1		SI
	Inyeccion 3500 Par	0.1	2.855	0.1	2.714	4910	1.334	0.1		SI	
	Prueba Anular	0.1	5.676	0.1	3.135	0.1	100+	0.1	5.3	SI	
	12	Inyeccion 1500 Total	0.1	3.213	0.1	3.49	4775	7.177	0.1		SI
		Inyeccion 1500 Impar	0.1	3.213	0.1	3.49	4856	2.158	0.1		SI
		Inyeccion 1500 Par	0.1	3.213	0.1	3.49	4910	2.143	0.1		SI
		Inyeccion 2500 Total	0.1	3.023	0.1	3.134	4775	3.943	0.1		SI
		Inyeccion 2500 Impar	0.1	3.023	0.1	3.134	4856	1.63	0.1		SI
		Inyeccion 2500 Par	0.1	3.023	0.1	3.134	4910	1.622	0.1		SI
		Inyeccion 3500 Total	0.1	2.867	0.1	2.721	4775	2.815	0.1		SI
		Inyeccion 3500 Impar	0.1	2.867	0.1	2.721	4856	1.339	0.1		SI
	Inyeccion 3500 Par	0.1	2.867	0.1	2.721	4910	1.334	0.1		SI	
	Prueba Anular	0.1	5.676	0.1	3.135	0.1	100+	0.1	5.3	SI	

Anexo 2 Tabla 7. 5 Resultados Tubería 2-3/8" Profundidad 5000 ft. Fuente (Autores).

PROFUNDIDAD	# ZONAS	CARGA	PROFUNDIDAD	FD AXIAL TUBERIA	PROFUNDIDAD	FD TRIAXIAL	PROFUNDIDAD	FD BURST	PROFUNDIDAD	FD COLAPSO	ENVOLVENTE
8000	4	Inyeccion 1500 Total	0.1	2.145	0.1	2.319	0.1	7.467			
		Inyeccion 1500 Impar	0.1	2.145	0.1	2.319	7858	1.570			
		Inyeccion 1500 Par	0.1	2.145	0.1	2.319	7903	1.570			
		Inyeccion 2500 Total	0.1	2.064	0.1	2.237	0.1	4.480			
		Inyeccion 2500 Impar	0.1	2.064	0.1	2.237	7858	1.340			
		Inyeccion 2500 Par	0.1	2.064	0.1	2.237	7903	1.340			
		Inyeccion 3500 Total	0.1	1.991	0.1	2.096	0.1	3.200			
		Inyeccion 3500 Impar	0.1	1.991	0.1	2.096	7858	1.140			
		Inyeccion 3500 Par	0.1	1.991	0.1	2.096	7903	1.150			
	Prueba Anular	0.1	3.422	0.1	2.368	0.1	100+		4.836		
	8	Inyeccion 1500 Total	0.1	2.151	0.1	2.325	0.1	7.467			
		Inyeccion 1500 Impar	0.1	2.151	0.1	2.325	7858	1.570			
		Inyeccion 1500 Par	0.1	2.151	0.1	2.325	7903	1.570			
		Inyeccion 2500 Total	0.1	2.070	0.1	2.243	0.1	4.480			
		Inyeccion 2500 Impar	0.1	2.070	0.1	2.243	7858	1.340			
		Inyeccion 2500 Par	0.1	2.070	0.1	2.243	7903	1.340			
		Inyeccion 3500 Total	0.1	1.996	0.1	2.100	0.1	3.200			
		Inyeccion 3500 Impar	0.1	1.996	0.1	2.100	7858	1.130			
		Inyeccion 3500 Par	0.1	1.996	0.1	2.100	7903	1.140			
	Prueba Anular	0.1	3.422	0.1	2.368	0.1	100+		4.836		
	10	Inyeccion 1500 Total	0.1	2.154	0.1	2.329	0.1	7.467			
		Inyeccion 1500 Impar	0.1	2.154	0.1	2.329	7858	1.570			
		Inyeccion 1500 Par	0.1	2.154	0.1	2.329	7903	1.570			
		Inyeccion 2500 Total	0.1	2.073	0.1	2.247	0.1	4.480			
		Inyeccion 2500 Impar	0.1	2.073	0.1	2.247	7858	1.340			
		Inyeccion 2500 Par	0.1	2.073	0.1	2.247	7903	1.340			
		Inyeccion 3500 Total	0.1	1.999	0.1	2.103	0.1	3.200			
		Inyeccion 3500 Impar	0.1	1.999	0.1	2.103	7858	1.140			
		Inyeccion 3500 Par	0.1	1.999	0.1	2.103	7903	1.150			
	Prueba Anular	0.1	3.422	0.1	2.368	0.1	100+				
	12	Inyeccion 1500 Total	0.1	2.158	0.1	2.333	0.1	7.467			
		Inyeccion 1500 Impar	0.1	2.158	0.1	2.134	7858	1.570			
		Inyeccion 1500 Par	0.1	2.158	0.1	2.422	7903	1.570			
		Inyeccion 2500 Total	0.1	2.077	0.1	2.250	0.1	4.480			
		Inyeccion 2500 Impar	0.1	2.077	0.1	2.076	7858	1.340			
		Inyeccion 2500 Par	0.1	2.077	0.1	2.250	7903	1.340			
		Inyeccion 3500 Total	0.1	2.020	0.1	2.106	0.1	3.200			
		Inyeccion 3500 Impar	0.1	2.020	0.1	2.106	7858	1.140			
		Inyeccion 3500 Par	0.1	2.020	0.1	2.106	7903	1.140			
	Prueba Anular	0.1	3.422	0.1	2.368	0.1	100+				

Anexo 2 Tabla 7. 6 Resultados Tubería 2-3/8" Profundidad 8000 ft. Fuente (Autores).

PROFUNDIDAD	# ZONAS	CARGA	PROFUNDIDAD	FD AXIAL TUB	PROFUNDIDAD	FD TRIAXIAL	PROFUNDIDAD	FD BURST	PROFUNDIDAD	FD COLAPSO	ENVOLVENTE
10000	4	Inyeccion 1500 Total	0.1	1.768	0.1	1.896	0.0	7.467			
		Inyeccion 1500 Impar	0.1	1.768	0.1	1.896	9856.9	1.334			
		Inyeccion 1500 Par	0.1	1.768	0.1	1.896	9910.9	1.329			
		Inyeccion 2500 Total	0.1	1.709	0.1	1.858	0.0	4.480			
		Inyeccion 2500 Impar	0.1	1.709	0.1	1.858	9856.9	1.163			
		Inyeccion 2500 Par	0.1	1.709	0.1	1.858	9910.9	1.159			
		Inyeccion 3500 Total	0.1	1.659	0.1	3.405	0.0	3.200			
		Inyeccion 3500 Impar	0.1	1.659	0.1	3.405	9856.9	1.011			
		Inyeccion 3500 Par	0.1	1.659	0.1	3.405	9910.9	1.008			
	Prueba Anular	0.1	2.706	0.1	2.023	0.0	100+			4.49	
	8	Inyeccion 1500 Total	0.1	1.772	0.1	1.900	0.0	7.467			
		Inyeccion 1500 Impar	0.1	1.772	0.1	1.900	9856.9	1.334			
		Inyeccion 1500 Par	0.1	1.772	0.1	1.900	9910.9	1.329			
		Inyeccion 2500 Total	0.1	1.713	0.1	1.862	0.0	4.480			
		Inyeccion 2500 Impar	0.1	1.713	0.1	1.862	9856.9	1.163			
		Inyeccion 2500 Par	0.1	1.713	0.1	1.862	9910.9	1.159			
		Inyeccion 3500 Total	0.1	1.662	0.1	1.788	0.0	3.200			
		Inyeccion 3500 Impar	0.1	1.662	0.1	1.788	9856.9	1.011			
		Inyeccion 3500 Par	0.1	1.662	0.1	1.788	9910.9	1.008			
	Prueba Anular	0.1	2.706	0.1	2.023	0.0	100+			4.49	
	10	Inyeccion 1500 Total	0.1	1.774	0.1	1.903	0.0	7.467			
		Inyeccion 1500 Impar	0.1	1.774	0.1	1.903	9856.9	1.334			
		Inyeccion 1500 Par	0.1	1.774	0.1	1.903	9910.9	1.329			
		Inyeccion 2500 Total	0.1	1.715	0.1	1.865	0.0	4.480			
		Inyeccion 2500 Impar	0.1	1.715	0.1	1.865	9856.9	1.163			
		Inyeccion 2500 Par	0.1	1.715	0.1	1.865	9910.9	1.159			
		Inyeccion 3500 Total	0.1	1.664	0.1	1.791	0.0	3.200			
		Inyeccion 3500 Impar	0.1	1.664	0.1	1.791	9856.9	1.011			
		Inyeccion 3500 Par	0.1	1.664	0.1	1.791	9910.9	1.008			
	Prueba Anular	0.1	2.706	0.1	2.023	0.0	100+			4.49	
	12	Inyeccion 1500 Total	0.1	1.776	0.1	1.906	0.0	7.467			
		Inyeccion 1500 Impar	0.1	1.776	0.1	1.906	9856.9	1.334			
		Inyeccion 1500 Par	0.1	1.776	0.1	1.906	9910.9	1.329			
		Inyeccion 2500 Total	0.1	1.718	0.1	1.868	0.0	4.480			
		Inyeccion 2500 Impar	0.1	1.718	0.1	1.868	9856.9	1.163			
		Inyeccion 2500 Par	0.1	1.718	0.1	1.868	9910.9	1.159			
Inyeccion 3500 Total		0.1	1.666	0.1	1.793	0.0	3.200				
Inyeccion 3500 Impar		0.1	1.666	0.1	1.793	9856.9	1.011				
Inyeccion 3500 Par		0.1	1.666	0.1	1.793	9910.9	1.008				
Prueba Anular	0.1	2.706	0.1	2.023	0.0	100+			4.49		

Anexo 2 Tabla 7. 7 Resultados Tubería 2-3/8" Profundidad 10000 ft. Fuente (Autores).

PROFUNDIDAD	# ZONAS	CARGA	PROFUNDIDAD	FD AXIAL TUBERIA	PROFUNDIDAD	FD TRIAXIAL	PROFUNDID	FD BURST	PROFUNDID	FD COLAPSO	ENVOLVENTE
12000	4	Inyeccion 1500 Total	0.1	1.506	0.1	1.598	0.1	7.467	0.1		NO
		Inyeccion 1500 Impar	0.1	1.506	0.1	1.598	11862	1.16	0.1		NO
		Inyeccion 1500 Par	0.1	1.506	0.1	1.598	11862	1.16	0.1		NO
		Inyeccion 2500 Total	0.1	1.460	0.1	1.584	0.1	4.48	0.1		NO
		Inyeccion 2500 Impar	0.1	1.460	0.1	1.584	11862	1.02	0.1		NO
		Inyeccion 2500 Par	0.1	1.460	0.1	1.584	11862	1.02	0.1		NO
		Inyeccion 3500 Total	0.1	1.542	0.1	1.551	0.1	3.733	0.1		NO
		Inyeccion 3500 Impar	0.1	1.542	0.1	1.551	11862	0.91	0.1		NO
	Inyeccion 3500 Par	0.1	1.542	0.1	1.551	11862	0.91	0.1		NO	
	Prueba Anular	0.1	2.238	0.1	1.712	0.1	100+	0.1			
	8	Inyeccion 1500 Total	0.1	1.509	0.1	1.607	0.1	7.467	0.1		NO
		Inyeccion 1500 Impar	0.1	1.509	0.1	1.607	11862	1.16	0.1		NO
		Inyeccion 1500 Par	0.1	1.509	0.1	1.607	11862	1.16	0.1		NO
		Inyeccion 2500 Total	0.1	1.463	0.1	1.587	0.1	4.48	0.1		NO
		Inyeccion 2500 Impar	0.1	1.463	0.1	1.587	11862	1.02	0.1		NO
		Inyeccion 2500 Par	0.1	1.463	0.1	1.587	11862	1.02	0.1		NO
		Inyeccion 3500 Total	0.1	1.426	0.1	1.547	0.1	3.733	0.1		NO
		Inyeccion 3500 Impar	0.1	1.426	0.1	1.547	11862	0.91	0.1		NO
	Inyeccion 3500 Par	0.1	1.426	0.1	1.547	11862	0.91	0.1		NO	
	Prueba Anular	0.1	2.238	0.1	1.761	0.1	100+	0.1	4.113		
	10	Inyeccion 1500 Total	0.1	1.51	0.1	1.608	0.1	7.467	0.1		NO
		Inyeccion 1500 Impar	0.1	1.51	0.1	1.608	11862	1.16	0.1		NO
		Inyeccion 1500 Par	0.1	1.51	0.1	1.608	11862	1.16	0.1		NO
		Inyeccion 2500 Total	0.1	1.464	0.1	1.588	0.1	4.48	0.1		NO
		Inyeccion 2500 Impar	0.1	1.464	0.1	1.588	11862	1.03	0.1		NO
		Inyeccion 2500 Par	0.1	1.464	0.1	1.588	11862	1.03	0.1		NO
		Inyeccion 3500 Total	0.1	1.427	0.1	1.548	0.1	3.2	0.1		NO
		Inyeccion 3500 Impar	0.1	1.427	0.1	1.548	11862	0.91	0.1		NO
	Inyeccion 3500 Par	0.1	1.427	0.1	1.548	11862	0.91	0.1		NO	
	Prueba Anular	0.1	2.238	0.1	1.761	0.1	100+	0.1			
	12	Inyeccion 1500 Total	0.1	1.512	0.1	1.611	0.1	7.467	0.1		NO
		Inyeccion 1500 Impar	0.1	1.512	0.1	1.611	11862	1.16	0.1		NO
		Inyeccion 1500 Par	0.1	1.512	0.1	1.611	11862	1.16	0.1		NO
		Inyeccion 2500 Total	0.1	1.467	0.1	1.591	0.1	4.48	0.1		NO
		Inyeccion 2500 Impar	0.1	1.467	0.1	1.591	11862	1.02	0.1		NO
		Inyeccion 2500 Par	0.1	1.467	0.1	1.591	11862	1.02	0.1		NO
Inyeccion 3500 Total		0.1	1.429	0.1	1.551	0.1	3.733	0.1		NO	
Inyeccion 3500 Impar		0.1	1.429	0.1	1.551	11862	0.91	0.1		NO	
Inyeccion 3500 Par	0.1	1.429	0.1	1.551	11862	0.91	0.1		NO		
Prueba Anular	0.1	2.238	0.1	1.761	0.1	100+	0.1	4.113			

Anexo 2 Tabla 7. 8 Resultados Tubería 2-3/8" Profundidad 12000 ft. Fuente (Autores)

