



CARTA DE AUTORIZACIÓN

CÓDIGO

AP-BIB-FO-06

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

1 de 2

Neiva, 30-05-2018

Señores

CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

Ciudad

El (Los) suscrito(s):

Jhonatan Palencia Anacona, con C.C. No. 1075290325,

Daniel Camilo Bustos Rodríguez, con C.C. No. 1075295411,

Autor(es) de la tesis y/o trabajo de grado

titulado Criterios y recomendaciones para realizar un diseño de levantamiento artificial por gas, mediante un proceso de selección de herramientas y tubería, bajo el estudio de análisis de esfuerzos

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

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

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

Vigilada Mineducación

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



CARTA DE AUTORIZACIÓN

CÓDIGO

AP-BIB-FO-06

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

2 de 2

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

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma:

Firma:

Jhonatan Palencia Anacona

Daniel Camilo Bustos



TÍTULO COMPLETO DEL TRABAJO: Criterios y recomendaciones para realizar un diseño de completamiento de levantamiento artificial por gas, mediante un proceso de selección de herramientas y tubería, bajo el estudio de análisis de esfuerzos.

AUTOR O AUTORES:

| Primero y Segundo Apellido | Primero y Segundo Nombre |
|----------------------------|--------------------------|
| PALENCIA ANACONA | JHONATAN |
| BUSTOS RODRÍGUEZ | DANIEL CAMILO |

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: INGENIERIA

PROGRAMA O POSGRADO: INGENIERIA DE PETRÓLEOS

Vigilada mieducación

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



CIUDAD: NEIVA

AÑO DE PRESENTACIÓN: 2018

NÚMERO DE PÁGINAS: 97

TIPO DE ILUSTRACIONES (Marcar con una X):

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: No

MATERIAL ANEXO: No

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

PALABRAS CLAVES EN ESPAÑOL E INGLÉS:

Español

Inglés

- | | |
|--|------------------------|
| 1. <u>Levantamiento artificial por gas</u> | <u>Gas Lift</u> |
| 2. <u>Completamiento</u> | <u>Completion</u> |
| 3. <u>Espaciamiento</u> | <u>Spacing</u> |
| 4. <u>Análisis de esfuerzos</u> | <u>Stress Analisis</u> |
| 5. <u>Cargas</u> | <u>Loads</u> |
| 6. <u>Especificaciones técnicas</u> | <u>Ratings</u> |

RESUMEN DEL CONTENIDO: (Máximo 250 palabras)

Para realizar un diseño de completamiento adecuado y completo aplicado a un sistema de levantamiento artificial por gas continuo se deben tener en cuenta tres parámetros fundamentales: selección de herramientas, espaciamiento y análisis de esfuerzos.

La selección de herramientas consiste en elegir las herramientas más adecuadas y optimas que puedan soportar las diferentes condiciones del pozo, usualmente para este tipo de completamiento de levantamiento artificial por gas continuo principalmente se requieren



| | | | | | | | |
|---------------|---------------------|----------------|----------|-----------------|-------------|---------------|---------------|
| CÓDIGO | AP-BIB-FO-07 | VERSIÓN | 1 | VIGENCIA | 2014 | PÁGINA | 3 de 4 |
|---------------|---------------------|----------------|----------|-----------------|-------------|---------------|---------------|

seleccionar los mandriles y el empaque. El espaciamiento es el siguiente paso a seguir, éste consiste en determinar a qué profundidades deben quedar las herramientas y tubería, para realizar esta distribución se deben seguir una serie de criterios y consideraciones que se explicaran y desarrollaran a lo largo del documento. Por último y no menos importante se realiza el análisis de esfuerzos para poder verificar que se haya realizado un buen diseño y espaciamiento del completamiento de forma que se pueda realizar las diferentes operaciones en el pozo, para realizar este procedimiento primero se definen los casos que se van a analizar tales como: sentamiento del empaque, prueba anular y gas lift para poder identificar las cargas a las que serán sometidas las herramientas y tubería con la ayuda de las envolventes operativas y los factores de seguridad.

Luego de realizado los tres pasos fundamentales es posible determinar si es viable aplicar el diseño de completamiento propuesto, como se demostrara al final del documento por medio de un ejemplo de aplicación.

ABSTRACT: (Máximo 250 palabras)

To carry out an adequate and complete completion design applied to an artificial gas lift system, three fundamental parameters must be taken into account: tool selection, spacing and stress analysis.

The selection of tools consists of choosing the most appropriate and optimal tools that can withstand the different conditions of the well, usually for this type of completion of artificial lifting by continuous gas, it is mainly necessary to select the mandrels and the packer. The spacing is the next step to follow, this is to determine to what depths should be the tools and pipeline, to make this distribution must follow a series of criteria and considerations that will be explained and developed throughout the document. Last, but not least the stress analysis to verify that a good design and spacing of the completion has been made so that the different operations in the well can be carried out, to carry out this procedure, the cases are first defined. They will analyze such as: packer seating, annular test and gas lift in order to identify the loads to which the tools and pipes will be subjected with the help of the operating envelopes and the safety factors.

After carrying out the three fundamental steps it is possible to determine if it is feasible to apply the proposed completion design, as will be demonstrated at the end of the document by means of an application example.



DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO

| | | | | | | | |
|--------|--------------|---------|---|----------|------|--------|--------|
| CÓDIGO | AP-BIB-FO-07 | VERSIÓN | 1 | VIGENCIA | 2014 | PÁGINA | 4 de 4 |
|--------|--------------|---------|---|----------|------|--------|--------|

APROBACION DE LA TESIS

Nombre Presidente Jurado:

Firma:

Nombre Jurado: Constanza Vargas Castellanos

Firma:

Nombre Jurado: Luis Fernando Bonilla

Firma:

CRITERIOS Y RECOMENDACIONES PARA REALIZAR UN DISEÑO DE
COMPLETAMIENTO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR GAS, MEDIANTE UN
PROCESO DE SELECCIÓN DE HERRAMIENTAS Y TUBERÍA BAJO EL ESTUDIO DE
ANÁLISIS DE ESFUERZOS

DANIEL CAMILO BUSTOS RODRIGUEZ

JHONATAN PALENCIA ANACONA

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

FACULTAD DE INGENIERÍA

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

NEIVA

2018

CRITERIOS Y RECOMENDACIONES PARA REALIZAR UN DISEÑO DE
COMPLETAMIENTO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR GAS, MEDIANTE UN
PROCESO DE SELECCIÓN DE HERRAMIENTAS Y TUBERÍA BAJO EL ESTUDIO DE
ANÁLISIS DE ESFUERZOS

DANIEL CAMILO BUSTOS RODRIGUEZ

JHONATAN PALENCIA ANACONA

PROYECTO DE GRADO PRESENTADO COMO REQUISITO PARA OPTAR POR EL
TÍTULO DE INGENIERO DE PETRÓLEOS

DIRECTOR

CLAUDIA MARCELA HERNANDEZ CORTES

INGENIERIA DE PETROLEOS

DOCENTE UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

FACULTAD DE INGENIERÍA

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

NEIVA

2018



NOTA DE ACEPTACION

FIRMA DEL DIRECTOR

FIRMA DEL JURADO

FIRMA DEL JURADO

Neiva, _____

DEDICATORIA

En primer lugar, a Dios por haberme permitido alcanzar y llevar a buen término este importante peldaño en el inicio de mi carrera profesional; a mis amados padres Mercy y Jesús por su amor, apoyo incondicional y porque gracias a ellos soy una gran persona; a mis hermanos Erika Adriana, Jesús Andrés y a mi sobrina Natalia por ser de mis afectos más queridos; a mi compañero Jhonatan Palencia por hacer parte y ayudar a cumplir todo este proceso y a mis compañeros de estudio por su amistad y vivencias compartidas a lo largo de la carrera, que me permitieron crecer como persona.

¡Gracias a ustedes!

Daniel Camilo Bustos Rodríguez

Agradecer a Dios por darme la vida , guiarme día a día y haberme permitido culminar este etapa de mi vida, , a mi madre quien fue la promotora de este gran proyecto de vida y me brindo su mano en cada instante de su vida Q.E.P.D Doris Anaconda y que siempre será mi guía y ejemplo en lo que resta de mi vida, a mi hermana por su apoyo incondicional y ser un gran ejemplo para mí, a mi padre por el cariño y apoyo brindado, a mi sobrino Jerónimo por ser un nuevo motivo de felicidad en el hogar y a toda mi Familia por creer en mí y siempre permanecer unida . A mi compañero Daniel Camilo Bustos quien con esfuerzo logramos la culminación de este proyecto; Agradezco a mis compañeros de estudio por su grata compañía y con quienes nos apoyamos mutuamente en nuestra formación profesional.

Jhonatan Palencia Anaconda

AGRADECIMIENTOS

Los autores desean expresar sus agradecimientos a:

La universidad Surcolombiana, por brindarnos la oportunidad de formarnos como personas y profesionales

Agradecer a la Ingeniera Claudia Marcela Hernández Cortes, por hacer parte de este proyecto, quien con sus conocimientos, su experiencia, su paciencia y su motivación ha logrado en nosotros poder terminar el estudio con éxito.

De igual manera agradecer todos los profesores que hicieron parte de la carrera y quienes con dedicación y paciencia aportaron un granito de arena en nuestra formación como personas y en nuestros conocimiento.

TABLA DE CONTENIDO

| | |
|---|-----------|
| LISTADO DE TABLAS | 7 |
| LISTADO DE FIGURAS | 8 |
| INTRODUCCIÓN | 10 |
| RESUMEN | 11 |
| ABSTRACT | 12 |
| 1. COMPLETAMIENTO | 13 |
| 1.1 COMPLETAMIENTO INFERIOR | 13 |
| 1.1.1 <i>Completamiento a hueco abierto</i> | 13 |
| 1.1.2 <i>Completamiento pre- perforado o liner ranurado</i> | 14 |
| 1.1.3 <i>Completamiento con hueco cementado y liner perforado o revestimiento</i> | 14 |
| 1.1.4 <i>Completamiento a hueco abierto con mallas de control arena o grava</i> | 14 |
| 1.1.5 <i>Completamiento cementado con empaquetamiento de grava</i> | 14 |
| 1.2 COMPLETAMIENTO SUPERIOR | 14 |
| 1.2.1 <i>Completamiento sin tubería de producción</i> | 15 |
| 1.2.2 <i>Completamiento con tubería de producción sin empaque</i> | 15 |
| 1.2.3 <i>Completamiento con tubería de producción y con empaque</i> | 16 |
| 1.2.4 <i>Completamiento con doble tubería de producción y doble empaque</i> | 16 |
| 1.2.5 <i>Completamiento con tubería de producción con dos o más empaques</i> | 16 |
| 2. LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL | 16 |
| 2.1 LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR GAS | 17 |
| 2.1.1 <i>Definición</i> | 17 |
| 2.1.2 <i>Historia</i> | 17 |
| 2.1.3 <i>Ventajas del Levantamiento artificial por gas</i> | 17 |
| 2.1.4 <i>Desventajas del levantamiento artificial por gas</i> | 18 |
| 2.2 CONFIGURACIÓN GENERAL DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR GAS..... | 18 |
| 2.2.1 <i>Válvulas</i> | 19 |
| 2.2.2 <i>Mandriles</i> | 20 |
| 2.2.3 <i>Empaques</i> | 21 |
| 2.2.4 <i>Niples</i> | 21 |
| 2.2.5 <i>Wireline Re-Entry Guide</i> | 21 |
| 2.2.6 <i>Camisa de circulación</i> | 22 |
| 2.3 TIPOS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR GAS | 22 |
| 2.3.1 <i>Levantamiento artificial por gas continuo</i> | 23 |
| 2.3.2 <i>Levantamiento artificial por gas intermitente</i> | 24 |
| 2.4 TIPO DE INSTALACIÓN DEL COMPLETAMIENTO | 25 |
| 2.4.1 <i>Instalación abierta</i> | 25 |
| 2.4.2 <i>Instalación semi-cerrada</i> | 25 |
| 2.4.3 <i>Instalación cerrada</i> | 26 |
| 3.0 DISEÑO DE COMPLETAMIENTO | 27 |
| 3.1 SELECCIÓN DE HERRAMIENTAS | 27 |
| 3.1.1 <i>Mandriles</i> | 28 |
| 3.1.2 <i>Empaques</i> | 33 |
| 3.1.3 <i>Niples</i> | 37 |
| 3.1.4 <i>Wireline Reentry Guide</i> | 38 |
| 3.1.5 <i>Camisas de circulación</i> | 38 |
| 3.2 DISEÑO Y ESPACIAMIENTO DEL COMPLETAMIENTO | 39 |

| | |
|--|-----------|
| 3.2.1 Criterios de diseño del completamiento..... | 39 |
| 3.2.2. Espaciamiento de completamiento..... | 48 |
| 3.3 ANÁLISIS DE ESFUERZOS..... | 50 |
| 3.3.1 Cargas | 50 |
| 3.3.2 Especificaciones técnicas (Ratings)..... | 56 |
| 3.3.3 Análisis de resultados..... | 62 |
| 4. EJEMPLO DE APLICACIÓN..... | 68 |
| 4.1 SELECCIÓN DE HERRAMIENTAS..... | 69 |
| 4.1.2 Mandriles | 69 |
| 4.1.3 Empaque | 69 |
| 4.1.4 Camisa de circulación..... | 69 |
| 4.1.5 Niple de fondo..... | 69 |
| 4.1.6 Wireline Re entry Guide..... | 69 |
| 4.2 DISEÑO Y ESPACIAMIENTO DE COMPLETAMIENTO | 70 |
| 4.2.1 Espaciamiento de mandriles y profundidad del empaque | 70 |
| 4.2.2 Espaciamiento de completamiento:..... | 77 |
| 4.3 ANÁLISIS DE ESFUERZOS..... | 79 |
| 4.3.1 Análisis de esfuerzos aplicados al pozo X..... | 79 |
| CONCLUSIONES..... | 94 |
| RECOMENDACIONES..... | 95 |
| BIBLIOGRAFIA..... | 96 |

LISTADO DE TABLAS

| | |
|---|-----------|
| <i>Tabla 1. Grados del acero API. Fuente: Well Completion Design</i> | <i>56</i> |
| <i>Tabla 2. Rango de esbeltez según grado de tubería de colapso por fluencia. Manual de Diseño de Pozos</i> | <i>57</i> |
| <i>Tabla 3. Factores de fórmula y rangos de d/t colapso plástico. Fuente: Manual de diseño de pozos.....</i> | <i>58</i> |
| <i>Tabla 4. Factores de fórmula y rango de d/T colapso de transición. Fuente: Manual de diseño de pozos</i> | <i>59</i> |
| <i>Tabla 5. Rangos de D/t colapso elástico. Fuente: Manual Técnico de Diseño de Pozos</i> | <i>60</i> |
| <i>Tabla 6. Análisis de herramientas y tubería</i> | <i>62</i> |
| <i>Tabla 7. Factores de diseño. Fuente: Well completion design</i> | <i>64</i> |
| <i>Tabla 8. Datos pozo X. Fuente: Autores</i> | <i>68</i> |
| <i>Tabla 9. Resultados de diseño de espaciamiento de mandriles. Fuente: Autores</i> | <i>77</i> |
| <i>Tabla 10. Profundidad del empaque (TVD). Fuente: Autores</i> | <i>77</i> |
| <i>Tabla 11. Datos de tubería y revestimiento correspondientes al pozo X.</i> | <i>80</i> |
| <i>Tabla 12. Datos empaque X.</i> | <i>80</i> |
| <i>Tabla 13. Envoltura operativa del empaque X.</i> | <i>81</i> |
| <i>Tabla 14. Datos mandril X.</i> | <i>81</i> |
| <i>Tabla 15. Datos generales de levantamiento artificial por gas.</i> | <i>81</i> |
| <i>Tabla 16. Datos de fluidos de Gas Lift</i> | <i>82</i> |
| <i>Tabla 17. Factores de diseño críticos Sentamiento de empaque. Fuente: Autores.</i> | <i>92</i> |
| <i>Tabla 18. Factores de diseño críticos Prueba de presión anular. Fuente: Autores.</i> | <i>93</i> |
| <i>Tabla 19. Factores de diseño críticos Gas Lift. Fuente: Autores.....</i> | <i>93</i> |

LISTADO DE FIGURAS

| | |
|--|----|
| FIGURA 1. Tipos de completamiento inferior. Fuente: Well completion desing | 13 |
| FIGURA 2. Tipos de completamiento superior. Fuente: Well completion desing..... | 15 |
| FIGURA 3. Sarta selectiva..... | 15 |
| FIGURA 4. Configuración general y herramientas de un levantamiento artificial por gas continuo. Fuente: Autores | 18 |
| FIGURA 5. Configuraciones de las válvulas PPO. Fuente: Fundamentals of gas lift engineering..... | 19 |
| FIGURA 6. Válvula IPO. Fuente: Fundamentals of gas lift engineering..... | 20 |
| FIGURA 7. Válvulas de orificio. Fuente: Fundamentals of gas lift engineering..... | 20 |
| FIGURA 8. Mandril de bolsillo | 20 |
| FIGURA 9. Empaque de sentamiento hidráulico. Fuente: Halliburton | 21 |
| FIGURA 10. Nipple de asiento selectivo modelo AX. Fuente: Argos EnergyAS..... | 21 |
| FIGURA 11. Wireline Re-entry guide. Fuente: Petrosac | 21 |
| FIGURA 12. Camisa de circulación deslizable modelo AL Fuente: Argos Energy Services..... | 22 |
| FIGURA 13. Clasificación del levantamiento artificial por gas según el tipo de inyección. Fuente: Autores..... | 22 |
| FIGURA 14. Sistema de un levantamiento artificial por gas continuo. Fuente: Gas Lift Básico | 23 |
| FIGURA 15. Sistema de un levantamiento artificial por gas intermitente. Fuente: Gas Lift Básico | 24 |
| FIGURA 16. Instalación flujo de tubería abierta con fluido sellante y válvulas de gas lift. Fuente: Gas lift manual .. | 25 |
| FIGURA 17. Instalación semi-cerrada de levantamiento por gas. Fuente: Gas lift manual | 25 |
| FIGURA 18. Instalación cerrada de levantamiento por gas. Fuente: Gas lift manual..... | 26 |
| FIGURA 19. Tipo de instalación usada según el tipo de inyección Fuente: autores | 26 |
| FIGURA 20. Fuente de datos para el diseño del completamiento. Fuente: Well Completion Design | 27 |
| FIGURA 21. Configuración general y herramientas de un levantamiento por gas lift continuo semi-cerrado. Fuente: Autores | 28 |
| FIGURA 22. Tipos de Mandriles según la salida de flujo. Fuente: Autores..... | 28 |
| FIGURA 23. Tipos de mandriles de salida lateral e inferior. Fuente: Autores | 29 |
| FIGURA 24. Mandriles de la series KBMG Y MMG. Fuente: schlumberger | 30 |
| FIGURA 25. Latch RK-2 GLV. Fuente: REVATA engineering..... | 30 |
| FIGURA 26. Latch tipo anillo. Fuente: Fundamentals of gas lift engineering | 31 |
| FIGURA 27. Latch RK. Fuente: Fundamentals of gas lift engineering | 31 |
| FIGURA 28. Kickover tools. Fuente: Manual de operaciones de Slickline..... | 31 |
| FIGURA 29. Kick Over OM. Fuente: Autores..... | 32 |
| FIGURA 30. Kick Over L. Fuente: Autores | 32 |
| FIGURA 31. Tipos de mandriles según el tipo de pozo. Fuente: Autores..... | 33 |
| FIGURA 32. Clasificación de empaques. Fuente: Determinación del perfil axial dentro del análisis de esfuerzos de completamiento de acuerdo a su configuración y a los servicios que presente el pozo. | 33 |
| FIGURA 33. Empaque Tandem PC-1. Fuente: Weatherford | 34 |
| FIGURA 34. Empaque Seal Bore WidePak. Fuente: Weatherford..... | 34 |
| FIGURA 35. Empaque libre. Fuente: Autores | 35 |
| FIGURA 36. Empaque No Pase No Go. Fuente: Autores | 35 |
| FIGURA 37. Empaque anclado. Fuente: Autores..... | 35 |
| FIGURA 38. Empaque hidraulico UltraPak TH. Fuente: Weatherford | 36 |
| FIGURA 39. Empaque mecánico Arrowset I-XS. Fuente: Weatherford | 36 |
| FIGURA 40. Empaque hidrostático AHR. Fuente: Halliburton..... | 36 |
| FIGURA 41. Niple tipo R. Fuente: Baker | 38 |
| FIGURA 42. Wireline Entry Guide. Fuente: Schlumberger..... | 38 |
| FIGURA 43. Camisa de circulación tipo AL. Fuente: Argos Energy AS..... | 39 |
| FIGURA 44. Nivel de fluido en revestimiento y tubería está en superficie. Fuente: Gas Lift Technology..... | 41 |
| FIGURA 45. Comienza inyección de gas en revestimiento. Fuente: Gas Lift Technology | 41 |
| FIGURA 46. El nivel de fluido se ha descargado a la válvula superior. Fuente: Gas Lift Technology | 42 |
| FIGURA 47. El nivel de fluido ha descargado justo por encima de la válvula 2. Fuente: Gas Lift Technology | 42 |

| | |
|--|----|
| FIGURA 48.El nivel de fluido en el revestimiento se ha reducido por debajo de la segunda válvula. Fuente: Gas Lift Technology..... | 43 |
| FIGURA 49.La válvula superior ahora está cerrada y todo el gas se inyecta a través de la segunda válvula. Fuente: Gas Lift Technology..... | 43 |
| FIGURA 50.La válvula 3 ha sido descubierta. Fuente: Gas Lift Technology..... | 44 |
| FIGURA 51.Ejemplo de secuencia de descarga. Fuente: Gas Lift Technology..... | 44 |
| FIGURA 52.Grafica de espaciamento de mandriles para un levantamiento de gas lift continuo. Fuente: Autores..... | 47 |
| FIGURA 53.Espaciamento de los mandriles y profundidad del empaque pozo Y. Fuente: Autores..... | 47 |
| FIGURA 54.Elevación de la mesa rotaria. Fuente: Autores..... | 48 |
| FIGURA 55. Revestimientos correspondientes al pozo X. Fuente: Autores..... | 48 |
| FIGURA 56. Configuración de herramientas y tubería de un pozo con completamiento simple de levantamiento artificial por gas lift. Fuente: Autores..... | 49 |
| FIGURA 57. Fuerza Pistón Fuente: Well Completion Design..... | 52 |
| FIGURA 58.Tipos de Balonamiento. Fuente: Well Completion Design..... | 54 |
| FIGURA 59.Pandeo. Fuente: Well Completion Design..... | 54 |
| FIGURA 60. Envoltente Operativa Tubería. Fuente: Well completion desing..... | 62 |
| FIGURA 61.Regiones que componen la envoltente operativa. Fuente: Autores..... | 63 |
| FIGURA 62. Envoltente Operativa de un Empaque. Fuente: Well completion design..... | 63 |
| FIGURA 63.Diseño de completamiento de gas lift.Fuente: Autores..... | 66 |
| FIGURA 64.Análisis de resultados para la tubería y herramientas según los factores de diseño y envoltentes. Fuente: Autores..... | 67 |
| FIGURA 65. Grafica presión vs profundidad. Fuente: Autores..... | 70 |
| FIGURA 66. Línea de gradiente estático. Fuente: Autores..... | 71 |
| FIGURA 67. Línea de gradiente de inyección de gas. Fuente: Autores..... | 73 |
| FIGURA 68. Curva de gradiente fluyente después de la inyección por el método de Hagedorn and Brown. Fuente: Autores..... | 74 |
| FIGURA 69. Acople de curva de gradiente fluyente al diseño del espaciamento de mandriles. Fuente: Autores..... | 75 |
| FIGURA 70. Espaciamento del primer mandril usando gradiente estático. Fuente: Autores..... | 75 |
| FIGURA 71. Espaciamento del segundo mandril usando gradiente estático. Fuente: Autores..... | 76 |
| FIGURA 72. Grafica de espaciamento de mandriles / válvulas para un levantamiento artificial por gas continuo. Fuente: Autores..... | 76 |
| FIGURA 73.Configuración de herramientas y tubería del pozo X. Fuente: Autores..... | 78 |
| FIGURA 74.Eschema de pozo X. Fuente: Autores..... | 80 |
| FIGURA 75.Perfil de presión sentamiento del empaque. Fuente: Autores..... | 83 |
| FIGURA 76.Perfil Fuerza Axial Sentamiento del empaque. Fuente: Autores..... | 83 |
| FIGURA 77.Perfil de Presión Prueba Anular. Fuente: Autores..... | 84 |
| FIGURA 78.Perfil fuerza axial Prueba Anular. Fuente: Autores..... | 84 |
| FIGURA 79.Perfil de presión Gas Lift. Fuente: Autores..... | 85 |
| FIGURA 80.Perfil fuerza axial Gas Lift. Fuente: Autores..... | 85 |
| FIGURA 81.Factores de diseño sentamiento de empaque. Fuente: Determinación de la envoltente de la tubería .. | 86 |
| FIGURA 82.Factores de diseño prueba de Presión Anular. Fuente: Determinación de la envoltente de la tubería .. | 86 |
| FIGURA 83.Factores de diseño Gas Lift. Fuente: Determinación de la envoltente de la tubería .. | 87 |
| FIGURA 84. Secciones del pozo X. Fuente: Autores..... | 88 |
| FIGURA 85. Envoltente operativa de la tubería sección 1. Fuente: Autores..... | 88 |
| FIGURA 86. Envoltente operativa de la tubería sección 3. Fuente: Autores..... | 89 |
| FIGURA 87. Envoltente operativa de la tubería sección 5. Fuente: Autores..... | 89 |
| FIGURA 88. Envoltente operativa de la tubería sección 7. Fuente: Autores..... | 90 |
| FIGURA 89. Envoltente operativa de la tubería sección 9. Fuente: Autores..... | 90 |
| FIGURA 90. Envoltente operativa de la tubería sección 11. Fuente: Autores..... | 91 |
| FIGURA 91. Envoltente operativa de la tubería sección13. Fuente: Autores..... | 91 |
| FIGURA 92.Envoltente operativa del empaque X con las cargas simuladas. Fuente: Autores..... | 92 |
| FIGURA 93.Envoltente operativa de la tubería con todas las cargas simuladas en todas las secciones. Fuente: Autores..... | 93 |

INTRODUCCIÓN

La gran mayoría de literatura sobre levantamiento artificial por gas, generalmente está enfocada al área de producción, pero no hay mucha información disponible sobre la manera de realizar un diseño del completamiento, esta es una de las razones por las cuales se desarrolló el presente proyecto. A la hora de instalar este tipo de levantamiento artificial en un pozo, es de gran importancia comprender los diferentes fenómenos a los cuales estará expuesto y de esta manera garantizar el funcionamiento y la vida útil del pozo.

Debido a que la tubería y herramientas estarán sometidos a cargas y esfuerzos ocasionados por las altas condiciones presentes en fondo de pozo tales como presión y temperatura, el diseño de un levamiento artificial por gas se debe realizar de una manera adecuada, para ello se proceden a hacer una serie de cálculos y procedimientos tales como espaciamento de mandriles, perfiles de presión y datos de cargas axiales, haciendo uso de algunos programas que permiten agilizarlos. Después de obtener los resultados, se debe validar el funcionamiento, vida útil y la integridad de las herramientas. Estos resultados permiten identificar y predecir de acuerdo a las condiciones presentes en el pozo, el comportamiento de los esfuerzos a los que se encuentran expuestas las herramientas además de algunas graficas que se utilizan con el fin de verificar y comprobar el funcionamiento óptimo de estos como lo son las envolventes operativas y los factores de diseño.

Para garantizar el funcionamiento y la vida útil de pozo, se debe realizar un diseño de completamiento que cumpla desde un comienzo las exigencias que me ofrecen las condiciones presentes en fondo de pozo, es por ello que se vuelve de suma importancia evaluar de una manera adecuada el diseño de completamiento; para ello se plantea una metodología que está compuesta por tres pasos fundamentales: selección de herramientas, espaciamento y análisis de esfuerzos.

RESUMEN

Para realizar un diseño de completamiento adecuado y completo aplicado a un sistema de levantamiento artificial por gas continuo se deben tener en cuenta tres parámetros fundamentales: selección de herramientas, espaciamiento y análisis de esfuerzos.

La selección de herramientas consiste en elegir las herramientas más adecuadas y optimas que puedan soportar las diferentes condiciones del pozo, usualmente para este tipo de completamiento de levantamiento artificial por gas continuo principalmente se requieren seleccionar los mandriles y el empaque. El empaque es el encargado de ejercer la función de aislar el anular de la tubería, además funciona como una barrera que impide que el gas inyectado llegue a formación y sea desviado a la tubería por medio de las válvulas instalada en los mandriles, estos últimos son ensamblados a lo largo de la sarta mediante un procedimiento de espaciamiento con el fin de ubicarlos de la manera más óptima para el funcionamiento del pozo.

El espaciamiento es el siguiente paso a seguir, éste consiste en determinar a qué profundidades deben quedar las herramientas y tubería, para realizar esta distribución se deben seguir una serie de criterios y consideraciones que se explicaran y desarrollaran a lo largo del documento.

Por último y no menos importante se realiza el análisis de esfuerzos para poder verificar que se haya realizado un buen diseño y espaciamiento del completamiento de forma que se pueda realizar las diferentes operaciones en el pozo, para realizar este procedimiento primero se definen los casos que se van a analizar tales como: sentamiento del empaque, prueba anular y gas lift para poder identificar las cargas a las que serán sometidas las herramientas y tubería con la ayuda de las envolventes operativas y los factores de seguridad.

Luego de realizado los tres pasos fundamentales es posible determinar si es viable aplicar el diseño de completamiento propuesto, como se demostrara al final del documento por medio de un ejemplo de aplicación.

ABSTRACT

To carry out an adequate and complete completion design applied to an artificial gas lift system, three fundamental parameters must be taken into account: tool selection, spacing and stress analysis.

The selection of tools consists of choosing the most appropriate and optimal tools that can withstand the different conditions of the well, usually for this type of completion of artificial lifting by continuous gas, it is mainly necessary to select the mandrels and the packer. The packer is in charge of exercising the function of isolating the annular of the pipe, also works as a barrier that prevents the gas injected to reach formation and is diverted to the pipeline by means of the valves installed in the mandrels, the last ones are assembled along the string by a spacing procedure in order to locate them in the most optimal way for the operation of the well.

The spacing is the next step to follow, this is to determine to what depths should be the tools and pipeline, to make this distribution must follow a series of criteria and considerations that will be explained and developed throughout the document.

Last, but not least the stress analysis to verify that a good design and spacing of the completion has been made so that the different operations in the well can be carried out, to carry out this procedure, the cases are first defined. They will analyze such as: packer seating, annular test and gas lift in order to identify the loads to which the tools and pipes will be subjected with the help of the operating envelopes and the safety factors.

After carrying out the three fundamental steps it is possible to determine if it is feasible to apply the proposed completion design, as will be demonstrated at the end of the document by means of an application example.

1. COMPLETAMIENTO

El completamiento es una serie de trabajos que se cumplen en un pozo después de perforado o durante la reparación del mismo, instalando en el pozo los equipos de subsuelo adecuados con el fin de producir los fluidos de los yacimientos de forma óptima y segura, así como también utilizarlos en otros servicios, como lo son la inyección de agua o de gas.

El completamiento a menudo se puede clasificar en dos grandes grupos:

- completamiento inferior
- completamiento superior.

1.1 COMPLETAMIENTO INFERIOR

Es el contacto inicial que se da entre el pozo y los fluidos que provienen del yacimiento, también denominado como completamiento de yacimiento. Este primer contacto se da en la cara del pozo y genera dependencia en la forma que se producirá el yacimiento.

Para tomar la mejor decisión sobre la elección del completamiento inferior se debe tener en cuenta algunos factores como lo son: el tipo de fluido, el tipo de formación, profundidad del pozo, desempeño y costos de operación, entre otros.

El completamiento inferior se puede clasificar en 5 tipos, los cuales se nombran a continuación (Ver **Figura 1**):

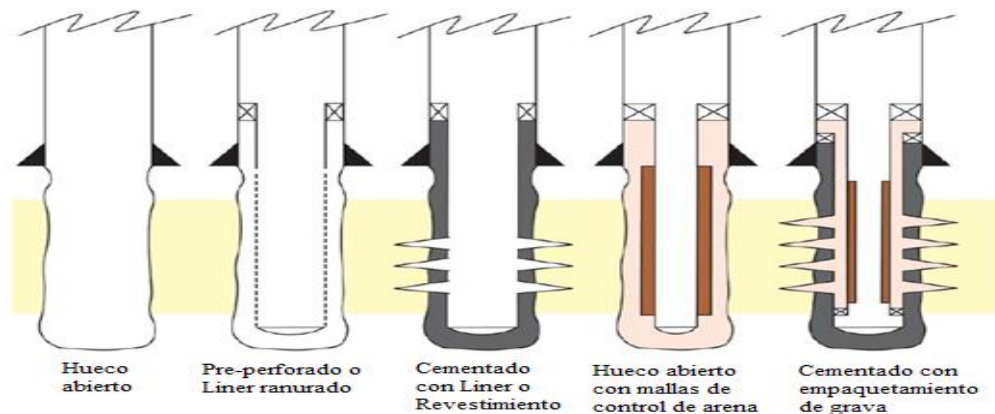


FIGURA 1. Tipos de completamiento inferior. Fuente: Well completion desing

1.1.1 Completamiento a hueco abierto

Este tipo de completamiento inferior es el más básico y es la mejor opción cuando se realiza perforaciones en formaciones muy consolidadas. La zona productora se encuentra abierta al pozo, es decir sin ningún tipo de tubería, por esta razón no es adecuado utilizar en caso de que se tenga una formación blanda y/o que haya una producción excesiva del pozo debido a que podrían darse problemas de arenamiento.

1.1.2 Completamiento pre- perforado o liner ranurado

Utilizado con frecuencia en pozos donde aún no existe alto riesgo de colapso por tener una formación poco consolidada o blanda. Se caracteriza porque el liner tiene múltiples ranuras para proporcionar mayor estabilidad de la producción en el pozo, evitando de esta forma posibles problemas de arenamiento debido al diámetro adecuado de las ranuras del liner.

1.1.3 Completamiento con hueco cementado y liner perforado o revestimiento

Este tipo de completamiento inferior es muy utilizado ya que permite minimizar el daño de la formación, proporcionar un alto grado de control de arena y además con la cementación generar un aislamiento hidráulico muy exhaustivo. El revestimiento es perforado mediante el uso de una carga explosiva, técnica la cual se denomina cañoneo, con el fin de generar canales de flujo desde el yacimiento hasta el hoyo.

1.1.4 Completamiento a hueco abierto con mallas de control arena o grava

Es una implementación adicional que se le da al completamiento a hueco abierto, utilizado usualmente en pozos donde se dan producciones muy altas de arena. Se tienen dos diseños que se relacionan entre sí, debido a que para realizar la selección del tamaño de la malla o de la grava que se desea empaquetar se basan en el tamaño de la arena que produce el pozo.

1.1.5 Completamiento cementado con empaquetamiento de grava

Es una combinación de los dos tipos de completamiento inferior nombrados anteriormente, porque se combina la cementación con el empaquetamiento de grava. Esta configuración proporciona la protección adecuada para pozos con problemas de arenamiento y de derrumbe.

1.2 COMPLETAMIENTO SUPERIOR

El completamiento superior es el encargado de llevar los fluidos desde el fondo de pozo a superficie, en otras palabras este completamiento superior recibe los fluidos desde el completamiento inferior y los conduce a las facilidades de superficie.

Este documento estará orientado hacia este tipo de completamiento, ya que permite el transporte de fluidos hasta superficie, por lo tanto hace parte de los diferentes métodos de levantamiento artificial. Este completamiento se divide en 5 tipos (**Figuras 2 y 3**) los cuales se describirán a continuación:

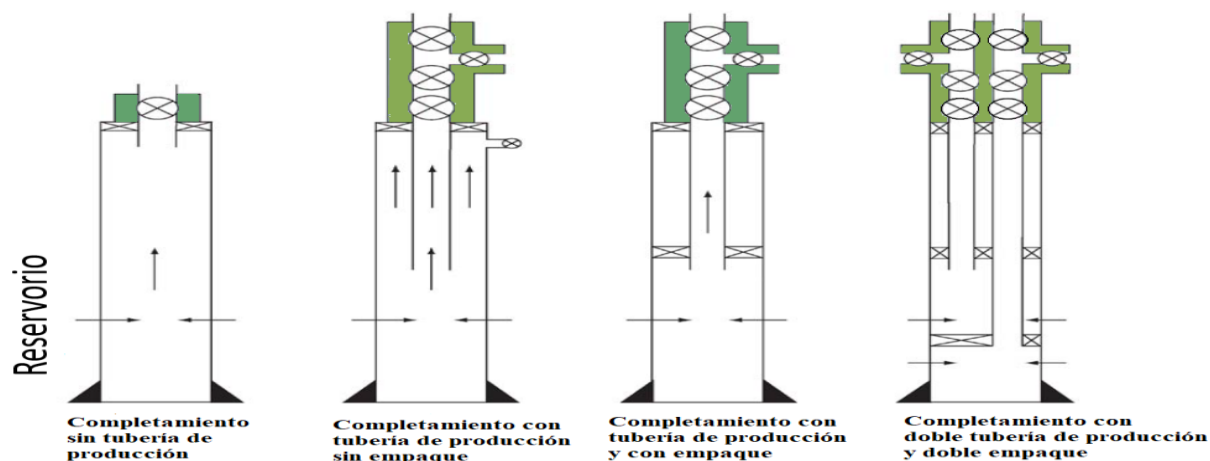


FIGURA 2. Tipos de completamiento superior. Fuente: Well completion desing

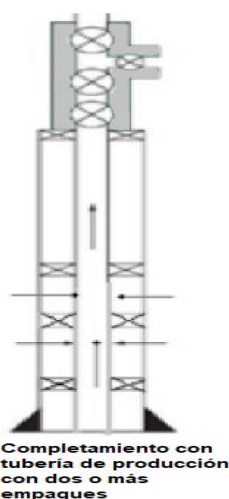


FIGURA 3. Sarta selectiva

1.2.1 Completamiento sin tubería de producción

Este tipo de completamiento superior es muy simple y económico, es poco usado debido a su bajo control de flujo de fluidos. Usado cuando solo se tiene una zona de interés y en pozos donde el flujo se presenta de manera natural hasta superficie.

1.2.2 Completamiento con tubería de producción sin empaque

Este tipo de completamiento ya presenta tubería, habrá un mejor control del flujo de fluidos, esto permite que el ingeniero pueda instalar dispositivos que permitan un mejor control, además de hacer uso de bombas que permitan aportar energía al pozo, cuando este lo requiera. Es utilizado cuando el pozo presenta una sola zona de interés. Debido a que este completamiento permite el uso de bombas, los tipos de levantamiento usados en este completamiento son:

- Bombeo recíproco accionado por varilla.
- Bombeo de cavidades progresivas.
- Bombeo electrosumergible.

1.2.3 Completamiento con tubería de producción y con empaque.

Debido a que este completamiento presenta tubería y empaque, el control sobre el flujo de fluidos será mucho más efectivo, ya que el empaque proporcionara un sello entre la tubería de producción y la tubería de revestimiento. En este completamiento la tubería estará anclada, por lo tanto se presentaran movimientos como lo son el acortamiento y elongamiento ocasionados por las distintas condiciones que presentara el pozo, así que deberá realizar un estudio teniendo en cuenta los esfuerzos presentes en cada herramienta. Los tipos de levantamientos usados en este completamiento son: inyección de gas, inyección de vapor, inyección de agua, producción aceite, producción de gas.

En este proyecto se aplicara éste tipo de completamiento superior, presenta un empaque el cual permite la instalación del levantamiento artificial por gas, el cual va a estar sometido a grandes esfuerzos, y se hace necesario evaluar de una manera adecuada éste completamiento permite que el gas inyectado no llegue a la formación gracias al sello que ejerce el empaque entre el anular y la tubería de producción y por ende la energía aplicada desde superficie funcione de manera óptima.

1.2.4 Completamiento con doble tubería de producción y doble empaque

Es un completamiento muy complejo y costoso, ya que presenta dos tuberías dentro del mismo revestimiento, es usado cuando se necesitar realizar dos servicios en el mismo pozo de manera independiente. La aplicación principal de éste tipo de completamiento se da en pozos donde se presentes dos zonas de interés ya sea para inyectar o producir, lo cual será un completamiento.

1.2.5 Completamiento con tubería de producción con dos o más empaques

En este completamiento también conocido como sarta selectiva, permite la producción o inyección de varias zonas de interés de un mismo pozo donde cada zona es aislada con empaques, éste tipo de completamiento se podrá usar de 2 o más empaques, por lo tanto tendrá una mayor costoso respecto a los demás tipos de completamiento.

Una de las aplicaciones más importantes en el completamiento superior es el uso de los sistemas de levantamiento artificial, además la gran mayoría de estos completamientos presentan empaques lo que hace necesario que durante su diseño se utilice la técnica de análisis de esfuerzos con el fin de garantizar la vida útil del pozo, a continuación nombraremos los diferentes tipos de levantamiento artificial y profundizaremos en el levantamiento artificial por gas ya que éste hace parte importante en el desarrollo de este proyecto.

2. LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

El levantamiento artificial se define como cualquier método empleado en el pozo de producción de petróleo como complemento a la energía del yacimiento cuando la energía natural ya no puede sostener la producción de petróleo del yacimiento a la superficie (Osuji L, 1994).

Normalmente se recurre a la utilización de un sistema de levantamiento artificial para poder disminuir el gasto de energía en la cara de la formación productora, con el fin de reducir la presión de fondo de pozo en la formación y provocar una mayor afluencia de fluidos para obtener una mayor tasa de producción del pozo, teniendo un exhaustivo control de los posibles problemas que se presenten.

Existen varios métodos de levantamiento artificial, se nombraran los 5 principales métodos:

- Bombeo reciprocante accionado por varilla
- Bomba de cavidad progresiva
- Bomba electro-sumergible
- Bombeo hidráulico
- Levantamiento artificial por gas

A continuación se hará énfasis en el levantamiento artificial por gas, el cual es uno de los temas centrales en el desarrollo del proyecto.

2.1 LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR GAS

2.1.1 Definición

Es un método de producción que hace uso de gas comprimido a alta presión como fuente externa de energía, el gas es inyectado en un punto de la columna de fluidos de la tubería de producción con el fin de aligerar o desplazar la columna de fluidos, reduciendo su peso y de esta forma poder transportarlos hasta superficie.

2.1.2 Historia

Estas formas de levantamiento se utilizaron en 1797 en minas, para levantar el agua de los pozos en la mina. Estos sistemas usaron un solo punto de inyección de aire dentro de la corriente líquida, normalmente a través de una válvula de pie en fondo de la sarta. El levantamiento artificial por gas se utilizó ya en 1864 en Pennsylvania para levantar pozos de petróleo, también utilizando aire comprimido, a través de tubo de aire que llevaba el aire al fondo del pozo. El aire también se usó en Texas para levantamiento artificial a gran escala. En 1920 el gas natural reemplazó el aire, disminuyendo el riesgo de explosión. Desde 1929 hasta 1945 se publicaron alrededor de 25000 patentes sobre diferentes tipos de válvulas de levantamiento artificial por gas que podían utilizarse para la descarga en etapas. Algunos de estos sistemas implicaban el movimiento del tubo, o el uso de cable por barras de profundización para cambiar el punto de elevación. Otras eran válvulas accionadas por resorte. Finalmente, en 1944 W.R. King patentó la válvula de fuelle presurizada que es la más comúnmente usada hoy en día. En 1951 el mandril de bolsillo lateral se desarrolló para posicionar y recuperar selectivamente las válvulas de levantamiento artificial por gas con cable, (BenAmara A & Silverwell, 2016).

2.1.3 Ventajas del Levantamiento artificial por gas

- El levantamiento artificial por gas es el más flexible de todos los sistemas existentes. Los diseños de estas instalaciones están hechos desde tener la capacidad de soportar un

levantamiento cerca de la superficie hasta para poder levantar desde la profundidad total cercana a la depleción. Las instalaciones de levantamiento artificial por gas se pueden diseñar para levantar de uno a muchos miles de barriles por día.

- Tanto el costo inicial del equipo de levantamiento artificial por gas en el fondo del pozo como los costos operativos suelen ser relativamente bajos comparado con los demás métodos de levantamiento.
- El levantamiento artificial por gas es ideal para complementar el gas de formación para el propósito de levantar artificialmente el pozo, donde se producen cantidades moderadas de gas en el fluido producido.
- Las válvulas, mandriles y demás elementos usados en el pozo pueden ser recuperados utilizando cableado o tubería, además las pocas partes móviles que se implementan en el levantamiento artificial por gas tienen una larga vida útil comparada con los otros sistemas de levantamiento.
- El levantamiento artificial por gas no se ve afectado negativamente por la desviación que presente el pozo.

2.1.4 Desventajas del levantamiento artificial por gas

- Se debe tener disponibilidad de una fuente de gas. A lo largo de la historia se ha utilizado otras opciones como: aire, gases de escape y nitrógeno, pero éstos suelen ser más caros y más difíciles de trabajar que el gas natural producido localmente.
- El espaciamiento amplio de los pozos puede limitar el uso de una fuente central de gas a alta presión. Esta limitación ha sido eludida en algunos pozos a través del uso de la capa de gas como fuente de levantamiento y el retorno del gas a la capa a través de pozos de inyección.
- La corrosividad del gas puede generar un aumento en el costo de operaciones levantamiento artificial por gas ya que requeriría realizar algún tratamiento o secar el gas antes de usarlo.
- La conversión de pozos viejos a pozos con sistema de levantamiento artificial por gas puede requerir un nivel más alto de integridad del revestimiento que sería requerido para los sistemas de bombeo.

2.2 CONFIGURACIÓN GENERAL DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR GAS

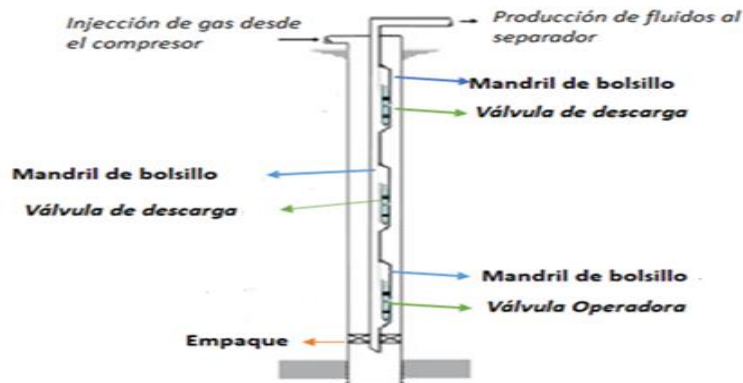


FIGURA 4. Configuración general y herramientas de un levantamiento artificial por gas continuo. Fuente: Autores

El levantamiento artificial por gas está compuesto principalmente por herramientas tales como: mandriles y empaque. Estas herramientas, mostradas en la **Figura 4** hacen parte del completamiento superior las cuales en conjunto forman un sistema que permite que junto con las válvulas, herramientas de producción realicen un funcionamiento eficiente y me generen excelente resultados en el aumento de la producción.

A continuación se hará una descripción tanto de las herramientas de levantamiento artificial por gas que hacen parte de la producción como de las herramientas usadas en el completamiento tales como mandriles, empaque, camisa de circulación, niple, wireline re- entry guide, en la sección 3 se dará una información más detallada.

2.2.1 Válvulas

Son dispositivos que permiten detener o regular la circulación de fluidos. Las válvulas son una herramienta muy importante en un pozo con levantamiento artificial por gas ya que mediante éstas se logra el paso de fluidos de manera controlada, principalmente de gas desde el anular a la tubería o viceversa.

2.2.1.1 Clasificación válvulas según las fuerzas que intentan abrirla (ipo o ppo)

Las válvulas que se usan en el levantamiento por gas continuo se denominan *válvulas de un solo elemento* porque sólo tienen un componente móvil. Un tipo diferente de válvula, llamada *válvula piloto*, se ha desarrollado para el levantamiento por gas intermitente (Hernández A, 2016). La presión de inyección es aquella presión del gas de inyección a la profundidad de la válvula, mientras que la presión de producción es la presión aguas abajo de la válvula, también a la profundidad de la válvula.

De acuerdo con las fuerzas que intentan abrir la válvula, las válvulas de levantamiento artificial por gas se clasifican como:

2.2.1.1.1 Válvulas de presión de producción (PPO).

Para ambos tipos de válvulas, la presión de producción e inyección intentan abrir la válvula, pero para las válvulas PPO el efecto de la presión de producción es mayor porque la presión de producción actúa sobre una mayor área, por lo tanto el gas de inyección pasará de la tubería al anular. La **figura 5** muestra el diseño de una válvula operada con presión de producción, y las fuerzas que actúan sobre ella, donde P_t corresponde a la presión de producción y P_{bt} a la presión ejercida por el domo.

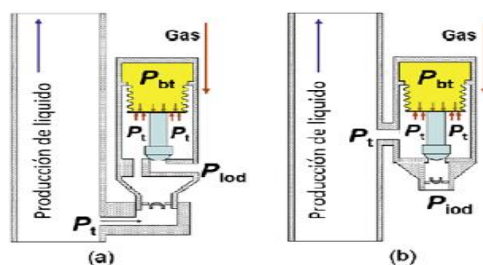


FIGURA 5. Configuraciones de las válvulas PPO. Fuente: Fundamentals of gas lift engineering

2.2.1.1.2 Válvulas de presión de inyección (IPO)

En este tipo de válvulas la presión de inyección se ejerce sobre una área mayor (zona de fuelle menos el área del asiento) mientras la presión de producción (P_t) solo actúa sobre el área del asiento, por lo tanto la presión de inyección será mayor que la de producción y el gas pasará de anular a la tubería. La **figura 6** muestra los diferentes componentes de una válvula IPO.

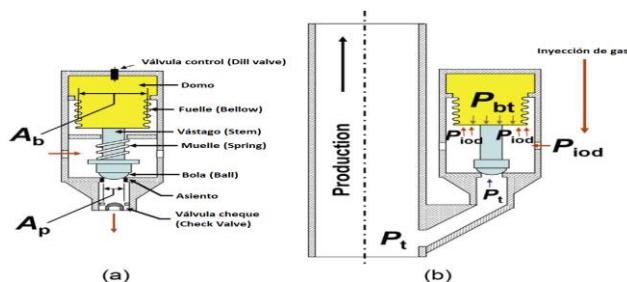


FIGURA 6. Válvula IPO. Fuente: *Fundamentals of gas lift engineering*.

2.2.1.2 Válvulas de orificio y calibradas

La gran mayoría de los pozos de levantamiento artificial por gas tiene lo que se conoce como *válvulas de orificio* instaladas en el punto de inyección mientras que las *válvulas calibradas* o *válvulas de descarga* son usadas para descargar el pozo con el fluido que se encuentra inicialmente. Las válvulas de orificio se muestran en la **Figura 7**, una válvula de orificio es idéntica a una válvula de levantamiento artificial por gas calibrada en el exterior; pero sólo el puerto y la válvula de retención integral están instalados en el interior de las válvulas de orificio y, en consecuencia, están siempre abiertos (Hernández A, 2016).

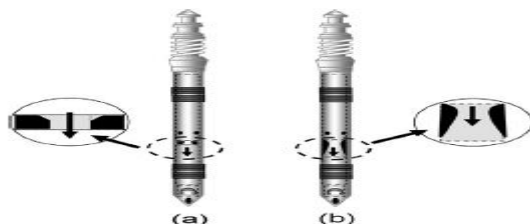


FIGURA 7. Válvulas de orificio. Fuente: *Fundamentals of gas lift engineering*.

2.2.2 Mandriles

Son herramientas instaladas a lo largo de la sarta de producción, en donde son ubicadas las válvulas de levantamiento por gas, permitiendo la comunicación entre la tubería y el anular. La **figura 8** muestra un diseño típico de un mandril de bolsillo.

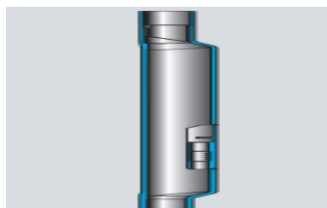


FIGURA 8. Mandril de bolsillo

2.2.3 Empaques

Son herramientas de completamiento de fondo de pozo, que son usadas para proporcionar un sello o aislamiento entre la tubería y el anular, esto permite un mayor control del pozo, generar selectividad entre diferentes zonas, además la instalación de métodos de levantamiento artificial. Los empaques se pueden clasificar ampliamente de acuerdo a algunas características en sus conexiones, sistema de sentamiento y liberación, entre otros. La **figura 9** muestra un ejemplo de un empaque cuyo sentamiento se realiza de manera hidráulica.



FIGURA 9. Empaque de sentamiento hidráulico. Fuente: Halliburton

2.2.4 Niples

Son dispositivos tubulares conectados a la tubería de producción a una determinada profundidad. Internamente son diseñados para alojar en su interior un dispositivo para controlar, aislar o evaluar la producción del pozo. De acuerdo a su diseño interno los niples se dividen principalmente, selectivos y no selectivos. La **figura 10** muestra un niple de asiento selectivo.



FIGURA 10. Nipple de asiento selectivo modelo AX. Fuente: Argos EnergyAS

2.2.5 Wireline Re-Entry Guide

Accesorios que van ubicados al final de la sarta, permiten el reingreso seguro de las herramientas con wireline o slickline del revestimiento a la tubería, posee una rosca al extremo superior que se une con el extremo inferior de la tubería de producción, en la **Figura 11** se puede observar un ejemplo de esta herramienta.

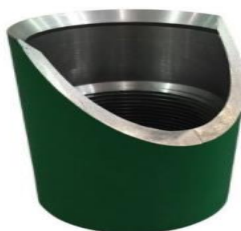


FIGURA 11. Wireline Re-entry guide. Fuente: Petrosac

2.2.6 Camisa de circulación

Las camisas de circulación presentan un mecanismo interno, el cual por medio de acción mecánica operada por cable permite la comunicación anular – tubería. Además presenta perfiles igual a los nipples, los cuales permiten ubicar equipos de control de flujo, bombas de bombeo hidráulico tipo jet, entre otros. La **figura 12** muestra una camisa de circulación deslizable de modelo AL.



FIGURA 12. Camisa de circulación deslizable modelo AL Fuente: Argos Energy Services

En la parte de Selección de herramientas (*sección 3.1*), se analizará más a fondo las herramientas correspondientes al completamiento tales como: empaques, mandriles, nipples, wireline re-entry guide y camisa de circulación.

De acuerdo a la capacidad de producción del pozo, el gas es inyectado de manera continua o por etapas, por lo tanto el levantamiento por gas se clasifica de la siguiente manera como se observa en la **figura 13**:

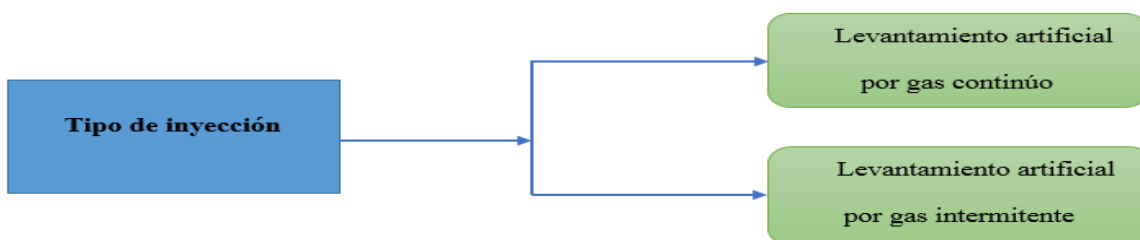


FIGURA 13. Clasificación del levantamiento artificial por gas según el tipo de inyección. Fuente: Autores

2.3 TIPOS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR GAS

- Levantamiento artificial continuo
- Levantamiento artificial intermitente

En este proyecto se aplicará el tipo de *levantamiento por gas continuo*, éste es aplicado en la mayoría de pozos alrededor del mundo (alrededor de un 90%).

Además la gran popularidad de este tipo de levantamiento por gas proviene de su amplio rango de aplicabilidad: las tasas de producción de líquido de unos cientos a muchas decenas de miles de barriles son posibles.

2.3.1 Levantamiento artificial por gas continuo

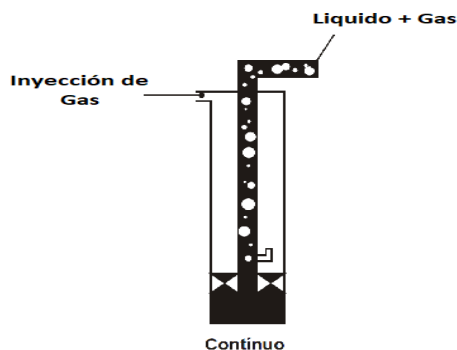


FIGURA 14. Sistema de un levantamiento artificial por gas continuo. Fuente: Gas Lift Básico

En este tipo de levantamiento ilustrado en la **Figura 14** se inyecta gas de manera continua en el pozo con el fin de gasificar la columna, disminuyendo el peso, ésta reducción en el peso de la columna de fluido produce una diferencia de presión entre el pozo y el yacimiento haciendo que el pozo fluya y por ende aumentando la producción del pozo.

2.3.1.1 Mecanismos de levantamiento

En el levantamiento artificial por gas continuo los mecanismos de levantamiento involucrados son:

- Reducción de la densidad del fluido y del peso de la columna lo que aumenta el diferencial de presión aplicado al área de drenaje del yacimiento
- Expansión del gas inyectado la cual empuja a la fase líquida.
- Desplazamiento de tapones de líquido por grandes burbujas de gas.

2.3.1.2 Rango de aplicación del gas lift continuo

El levantamiento artificial por gas continuo Se utiliza en pozos con alta a mediana energía (presiones estáticas mayores a 150 lpc/1000 pies) y de alta a mediana productividad (preferentemente índices de productividad mayores a 0.5 bpd/lpc) capaces de aportar altas tasas de producción (mayores a 200 bpd) (Maggiolo R, 2004).

2.3.1.3 Ventajas

- El control de gas de inyección superficial es simple, generalmente un estrangulador en la línea de inyección es suficiente.
- Este tipo de levantamiento hace uso completamente de gas de formación.
- Como las tasas de inyección y producción de gas son relativamente constantes, ni el suministro de gas ni los sistemas de recolección están sobrecargados, están diseñados adecuadamente.
- El levantamiento por gas de flujo continuo es relativamente flexible para adaptarse a condiciones variables de pozo.

2.3.1.4 Desventajas

- La principal limitación del levantamiento artificial por gas continuo proviene de su mecanismo de funcionamiento y es la presión de formación disponible en el fondo del pozo. Dado que la columna de fluidos debe mantenerse en la sarta de flujo en todo momento, el FBHP (presión de fondo de pozo fluyente) requerido para levantar los fluidos del pozo a la superficie es considerablemente alto (Takács G, 2005).
- A medida que la tasa de líquido del pozo disminuye debido al agotamiento de la formación, el levantamiento por gas de flujo continuo no puede aplicarse hasta el abandono del pozo.

2.3.2 Levantamiento artificial por gas intermitente

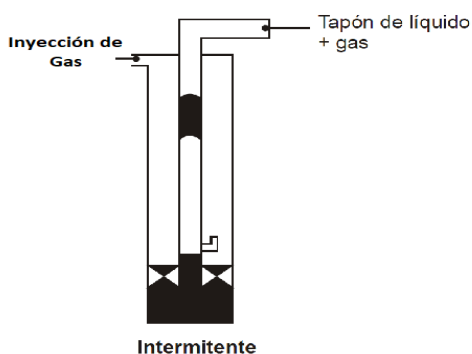


FIGURA 15. Sistema de un levantamiento artificial por gas intermitente. Fuente: Gas Lift Básico

En este tipo de levantamiento artificial ilustrado en la **figura 15**, consiste en inyectar cíclica e instantáneamente un alto volumen de gas comprimido en la tubería de producción con el propósito de desplazar, hasta la superficie, el tapón de líquido que aporta el yacimiento por encima del punto de inyección. Una vez levantado dicho tapón, cesa la inyección para permitir la reducción de la presión en el fondo del pozo y con ello el aporte de un nuevo tapón de líquido para luego repetirse el ciclo de inyección.

Los tipos de instalación de un levantamiento artificial por gas se clasifican en dos grandes categorías:

- **instalaciones de flujo de tubería:** Se inyecta gas desde el anular de la tubería al revestimiento, y la producción ocurre a través de la tubería de producción
- **Instalaciones de flujo de revestimiento:** la inyección de gas a través de la tubería y el pozo se produce desde el anular.

En este proyecto se aplicaran las instalaciones de **flujo de tubería** ya que generalmente se recomiendan debido a sus muchas ventajas: no fluyen líquidos corrosivos y / o abrasivos en el revestimiento, el pozo se logra matar fácilmente, etc. Existen principalmente tres tipos de instalación del completamiento de flujo por tubería la cuales se dividen, estas son instaladas de acuerdo al estado del pozo y al tipo de levamiento artificial que se instalara. Estos son descritos a continuación:

2.4 TIPO DE INSTALACIÓN DEL COMPLETAMIENTO

2.4.1 Instalación abierta

En la instalación abierta de levantamiento por artificial por gas, la tubería está simplemente colgada dentro del revestimiento, y no se aplica ningún empaque en el pozo (**Figura 16**). Este es el tipo de instalación original utilizado en los primeros días de levantamiento artificial por gas cuando no se instalaron válvulas de levantamiento por gas en la tubería y el gas tuvo que ser inyectado en el zapato de la tubería. Esto dio como resultado una economía pobre del uso de gas, por lo que las instalaciones abiertas de hoy en día contienen válvulas de levantamiento artificial por gas (Takács G, 2005).

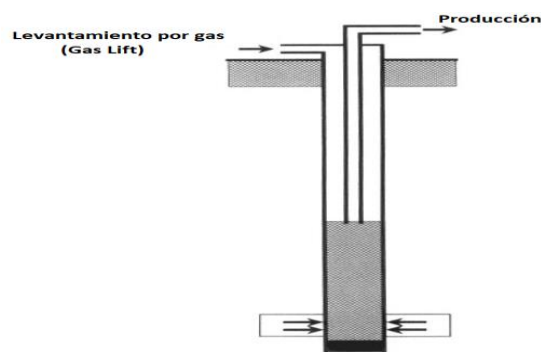


FIGURA 16. Instalación flujo de tubería abierta con fluido sellante y válvulas de gas lift. Fuente: Gas lift manual

2.4.2 Instalación semi-cerrada

Este tipo de instalación (**Figura 17**) difiere de la instalación abierta por un empaque situado en un punto suficientemente profundo del pozo. El empaque aísla la tubería del anular y elimina la mayoría de las desventajas de una instalación abierta. Muy a menudo, para limitar el daño causado por los fluidos de pozo que pasan a través de las válvulas de descarga, una puerta lateral deslizante se corre justo por encima del empaque. Esta se abre durante la descarga inicial y proporciona comunicación entre el anular y la tubería. La mayor parte del flujo de líquido desde el anular a la tubería tiene lugar a través de la camisa de circulación, reduciendo la cantidad que pasa por las válvulas de descarga abiertas. Después de la descarga, la puerta se cierra por una operación de cable, y el pozo se a producción mediante el levantamiento artificial por gas (Takács G, 2005).

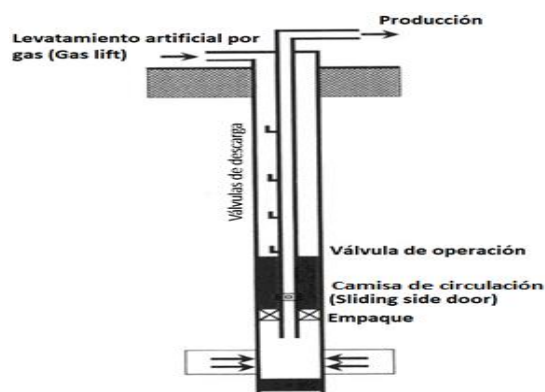


FIGURA 17. Instalación semi-cerrada de levantamiento por gas. Fuente: Gas lift manual

La instalación semi-cerrada es el tipo de instalación ideal y más común para pozos de levantamiento por gas en *flujo continuo*, ya que proporciona una presión constante en el fondo de pozo necesaria para condiciones óptimas.

2.4.3 Instalación cerrada

Una instalación cerrada de levantamiento artificial por gas difiere de una válvula semi-cerrada por la aplicación de una válvula cheque en el zapato de la tubería (**Figura 18**).

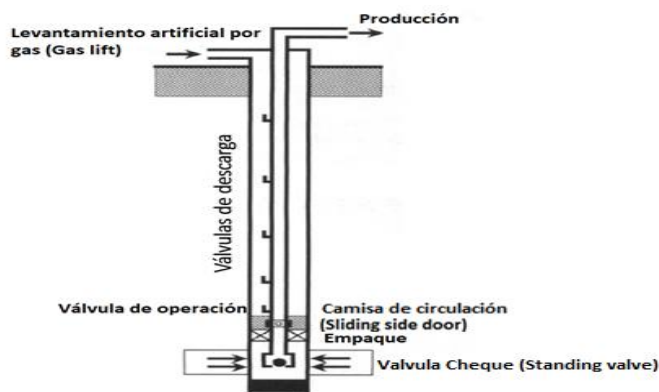


FIGURA 18. Instalación cerrada de levantamiento por gas. Fuente: Gas lift manual

La mayoría de los pozos de levantamiento artificial por gas intermitente emplean este tipo de construcción de fondo de pozo. La válvula de pie elimina los efectos de la presión de levantamiento artificial por gas sobre la formación, ya que durante la inyección la presión del gas en la tubería se aísla de la formación por la válvula cheque, mientras que en el anular el empaque la sella. La presión promedio de flujo de fondo durante un ciclo intermitente se puede mantener al mínimo y no se ve afectada por la presión de inyección. Una camisa de circulación se corre para reducir el daño de las válvulas de descarga a menudo por encima del empaque (Takács G, 2005).

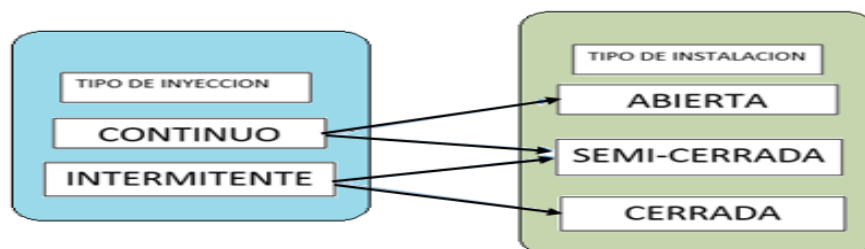


FIGURA 19. Tipo de instalación usada según el tipo de inyección Fuente: autores

En este proyecto se aplicará un sistema de levantamiento artificial por gas continuo semi-cerrado, debido a sus ventajas: el levantamiento artificial continuo es el más aplicado en la gran mayoría de pozos en el mundo debido a su alto rango de aplicabilidad, la instalación semi-cerrada presenta un empaque, el cual permite el control de los fluidos de formación e inyectados, permitiendo la instalación del levantamiento artificial por gas.

3.0 DISEÑO DE COMPLETAMIENTO

Según Jonathan Bellarby el diseño de completamiento es “... una mezcla de física, química, matemáticas, ingeniería, geología, hidráulica, ciencia de los materiales y experiencia práctica en pozo” (Bellarby J, 2009). El diseño de completamiento se basa en la selección de la configuración de herramientas más adecuadas y de tubería capaz de soportar las diferentes condiciones del pozo principalmente presiones y temperaturas y de esta forma lograr cumplir a cabalidad el objetivo del pozo. Todos los diseños se basan en datos. Estos datos pueden ser arbitrarios o predicciones. Todos los datos se consideran inciertos y variables con el tiempo. Una fuente de datos frecuente es la se mostrada en la **Figura 20**:



FIGURA 20. Fuente de datos para el diseño del completamiento. Fuente: Well Completion Design

A continuación se procederá a cumplir el objetivo principal de éste proyecto que es realizar un diseño de completamiento adecuado y completo de un sistema de levantamiento artificial por gas continuo para una instalación tipo semi-cerrada, para esto se nombraran y desarrollaran tres pasos fundamentales:

- Selección de herramientas
- Espaciamento
- Análisis de esfuerzos

3.1 SELECCIÓN DE HERRAMIENTAS

Al diseñar un levantamiento artificial por gas es necesario tener en cuenta las diferentes condiciones de pozo, profundidades, así como también la mecánica del pozo, éste levantamiento es usado comúnmente en pozos con altas complejidades y profundidades debido a su relativa simplicidad, flexibilidad y capacidad para operar sobre una amplia gama de tarifas, además se inyecta gas lo cual las herramientas y el pozo estarán sometidos a una presión adicional, lo que hace necesario analizar de una manera adecuada los criterios necesarios para seleccionar las herramientas más adecuadas y óptimas para el funcionamiento del mismo.

Los principales herramientas para éste tipo de completamiento son los mandriles y el empaque los cuales permiten generar la inyección. A continuación se hará una descripción más detallada de

las herramientas correspondientes al completamiento de un levantamiento por gas mostradas en la **figura 21**:

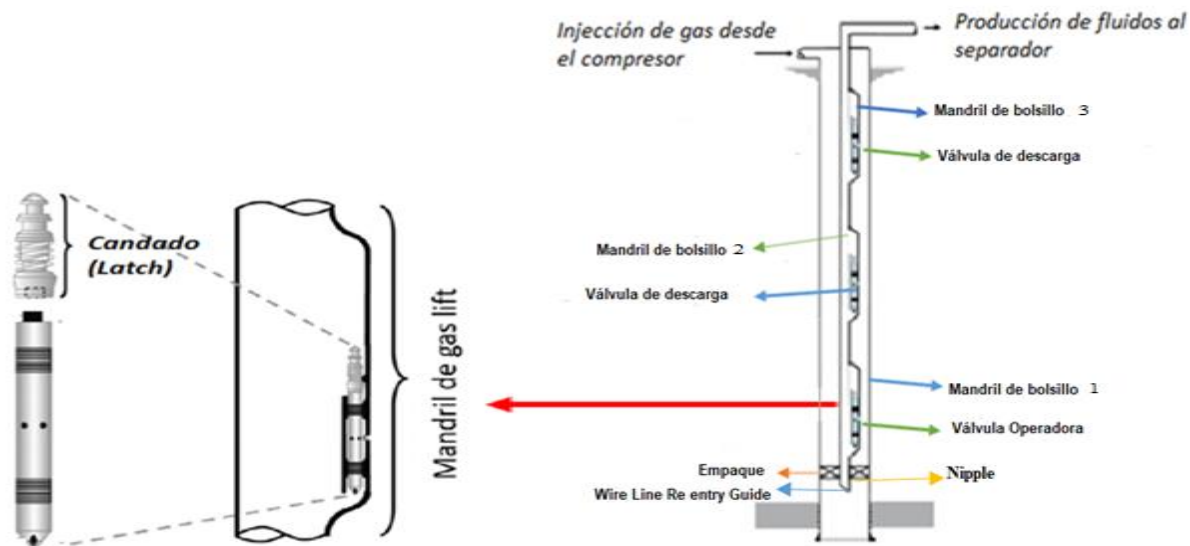


FIGURA 21. Configuración general y herramientas de un levantamiento por gas lift continuo semi-cerrado.
Fuente: Autores

3.1.1 Mandriles

Son elementos que se instalan en él la tubería para permitir el alojamiento de válvulas que actúan mediante la inyección de gas e instalación de Válvulas Reguladoras en Pozos Inyectores, su diseño básico consta de un bolsillo de alojamiento con orificios que están directamente conectados con el anular y permiten el paso de gas entre anular y tubería, hay algunos diseños que permiten el flujo contrario, pero no son muy comunes (Giraldo B, 2009).

Los mandriles se pueden clasificar de acuerdo a *Salida de flujo*, existen dos tipos los cuales se muestran en la **figura 22**:

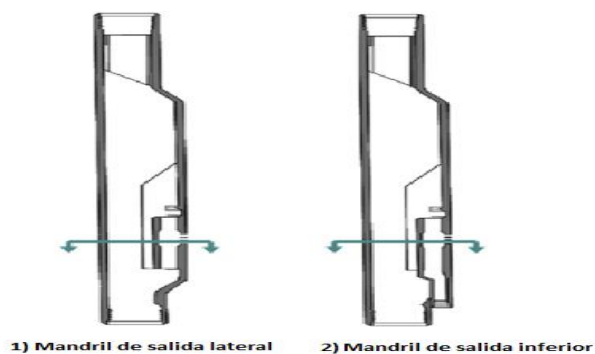


FIGURA 22. Tipos de Mandriles según la salida de flujo. Fuente: Autores

Los mandriles de salida lateral son utilizados principalmente en sistemas de levantamiento artificial por gas ya que el gas es inyectado generalmente por el anular, lo cual facilita la entrada

del gas por la válvula y que éste llegue a superficie; los mandriles de salida inferior fueron ideados principalmente para sistemas de inyección de agua, debido a que la inyección se da por el interior de la tubería y sale por el anular haciendo que el agua se distribuya de la mejor manera, además evita problemas como averiar el revestimiento.

Los mandriles de salida lateral e inferior pueden ser de dos tipos como lo muestra la **figura 23**:

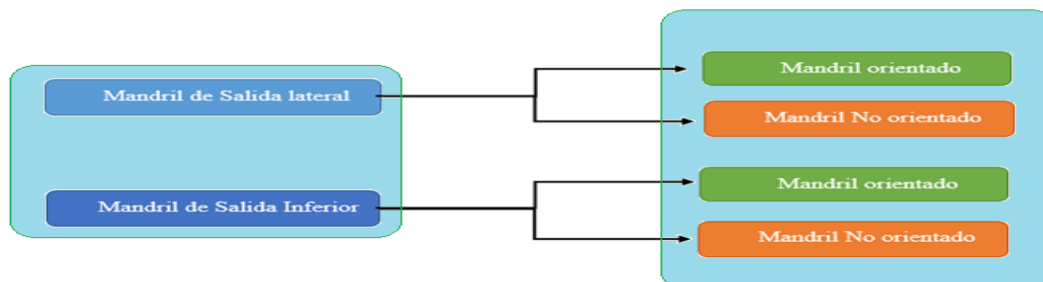


FIGURA 23. Tipos de mandriles de salida lateral e inferior. Fuente: Autores

Los mandriles *orientados* los cuales presentan una camisa orientadora y discriminadora, se usan principalmente en pozos desviados, pero también puede ser usados en pozos verticales; si el pozo es desviado, la desviación máxima a la cual podrá ser instalado el mandril orientado será de 60 grados, debido que en estas herramientas estarán ubicadas las válvulas las cuales podrán ser instaladas o desinstaladas haciendo uso de línea de acero lo que limita el uso de estas herramientas para pozos con mayor desviación. Los mandriles *no orientados* son utilizados únicamente en pozos verticales.

3.1.1.2 Mandriles de bolsillo

Es un componente de completamiento que se usa para alojar válvulas de levantamiento artificial por gas y dispositivos similares que requieren comunicación con el anular. El diseño de un mandril de bolsillo lateral es tal que los componentes instalados no obstruyen la trayectoria del flujo de producción, lo que permite el acceso a los componentes del pozo y de completamiento.

3.1.1.2.1 Características de los mandriles de bolsillo

La letra **K** al comienzo de una nomenclatura del mandril designa un mandril de la serie K que recibe válvulas de 1 in de OD y accesorios de bolsillo lateral recuperables.

Una **M** al comienzo de una nomenclatura del mandril designa un mandril de la serie M que recibe válvulas de 1 1/2 in de OD y accesorios de bolsillo lateral recuperables.

La **figura 24** se observa dos ejemplos de mandriles de bolsillo cuya nomenclatura inicia con la letra K y M, respectivamente:



FIGURA 24. Mandriles de la series KBMG Y MMG. Fuente: schlumberger

Además, hay cuatro tipos de diseños, indicados por las letras **G**, **A**, **M** y **T**, y tres características de diseño, **E**, **EC** y **U**, que indican los mandriles de schlumberger para aplicaciones específicas.

Variaciones de diseño, indicadas por letras y números siguiendo el guion en la nomenclatura, están disponibles para funciones de mandril más especializadas.

3.1.1.3 Latch

El latch mostrado en la **Figura 25** es una herramienta que se instala en la parte superior de la válvula recuperable por cable para asegurarla al mandril de levantamiento artificial por gas.



FIGURA 25. Latch RK-2 GLV. Fuente: REVATA engineering

Hay principalmente dos tipos de latch que se verán a continuación:

La selección de esta depende de la válvula reguladora de flujo a utilizar dada su orientación y tamaño del bolsillo. Según la orientación, los latch pueden ser de dos tipos:

- Latch RK
- Latch RA

3.1.1.3.1 Latch RK

El **Latch RK** es Usado en mandriles orientados, el mandril tiene un perfil 180° para que sea anclado el latch. La **figura 26** se puede observar un Latch RK, con sus respectivos componentes:

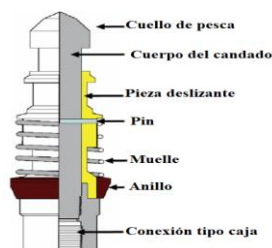


FIGURA 26. Latch tipo anillo. Fuente: *Fundamentals of gas lift engineering*

3.1.1.3.2 Latch RA

El **latch RA** mostrado en la **figura 27** es usado en mandriles no orientados, el mandril tiene un perfil 360° para que sea anclado con el latch. Los latches tipo RK, el hombro del candado (latch shoulder) es un semicírculo (No un hombro de 360°).



FIGURA 27. Latch RK. Fuente: *Fundamentals of gas lift engineering*

3.1.1.4 Kickover Tools

Los kickover son herramientas corridas con slickline que permiten dirigir la válvula hacia el bolsillo del mandril para instalación o retiro de la misma, presenta un juego de brazos que son expandidos y cerrados por un juego de resortes y por las paredes de la tubería y del mandril y en su parte inferior dispone de una caja con rosca para recibir los bajantes y los pescantes. La **figura 28**, muestra varios tipos de kickover tools.



FIGURA 28. Kickover tools. Fuente: *Manual de operaciones de Slickline*

Los Kickover tools tienen las siguientes funciones:

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

- Localizar el mandril selectivamente

Los kickover puede clasificarse según la orientación en:

- Kick over OM
- Kick over L.

Kick over OM: Los kick over OM mostrado en la **figura 29**, es usado para mandriles *orientados*, gracias a la camisa orientadora que tiene el mandril logra ubicarlo y orientar la válvula en el mandril.

- Usado para pozos desviados o inyectores selectivos.



FIGURA 29. Kick Over OM. Fuente: Autores

Kick over L:

Con el kick over L, como el mostrado en la **figura 30**, es usado para mandriles no orientados, logra ubicar el mandril por profundidades y se localiza la válvula subiendo.

- Usado para pozos verticales o desviaciones menores a 15°



FIGURA 30. Kick Over L. Fuente: Autores

Según la desviación del pozo, los mandriles se clasifican como lo muestra la **Figura 31**:

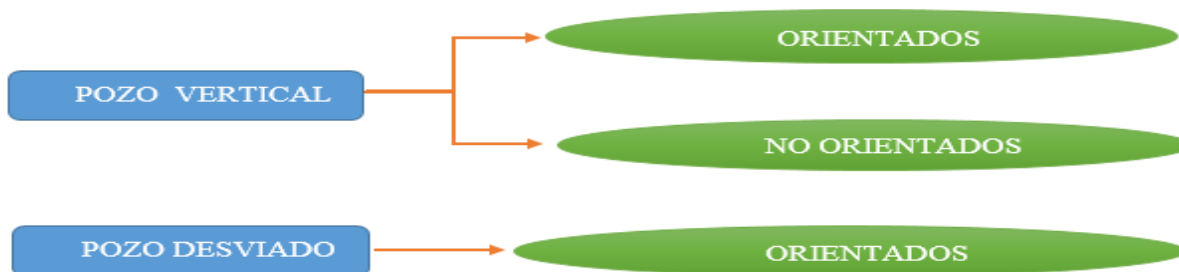


FIGURA 31. Tipos de mandriles según el tipo de pozo. Fuente: Autores.

3.1.2 Empaques

Los empaques son herramientas de fondo de pozo, los cuales se utilizan para generar aislamiento entre el anular y tubería, con el fin de separar las secciones por encima y por debajo del empaque, también es el elemento que delimita el fondo del pozo que abarca desde el nivel inferior de los perforados hasta la profundidad de anclaje del empaque.

Los empaques se pueden clasificar ampliamente de acuerdo a algunas características en sus conexiones, movimiento que la tubería permita, sistema de sentamiento y liberación, entre otros, como se observa en la **figura 32**.

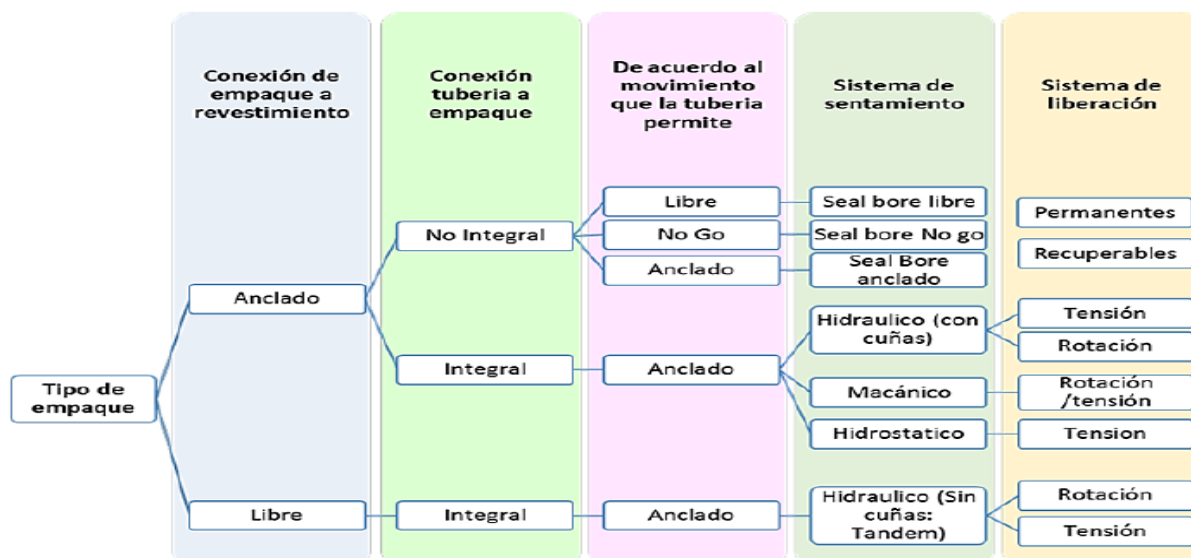


FIGURA 32. Clasificación de empaques. Fuente: Determinación del perfil axial dentro del análisis de esfuerzos de completamiento de acuerdo a su configuración y a los servicios que presente el pozo.

3.1.2.1 Clasificación empaques según conexión empaque- revestimiento

Anclado: La gran mayoría de los empaques entran en esta clasificación, la cual se refiere a los empaques que son anclados al revestimiento por medio de un sistema de cuñas.

Para los pozos donde se aplica levantamiento artificial por gas es obligatorio utilizar este tipo de conexión, ya que el empaque debe ir fijo al revestimiento.

Libre: En esta clasificación se habla de los empaques hidráulicos Tandem, un ejemplo de estos se puede observar en la **figura 33**, los cuales son empaques que normalmente se corren en conjunto con empaques con cuñas como empaques intermedios, con la finalidad de generar ganancias económicas en las sargas selectivas y lograr una mejor rentabilidad del pozo.



FIGURA 33. Empaque Tandem PC-1. Fuente: Weatherford

3.1.2.2 Clasificación empaques según conexión tubería- empaque

Empaques integrales: Son empaques que van conectados arriba y debajo de la tubería, este anclaje del empaque hace que la tubería no tenga movimiento y como consecuencia todas las cargas recaen sobre el empaque convirtiéndolo en un punto crítico que puede generar diversos problemas operacionales.

Empaques no integrales: En esta clasificación se habla principalmente de los empaques tipo seal bore, los cuales presentan un área pulida interna que permite una mayor área de flujo y normalmente se usan para mitigar los grandes movimientos de tubería. En caso de bajar la tubería o tenerla anclada, los esfuerzos recaerán sobre está.

En el caso particular de levantamiento artificial por gas, los empaque tipo Seal bore no son la mejor opción a implementar porque se utilizan en pozos cuyas profundidades son muy altas con el fin de permitir la generación de movimiento de la tubería y los pozos donde se aplica usualmente levantamiento artificial por gas son someros y por tanto no necesitan la absorción de tanto movimiento de la tubería. En la **figura 34** muestra un tipo de empaque no integral o tipo seal bore.



FIGURA 34. Empaque Seal Bore WidePak. Fuente: Weatherford

3.1.2.3 Clasificación empaques según movimiento tubería

Libre: Este tipo de empaque permite que la tubería se mueva hacia arriba y hacia abajo sin restricción alguna, su funcionamiento consiste en colocar una tubería de extensión debajo del empaque cuya área pulida sea igual al área de esté, con el fin de permitir el movimiento de la unidad de sellos a través del área pulida.

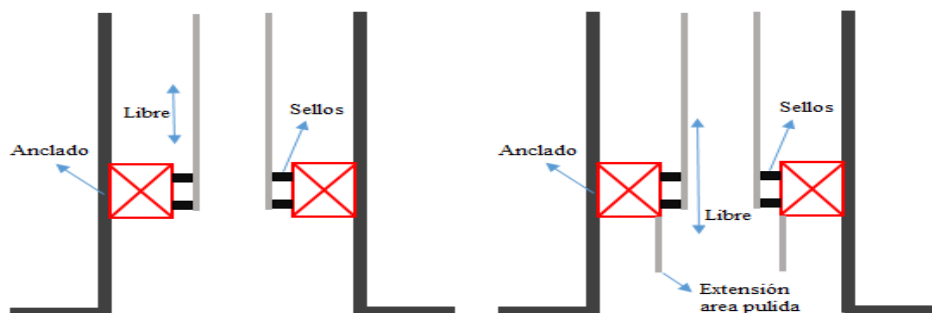


FIGURA 35. Empaque libre. Fuente: Autores

No Pase (No Go): En esta configuración se restringen todos los movimientos que sean hacia abajo, esta acción es posible gracias a la colocación de un hombro en la tubería que impacta sobre el área pulida del empaque.

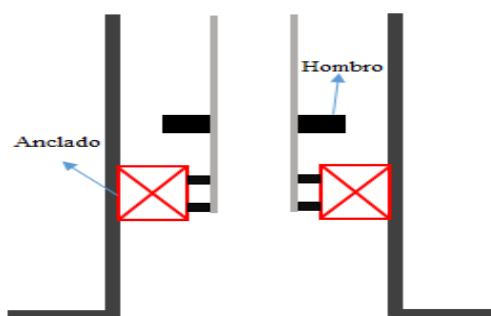


FIGURA 36. Empaque No Pase No Go. Fuente: Autores

Anclado: Este tipo de empaque se caracteriza porque se encuentra anclado o fijado al revestimiento y a su vez la tubería se fija al empaque, no permite que se genere movimiento pero los esfuerzos que actúan sobre la tubería también afectan al empaque debido a su conexión.

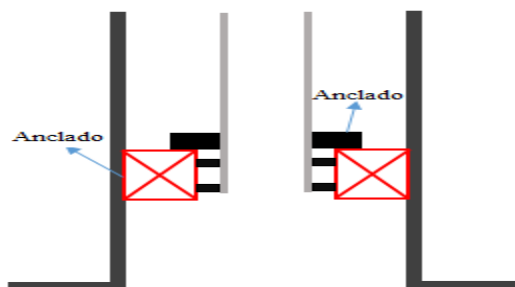


FIGURA 37. Empaque anclado. Fuente: Autores

3.1.2.4 Clasificación empaques según sistema de sentamiento

Empaques hidráulicos: son aquellos que su proceso de sentamiento se realiza por la presión diferencial generada entre el anular y tubería tapada, este proceso se da al romper los pines de sentamiento del pistón (es la primera presión de sentamiento) y luego subir la presión hasta llegar a la presión de Pack Off (donde las gomas realizan el sello). La **figura 38** muestra un empaque hidráulico realizado por la empresa weatherford.



FIGURA 38. Empaque hidráulico UltraPak TH. Fuente: Weatherford

Empaques mecánicos: Los empaques mecánicos como el mostrado en la **Figura 39**, su sentamiento se realiza de forma mecánica y generalmente aplicando rotación (izquierda o derecha), su mecanismo está conformado por un sistema tipo J o L y se anclan cuando están a la profundidad adecuada de sentamiento por medio de rotación que hace que el pin que está ubicado en el mandril del empaque se desplace por la J o L, tomando la posición de sentamiento.



FIGURA 39. Empaque mecánico Arrowset I-XS. Fuente: Weatherford

Empaques hidrostáticos: Como su nombre lo dice el proceso de sentamiento de estos empaques es por presión hidrostática, se logra gracias a una cámara incorporada con presión atmosférica que realiza una presión diferencial con la hidrostática y de forma similar a los hidráulicos se debe romper los pines de sentamiento y luego subir la presión hasta Pack Off. La **figura 40** muestra un modelo de este tipo de empaque.



FIGURA 40. Empaque hidrostático AHR. Fuente: Halliburton

3.1.2.4 Clasificación empaques según sistema de liberación

En los empaques integrales principalmente se cuenta con dos sistemas de liberación: por rotación y por tensión.

Empaques hidráulicos: Los sistemas de liberación de este tipo de empaques son o por rotación o por tensión, los primeros siendo más aplicados a pozos con inyección y el segundo a pozos relacionados con producción.

Es la opción más recomendable a utilizar en una instalación de levantamiento artificial por gas ya que su asentamiento y liberación es mucho más sencilla comparada con otros tipos.

Empaques mecánicos: Este tipo de empaques presenta su sistema de liberación similar al su sistema de asentamiento donde se genera una acción combinada de tensión y rotación.

Es una opción válida a la hora de utilizar levantamiento artificial por gas, pero se deben tener controles de algunos factores como verificar si la sarta es capaz de llegar a fondo y si la rotación generada en superficie puede llegar a la profundidad del empaque, lo cual se vuelve más crítico por las desviaciones y cambio angular (dog leg) de los pozos.

Empaques hidrostáticos: su sistema de liberación se da por tensión.

Cuando nos referimos a empaques no integrales o seal bore se puede clasificar en dos sistemas de liberación: empaques permanentes y recuperables.

Empaques permanentes: Una vez asentados, no se pueden desasentar este tipo de empaque, la única forma usada para recuperarlos es hacer uso del equipo de fresado para destruirlos. Comúnmente utilizado cuando se presentan altas presiones, profundidades medianas y profundas y en pozos desviados

Empaques recuperables: como su nombre lo dice son empaques los cuales se pueden retirar fácilmente ya sea por manipulación de la tubería o algún otro medio que no comprenda la destrucción del empaque. Usualmente se utilizan en pozos de poca desviación que presentan bajas a medianas profundidades y presiones bajas a moderadas.

Cuando se trabaja con una instalación de levantamiento artificial por gas continuo es muy importante seleccionar el empaque más adecuado, luego de vista la clasificación anterior podemos concluir que el empaque más adecuado sería un empaque anclado integral ya sea hidráulico o mecánico, pero en caso de ser mecánico se debe verificar que la rotación generada en superficie sea suficiente para llegar a fondo de pozo(para realizar estas validaciones se utilizara el software de análisis de esfuerzos y torque y arrastre), de lo contrario se utilizaría un empaque hidráulico de liberación por tensión.

3.1.3 Niples

Son dispositivos tubulares conectados a la tubería de producción a una determinada profundidad. Internamente son diseñados para alojar en su interior un dispositivo para controlar, aislar o evaluar la producción del pozo. Los niples de asiento están disponibles en diversas marcas y tamaños, de acuerdo al tipo de completamiento escogido, es importante respetar los diámetros internos para su ubicación dentro de la tubería. De acuerdo a su diseño interno los niples se dividen en 2 grupos principalmente, selectivos y no selectivos

Niples selectivos: Los niples selectivos son los denominados top no go, es decir que permiten el flujo en una sola dirección y también impiden que algunas herramientas de gran tamaño caigan al fondo de pozo.

Nipples no selectivos: Denominados Bottom no go, permiten el flujo en varias direcciones, éstos se colocan al final de la sarta para sentar empaques. La **figura 41**, muestra un nipple de modelo R , Bottom o go, no selectivo.



FIGURA 41. Niple tipo R. Fuente: Baker

Los nipples pueden ser utilizados como nipple No-Go para efectuar operaciones de control con cable. La selección del nipple se hace de acuerdo al empaque, el tamaño de éste depende del tamaño de la tubería.

3.1.4 Wireline Reentry Guide

El wireline reentry guide mostrado en la **figura 42**, También denominados “MuleShoes” son accesorios que van ubicados al final del completamiento (parte más baja de la sarta), se usa básicamente para permitir el reingreso seguro de las herramientas con wireline o slickline del revestimiento a la tubería, posee una rosca al extremo superior que se une con el extremo inferior de la tubería de producción.

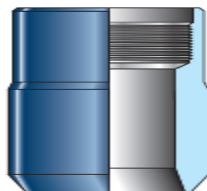


FIGURA 42. Wireline Entry Guide. Fuente: Schlumberger

3.1.5 Camisas de circulación

Las camisas de circulación (**Figura 43**) son equipos de comunicación o separación, los cuales son instalados en la tubería de producción. Se instalan en la sarta de tubería para permitir la comunicación entre el interior de ésta y el anular, para lo cual poseen una manga interna que puede ser abierta o cerrada, mediante operaciones de por cable cada vez que se requiera. La elección de las camisas se realiza dependiendo del tipo de fluido que se produzca y de los aportes de otros materiales que genere el yacimiento, se dividen en dos tipos generalmente, las que abren hacia arriba o hacia abajo. Entre las funciones que cumplen estos dispositivos tenemos:

- Traer pozos a producción
- De circulación para matar el pozo.
- Lavar arena.
- Producción de pozos en múltiples zonas.

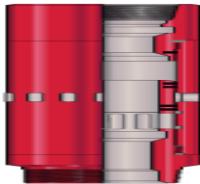


FIGURA 43. Camisa de circulación tipo AL. Fuente: Argos Energy AS

3.2 DISEÑO Y ESPACIAMIENTO DEL COMPLETAMIENTO

3.2.1 Criterios de diseño del completamiento

Las principales herramientas que componen un levantamiento artificial por gas son los mandriles y el empaque, cuyas profundidades y espaciado hacen parte importante del diseño del completamiento. Por esta razón es de vital importancia conocer estos datos ya que son una base fundamental para poder determinar y estimar el estado mecánico del pozo más adecuado y óptimo.

El éxito de un sistema de levantamiento por gas es ubicar las válvulas en la profundidad adecuada para que logren desarrollar su función y para ubicarlas debemos ubicar los mandriles en las profundidades indicadas, es por ellos que el objetivo final de esta sección del documento es llegar a ubicar los mandriles y además el empaque en el pozo y espaciar la tubería necesaria para ubicar las herramientas a la profundidad adecuada.

A continuación se explicará en forma general los criterios y restricciones que se deben tener en cuenta a la hora de espaciar los mandriles y ubicar el empaque.

3.2.1.1 Espaciado de mandriles y profundidad del empaque

El espaciado de los mandriles en el levantamiento artificial por gas es uno de los procedimientos más importantes a realizar ya que de esto depende lograr una máxima producción con la mínima inyección de gas posible.

Los mandriles son componentes que se ensamblan a la tubería de producción en los cuales se colocan las válvulas de levantamiento artificial por gas o también llamadas válvulas de descarga encargadas de realizar la descarga de los fluidos de completamiento en el pozo, siendo la válvula más profunda llamada válvula de operación la que realizará finalmente la inyección de gas.

La ubicación de los mandriles dentro del pozo indican los puntos más importantes de la inyección, ya que en ellos se ubican las válvulas, las cuales deben estar adecuadamente espaciadas para poder obtener una mayor eficiencia en la inyección del gas.

La eficiencia de la operación de una instalación de levantamiento artificial por gas depende del propio diseño. El espaciado de los mandriles/válvulas depende de técnicas de diseño precisas.

Debido a esto se debe hacer unos procedimientos y se deben tener en cuenta unos criterios para poder hacer este proceso de espaciado. A continuación se describirán estos criterios para el

espaciamiento, entendido este último como la profundidad adecuada donde deben ir las herramientas para que el pozo cumpla su función.

3.2.1.1.1 Criterios de diseño para el espaciamiento de los mandriles

Para lograr un diseño del espaciamiento de los mandriles exitoso se deben incluir los siguientes parámetros:

- El cálculo de la presión de inyección correcto a la profundidad total.
- Modelar la curva de gradiente fluyente (caída de presión en la tubería) apropiada.
- Usar una caída de presión apropiada a partir de la línea de presión de inyección.
- El uso del gradiente estático correcto para espaciar las válvulas hasta el empaque hasta que el espaciamiento de válvula sea el preestablecido (por lo general de 200 a 500 ft).

Es importante conocer la secuencia de descarga que tiene el pozo a medida que avanza la inyección del gas en el levantamiento artificial por gas continuo.

3.2.1.1.2 Secuencia de descarga de flujo continuo

Después de que un pozo se ha completado o se ha trabajado, el nivel de fluido en el revestimiento y tubería generalmente se encuentra en la superficie o cerca de ella. La presión de levantamiento de gas disponible para descargar el pozo generalmente no es suficiente para descargar fluido a la profundidad deseada para la inyección de gas. Esto se debe a que la presión causada por la columna estática de fluido en el pozo a la profundidad de inyección deseada es mayor que la presión de gas disponible en la profundidad de la inyección. En este caso, se instalan una serie de válvulas de descarga de gas en el pozo. Estas válvulas están diseñadas para usar la presión de inyección de gas disponible para descargar el pozo hasta lograr la profundidad de inyección deseada (Schlumberger, 1999).

El nivel de fluido en el revestimiento y tubería está en la superficie. No se inyecta gas en el revestimiento y no se produce fluido. Todas las válvulas de levantamiento artificial por gas están abiertas. La presión para abrir las válvulas viene dada por el peso del fluido en el revestimiento y el tubo. Tenga en cuenta que el nivel de líquido en la tubería y revestimiento se determinará por la presión de cierre en fondo (SIBHP) y la carga hidrostática o el peso de la columna de fluido, que a su vez está determinada por la densidad. El agua tiene una densidad mayor que el petróleo y, por lo tanto, el nivel de líquido de una columna de agua será menor que el del petróleo.

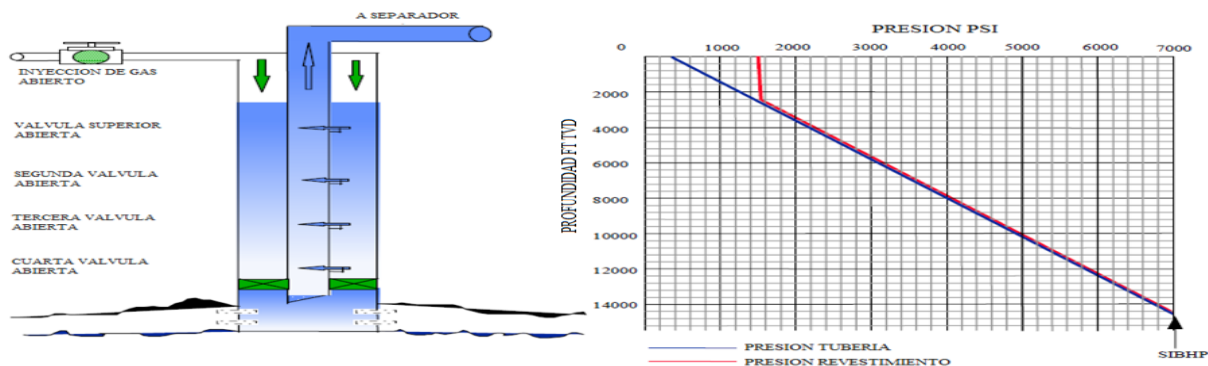


FIGURA 44. Nivel de fluido en revestimiento y tubería está en superficie. Fuente: Gas Lift Technology

La inyección de gas en el revestimiento inicia. El fluido está en forma de U a través de todas las válvulas abiertas de levantamiento artificial por gas. No se están produciendo fluidos de formación debido a que la presión en el pozo a la profundidad de la perforación es mayor que la presión del yacimiento, es decir, no hay reducción. Todo el fluido producido proviene del revestimiento y la tubería. Todo el fluido descargado del revestimiento pasa a través de las válvulas abiertas de levantamiento por gas. Debido a esto, es importante que el pozo se descargue a una velocidad razonable para evitar daños a las válvulas de levantamiento por gas.

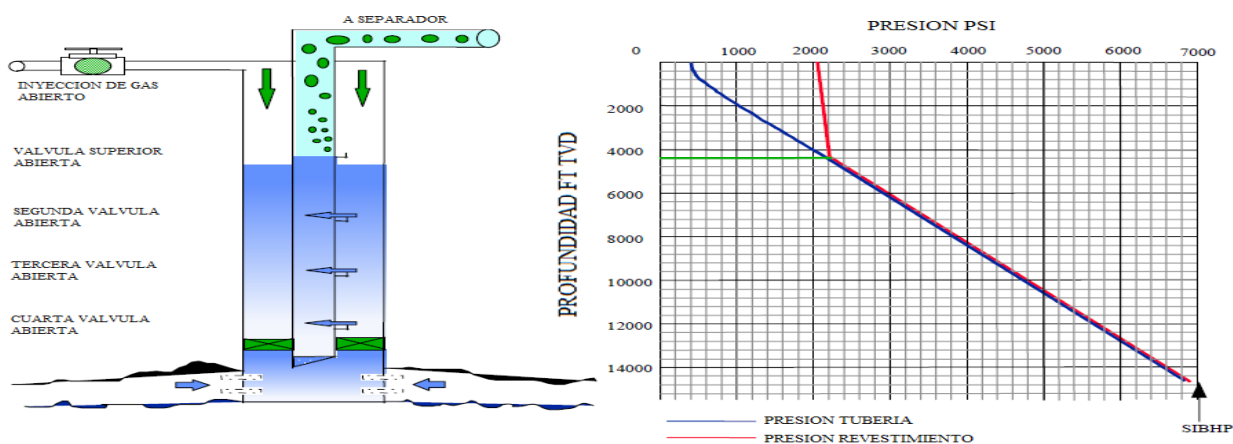


FIGURA 45. Comienza inyección de gas en revestimiento. Fuente: Gas Lift Technology

El nivel de fluido se ha descargado a la válvula de levantamiento artificial por gas superior. Esto aire a el fluido por encima de la válvula de levantamiento por gas superior, disminuyendo la densidad del fluido. Esto reduce la presión en tubería en la válvula de levantamiento por gas superior, y también reduce la presión en la tubería en todas las válvulas debajo de la válvula superior. Esta reducción de presión permite que el fluido de revestimiento por debajo de la válvula superior se conduzca en U más abajo del pozo y se descargue a través de las válvulas 2, 3 y 4. Si esta reducción de presión es suficiente en las perforaciones, el pozo comenzará a producir fluido de formación.

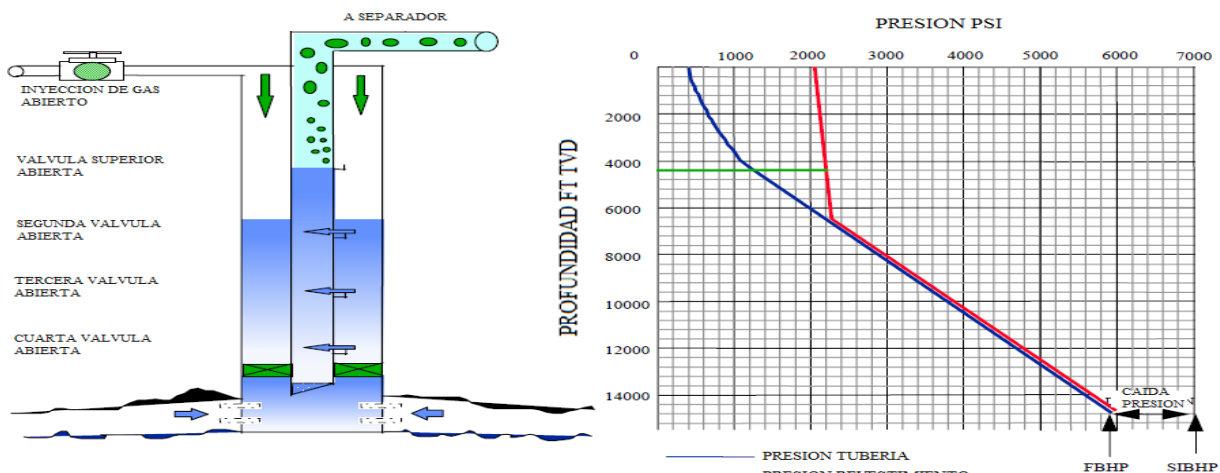


FIGURA 46. El nivel de fluido se ha descargado a la válvula superior. Fuente: Gas Lift Technology

El nivel de fluido en el anular ha sido descargado justo por encima de la válvula número dos. Esto ha sido posible debido al creciente volumen de gas que pasa por la número uno, reduciendo la presión en la tubería en la válvula dos, permitiendo así que el proceso de tubería en U continúe.

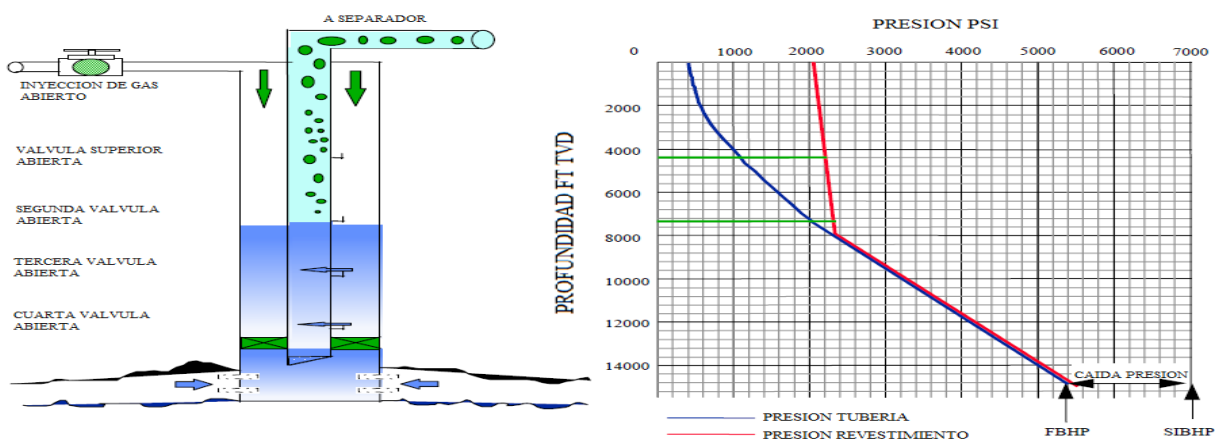


FIGURA 47. El nivel de fluido ha descargado justo por encima de la válvula 2. Fuente: Gas Lift Technology

El nivel de fluido en el revestimiento se ha reducido a un punto por debajo de la segunda válvula de levantamiento artificial por gas. Las dos válvulas de levantamiento por gas superiores están abiertas y se inyecta gas a través de ambas válvulas. Todas las válvulas de abajo también permanecen abiertas y continúan pasando el fluido del revestimiento. La tubería ahora se ha descargado lo suficiente como para reducir la presión de fondo fluyente (FBHP) por debajo de la presión estática de fondo (SIBHP). Esto proporciona una presión diferencial desde el yacimiento al pozo produciendo un flujo de fluido de formación. Esta diferencia de presión se denomina reducción.

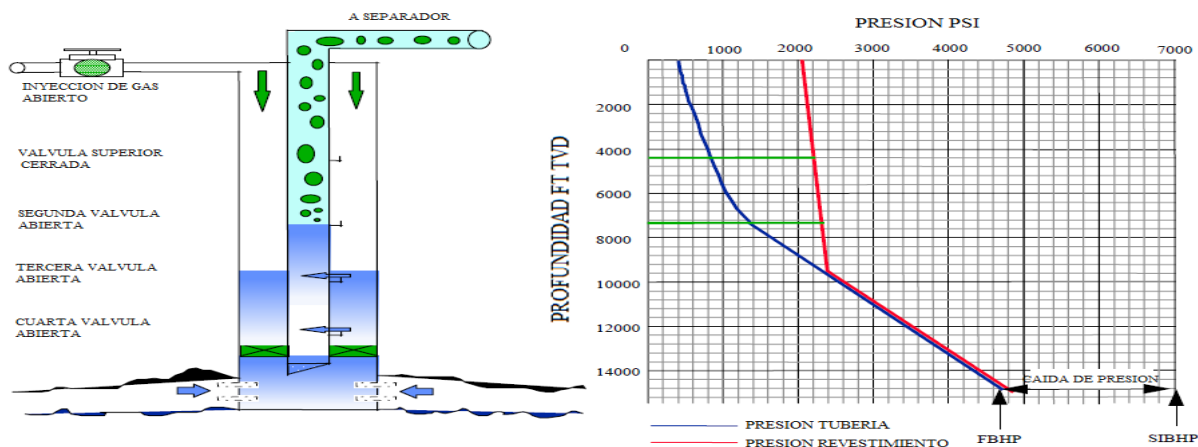


FIGURA 48. El nivel de fluido en el revestimiento se ha reducido por debajo de la segunda válvula. Fuente: Gas Lift Technology

La válvula superior de levantamiento artificial por gas ahora está cerrada y todo el gas se inyecta a través de la segunda válvula. Cuando se utilizan válvulas operadas a presión de revestimiento, una ligera reducción de la presión del revestimiento provoca el cierre de la válvula superior. Con válvulas de respuesta proporcional y operada por fluido, una reducción en la presión de la tubería a la profundidad de la válvula hace que la válvula superior se cierre. La descarga del pozo continúa con las válvulas 2, 3 y 4 abiertas y se retira el fluido del revestimiento a través de las válvulas 3 y 4.

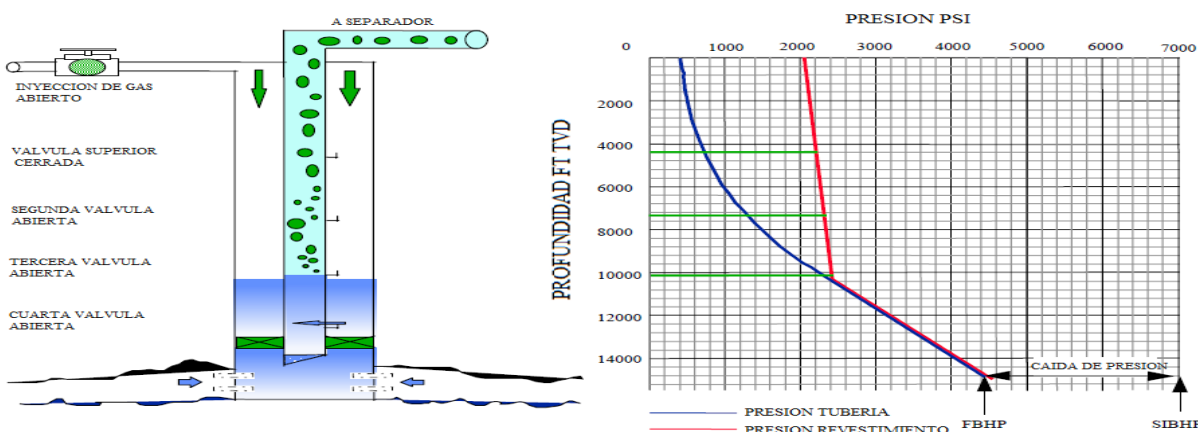


FIGURA 49. La válvula superior ahora está cerrada y todo el gas se inyecta a través de la segunda válvula. Fuente: Gas Lift Technology

La válvula 3 ahora ha sido descubierta. Las válvulas 2 y 3 ambas abiertas y pasando gas. La válvula inferior debajo del nivel de fluido también está abierta. Tenga en cuenta que cuanto más profundo sea el punto de inyección, menor será el FBHP (presión de fondo fluyente) y, por lo tanto, mayor será la reducción del pozo. Además, la productividad está directamente relacionada con la reducción, cuanto más profunda es la inyección, mayor es la tasa de producción.

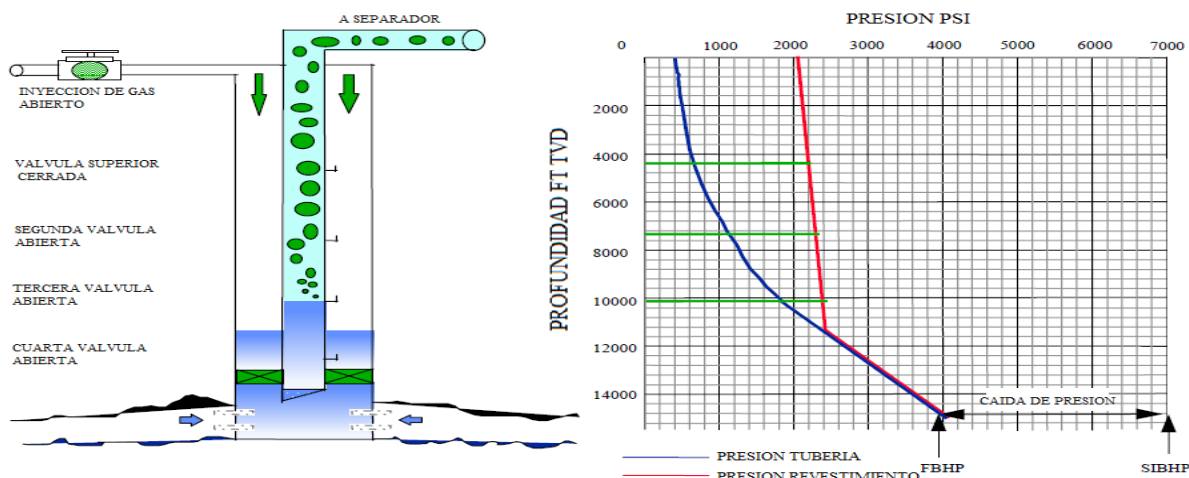


FIGURA 50. La válvula 3 ha sido descubierta. Fuente: Gas Lift Technology

La válvula ahora está cerrada. Todo el gas se inyecta a través de la válvula 3. La válvula 2 se cierra mediante una reducción de la presión revestimiento para las válvulas accionadas por el revestimiento o una reducción de la presión de la tubería para las válvulas de respuesta proporcional y operada por fluido. La válvula 3 es la válvula de funcionamiento en este ejemplo. Esto se debe a que la capacidad del yacimiento para producir fluido coincide con la capacidad del tubo para eliminar fluidos (rendimiento de entrada / salida). La válvula de operación puede ser una válvula de orificio o puede ser una válvula levantamiento artificial por gas. La válvula en el mandril 4 permanecerá sumergida a menos que cambien las condiciones de operación o del yacimiento. En la **figura 51**, muestra el comportamiento de las presiones de revestimiento y tubería durante una secuencia de descarga en un lapso de tiempo de 12 horas.

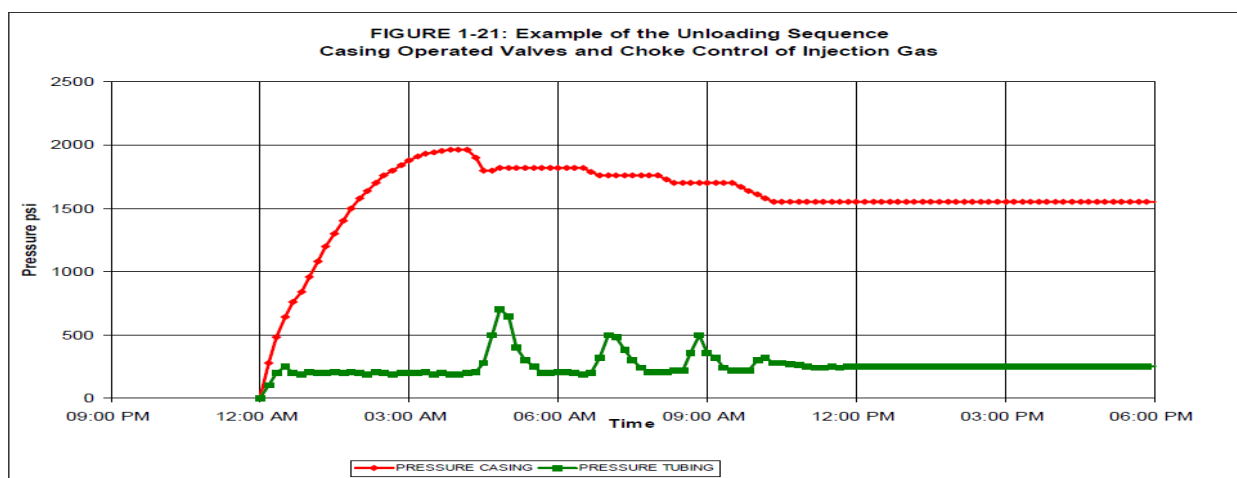


FIGURA 51. Ejemplo de secuencia de descarga. Fuente: Gas Lift Technology

3.2.1.1.3 Procedimiento para la ubicación de la profundidad de los mandriles

Actualmente los diseños modernos pueden ser logrados mediante computadoras, pero el personal involucrado en el levantamiento artificial por gas debe entender el diseño fundamental para utilizar estas herramientas de forma efectiva. El mejor método de para poder entender estos fundamentos

es diseñar personalmente un sistema sin la asistencia de un computador, realizando las consideraciones necesarias (Schlumberger, 1999).

El método utilizado es gráfico y consiste en trazar una serie de líneas rectas, como se ira explicando a continuación:

1. Construir una gráfica de presión vs profundidad:

Dibuje una línea horizontal a la profundidad de los disparos, representará el límite hasta donde se puede llegar el diseño.

2. Dibujar la línea de gradiente estático:

Esté se calcula utilizando el gradiente de fluido de control y la presión de cierre en fondo (pws).

Trace una línea desde la profundidad del nivel de fluido (presión de 0 psi) hasta la pws (máxima profundidad).

3. Dibujar la línea de presión de inyección o también denominada presión del revestimiento. Se pueden usar correlaciones o usando gráficas.

4. Seleccionar la curva de gradiente fluyente para las condiciones de inyección:

La presión de los fluidos en la tubería y en la línea de flujo está sujeta a cambios en la presión. Como los fluidos son una mezcla y debido a la gran cantidad de factores involucrados, calcular la presión del fluido en un punto dado es una tarea muy difícil. El diseño adecuado de la instalación de levantamiento artificial por gas requiere esta información, por lo que se necesitan soluciones a éste problema. Se han desarrollado soluciones matemáticas que permiten al diseñador llegar a una curva de gradiente de presión específica para el pozo. Los datos de pozo disponibles se introducen en una computadora que construye la curva. Como no se conocen todos los datos, la curva es aproximada pero se puede usar para la mayoría del trabajo de diseño (Schlumberger, 1999).

El líquido y el gas pueden fluir de forma paralela entre si dentro de la tubería, o también se pueden presentar otras combinaciones de patrones de flujo. Cada uno de estos patrones de flujo producirá una caída de presión diferente en una distancia determinada (Schlumberger, 1999). Además del patrón de flujo, según (Schlumberger, 1999) los factores que afectan a la pérdida de presión en el flujo multifasico incluyen:

- Diámetro interior del conducto que fluye.
- Rugosidad de la pared.
- Inclinación.
- Densidad de líquido.
- Densidad de gas.
- Viscosidad liquida.

- Viscosidad del gas.
- Velocidad del líquido superficial.
- Velocidad del gas superficial.
- Tensión superficial del líquido.
- Angulo de contacto de pared.
- Aceleración de la gravedad.
- Gradiente de presión.

Para poder describir éste gradiente de presión fluyente se han desarrollado algunas correlaciones como lo son:

- Duns and Ros (1963)
- Hagedorn and Brown (1967)
- Orkiszewski(1967)
- Aziz, Govier and Fogarasi (1972)
- Beggs and Brill (1973)

5. Espaciar el mandril superior utilizando el gradiente estático.

Dibujar una línea con éste gradiente iniciando en la presión en cabeza hasta que intersecte la línea de presión del revestimiento.

De esta forma tendremos la profundidad del mandril superior.

6. Dibujar la caída de presión del revestimiento y espaciar el segundo mandril:

Sabemos que para asegurar que cada una de las válvulas de descarga cierre cuando las válvulas abren sucesivamente, debemos tomar una caída en la presión del revestimiento.

Para eso se utiliza el método de caída de presión constante, este es un método muy simple para la elección de caídas de presión, que está basada en gran parte en la experiencia de campo. Este método implica tomar caídas de presión iguales en el revestimiento para todas las válvulas en el diseño. Esta caída de presión es generalmente 10 – 30 psi y está basado en gran parte en la experiencia de campo. Una ventaja de este método es que permite al ingeniero realizar un diseño menos conservativo (Schlumberger, 1999).

Espaciar el segundo mandril utilizando el gradiente estático, iniciando en el punto de intersección (entre la curva de gradiente de flujo y la profundidad del primer mandril) hasta que intersecte la nueva línea de gradiente del revestimiento.

7. Continuar realizando el proceso descrito anteriormente de forma iterativa teniendo en cuenta la caída de presión del revestimiento utilizada.

El diseño finaliza cuando entre un mandril y el mandril anterior el espaciamiento sea menor a un rango entre 200-500 ft dependiendo del criterio del diseñador. La **figura 52** muestra el espaciamiento de mandriles para un levantamiento artificial continuo.

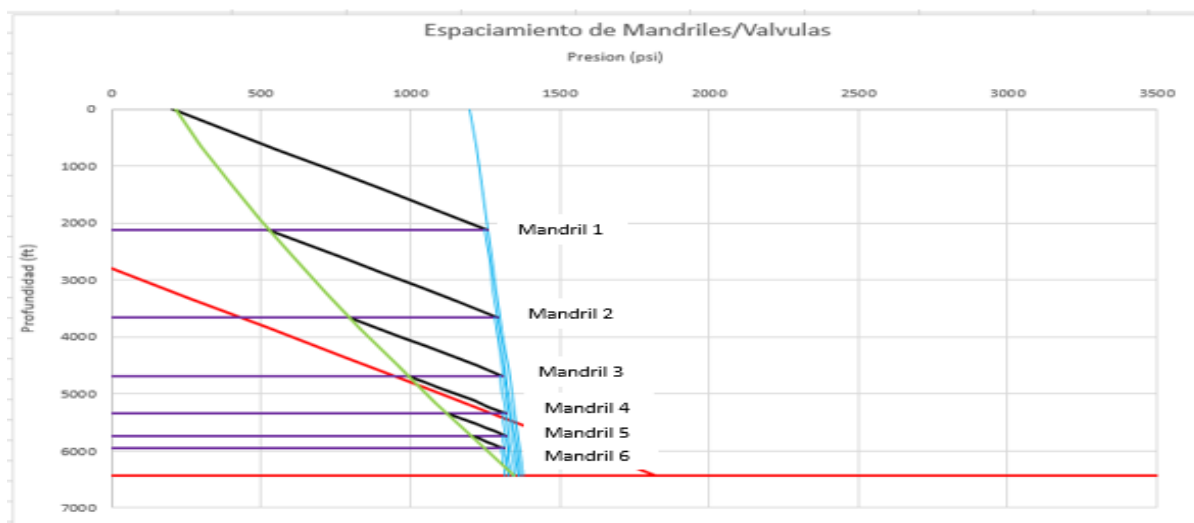


FIGURA 52. Grafica de espaciamiento de mandriles para un levantamiento de gas lift continuo. Fuente: Autores

8. Determinar la profundidad del empaque:

El empaque debe quedar aproximadamente 60 ft por debajo del punto de inyección (Maggiolo R, 2004).

La **figura 54**, muestra un ejemplo de las profundidades de las herramientas correspondiente al pozo Y (espaciamiento de mandriles/valvulas, profundidad del empaque)

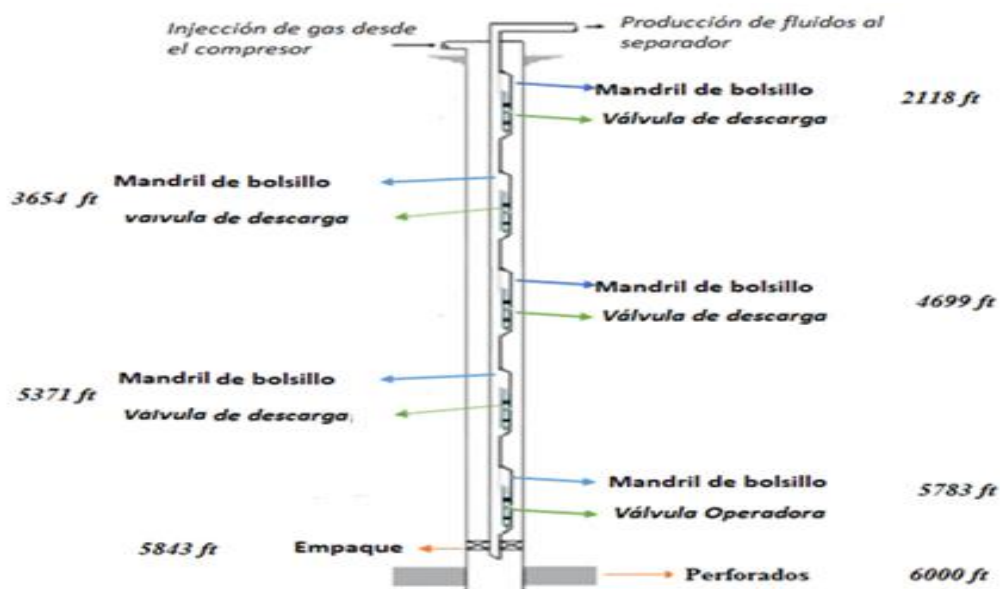


FIGURA 53. Espaciamiento de los mandriles y profundidad del empaque pozo Y. Fuente: Autores

3.2.2. Espaciamiento de completamiento

Después de haber calculado las profundidades de los mandriles y del empaque, estas son asumidas como puntos fijos a la hora de realizar el estado mecánico del pozo, los cálculos para hallar la distribución de la tubería y demás herramientas se hacen a partir de éstos puntos.

El cálculo de las profundidades de la tubería y demás herramientas debajo del empaque como lo son: tubería, nipple, pup joint y wireline entry guide se realiza sumando las longitudes de estas, para el caso contrario (por encima del empaque) se realiza el mismo procedimiento pero restando, con el fin de hallar la longitud que hay entre el último mandril y la mesa rotaria.

Para que el diseño de completamiento sea el más adecuado se debe tener en cuenta algunos criterios fundamentales como: la base del completamiento no debe quedar encima de los perforados ya que la presión de formación me puede generar daños en la tubería como por ejemplo problemas de canalización.

También es de suma importancia definir la elevación de la mesa rotaria, la cual es la diferencia entre el terreno y la mesa de perforación, este punto se toma como la referencia de todas las profundidades en el pozo (Ver **Figura 54**).

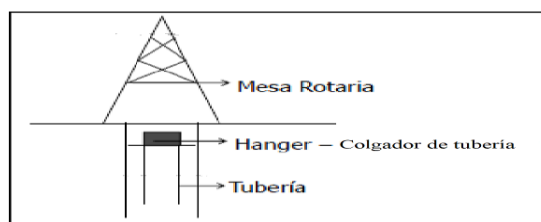


FIGURA 54. Elevación de la mesa rotaria. Fuente: Autores

En la **Figura 55** se observa el diagrama del pozo X con el revestimiento de superficie el cual va hasta 1000 ft y el revestimiento de producción que va hasta el fondo del pozo cuya profundidad es de 10022 ft:

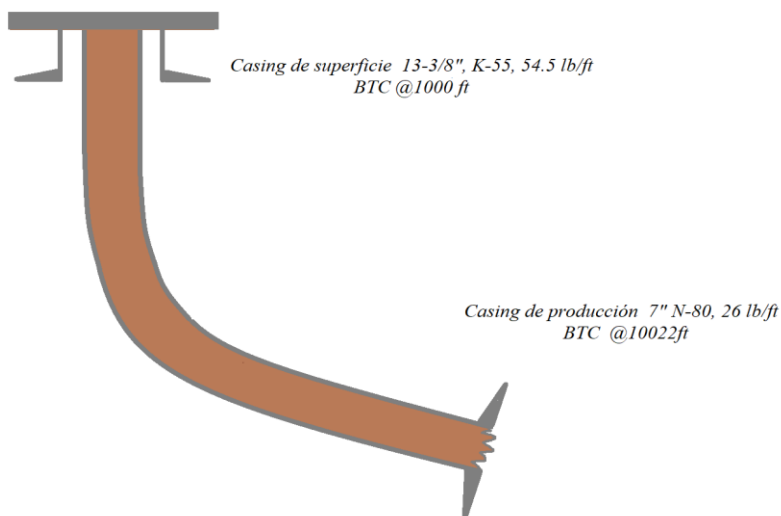
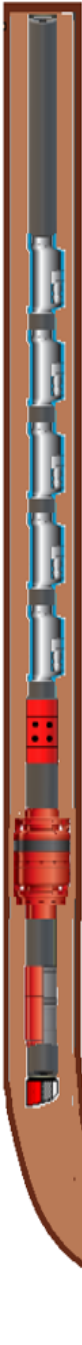


FIGURA 55. Revestimientos correspondientes al pozo X. Fuente: Autores.

La **Figura 56** contiene la manera de calcular y la configuración de las herramientas y tubería utilizada usualmente para un completamiento simple de levantamiento artificial por gas continuo:



| DESCRIPCIÓN | Longitud(ft) | Profundidad (ft) (Tope) | Profundidad (ft) (Bottom) |
|--------------------------------|---|--|--|
| MESA ROTARIA | L. Mesa | 0.00 | L. Mesa |
| HANGER | L. Hanger | L.Mesa | L.Mesa+ L Hanger |
| TUBING JOINT | h Mandril 5 - L. Mandril-(L.Mesa+ L Hanger) | L.Mesa+ L Hanger | h Mandril 5 - L. Mandril |
| MANDRIL DE GAS LIFT | L.Mandril | h Mandril 5 - L. Mandril | h.Mandril 5 |
| TUBING JOINT | h Mandril 4 - L. Mandril- h Mandril 5 | h.Mandril 5 | h Mandril 4- L. Mandril |
| MANDRIL DE GAS LIFT | L. Mandril | h Mandril 4- L. Mandril | h. Mandril 4 |
| TUBING JOINT | h Mandril 3 - L. Mandril- h Mandril 4 | h. Mandril 4 | h Mandril 3 - L. Mandril |
| MANDRIL DE GAS LIFT | L.Mandril | h Mandril 3 - L. Mandril | h Mandril 3 |
| TUBING JOINT | h Mandril 2 - L. Mandril- h Mandril 3 | h Mandril 3 | h Mandril 2 - L. Mandril |
| MANDRIL DE GAS LIFT | L.Mandril | h Mandril 2 - L. Mandril | h Mandril 2 |
| TUBING JOINT | h Mandril 1 - L. Mandril- h Mandril 2 | h Mandril 2 | h Mandril 1 - L. Mandril |
| MANDRIL DE GAS LIFT | L. Mandril | h Mandril 1 - L. Mandril | h Mandril 1 |
| TUBING JOINT | h Packer-L.G.Arriba - L Tubo 2- L Camisa- h Mandril 1 | h Mandril 1 | h Packer-L.G.Arriba - L Tubo 2- L Camisa |
| CAMISA DE CIRCULACION | L. Camisa | h Packer-L.G.Arriba - L Tubo 2- L Camisa | h Packer-L.G.Arriba - L Tubo 2 |
| TUBING JOINT | L. Tubo 2 | h Packer-L.G.Arriba - L Tubo 2 | h Packer-L.G.Arriba |
| EMPAQUE HIDRAULICO | L.G.Arriba | h Packer-L.G.Arriba | h Packer |
| RESTO DE EMPAQUE - GOMAS ABAJO | L.G.Abajo | h Packer | h Packer+L.G.Abajo |
| TUBING JOINT | L. Tubo 1 | h Packer+L.G.Abajo | L. Tubo+L.G.Abajo |
| NIPPLE | L. Nipple | L. Tubo+L.G.Abajo | L. Tubo 1 +h Packer+L.G.Abajo +L. Nipple |
| PUP JOINT | L. Pup Joint | L. Tubo 1 +h Packer+L.G.Abajo +L. Nipple | L. Tubo 1 +h Packer+L.G.Abajo +L. Nipple +L. Pup Joint |
| WIRELINE ENTRY GUIDE | L. Wireline Entry Guide | L. Tubo 1 +h Packer+L.G.Abajo +L. Nipple +L. Pup Joint | L. Tubo 1 +h Packer +L.G.Abajo +L. Nipple +L. Pup Joint+ L. Wireline Entry Guide |

| | |
|--|----------------|
| L Mesa=Longitud de mesa rita | ■ Puntos Fijos |
| L Hanger=Longitud de Hanger | |
| h. Mandril=Profundidad de mandril | |
| h. Packer=Profundidad del empaque | |
| L.G arriba=Longitud gomas arriba del empaque | |
| L.G abajo=Longitud gomas arriba del empaque | |
| L Tubo=Longitud de tubería | |
| L. Nipple=Longitud del Nipple | |
| L. Pup Joint=Longitud de Pup Joint | |

FIGURA 56. Configuración de herramientas y tubería de un pozo con completamiento simple de levantamiento artificial por gas lift. Fuente: Autores

Se debe tener en cuenta que las formulas mostradas en la tabla anterior se debe utilizar con los datos de la profundidad medida (MD).

3.3 ANÁLISIS DE ESFUERZOS

Al momento de realizar el diseño de un completamiento, es de suma importancia tener en cuenta el análisis de esfuerzos, ya que este juega un papel importante para permitir predecir el comportamiento de los diferentes equipos y herramientas (Tuberías, empaques, mandriles, etc.) Al ser sometidos a cargas. Cuando se manejan pozos ubicados en lugares como (aguas profundas y mayores complejidades en el completamiento) el análisis de esfuerzo se vuelve importante, debido a que se puede presentar mayores problemas.

Al realizar el análisis de esfuerzos se podrá pronosticar el comportamiento, esto permitirá determinar las herramientas más adecuadas que logren cumplir un óptimo funcionamiento del pozo según las características que este posea.

Según Jhonatan Bellarby, las razones para llevar a cabo el análisis del estrés de la tubería incluyen:

- Definir el peso, el grado y, hasta cierto punto, influya en la metalurgia y el tamaño de la terminación.
- Asegurarse de que la tubería seleccionada resista todas las cargas proyectadas de instalación y servicio durante la vida útil del pozo. Si no puede, entonces es necesario revisar el diseño, planificar los reacondicionamientos o poner en marcha medidas para limitar la carga, por ejemplo, limitar la presión de inyección o la velocidad durante la estimulación.
- Ayuda a definir qué empaques / anclajes y dispositivos de expansión (si corresponde) son necesarios. Las cargas en cualquier empaque y la longitud de los orificios de sellado en los dispositivos de expansión necesitarán definición. Las cargas transferidas a través de empaques / anclajes al revestimiento necesitarán una evaluación.
- Asiste en la definición de equipos de superficie tales como cabezas de pozo, árboles y líneas de flujo mediante la evaluación de casos de carga tales como presiones de cierre y temperaturas de flujo.
- Asegurarse de que el tubo pueda pasar al pozo y eventualmente extraerlo. Puede que esto no se considere el papel del análisis de estrés, pero está relacionado, y con frecuencia se pasa por alto incluso en pozos altamente desviados. Los casos especiales incluyen sobrepasos para cortar latch (Herramientas para asegurar la válvula al mandril) o para desbloquear un empaque recuperable.
- Asegurarse de que las intervenciones de tubos no se vean negativamente afectadas por los efectos de los esfuerzos, como el pandeo. Por ejemplo, ¿se puede recuperar una sarta de cañones de gran diámetro después de perforar el pozo y se ha calentado?
- Asiste a los ingenieros de perforación en la definición de cargas para el análisis de esfuerzos de la tubería de revestimiento, especialmente las que se encuentran dentro del revestimiento de producción y los liner. Por ejemplo, considere el impacto de la evacuación del anular interno durante las operaciones de levantamiento por gas.

3.3.1 Cargas

Es importante tener en cuenta las cargas a las que el pozo será sometido, ya que de esto depende realizar un adecuado diseño tanto de tubería como revestimiento, estas cargas son producto de las

propiedades del pozo dependiendo del servicio que se esté realizando, ya sea inyección, producción, entre otros.

Las cargas se pueden clasificar en dos grandes grupos: externas e internas. Las cargas internas son las que generan los fluidos del yacimiento como lo son la presión y temperatura, las cargas externas son regidas por las actividades de los alrededores como instalación de tubería o de revestimiento.

En la actualidad la mayoría de los diseños que implican cargas se analizan usando software. Esto reduce considerablemente el error de cálculo, pero puede separar al ingeniero de una comprensión profunda de la física detrás de las interfaces. Entender completamente el software se convierte en el requisito fundamental de cualquier usuario.

Seguidamente se presentaran los principales tipos de cargas presentes en un pozo.

3.3.1.1 Colapso

La presión de colapso se da cuando la presión externa de la tubería es mayor que la presión interna de esta misma, pero no se puede asegurar una condición de colapso en la tubería teniendo un simple diferencial de presión externa e interna.

Eso se explica porque la presión que existe en el anular tiene un área de acción distinta a la de la presión interna de la tubería, por esta razón, se tiene que hacer una relación entre estas áreas para determinar una presión de colapso de forma más exacta.

El diámetro, el grosor, las propiedades y la ovalidad de la tubería son factores determinantes a la hora de clasificar el colapso.

El efecto de la presión interna (P_i) está dado por una presión externa equivalente (P_o). Es causado por la presión externa que actúa en un área más grande que la presión interna, como se describe a continuación con la siguiente formula:

$$P_e = P_o - \left[1 - 2 \left(\frac{D}{t} \right) \right] P_i$$

Ecuación 1. Presión equivalente de colapso

3.3.1.2 Estallido

Este tipo de carga de origina básicamente por el diferencial de presión interna de la tubería. El rango de acción de estas presiones internas va desde el centro de la tubería hasta las paredes de la misma. Estas son cargas que se originan debido a la presión del pozo, presión hidrostática interna, presiones de cementación, cambios de la densidad del hoyo, entre otros.

Su efecto es mucho mayor en superficie porque la presión hidrostática es nula en ese punto. Para que el estallido se produzca, la presión de estallido debe ser mayor que la presión hidrostática más la resistencia al estallido que tenga la tubería. Cuando ocurre una arremetida, la situación de carga se vuelve crítica y el pozo se cierra con el hoyo lleno de gas.

$$\Delta P = P_i - P_o$$

Ecuación 2. Carga por Estallido

3.3.1.3 Axial

Las cargas axiales son fuerzas que actúan a lo largo del eje de un objeto. Cuando se estudia la carga axial de una tubería normalmente se expresa como tensión o compresión y puede ser producida por la aplicación de condiciones, como lo son: el peso de asentamiento o también pueden ser inducidas por las condiciones operativas como lo son los cambios de temperatura.

Durante el estudio de las variaciones axiales que presenta una tubería, generalmente se hace referencia a cuatro efectos axiales principales que dan origen a una alteración en el estado del esfuerzo axial. Estos son:

- ✓ Efecto Pistón
- ✓ Efecto Balonamiento
- ✓ Efecto Pandeo
- ✓ Efecto por temperatura

3.3.1.3.1 Pistón

La fuerza tipo pistón también denominado presión por área, es el resultado de los cambios de presión que ocurren dentro de la sarta de tubería y en el espacio anular del empaque actuando en las diferentes áreas del mismo y de la sarta de tubería. Algunos de los factores que influyen en la fuerza tipo pistón son:

- ✓ Presiones diferenciales altas en el empaque
- ✓ Empaque de diámetro interno muy grande
- ✓ Configuración de la conexión entre la tubería y el empaque

El ejemplo más sencillo de fuerza pistón (boyancia) mostrado en la **Figura 57** es debido a la presión del fluido que actúa sobre la base de la tubería colgada,.

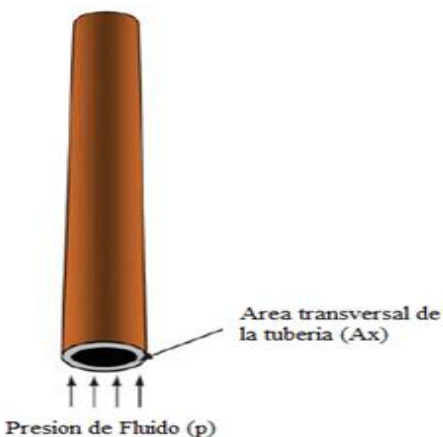


FIGURA 57. Fuerza Pistón Fuente: Well Completion Design

De forma general podemos expresar la fuerza pistón como:

$$F_p = -PA_x; [Lbs]$$

Ecuación 3. Calculo de la Fuerza Pistón.

Donde:

- F_p** Fuerza pistón, lb
- p** Presión de fluido, psi
- A_x** Área transversal de la tubería, in²

En forma expandida se tiene:

$$F_p = p_o(A_b - A_o) - p_i(A_b - A_i); [Lbs]$$

Ecuación 4. Forma extendida para el cálculo de Fuerza Pistón.

Donde:

- F_p** Fuerza pistón, lb
- P_o** Presión externa (empaquete), psi
- P_i** Presión interna (tubería), psi
- A_o** Área externa de la tubería, in²
- A_i** Área interna de la tubería, in²
- A_b** Área interna empaque, in²

3.3.1.3.2 Balonamiento

El balonamiento ocurre cuando se aplica presión adentro de una sarta de tubería, la presión diferencial crea fuerzas dentro de la sarta que tienden a la rotura de la tubería. Las fuerzas de rotura creadas dentro de la sarta debido a la presión diferencial causan la inflación de la tubería.

Los efectos de balonamiento se pueden apreciar si hay diferencias entre las presiones anulares y presiones de la tubería de producción, en caso de que la tubería esté fija al revestimiento se observaran fuerzas axiales, ya sean de tensión o de compresión.

La fuerza de balonamiento esta descrita por la siguiente ecuación:

$$F_b = 2\mu(A_i\Delta p_i - A_o\Delta p_o); [Lbs]$$

Ecuación 5. Fuerza de balonamiento.

Donde:

- F_b** Fuerza de balonamiento, lb
- μ** Coeficiente de Poisson
- A_i** Área interna tubería, in²
- Δp_i** Cambio en la presión interna, psi
- A_o** Área externa tubería, in²
- Δp_o** Cambio en la presión externa, psi

El balonamiento se divide en dos grandes tipos: El balonamiento normal, que se basa en esfuerzos tensionales, los cuales hacen que la tubería se contraiga y el balonamiento inverso que son

esfuerzos compresionales que hacen que la tubería se elongue o expanda. Estos dos tipos de balonamiento se pueden observar a continuación (Ver **figura 58**).

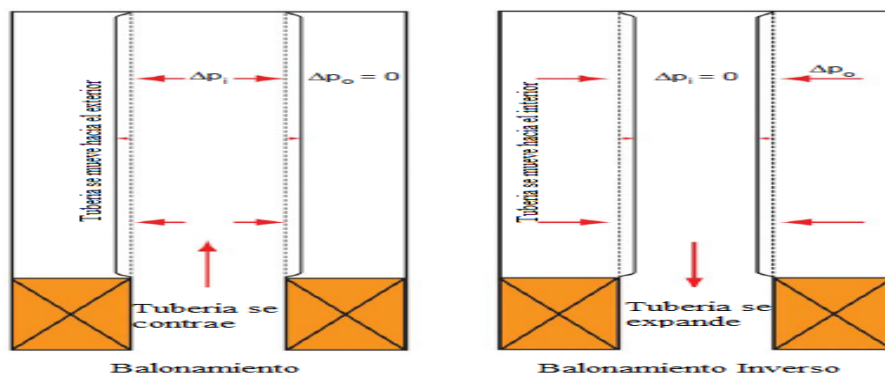


FIGURA 58. Tipos de Balonamiento. Fuente: Well Completion Design

3.3.1.3.3 Pandeo

La fuerza de pandeo en la tubería se produce debido a dos diferentes distribuciones de las fuerzas: una es la fuerza de compresión mecánica aplicada al extremo de la tubería, y la otra es la presión interna que ejerce una fuerza distribuida sobre el área interna de la tubería.

Este fenómeno es muy común en tuberías muy largas que tienen un diámetro muy pequeño, el efecto que produce es que la tubería tiende a recostarse sobre el revestimiento provocando problemas con la distribución del peso, rotación de la tubería o corrida de las herramientas, entre otros. En la **figura 59** se observa el comportamiento de este fenómeno en una tubería.

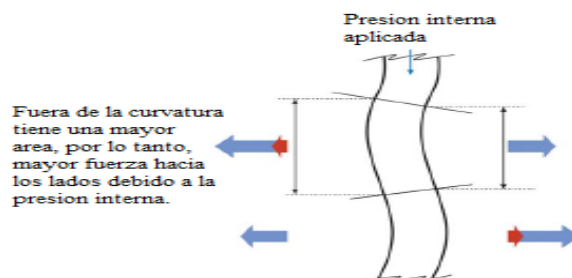


FIGURA 59. Pandeo. Fuente: Well Completion Design

Algunos de los factores que influyen en el pandeo son:

- ✓ La tolerancia radial entre el OD de la tubería y el ID del revestimiento.
- ✓ Revestimiento grande y tubería de diámetro reducido.
- ✓ Presión diferencia en la sarta de tubería.
- ✓ Diámetro de la válvula o sello del empaque

$$F_{pan} = A p_i \Delta p_t \Delta p_{an}; [Lbs]$$

Ecuación 6. Fuerza de pandeo.

Donde:

- F_{pan} Fuerza de pandeo, lb
 A Área interna del empaque, in²
 ΔP_t Cambio de presión de la tubería, psi.
 ΔP_{an} Cambio de la presión anular, psi

3.3.1.3.4 Temperatura

Es el único de los esfuerzos que no depende de la presión, los cambios en la longitud y fuerza son producidos por efectos del cambio de temperatura.

Cuando la temperatura promedio de la tubería se reduce por la inyección de fluidos fríos, la sarta se acortara si esta libre para moverse, si la sarta no está libre para moverse, se creara una fuerza de tensión sobre el empaque. En el caso contrario que se inyecte un fluido caliente, la tubería se alargara si esta libre para moverse, si no está libre para moverse se originara una fuerza de compresión sobre el empaque.

$$F_{Temp} = C_T E \Delta T A_t$$

Ecuación 7. Fuerza por temperatura

Donde:

- C_T Coeficiente termal de expansión, (La mayoría de aceros usados es de 6.9×10^{-6} °F-1)
 E El módulo de Young (30x106 psi)
 ΔT Cambio de temperatura promedio desde el caso base hasta la carga, °F
 A_t Área transversal de la tubería, in²

3.3.1.3.5 Fuerza Axial Total

La fuerza axial total es la sumatoria de todas las fuerzas producidas por los esfuerzos mencionados anteriormente

$$\text{Fuerza total} = F_p + F_b + F_{pan} + F_t; [Lbs]$$

Ecuación 8. Sumatoria de fuerzas axiales

Donde:

- Fuerza total** Sumatoria de fuerzas axiales, lb
 F_p Fuerza pistón, lb
 F_b Fuerza de balonamiento, lb
 F_{pan} Fuerza de pandeo, lb
 F_t Fuerza de temperatura, lb

3.3.1.3.6 Esfuerzo Triaxial

El análisis triaxial es la combinación de las diferentes cargas presentes en la tubería, carga axial, carga radial y una carga denominada carga tangencial, es una manera más estricta de asegurar que el completamiento soporte las condiciones presentes en fondo de pozo.

Las cargas axiales σ_a , cargas radiales σ_r y las cargas tangenciales σ_t se relacionan matemáticamente en la ecuación de Von Misses:

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

Ecuación 9. Ecuación de Von Misses

Donde:

| | |
|----------------|-------------------------|
| σ_{VME} | Estrés VME |
| σ_a | Esfuerzo axial, lb |
| σ_t | Esfuerzo tangencial, lb |
| σ_r | Esfuerzo radial, lb |

3.3.2 Especificaciones técnicas (Ratings).

En la industria petrolera es muy importante la selección de la tubería más adecuada de acuerdo a su capacidad de resistencia a: esfuerzos mecánicos, presiones de fluido, temperaturas, la corrosión, entre otros. Ya que una mala selección de la tubería puede llevar a altos costos de reparación o incluso pérdidas de pozos.

| Group | Grade | Elongation Under Load (%) | Yield Stress (ksi) | | Minimum Tensile Strength (ksi) | Maximum Hardness (Rockwell C) |
|-------|-------|---------------------------|--------------------|---------|--------------------------------|-------------------------------|
| | | | Minimum | Maximum | | |
| 1 | H40 | 0.5 | 40 | 80 | 60 | — |
| | J55 | 0.5 | 55 | 80 | 75 | — |
| | K55 | 0.5 | 55 | 80 | 95 | — |
| | N80 | 0.5 | 80 | 110 | 100 | — |
| 2 | M65 | 0.5 | 65 | 85 | 85 | 22 |
| | L80 | 0.5 | 80 | 95 | 95 | 23 |
| | L80 | 0.5 | 80 | 95 | 95 | 23 |
| | L80 | 0.5 | 80 | 95 | 95 | 23 |
| | C90 | 0.5 | 90 | 105 | 100 | 25.4 |
| | C95 | 0.5 | 95 | 110 | 105 | — |
| | T95 | 0.5 | 95 | 110 | 105 | 25.4 |
| 3 | P110 | 0.6 | 110 | 140 | 125 | — |
| 4 | Q125 | 0.65 | 125 | 150 | 135 | — |

Tabla 1. Grados del acero API. Fuente: Well Completion Design

A continuación veremos una descripción de las especificaciones técnicas de la tubería tales como:

- Colapso
- Estallidos
- Fuerza Axial
- Esfuerzo Triaxial

3.3.2.1 Colapso

Se definen 4 tipos de colapso, en las que la tubería puede fallar:

- Colapso por fluencia.
- Colapso Plástico.
- Colapso transicional.
- Colapso elástico.

La esbeltez de la tubería es calculada para saber porque tipo de colapso falla el tubular:

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

Ecuación 10. Esbeltez de la tubería

Donde:

D Diámetro externo de la tubería, y t está definida como:

$$t = \frac{OD - ID}{2}$$

Ecuación 11. Espesor de la tubería

Donde:

t Espesor de la tubería

OD Diámetro externo de la tubería

ID Diámetro interno de la tubería

3.3.2.1.1 Colapso por fluencia

El colapso por fluencia está basado en la teoría elástica de Lamé, la ecuación describe la presión a la cual la tubería empezará a fallar, una inestabilidad del material o una cedencia del área interna de la tubería frente a las presiones que están presentes en el pozo.

La ecuación y los rangos de esbeltez para los que el colapso por fluencia aplica son:

| Grado* | Rango de D/t * |
|------------|----------------|
| H-40 | 16.40 y menor |
| -50 | 15.24 " " |
| J-K-55 | 14.81 " " |
| -60 | 14.44 " " |
| -70 | 13.85 " " |
| C-75 & E | 13.60 " " |
| L-N-80 | 13.38 " " |
| C-90 | 13.01 " " |
| C-T-95 & X | 12.85 " " |
| -100 | 12.70 " " |
| P-105 & G | 12.57 " " |
| P-110 | 12.44 " " |
| -120 | 12.21 " " |
| Q-125 | 12.11 " " |
| -130 | 12.02 " " |
| S-135 | 11.92 " " |
| -140 | 11.84 " " |
| -150 | 11.67 " " |
| -155 | 11.59 " " |
| -160 | 11.52 " " |
| -170 | 11.37 " " |
| -180 | 11.23 " " |

* Los grados indicados que no tienen designación de letras no son grados API sino que son grados en uso o grados que están siendo considerados para su uso y se muestran sólo para propósitos de información.

Tabla 2. Rango de esbeltez según grado de tubería de colapso por fluencia. Manual de Diseño de Pozos

$$P_{c.Y_p} = 2.Y_p \cdot \left[\frac{\left(\frac{D}{t}\right) - 1}{\left(\frac{D}{t}\right)} \right]$$

Ecuación 12. Presión de colapso por fluencia

Donde:

$c.Y_p$ Presión de colapso por fluencia, Psi

Y_p Punto de cedencia de la tubería, Psi

D/t Esbeltez de la tubería

3.3.2.1.2 Colapso Plástico

El colapso plástico es un fenómeno de inestabilidad y dado que los factores de la ecuación fueron derivados mediante análisis de regresión de datos de ensayos reales, el valor de colapso plástico tiene que estar, en parte, en función del modo en que fue hecha la tubería. La tubería elaborada con los métodos de fabricación moderna, como por ejemplo: templado y revenido y la tubería laminada con o sin costura deberían presentar un valor de colapso mayor que la tubería fabricada con otros métodos; por ejemplo: tubería sin costura, extruida. La revisión detallada que efectuó el comité técnico de API indicó que efectivamente la tubería fabricada con los métodos modernos sí tiene una resistencia al colapso plástico ligeramente mayor; sin embargo, la diferencia no era suficiente para justificar la modificación de los valores nominales (PDVSA, 1998).

El colapso plástico, al igual que el colapso por fluencia, no existe daño físico en la tubería, sino, a una deformación de la misma, la cual una vez termine el esfuerzo que la provoca, regresará a su estado original.

| Grado* | Factor de Fórmula* | | | Rango de D/t * |
|------------|--------------------|--------|------|----------------|
| | A | B | C | |
| H-40 | 2.950 | 0.0465 | 754 | 16.40 to 27.01 |
| -50 | 2.976 | 0.0515 | 1056 | 15.24 to 25.63 |
| J-K-55 | 2.991 | 0.0541 | 1206 | 14.81 to 25.01 |
| -60 | 3.005 | 0.0566 | 1356 | 14.44 to 24.42 |
| -70 | 3.037 | 0.0617 | 1656 | 13.85 to 23.38 |
| C-75 & E | 3.054 | 0.0642 | 1806 | 13.60 to 22.91 |
| L-N-80 | 3.071 | 0.0667 | 1955 | 13.38 to 22.47 |
| C-90 | 3.106 | 0.0718 | 2254 | 13.01 to 21.69 |
| C-T-95 & X | 3.124 | 0.0743 | 2404 | 12.85 to 21.33 |
| -100 | 3.143 | 0.0768 | 2553 | 12.70 to 21.00 |
| P-105 & G | 3.162 | 0.0794 | 2702 | 12.57 to 20.70 |
| P-110 | 3.181 | 0.0819 | 2852 | 12.44 to 20.41 |
| -120 | 3.219 | 0.0870 | 3151 | 12.21 to 19.88 |
| Q-125 | 3.239 | 0.0895 | 3301 | 12.11 to 19.63 |
| -130 | 3.258 | 0.0920 | 3451 | 12.02 to 19.40 |
| S-135 | 3.278 | 0.0946 | 3601 | 11.92 to 19.18 |
| -140 | 3.297 | 0.0971 | 3751 | 11.84 to 18.97 |
| -150 | 3.336 | 0.1021 | 4053 | 11.67 to 18.57 |
| -155 | 3.356 | 0.1047 | 4204 | 11.59 to 18.37 |
| -160 | 3.375 | 0.1072 | 4356 | 11.52 to 18.19 |
| -170 | 3.412 | 0.1123 | 4660 | 11.37 to 17.82 |
| -180 | 3.449 | 0.1173 | 4966 | 11.23 to 17.47 |

* Los grados indicados que no tienen designación de letras no son grados API sino que son grados en uso o grados que están siendo considerados para su uso y se muestran sólo para propósitos de información.

Tabla 3. Factores de fórmula y rangos de d/t colapso plástico. Fuente: Manual de diseño de pozos

$$P_p = \left(\frac{A}{D/t} - B \right) - C$$

Ecuación 13. Presión de colapso plástico

Donde: P_p Presión de colapso plástico, Psi
 Y_p Presión de cadencia de la tubería, Psi
 D/t Esbeltez de la tubería

3.3.2.1.3 Colapso transicional

Cuando los valores nominales de presión mínima de colapso calculados con la ecuación para colapso plástico se grafican versus el valor de D/t , la curva no intercepta la curva de presión mínima de colapso elástico. Para resolver esta anomalía, se desarrolló la ecuación de presión de colapso de transición (PDVSA, 1998).

Los valores de F y G, se obtienen del API 5C3 mediante una fórmula o ya sea mediante los valores de la siguiente tabla:

| Grado* | Factor de Fórmula* | | Rango de D/t * |
|------------|--------------------|--------|----------------|
| | F | G | |
| H-40 | 2.063 | 0.0325 | 27.01 to 42.64 |
| -50 | 2.003 | 0.0347 | 25.63 to 38.83 |
| J-K-55 | 1.989 | 0.0360 | 25.01 to 37.21 |
| -60 | 1.983 | 0.0373 | 24.42 to 35.73 |
| -70 | 1.984 | 0.0403 | 23.38 to 33.17 |
| C-75 & E | 1.990 | 0.0418 | 22.91 to 32.05 |
| L-N-80 | 1.998 | 0.0434 | 22.47 to 31.02 |
| C-90 | 2.017 | 0.0466 | 21.69 to 29.18 |
| C-T-95 & X | 2.029 | 0.0482 | 21.33 to 28.36 |
| -100 | 2.040 | 0.0499 | 21.00 to 27.60 |
| P-105 & G | 2.053 | 0.0515 | 20.70 to 26.89 |
| P-100 | 2.066 | 0.0532 | 20.41 to 26.22 |
| -120 | 2.092 | 0.0565 | 19.88 to 25.01 |
| Q-125 | 2.106 | 0.0582 | 19.63 to 24.46 |
| -130 | 2.119 | 0.0599 | 19.40 to 23.94 |
| S-135 | 2.133 | 0.0615 | 19.18 to 23.44 |
| -140 | 2.146 | 0.0632 | 18.97 to 22.98 |
| -150 | 2.174 | 0.0666 | 18.57 to 22.11 |
| -155 | 2.188 | 0.0683 | 18.37 to 21.70 |
| -160 | 2.202 | 0.0700 | 18.19 to 21.32 |
| -170 | 2.231 | 0.0734 | 17.82 to 20.60 |
| -180 | 2.261 | 0.0769 | 17.47 to 19.93 |

* Los grados indicados que no tienen designación de letras no son grados API sino que son grados en uso o grados que están siendo considerados para su uso y se muestran sólo para propósitos de información.

Tabla 4. Factores de fórmula y rango de d/T colapso de transición. Fuente: Manual de diseño de pozos

La ecuación de la presión de colapso mínima en la zona de transición de colapso plástico a colapso elástico es la siguiente:

$$P_T = Y_p \left(\frac{F}{D/t} - G \right)$$

Ecuación 14. Presión de colapso transicional

Donde:

P_T Presión de colapso transicional, Psi
 Y_p Presión de cadencia de la tubería, Psi

3.3.2.1.4 Colapso Elástico

La fórmula de la presión de colapso elástico fue derivada sobre una base teórica. Con pruebas de colapso se verificó que la presión de colapso elástico representaba el límite superior de las presiones de colapso. La fórmula para el calcula de la presión por colapso elástico está dada por:

$$P_E = \frac{46.95 * 10^6}{(D/t) * [(D/t) - 1]^2}; [Psi]$$

Ecuación 15. Presión de colapso elástico

Donde:

P_E Presión de colapso elástico, Psi

D/t Esbeltez de la tubería

Los rangos a los cuales es aplicable este colapso son (**Tabla 5**):

| Grado | Rango de D/t * |
|------------|----------------|
| H-40 | 42.64 y mayor |
| -50 | 38.83 " " |
| J-K-55 | 37.21 " " |
| -60 | 35.73 " " |
| -70 | 33.17 " " |
| C-75 & E | 32.05 " " |
| L-N-80 | 31.02 " " |
| C-90 | 29.18 " " |
| C-T-95 & X | 28.36 " " |
| -100 | 27.60 " " |
| P-105 & G | 26.89 " " |
| P-110 | 26.22 " " |
| -120 | 25.01 " " |
| Q-125 | 24.46 " " |
| -130 | 23.94 " " |
| S-135 | 23.44 " " |
| -140 | 22.98 " " |
| -150 | 22.11 " " |
| -155 | 21.70 " " |
| -160 | 21.32 " " |
| -170 | 20.60 " " |
| -180 | 19.93 " " |

Tabla 5. Rangos de D/t colapso elástico. Fuente: Manual Técnico de Diseño de Pozos

3.3.2.1.5 Presión de colapso bajo cargas de esfuerzos axiales de tensión

Cuando la tubería está en tensión y se van a calcular los colapsos anteriormente nombrados, se debe tener en cuenta una corrección a la presión de cedencia de la tubería, Y_p , esta corrección se denomina presión de cedencia de la tubería corregida, Y_{pa} , también llamado grado equivalente de estrés axial (API BULL 5C3, 1999).

$$Y_{pa} = \left[\sqrt{1 - 0.75 \left(\frac{\sigma_a}{Y_p} \right)^2} - 0.5 * \frac{\sigma_a}{Y_p} \right]$$

Ecuación 16. Presión de cedencia de la tubería corregida

Donde:

Y_{pa} Presión de cedencia de la tubería corregida, Psi

σ_a Esfuerzo axial, Psi
 Y_p Presión de cedencia de la tubería, Psi

3.3.2.2 Estallido

El estallido es un condición que se presenta cuando las presiones internas y externas de las tubería fallan ocasionando daños irreparables. Esta condición es importante en operaciones de inyección, estas presiones de inyección suelen ser bastante alta, y pueden ocasionarlo.

Se debe tener en cuenta que el valor del estallido real, está definido del valor del cuerpo y también del tipo de rosca que tenga.

La presión de estallido está definida de la siguiente manera:

$$P_{est} = 0,875 \left[\frac{2 \cdot Y_p \cdot t}{D} \right]$$

Ecuación 17. Presión por estallido

Donde:

P_{est} Presión de estallido, psi
 Y_p Presión de cedencia de la tubería, psi
 t Espesor de la pared de la tubería, pulg
 D Diametro externo de la tubería, pulg

3.3.2.3 Axial

La fuerza axial es la fuerza axial máxima antes de vencer el punto de cedencia, en otras palabras es la máxima fuerza que pueda soportar una tubería antes de fallar. Se calcula mediante el grado de la tubería (yield stress) y el área transversal de la tubería:

$$Fa_{max} = Y_p A_x$$

Ecuación 18. Fuerza Axial (Fuerza máxima)

Donde:

Fa_{max} Fuerza axial, lb
 Y_p Punto de cedencia, psi
 A_x Area trans versal de la tubería, pulg

3.3.2.4 Esfuerzo Triaxial

Es el punto de tendencias de la tubería, y_p (yield point), éste está asociado al grado de la tubería.

3.3.3 Análisis de resultados

El análisis de resultados es un paso muy importante en el desarrollo de este proyecto, este me indicara si las herramientas y tubería soportaran las condiciones a la cuales estarán sometidas, para ellos se hace uso de la envolvente operativa y los factores de diseño de la siguiente manera:

| Herramientas | Se evalúa mediante: |
|--------------|--|
| Tubería | Envolvente operativa de la tubería Factores de diseño |
| Mandriles | Factores de diseño |
| Empaque | Envolvente operativa del empaque |

Tabla 6. Analisis de herramientas y tubería

A continuación se vera de una manera más detalla el uso de la envolvente operativa y los factores de diseño correspondientes a la tubería, herramientas y empaque.

3.3.3.1 Envolvente operativa

La *Envolvente operativa* está compuesta por cuatro regiones las cuales representan los límites de resistencias de una tubería y/o empaque ante el hecho combinado de esfuerzos.

A continuación se explicaran las envolventes operativas correspondientes a tubería y al empaque:

3.3.3.1.1 Envolvente operativa para tubería

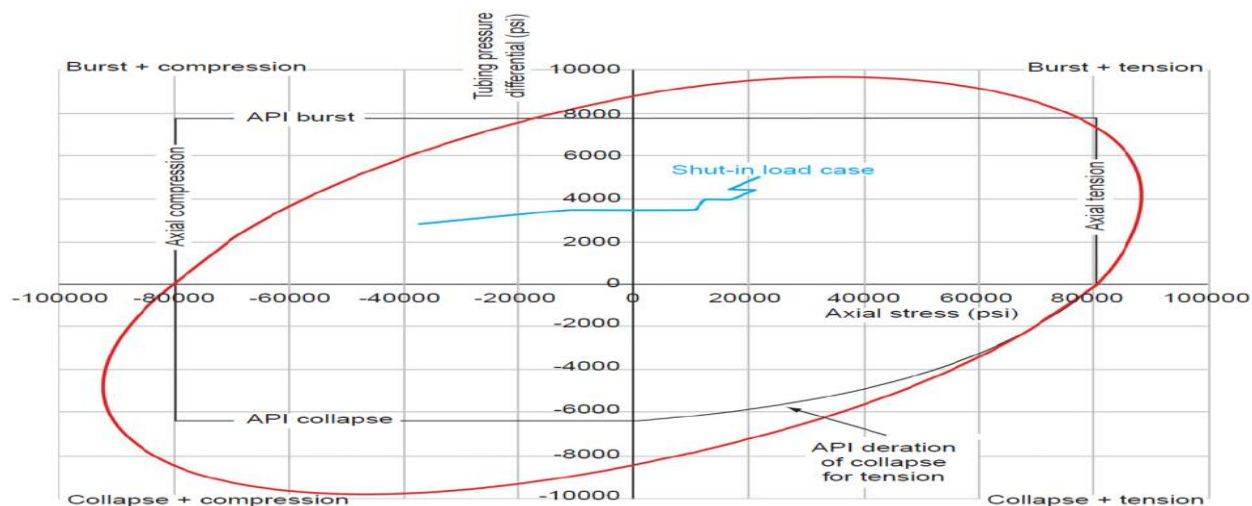


FIGURA 60. Envolvente Operativa Tubería. Fuente: Well completion desing

Para que la tubería no se vea afectada por las distintas cargas a la cuales estará sometidas, estas deben quedar ubicadas dentro de la envolvente, si ocurre lo contrario, se deben tomar ciertas decisiones: No realizarse el procedimiento o cambiar las condiciones con el fin de que las cargas queden ubicadas dentro de la envolvente. Para estos casos se pueden limitar condiciones, es decir

que se deben cambiar ciertas condiciones por otras que soporten (P ej. Cambiar presión de inyección), o de igual manera cambiar herramientas (P ej. colocar una tubería de mayor grado), hay que tener presente que si el pozo ya está instalado completamente, solo podemos inclinarnos hacia Liminar el pozo (**Ver Figura 64**).

A continuación (**Figura 61**) se representara las regiones que componen la envolvente operativa para una tubería:

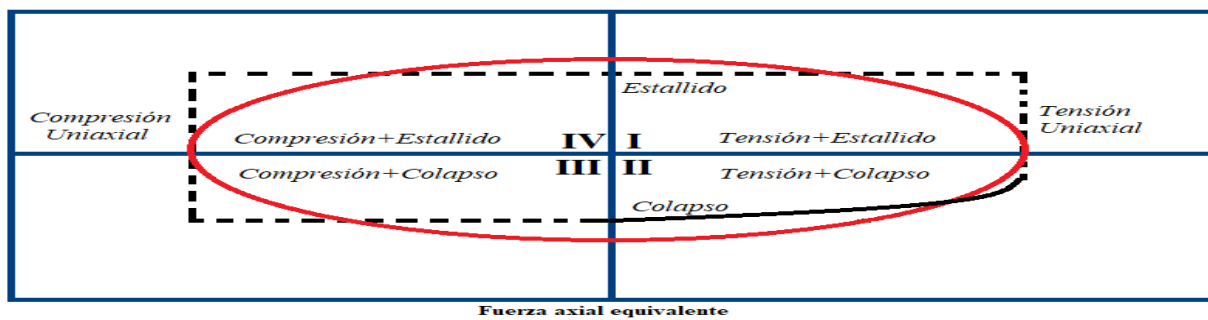


FIGURA 61. Regiones que componen la envolvente operativa. Fuente: Autores

3.3.3.1.2 Envolvente Operativa para un empaque

Es posible que los esfuerzos en el empaque durante varios casos de carga excedan la resistencia del empaque. Varios componentes del empaque estarán bajo esfuerzos; estos incluyen el cuerpo del empaque, resbalones y elementos sellantes. Las cargas axiales transferidas desde la tubería (cargas de la tubería al empaque) y la presión diferencial a través del elemento contribuyen a los esfuerzos. Las cargas de tubería al empaque serán la diferencia en la carga axial desde inmediatamente arriba del empaque hasta inmediatamente debajo del empaque (Bellarby J, 2009). Las cargas y la envolvente del empaque se representan gráficamente a continuación (**Ver figura 62**):

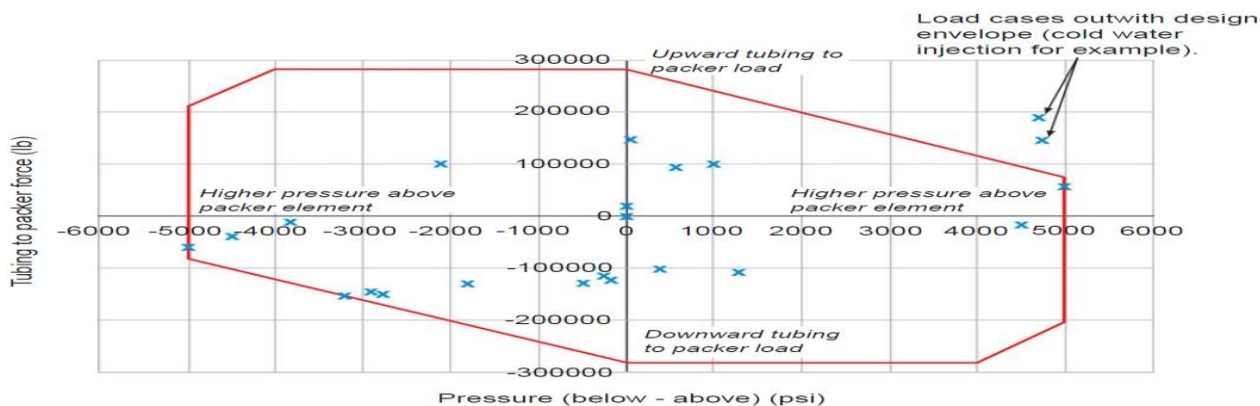


FIGURA 62. Envolvente Operativa de un Empaque. Fuente: Well completion design

La **figura 62** nos muestra una envolvente operativa correspondiente a un empaque, donde observamos que algunas de las cargas representadas por una "x", están ubicadas fuera de la envolvente (Todas las cargas deben estar dentro de la envolvente) indicando que el empaque no está cumpliendo su función de una manera correcta, para ello se deben tomar ciertas decisiones

para corregir este error. Para darle solución a este problema se deben tomar ciertas condiciones, como limitar condiciones del pozo o cambiar herramientas, dependiendo de estado del pozo (Ver **Figura 64**).

3.3.3.2 Factores de diseño

El factor de diseño es un valor numérico que permiten asegurar que el completamiento bajo condiciones de trabajo y la vida útil del pozo, después de haber calculado las condiciones a las cuales se somete la tubería durante una carga en un servicio, y sus respectivas especificaciones técnicas (Ratings) haciendo una relación entre las cargas y las especificaciones técnicas (Rating), como se puede observar a continuación:

$$FD = \frac{\text{Especificacion tecnica Rating}}{\text{Carga}}$$

Ecuación 19. Factor de diseño

Si la especificación técnica es mayor a la carga, el factor de diseño es mayor a 1 por lo tanto se considera que no habrá falla. Si el valor da cercano a 1, estaría cerca al límite y podría ocurrir fallas, por lo tanto se establecen factores de seguridad con valores mayores a 1.

Estos factores mínimos de seguridad se llaman factores de diseño. En algunas compañías estos los factores de diseño se convierten en política; en otras empresas son prácticas recomendadas. La mayoría de las empresas no publican sus factores de diseño a un público externo (Bellarby, J, 2009). Los factores de diseño de completamiento se enumeran en la Tabla 7:

| Failure Mode | Design Factor |
|---------------------------------|---------------|
| Burst | 1.1 |
| Collapse | 1.1 |
| Axial (tension and compression) | 1.3 |
| Triaxial | 1.25 |

Tabla 7. Factores de diseño. Fuente: Well completion design

3.3.3.2.1 Factor de diseño de estallido

La presión interna excede los límites, ésta cede y estalla, generando grandes daños en la tubería, además de problemas de seguridad. Este factor de diseño solo considera la condición de estallido (Burst) de la tubería, y el factor de seguridad generalmente oscila entre 1.1 y 1.25

$$FDEstallido = \frac{\text{PresionEstallido}}{P_i - P_o}$$

Ecuación 20. Factor de diseño por estallido

3.3.3.2.2 Factor de diseño por colapso

Cuando la tubería cede, las presiones externas colapsan sobre sí misma, ocasionando problemas operacionales. No se considera tan riesgosa, el factor de seguridad oscila entre 1 y 1.1.

$$FD_{\text{colapso}} = \frac{\text{PresionColapso}}{\text{PresiónEquivalente}}$$

Ecuación 21. Factor de diseño axial

3.3.3.2.3 Factor de diseño axial

$$DF_{\text{axial}} = \frac{\text{Especificación tecnica}}{\text{Carga Axial}}$$

Ecuación 22. Factor de diseño Axial

Éste factor de seguridad es de gran importancia tener en cuenta, ya que las cargas axiales dependen variables como presión, temperatura, etc; por lo tanto están sujetas a una mayor incertidumbre. Las consecuencias de esta pueden ser graves, por esta razón se sugiere un factor de diseño relativamente alto, este valor oscila entre 1.3 y 1.6.

3.3.3.2.4 Factor de diseño triaxial

De nuevo el análisis triaxial involucra cargas axiales, radiales y tangenciales, sin embargo, estos datos son relevantes en la zona superior izquierda del gráfico de capacidad de cargas (estallido y compresión) y en la zona inferior derecha (colapso y tensión). (Calderon , Angie Lorena; Castro, Javier Arturo, 2017)

$$DF_{\text{Axial}} = \frac{\text{Esfuerzo cendente}}{\text{Esfuerzo triaxial}}$$

Ecuación 23. Factor de diseño Triaxial

A continuación se muestra la manera de realizar un diseño un diseño de completamiento de gas lift mediante un diagrama (Ver **figura 63**).

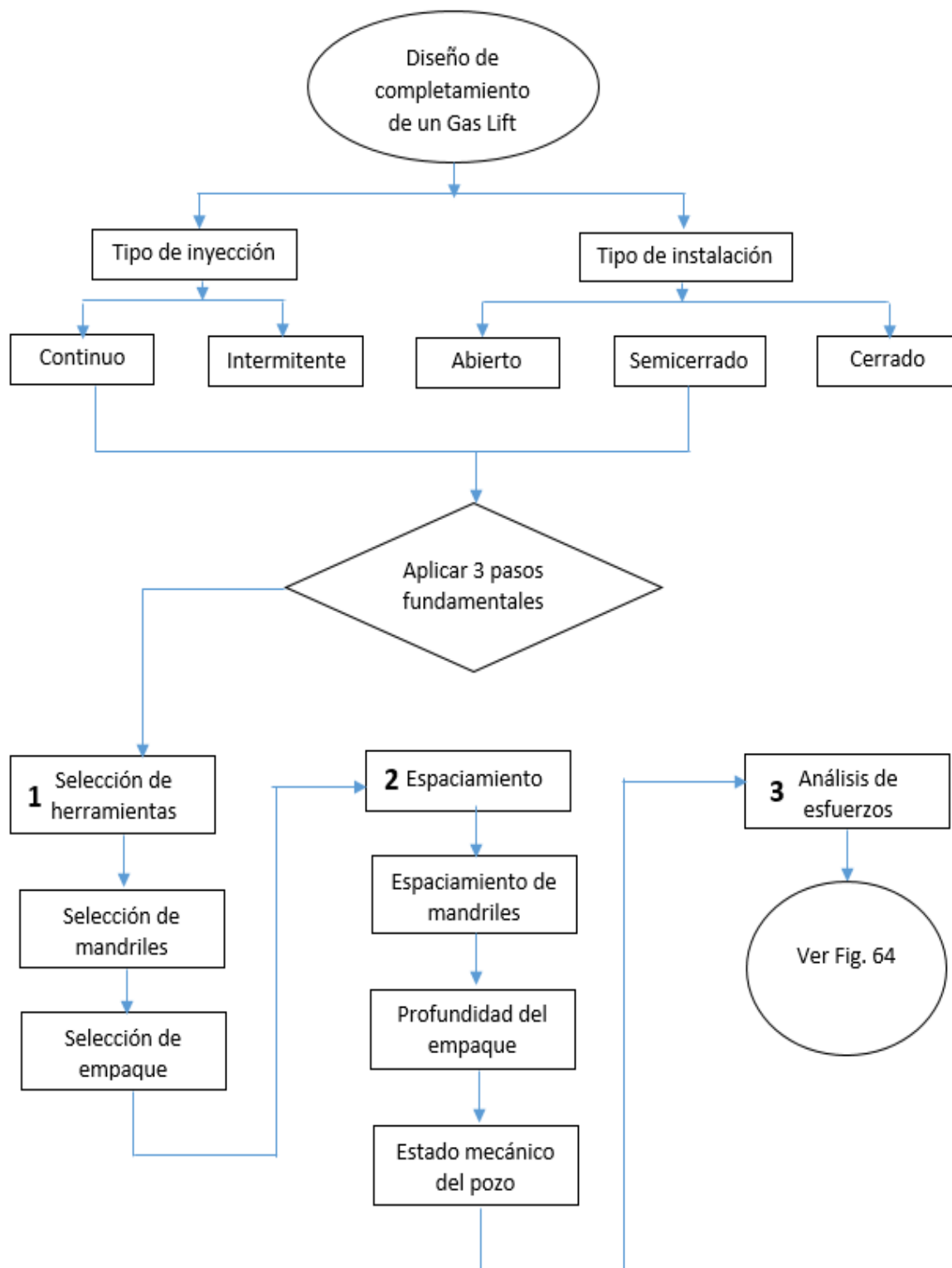


FIGURA 63. Diseño de completamiento de gas lift. Fuente: Autores

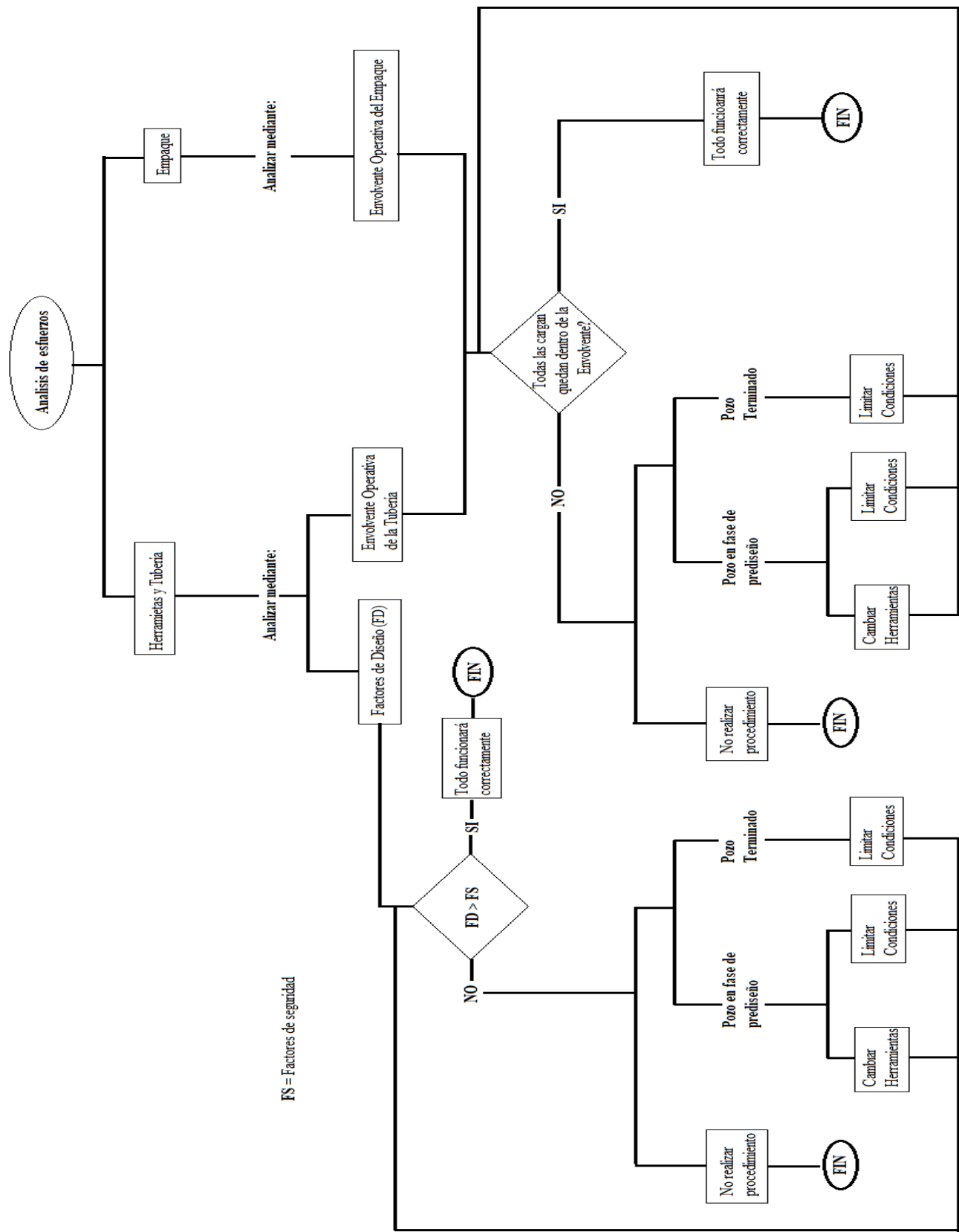


FIGURA 64. Análisis de resultados para la tubería y herramientas según los factores de diseño y envoltorios. Fuente: Autores

4. EJEMPLO DE APLICACIÓN

Para realizar el diseño se utilizó la información del pozo X, yacimiento y datos de inyección mostrados en la **tabla 8**.

| | |
|--|--------------------------------------|
| Diámetro tubería de producción | 2.875", 6.5 lb/ft (ID 2.441") |
| Desviación | Pozo desviado |
| Diseño de gasto objetivo (Qo) | 600 bpd |
| Corte de agua | 30% |
| Gravedad específica del aceite | 0.928 (21 °API) |
| Gravedad específica del agua | 1 |
| Gravedad específica del gas | 0.588 |
| Profundidad de disparos | 5870.7 ft TVD |
| Presión fluyente en cabeza | 200 psi |
| Presión de cierre en fondo (pws) | 1820 psi |
| Presión de inyección de gas superficial | 1200 psi |
| Gas disponible | 600000 ft ³ /d |
| Temperatura de fondo | 132.8 °F |
| Temperatura superficial | 93 °F |
| Gradiente del fluido de control | 0.5 psi/ft |

Tabla 8. Datos pozo X. Fuente: Autores

4.1 SELECCIÓN DE HERRAMIENTAS

Las herramientas que componen el levantamiento artificial por gas continuo, esta conformadas principalmente por mandriles y un empaque, también son usadas herramientas tales como niple, camisa de circulación y Wireline try guide que de acuerdo a las condiciones y el estado mecánico del pozo se hará una adecuada selección con el fin que de facilitar los trabajos y que garanticen el funcionamiento óptimo de este; para este caso se presenta un pozo desviado, cuyo completamiento es simple.

4.1.2 Mandriles

Debido a que se tiene un pozo desviado al cual se le instalara un levantamiento artificial por gas continuo, seleccionaremos **mandriles orientados con salida lateral**, la ventaja de los mandriles orientados es que presentan una camisa orientadora la cual permite localizarlos haciendo uso de **los kickover OM** (Herramienta orientadora) permitiendo tener una mayor agilidad para la ubicación de cada mandril y la instalación de válvulas. Los mandriles de salida lateral son utilizados principalmente sistemas de levantamiento artificial por gas, ya generalmente el gas es inyectado por el anular, lo cual facilita la entrada de gas por la válvula hacia el interior del tubo.

Como se tiene un mandril orientado, se maneja un **Latch RK** el cual es usado en este tipo de mandriles, el mandril tiene un perfil 180° para que sea anclado el latch.

4.1.3 Empaque

Debido a las desviaciones del pozo se seleccionara un empaque hidráulico de liberación por tensión, es la opción más recomendable para este caso ya que su sentamiento y liberación es más aplicada para este tipo de pozo, y su sistema tanto de sentamiento como de liberación se puede generar.

4.1.4 Camisa de circulación

Ésta herramienta permita la circulación de fluidos para por si se necesita matar el pozo, también esta herramienta presenta un niple el cual permite probar la tubería.

4.1.5 Niple de fondo

El niple de fondo es usado para evitar que las herramientas caigan a fondo (presenta un perfil Botton NO-GO), además me permite colocar un tapón para asentar el empaque hidráulico.

4.1.6 Wireline Re entry Guide

Se usa básicamente para permitir el reingreso seguro de las herramientas con wireline o slickline del revestimiento a la tubería.

4.2 DISEÑO Y ESPACIAMIENTO DE COMPLETAMIENTO

4.2.1 Espaciamento de mandriles y profundidad del empaque

A continuación se hará el espaciamento para mandriles y el empaque para el pozo X, el cual se realiza con el cálculo de las profundidades de cada uno de ellos, haciendo uso del software llamado Gas Lift Mandrel Distribution (*GLMD*), éstas profundidades son de gran importancia ya que serán usadas más adelante en cálculos para el espaciamento del completamiento (Estado mecánico del pozo X).

Se debe tener en cuenta que en el Gas Lift Mandrel Distribution (*GLMD*) los datos que se ingresan y que se obtienen son en profundidad vertical (*TVD*).

El método utilizado es gráfico y consiste en trazar una serie de líneas rectas, como se ira explicando a continuación:

1. Construir una gráfica de presión vs profundidad:

Dibuje una línea horizontal a la profundidad de los disparos, representara el límite hasta dónde puede llegar el diseño (Ver **figura 65**).

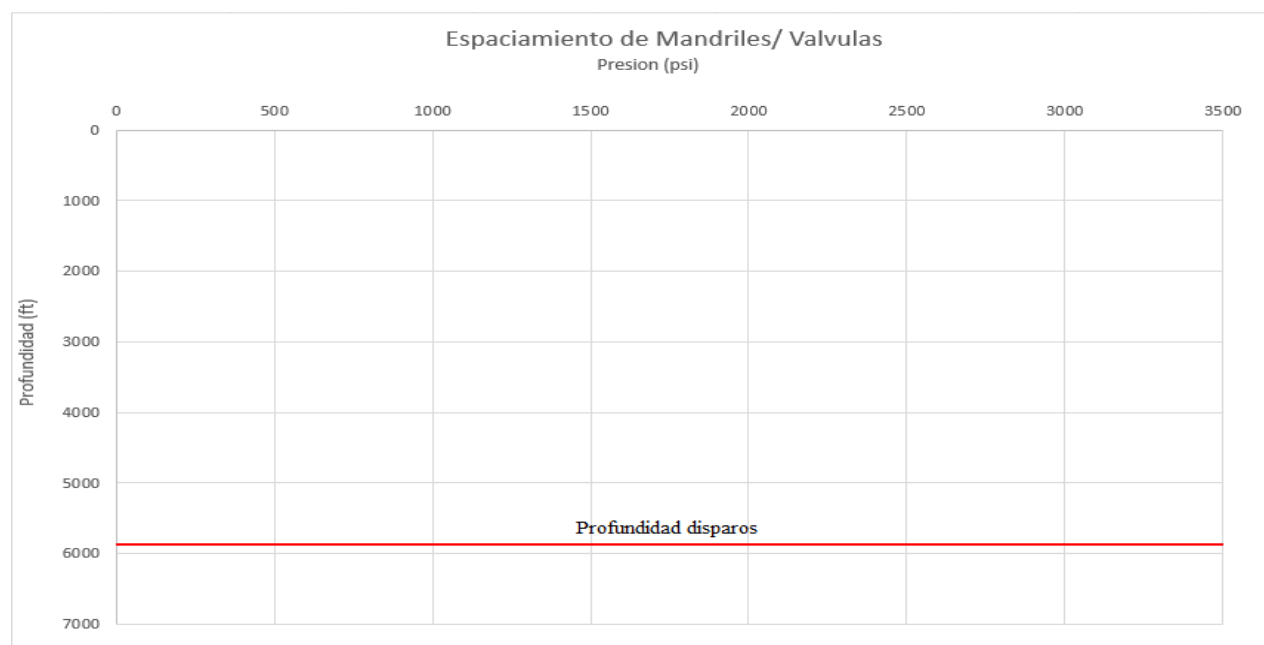


FIGURA 65. Grafica presión vs profundidad. Fuente: Autores

2. Dibujar la línea de gradiente estático:

Esta se calcula utilizando el gradiente de fluido de control y la presión de cierre en fondo (*pws*) de la siguiente forma:

$$\text{a) Cabeza hidrostática} = \frac{\text{pws}}{\text{gradiente fluido control}}$$

$$\text{Cabeza hidrostática} = \frac{1820 \text{ Psi}}{0.5 \frac{\text{Psi}}{\text{Ft}}} = 3640 \text{ ft TVD}$$

Ecuación 24. Cabeza hidrostática

$$\text{b) Profundidad del nivel de fluido} = \text{Profundidad de disparos} - \text{Cabeza Hidrostática}$$

$$\text{Profundidad de nivel de fluido} = 5870.7 - 3640 \text{ ft} = 2230.7 \text{ ft TVD}$$

Trace una línea desde la profundidad del nivel de fluido (presión de 0 psi) hasta la pws (máxima profundidad), como se observa en la **figura 66**:

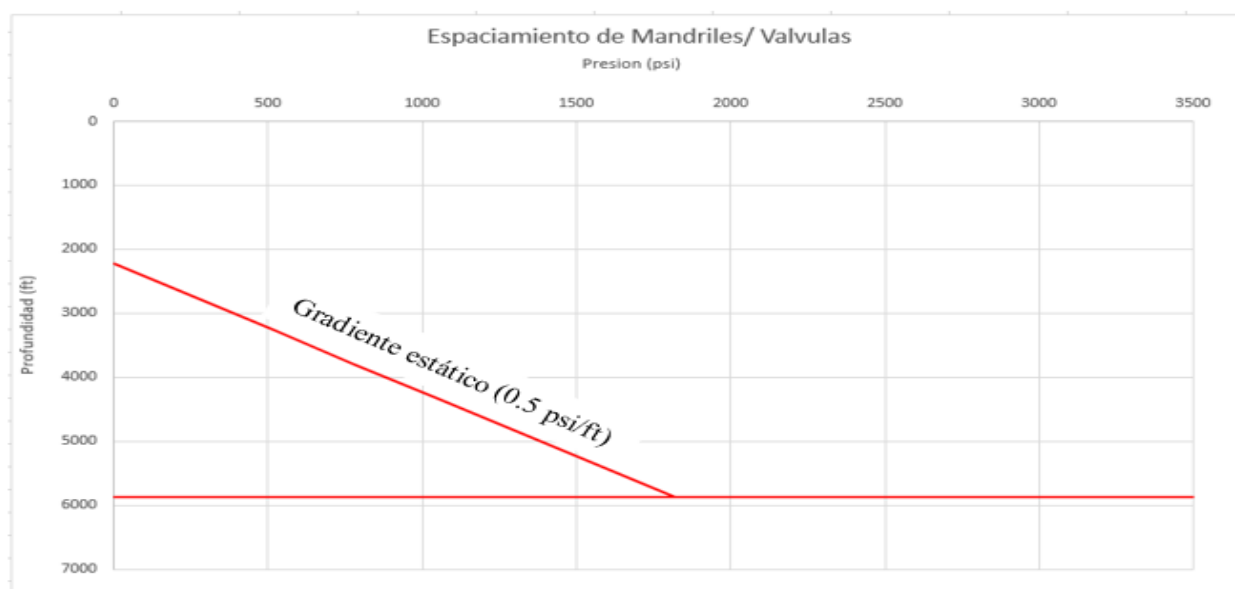


FIGURA 66. Línea de gradiente estático. Fuente: Autores

3. Dibujar la línea de presión de inyección o también denominada presión del revestimiento:

Para realizar esta línea debemos obtener el gradiente de inyección de gas, el cual lo calculamos con la ayuda de las siguientes correlaciones:

- Hallamos la presión y temperatura pseudocríticas (Carlos Banzer, Correlaciones numéricas P.V.T, 1996).

$$P_{sc} = 677 + 15\gamma_g - 37.5\gamma_g^2$$

Ecuación 25. Presión pseudocrítica

$$P_{sc} = 677 + 15 * 0.588 - 37.5 * 0.588^2$$

$$P_{sc} = 672.8546 \text{ psi}$$

$$T_{sc}=168+325y_g-12.5y_g^2$$

Ecuación 26. Temperatura pseudocrítica

$$T_{sc}=168+325*0.588-12.5*0.588^2$$

$$T_{sc}=354.7782 \text{ } ^\circ\text{R}$$

- Luego hallamos la presión y temperatura pseudoreducida (Carlos Banzer, Correlaciones numéricas P.V.T, 1996).

La presión y temperatura usadas son las del gas de inyección a condiciones de superficie. Cálculo de la presión a de gas de inyección a condiciones de superficie:

$$P_{sr}=\frac{P}{P_{sc}}$$

Ecuación 27. Presión pseudoreducida

$$P_{sr}=\frac{1200 \text{ psi}}{672.8546 \text{ psi}}$$

$$P_{sr}=1.783446$$

Cálculo de la Temperatura de gas de inyección a condiciones de superficie:

$$T_{sr}=\frac{T}{T_{sc}}$$

Ecuación 28. Temperatura pseudoreducida

$$T_{sr}=\frac{(93+460) \text{ } ^\circ\text{R}}{354.7782 \text{ } ^\circ\text{R}}$$

$$T_{sr}=1.5587203$$

Hallamos el Z del gas (Banzer C, 1996):

$$Z=1-\frac{3.52 P_{sr}}{10^{0.9813*T_{sr}}}+\frac{0.274*P_{sr}^2}{10^{0.8157*T_{sr}}}$$

Ecuación 29. Factor de comprensibilidad del gas

$$Z=1-\frac{3.52*1.783446}{10^{0.9813*1.5587203}}+\frac{0.274*1.783446^2}{10^{0.8157*1.5587203}}$$

$$Z=0.861195$$

- Finalmente hallamos el gradiente del gas de inyección (Maggiolo R, 2004)

$$\text{Gradiente del gas} = \frac{\gamma_g * P}{53.35 * Z * T}$$

Ecuación 30. Gradiente del gas de inyección

$$\text{Gradiente del gas} = \frac{0.588 * 1200 \text{ Psi}}{53.35 * 0.861195 * (93 + 460)^\circ \text{R}}$$

$$\text{Gradiente del gas} = 0.0277137 \text{ psi/ft}$$

- Hallamos la presión a la máxima profundidad usando el gradiente (teniendo en cuenta que la inyección inicia desde 1200 psi en superficie).

$$P@5870.7 \text{ ft} = 1200 \text{ psi} + 0.0277137 \frac{\text{psi}}{\text{ft}} * 5870.7 \text{ ft}$$

Ecuación 31. Presión a la máxima profundidad

$$P@ 5870.7 \text{ ft} = 1363.0374 \text{ Psi}$$

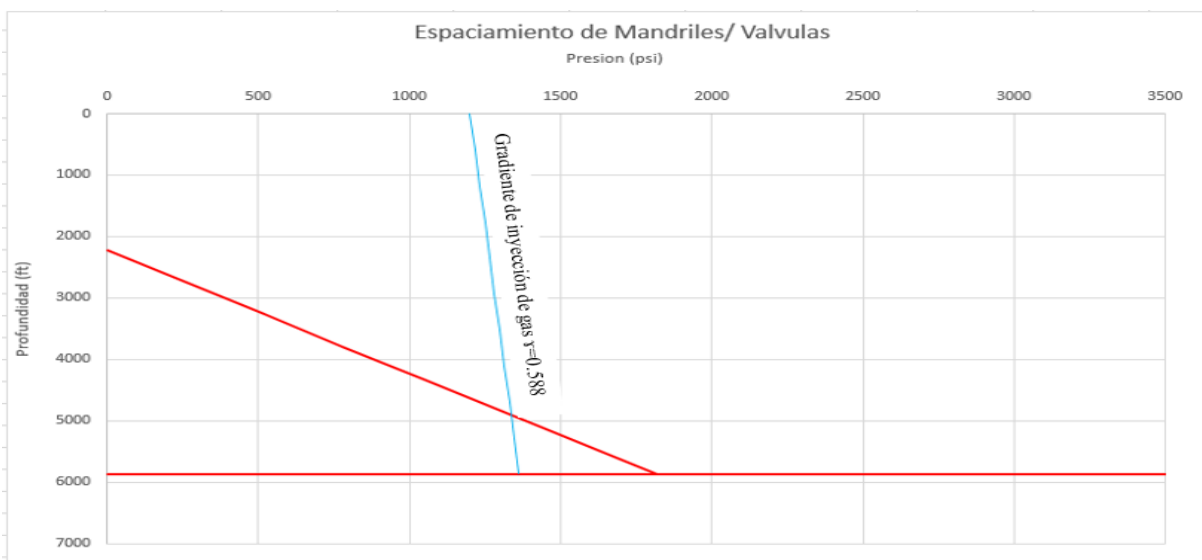


FIGURA 67. Línea de gradiente de inyección de gas. Fuente: Autores

4. Seleccionar la curva de gradiente fluvente para las condiciones de inyección:

Para poder generar esta curva se utilizó el método de Hagedorn and Brown (1967). Primero se calcula el gasto de producción de líquido (Ql) usando el corte de agua (%WC) y el caudal de aceite (Qo):

$$QL=Q_0+Q_0*\frac{\%WC}{100-\%WC}$$

Ecuación 32. Gasto de producción líquido (QL)

$$QL=600 \text{ bpd}+600\text{bpd}*\frac{30}{100-30}$$

$$QL=857.14 \text{ bpd}$$

Luego calculamos el RGL de inyección

$$RGL=\frac{\text{Gas disponible } (\frac{\text{ft}^3}{\text{día}})}{\text{Gasto de producción líquido (bpd)}}$$

Ecuación 33. Relación gas líquido de inyección (RGL)

$$RGL=\frac{600000 \frac{\text{ft}^3}{\text{día}}}{857.14 \text{ bpd}}$$

$$RGL=700.002$$

Con los datos obtenidos se procede al software y se simula la caída de presión usando el método de Hagedorn and Brown (1967) (Ver **figura 68**).

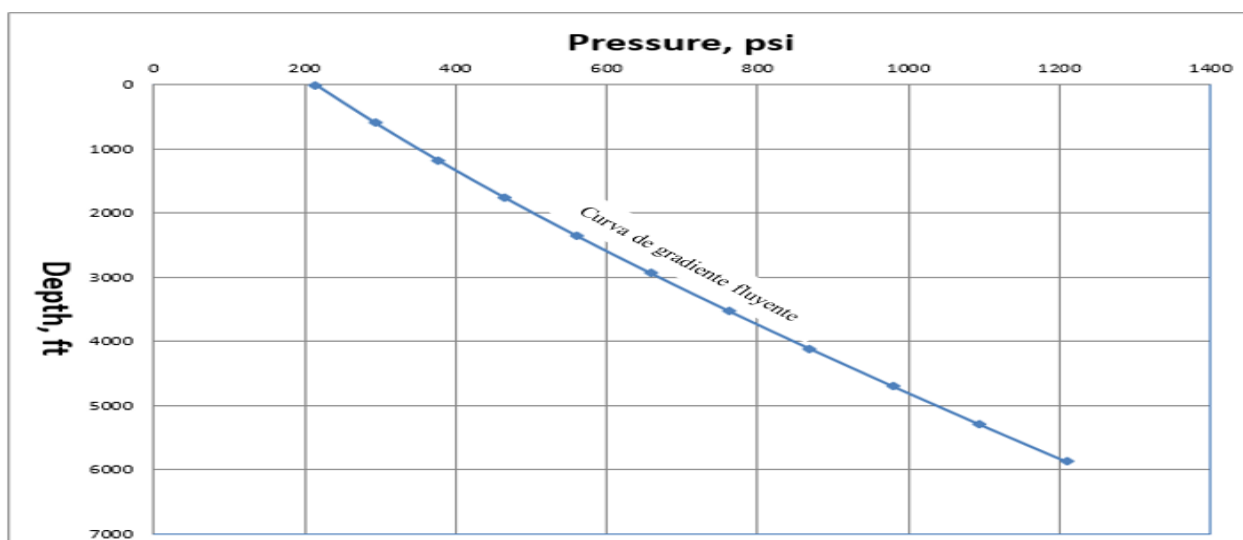


FIGURA 68. Curva de gradiente fluyente después de la inyección por el método de Hagedorn and Brown. Fuente: Autores

Acoplar al diseño de levantamiento artificial por gas que se está realizando, como se observa en la **figura 69**.

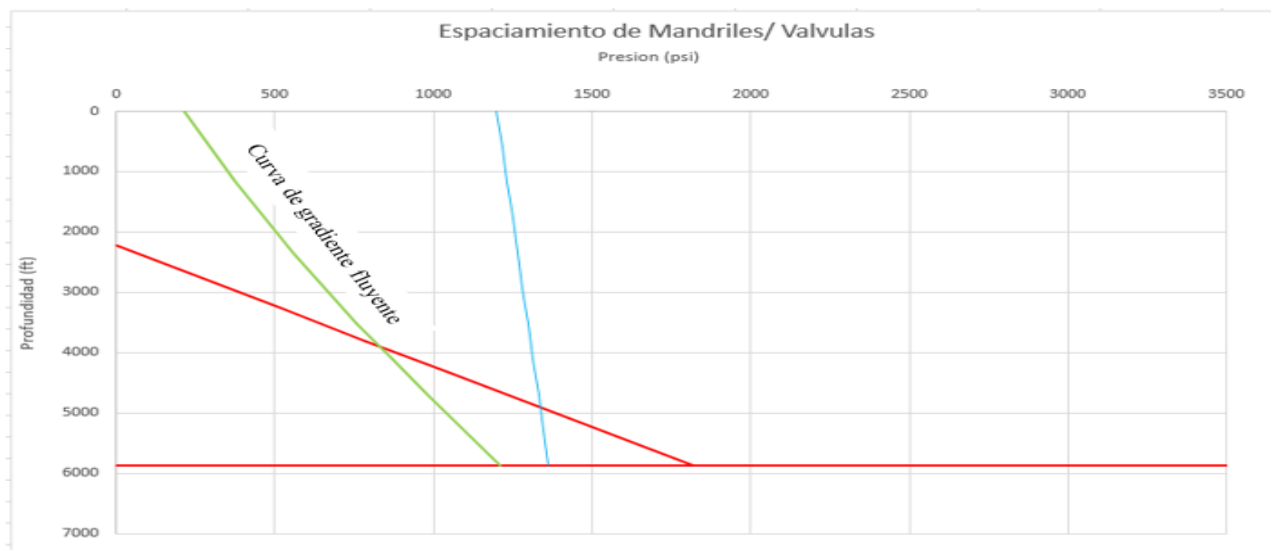


FIGURA 69. Acople de curva de gradiente fluyente al diseño del espaciamiento de mandriles. Fuente: Autores

5. Espaciar el mandril superior utilizando el gradiente estático de 0.5 psi/ft:

Dibujar una línea con este gradiente iniciando en la presión en cabeza (200 psi) hasta que intersecte la línea de presión del revestimiento. De esta forma tendremos la profundidad del mandril superior (Ver figura 70).

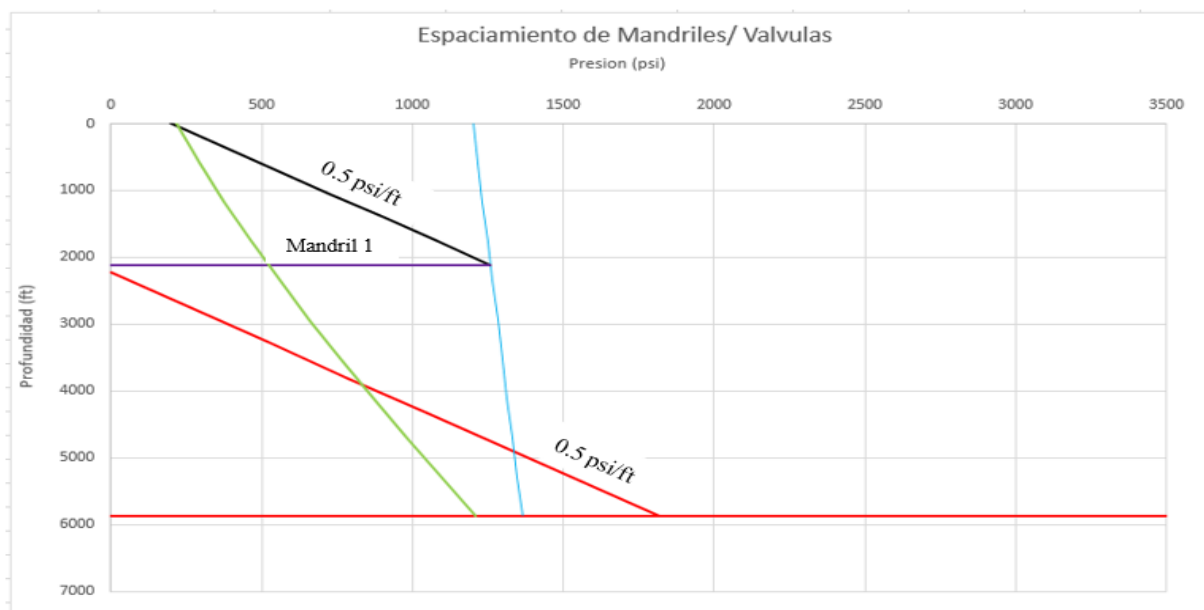


FIGURA 70. Espaciamiento del primer mandril usando gradiente estático. Fuente: Autores

6. Dibujar la caída de presión del revestimiento y espaciar el segundo mandril:

Para el presente diseño se toma una caída de presión del revestimiento de 10 psi.

Dibujar la caída de presión de 10 psi del revestimiento requerida para cerrar la válvula número 1 iniciando en el primer mandril, utilizando una línea paralela hasta el gradiente original del revestimiento. Esta caída de 10 psi es arbitraria y es la mínima recomendada.

Espaciar el segundo mandril utilizando el gradiente estático de 0.5 psi/ft, iniciando en el punto de intersección (entre la curva de gradiente de flujo y la profundidad del primer mandril) hasta que intersecte la nueva línea de gradiente del revestimiento (Ver **figura 71**).

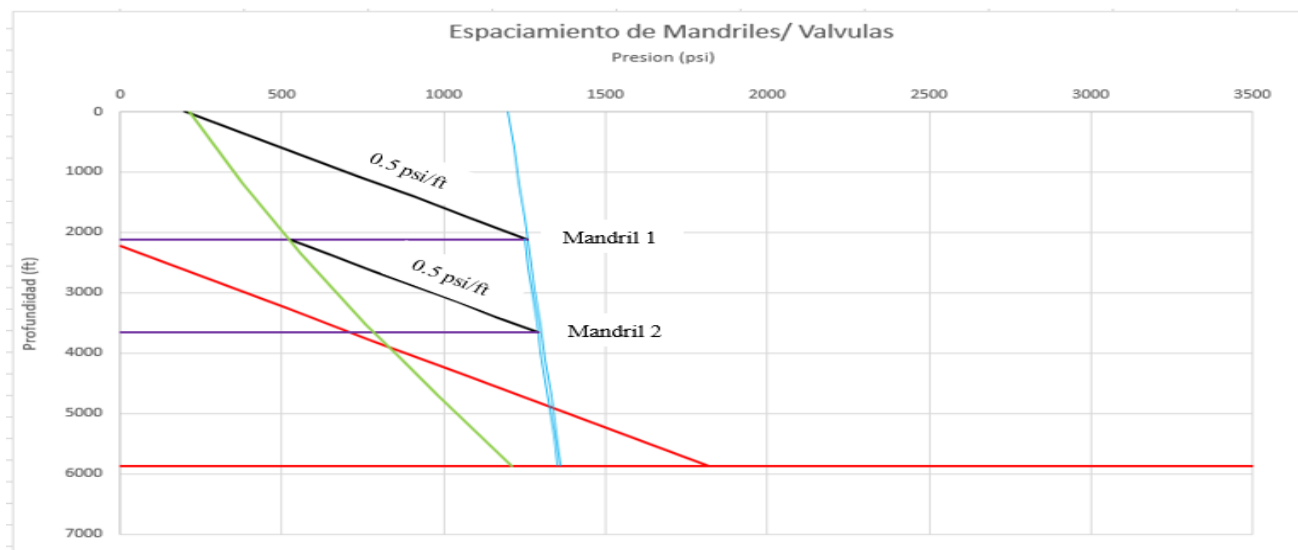


FIGURA 71. Espaciamiento del segundo mandril usando gradiente estático. Fuente: Autores

7. Continuar realizando el proceso descrito anteriormente de forma iterativa teniendo en cuenta la caída de presión del revestimiento de 10 psi cada vez que se realiza el espaciamento de cada mandril.

El diseño finaliza cuando entre un mandril y el mandril anterior el espaciamento sea menor a 200 f. Obteniendo como resultado 5 mandriles /válvulas para el caso del pozo en estudio Pozo X.

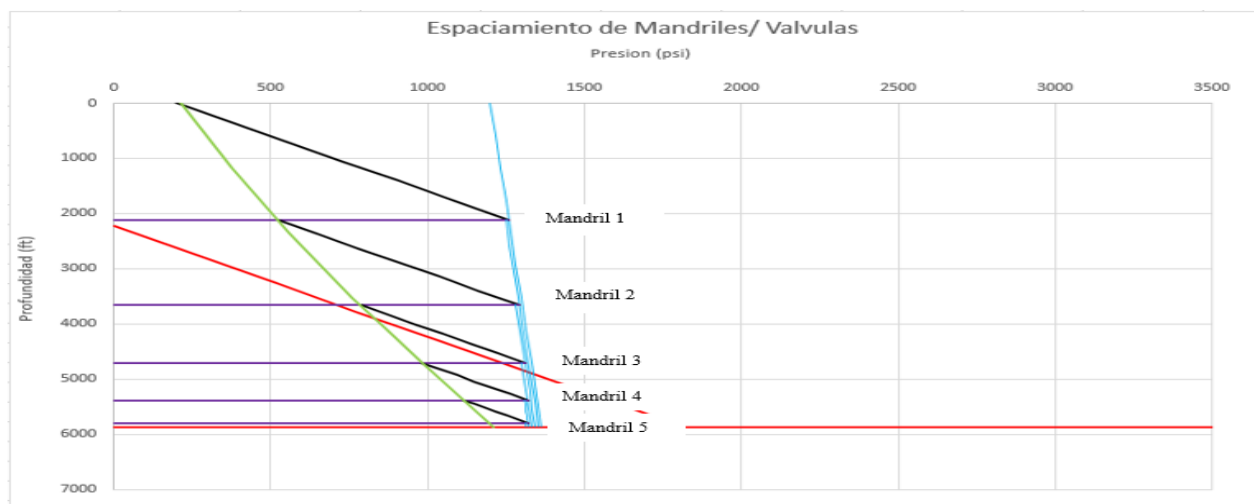


FIGURA 72. Grafica de espaciamento de mandriles /válvulas para un levantamiento artificial por gas continuo. Fuente: Autores

A continuación se consignan los resultados obtenidos (**Tabla 9**) de la **Figura 72** la cual muestra los valores de profundidad de cada mandril en TVD:

| Mandril | Profundidad (ft) |
|---------|------------------|
| 1 | 2118 |
| 2 | 3655 |
| 3 | 4704 |
| 4 | 5381 |
| 5 | 5799 |

Tabla 9. Resultados de diseño de espaciamento de mandriles. Fuente: Autores

Como observamos los mandriles fueron numerados de 1 a 5 de arriba hacia abajo debido a que en el software se va hallando las profundidades del mandril más superficial hasta el mandril más profundo (Punto de inyección).

8. Determinar la profundidad del empaque

El empaque debe quedar aproximadamente 60 ft por debajo del punto de inyección.(Maggiolo R, 2004)

| Profundidad empaque (ft) TVD |
|------------------------------|
| 5859 |

Tabla 10. Profundidad del empaque (TVD). Fuente: Autores

Debido a que el pozo X es desviado, estos 60 ft deben adicionarse a la profundidad en MD del punto de inyección (último mandril), realizando la lectura correspondiente en la hoja de orientación del pozo X, la profundidad de 5859 ft en TVD corresponde a 8399 ft en MD por lo tanto:

$$\text{Profundidad empaque} = \text{Profundidad del punto de inyección en MD} + 60\text{ft}$$

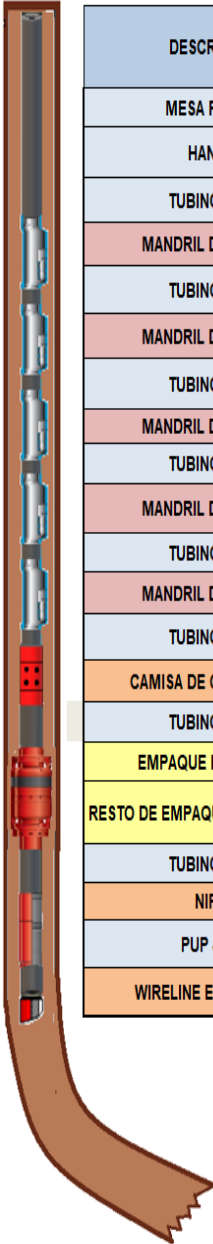
Ecuación 34. Profundidad del empaque

$$\text{Profundidad empaque} = 8399 \text{ ft} + 60\text{ft}$$

$$\text{Profundidad empaque} = 8459 \text{ ft MD}$$

4.2.2 Espaciamento de completamiento:

En esta sección se procederá a realizar el espaciamento del completamiento (Estado mecánico del pozo X), como se había indicado anteriormente (*Sección 3.2.2*), con el fin de determinar la configuración de las herramientas tales como (mandriles, niple, camisa de circulación, wireline entry guide) y tubería correspondiente al pozo X. La **figura 73**, muestra la Configuración de herramientas y tubería correspondientes al pozo X:



| DESCRIPCIÓN | Longitud(ft) | Profundidad (ft) (Tope) | Profundidad (ft) (Bottom) |
|--------------------------------|--------------|-------------------------|---------------------------|
| MESA ROTARIA | 25.00 | 0.00 | 25.00 |
| HANGER | 0.92 | 25.00 | 25.92 |
| TUBING JOINT | 2093.73 | 25.92 | 2119.65 |
| MANDRIL DE GAS LIFT | 9.35 | 2119.65 | 2129.00 |
| TUBING JOINT | 1692.65 | 2129 | 3821.65 |
| MANDRIL DE GAS LIFT | 9.35 | 3821.65 | 3831.00 |
| TUBING JOINT | 1877.65 | 3831.00 | 5708.65 |
| MANDRIL DE GAS LIFT | 9.35 | 5708.65 | 5718.00 |
| TUBING JOINT | 1306.65 | 5718.00 | 7024.65 |
| MANDRIL DE GAS LIFT | 9.35 | 7024.65 | 7034.00 |
| TUBING JOINT | 1160.65 | 7034.00 | 8194.65 |
| MANDRIL DE GAS LIFT | 9.35 | 8194.65 | 8204.00 |
| TUBING JOINT | 159.03 | 8204.00 | 8363.03 |
| CAMISA DE CIRCULACION | 2.97 | 8363.03 | 8366.00 |
| TUBING JOINT | 31.00 | 8366.00 | 8397.00 |
| EMPAQUE HIDRAULICO | 2.00 | 8397.00 | 8399.00 |
| RESTO DE EMPAQUE - GOMAS ABAJO | 2.73 | 8399.00 | 8401.73 |
| TUBING JOINT | 8.00 | 8401.73 | 8409.73 |
| NIPPLE | 0.97 | 8409.73 | 8410.70 |
| PUP JOINT | 2.00 | 8410.70 | 8412.70 |
| WIRELINE ENTRY GUIDE | 0.50 | 8412.70 | 8413.20 |


| | |
|--|--|
| L Mesa=Longitud de mesa rotaria |  Puntos Fijos |
| L Hanger=Longitud de Hanger | |
| h. Mandril=Profundidad de mandril | |
| h. Packer=Profundidad del empaque | |
| L.G arriba=Longitud gomas arriba del empaque | |
| L.G abajo=Longitud gomas abajo del empaque | |
| L Tubo=Longitud de tubería | |
| L. Nipple=Longitud del Nipple | |
| L. Pup Joint=Longitud de Pup Joint | |

FIGURA 73. Configuración de herramientas y tubería del pozo X. Fuente: Autores

A la hora de realizar este espaciado se debe empezar desde un punto fijo, el cual generalmente corresponde al empaque (punto medio entre gomas arriba y gomas abajo del empaque), el objetivo principal es calcular el sobrante de tubería que está encima del último mandril (el más cercano a superficie), que para este caso corresponde 2093.73 Ft (67 Tubos de 31 ft y un Pup Joint de 17 ft), la profundidad de los mandriles se dejan fijas al igual que el empaque, las cuales fueron calculadas mediante el Gas Lift Mandrel Distribution (GLMD), también es de suma importancia definir la elevación de la mesa rotaria que para este caso son 25 ft, y como se había indicado anteriormente, éste punto se toma como la referencia de todas las profundidades en el pozo.

4.3 ANÁLISIS DE ESFUERZOS

Realizar un buen diseño y espaciado del completamiento permitirá que la operación a realizar en el pozo tenga el mayor porcentaje de éxito posible, uno de los puntos más críticos a revisar en un levantamiento artificial por gas continuo es la integridad de la tubería, empaque y mandriles, para esto se debe determinar, analizar y tener conocimiento absoluto de todas las causas y variaciones que se presenten a lo largo de esta operación.

Se puede lograr un diseño óptimo de un completamiento de un levantamiento artificial por gas si se tienen en cuenta y se analizan detenidamente las diferentes cargas que se puedan generar sobre la tubería, mandriles y empaque para verificar si son capaces de soportar estas condiciones.

4.3.1 Análisis de esfuerzos aplicados al pozo X

4.3.1.1 Consideraciones para realizar un análisis de esfuerzos aplicado a un levantamiento artificial por gas continuo

- Analizar y evaluar el espaciado del completamiento (estado mecánico del pozo) incluyendo el espaciado de los mandriles, de la tubería y la profundidad del empaque.
- Tener los datos de especificaciones técnicas de toda la tubería, herramientas y revestimientos, sacados de la base de datos de un software comercial o de un manual técnico.
- Tener a disposición un software comercial que como proceso fundamental realice análisis de esfuerzos, para poder realizar el diseño en su totalidad.
- Realizar las pruebas correspondientes con el fin de verificar que la tubería, mandriles y empaque soporten la operación de levantamiento artificial por gas, el asentamiento del empaque y verificar que este último haga el sello suficiente para no presentar problemas futuros.
- Analizar los resultados obtenidos por el software comercial, de las gráficas de factores de diseño, las envolventes operativas de la tubería y empaque, con el objetivo de garantizar que el completamiento sea el adecuado y más óptimo para las características y condiciones del pozo.

Todo lo nombrado anteriormente se aplicara en el siguiente ejemplo del pozo X (utilizado anteriormente para realizar el espaciado del completamiento), para ello se definirán los parámetros iniciales.

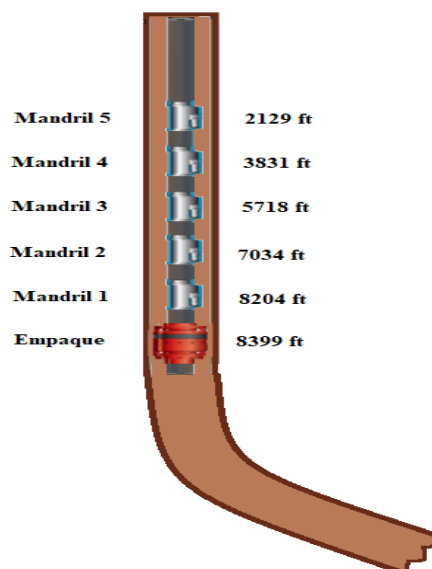


FIGURA 74. Esquema de pozo X. Fuente: Autores

| Tubería | | | Revestimiento | | |
|--------------------------|------------------------|----------|----------------------------|-------------------|-------------------|
| Grado | N-80 | | | Superficie | Producción |
| OD (in) | 2.875 | | Grado | K-55 | N-80 |
| ID (in) | 2.441 | | OD (in) | 13.375 | 7 |
| Yield Point (psi) | 80000 | | ID (in) | 12.615 | 6.276 |
| Ratings | Estallido (psi) | 10566.96 | Profundidad (ft) MD | 1000 | 10022 |
| | Colapso (psi) | 11165.01 | | | |
| | Axial (lbf) | 144962 | | | |

Tabla 11. Datos de tubería y revestimiento correspondientes al pozo X.

| Empaque X | | |
|-------------------------------------|--------------------------------------|----------|
| Tipo | Hidráulico de liberación por tensión | |
| Profundidad empaque ft (MD) | 8399 | |
| Presión de sentamiento (psi) | 3000 | |
| Ratings | Estallido (psi) | 10566.96 |
| | Colapso (psi) | 11165.01 |
| | Axial (lbf) | 144962 |

Tabla 12. Datos empaque X.

| Envolverte operativa del empaque X | |
|---|----------------------|
| Fuerza Axial (lbf) | Presion (Psi) |
| 38333 | -5720 |
| 38333 | 0 |
| 7597 | 6000 |
| 0 | 6000 |
| -91280 | 6000 |
| -91280 | 0 |
| 0 | -5720 |

Tabla 13. Envolverte operativa del empaque X.

| Mandril X | | |
|--------------------------------------|-----------------------|------------------------------------|
| Tipo | | Orientado de salida lateral |
| Profundidad mandriles ft (MD) | | 2129-3831-5718-7034-8204 |
| Ratings | Estallido(psi) | 7500 |
| | Colapso (psi) | 6000 |
| | Axial (lbf) | 144962 |

Tabla 14. Datos mandril X.

Teniendo definidas todas las especificaciones técnicas y profundidades de los mandriles y empaque y del revestimiento y tubería se procede a cargarlas en el software comercial. También se deben especificar algunos datos respectivos a la operación de levantamiento artificial por gas (tanto en la sección anular como en el interior de la tubería de producción)

| Levantamiento artificial por gas | | | |
|---|---------------------|---|-----------------------------------|
| Tubería de producción | | Anular | |
| Profundidad perforados (ft) | 8437 | Profundidad válvula inyección (ft) | 8204 |
| Presión (psi) | 1020 | Presión (psi) | 1200 |
| Temperatura (°F) | 132.8 | Temperatura (°F) | 93 |
| Caudales de producción | Qo (bbl/d) | 600 | Caudal inyección (MMScf/d) |
| | Qg (MMScf/d) | 0.6 | |
| | Qw | 257 | |
| | | | 0.48 |

Tabla 15. Datos generales de levantamiento artificial por gas.

Se debe tener en cuenta que para el levantamiento artificial por gas se debe definir el fluido de inyección y el fluido de producción.

| Fluido de inyección | | Fluido producción | |
|----------------------------|-------|--------------------------------|--------------|
| Tipo | Gas | Tipo | Gas + aceite |
| Gravedad específica | 0.588 | Gravedad específica gas | 0.588 |
| | | API aceite | 21 |

Tabla 16. Datos de fluidos de Gas Lift

Se deben tener en cuenta 3 pruebas o casos fundamentales que se analizarán para comprobar que el diseño del completamiento sea exitoso:

- 1. Sentamiento del empaque:** es muy importante comprobar que la tubería soporte las diferentes cargas a las que será sometida durante el proceso de sentamiento del empaque, esto se podrá verificar mediante una prueba de presión de tubería interna, normalmente lo ideal es utilizar como presión para esta prueba la misma presión de sentamiento del empaque (3000 psi).
- 2. Prueba de presión anular:** es recomendado realizar esta prueba para verificar que el empaque logre hacer el sello suficiente, ya que esto es un factor que se debe tener muy bien controlado para lograr una operación de levantamiento artificial por gas exitosa. La presión que se utiliza para esta prueba normalmente es la misma o muy cercana a la inyección de gas en superficie (1200psi).
- 3. Gas Lift:** esta será la condición final que tendrá el pozo, en este caso se podrá saber si la tubería, mandriles y empaque son capaces de soportar las condiciones de presión y temperatura que se dan al momento de realizar la operación de levantamiento artificial por gas.

Una vez definidos los 3 casos que se van a aplicar, se procede a utilizar la información del estado mecánico del pozo x (**figura 73**) y el software comercial para generar los perfiles de presión interna y externa, así como las cargas axiales respectivamente para cada caso.

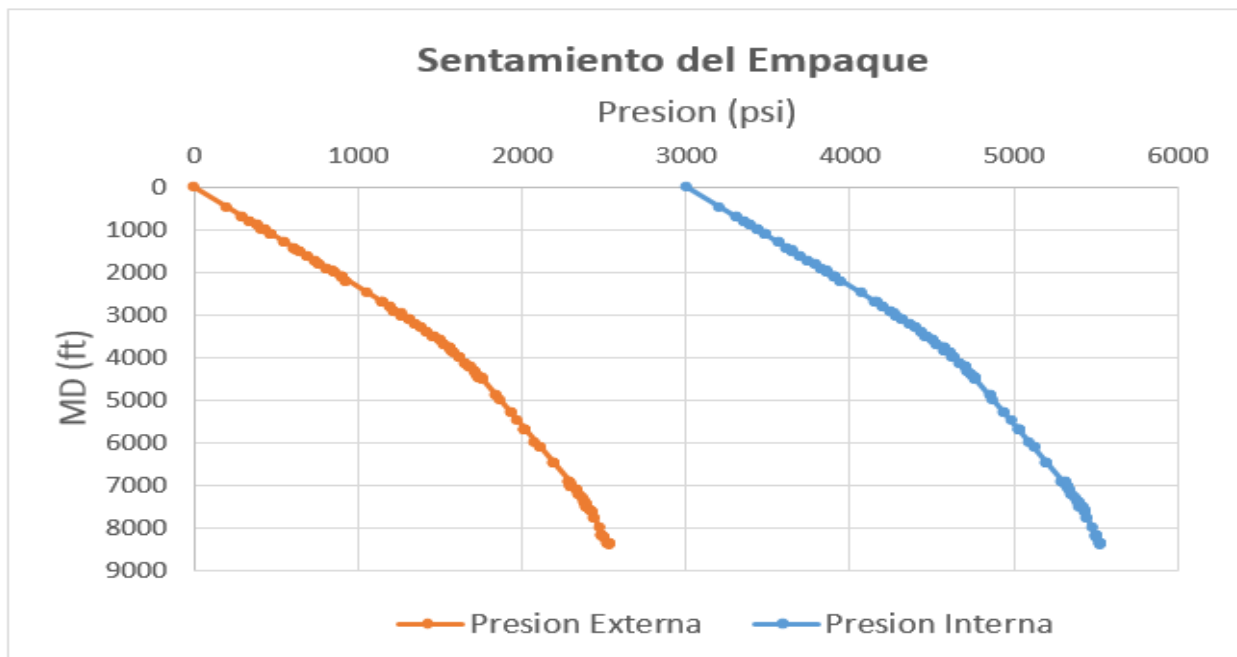


FIGURA 75. Perfil de presión sentamiento del empaque. Fuente: Autores.

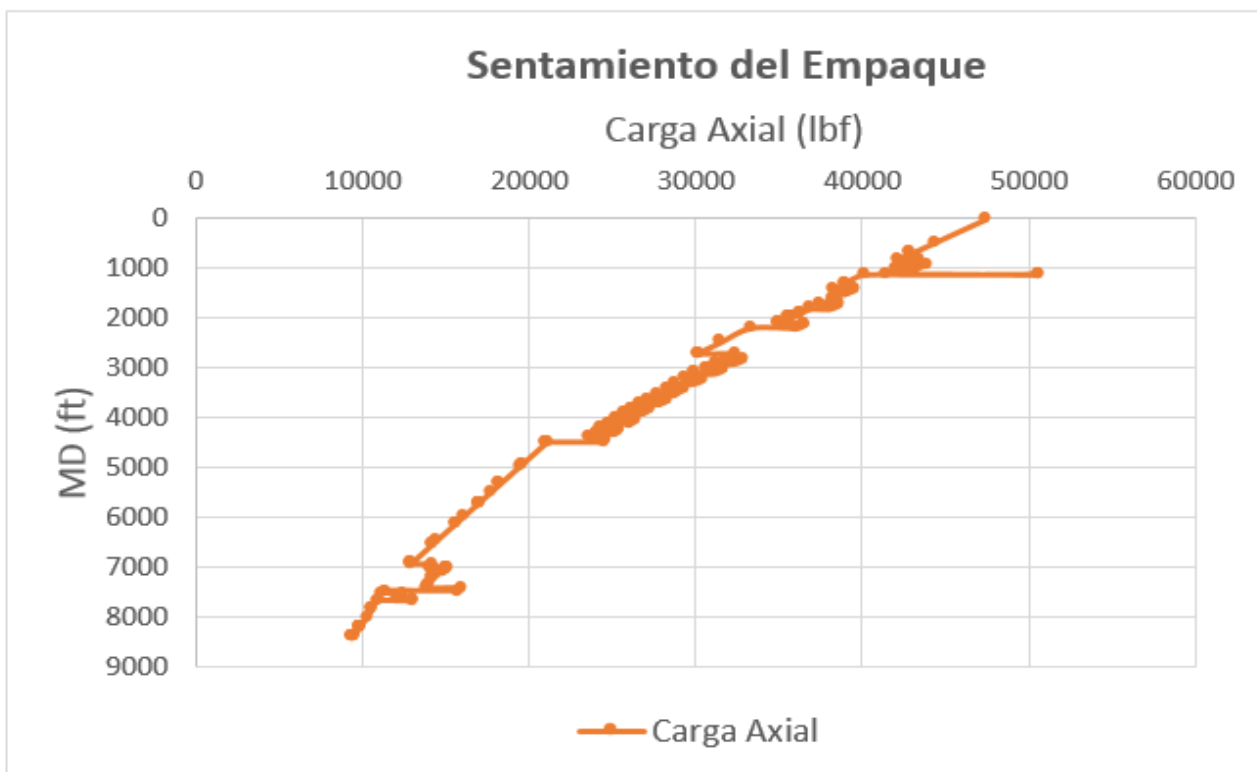


FIGURA 76. Perfil Fuerza Axial Sentamiento del empaque. Fuente: Autores.

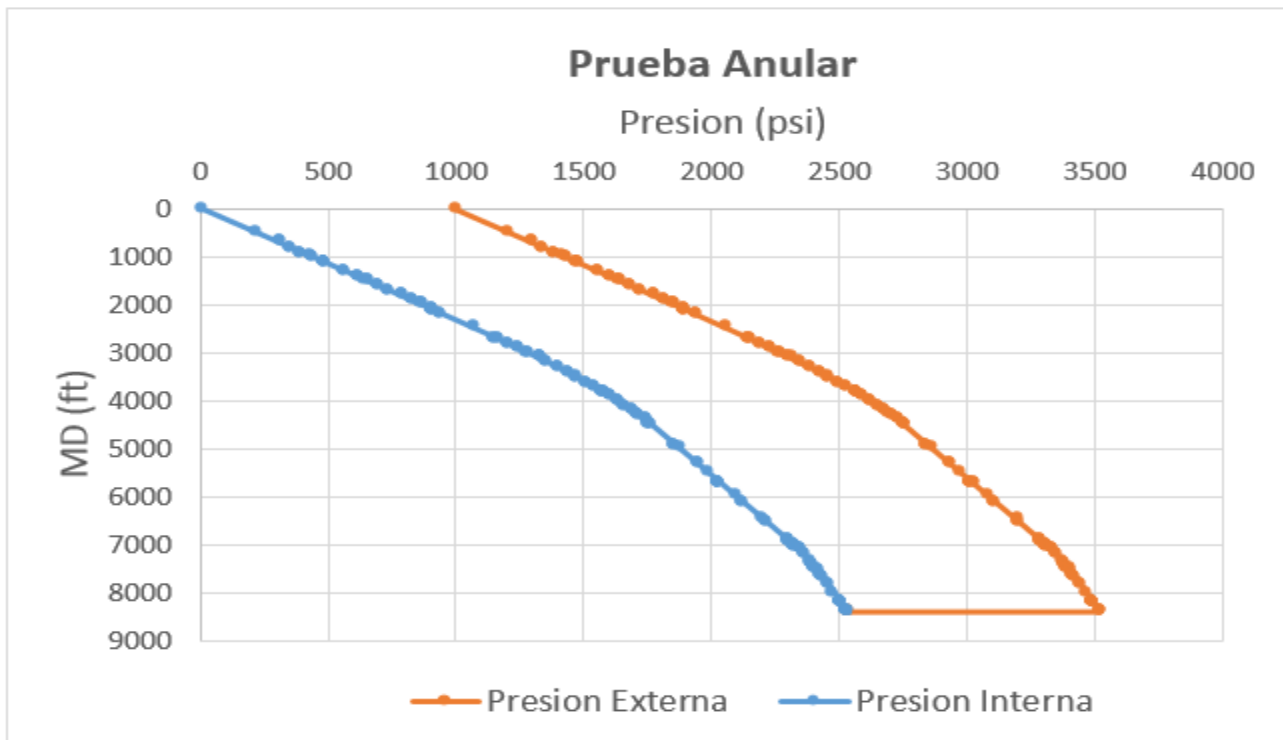


FIGURA 77. Perfil de Presión Prueba Anular. Fuente: Autores.

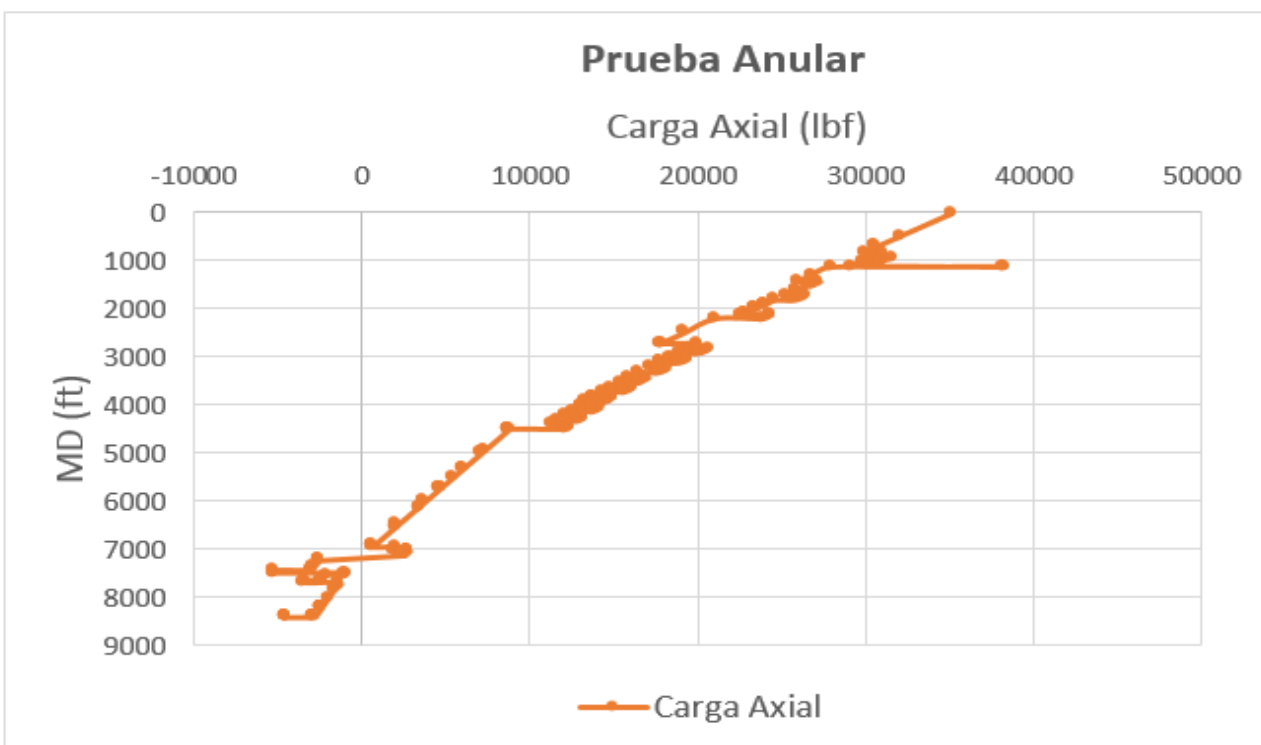


FIGURA 78. Perfil fuerza axial Prueba Anular. Fuente: Autores.

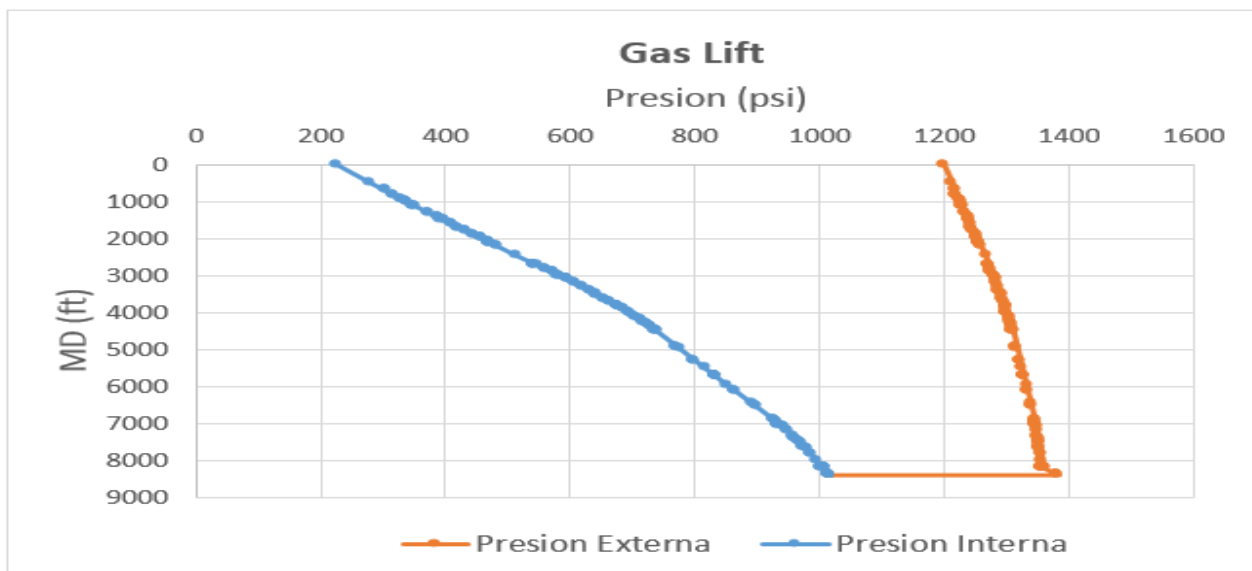


FIGURA 79. Perfil de presión Gas Lift. Fuente: Autores.

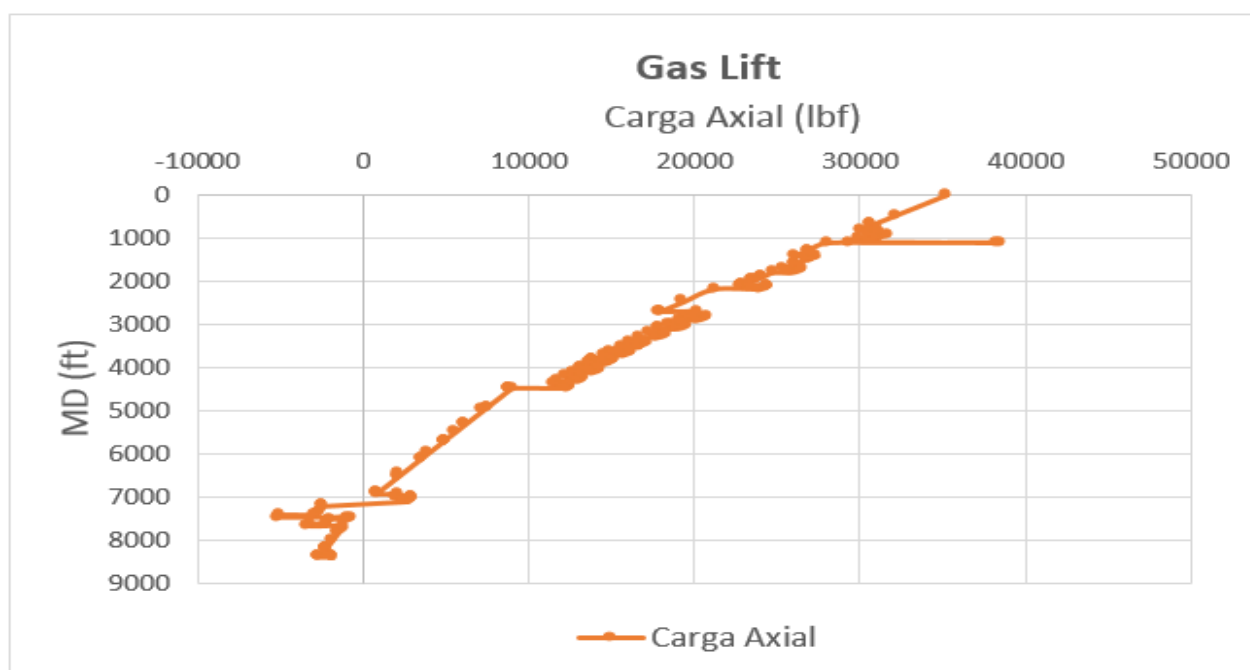


FIGURA 80. Perfil fuerza axial Gas Lift. Fuente: Autores.

Luego de obtener la información del software comercial de las presiones interna y externa y de las cargas axiales para los 3 casos se procede a ingresarlos en el software TIA (Tubing Integrity Analysis), obteniendo como resultados, en primer lugar, los factores de diseño que nos permiten verificar que en los 3 casos la tubería y los mandriles soporten las diferentes cargas y condiciones a las que se ven expuestos (**Ver figuras 81, 82, 83**).

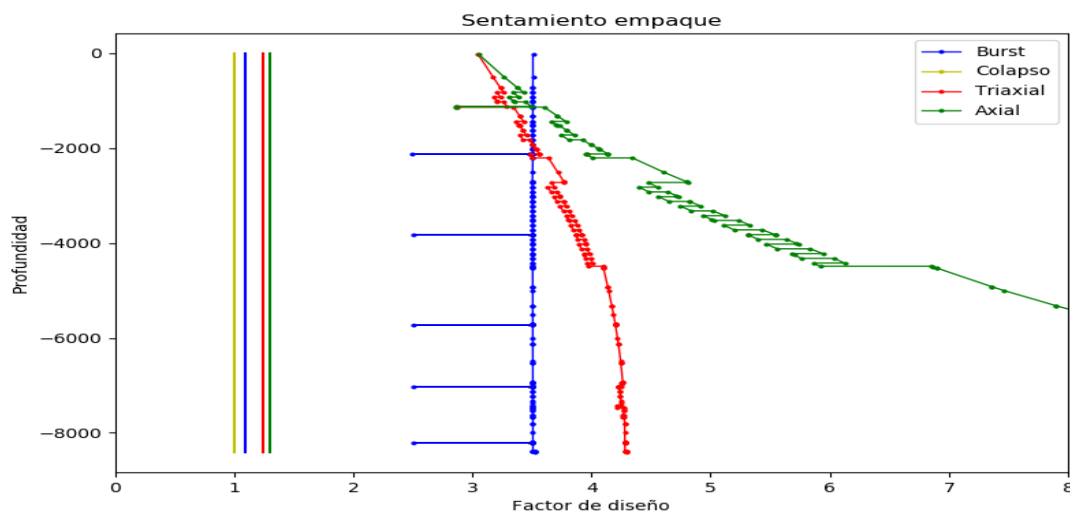


FIGURA 81. Factores de diseño sentamiento de empaque. Fuente: Determinación de la envolvente de la tubería

En la **figura 81** se puede observar que los factores de diseño (estallido, colapso, triaxial, axial) están por encima de los factores de seguridad utilizados (Ver tabla 7) durante el sentamiento del empaque, lo que indican que para este caso si se podría aplicar el diseño de completamiento en estudio. También se observa en las líneas correspondientes al estallido, presentan un comportamiento uniforme debido a que los mandriles presentan unas especificaciones técnicas menores a los de la tubería, se convierten en puntos críticos a lo largo de la sarta de producción.

En esta grafica no se observa el factor de diseño por colapso ya que el sentamiento del empaque se realiza aplicando presión dentro de la tubería, por esta razón se ve afectado en un mínimo valor por el colapso.

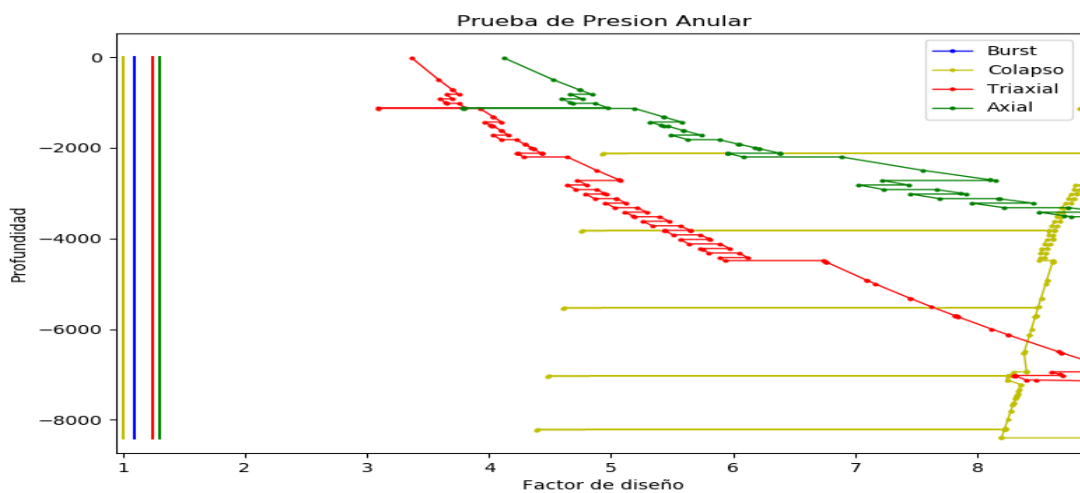


FIGURA 82. Factores de diseño prueba de Presión Anular. Fuente: Determinación de la envolvente de la tubería

Este caso así como el anterior nos muestra que los factores de diseño son mayores a los factores de seguridad, por lo tanto la tubería y los mandriles no se verán afectados por estas cargas.

No se observa estallido en la **figura 82** debido a que no es un factor crítico ya que no va relacionado con las presiones que se dan en la zona anular, se siguen viendo unas líneas uniformes, en este caso en el factor de colapso debido a las especificaciones técnicas de los mandriles.

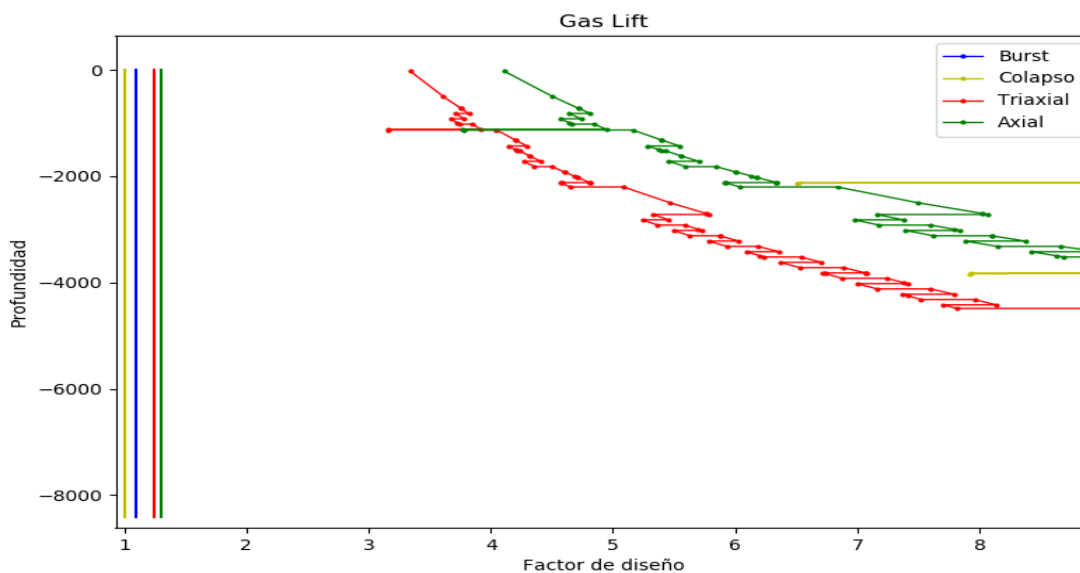


FIGURA 83. Factores de diseño Gas Lift. Fuente: Determinación de la envolvente de la tubería

Según la **figura 83**, los factores de diseño para gas lift están por encima de los factores de seguridad, esto indica que la tubería y mandriles soportan las cargas a las cuales estarán expuestas durante la operación de levantamiento artificial por gas, al igual que en los casos anteriores.

Para hacer el análisis completo de la tubería, además de los factores de diseño es necesario verificar la envolvente de la tubería, para ello de igual manera como en los factores de diseño se utilizó software TIA para obtener los datos de la envolvente de la tubería que posteriormente se grafican en Excel y se verifica que en los 3 casos se esté dentro de esta.

Para realizar este procedimiento es importante recordar el estado mecánico del pozo (**figura 73**) y numerarlo por secciones como se observa en la **figura 84**.

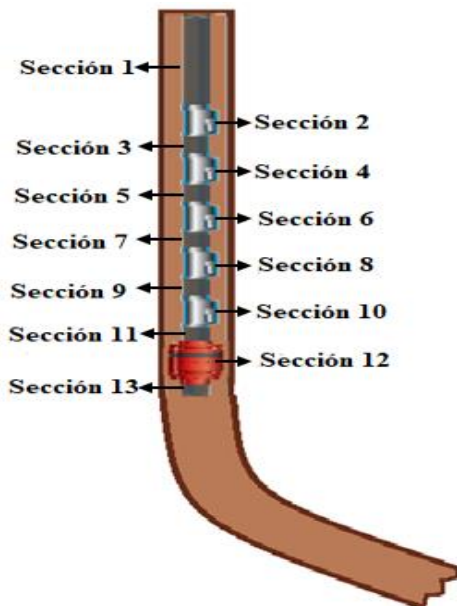


FIGURA 84. Secciones del pozo X. Fuente: Autores

Debido a que la envolvente es única y exclusivamente para el análisis de la tubería, entonces se procederá a hallar los resultados para las secciones: 1, 3, 5, 7, 9, 11 y 13. Los resultados de estas secciones se muestran en **Figuras 85, 86, 87, 88, 89, 90, 91** respectivamente.

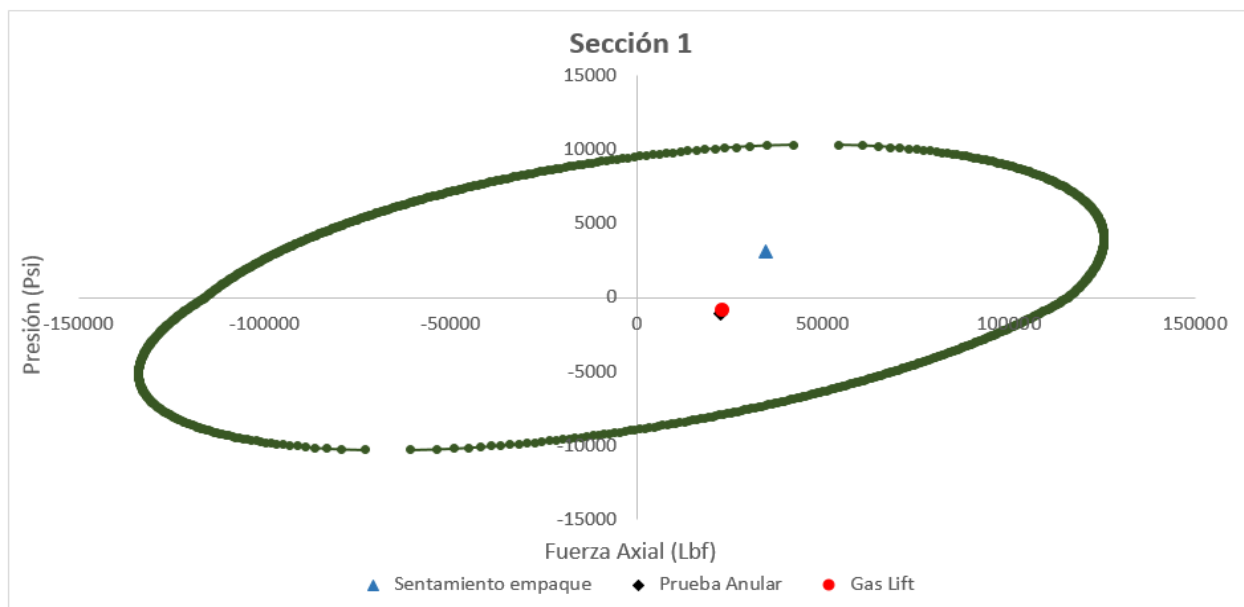


FIGURA 85. Envolvente operativa de la tubería sección 1. Fuente: Autores.

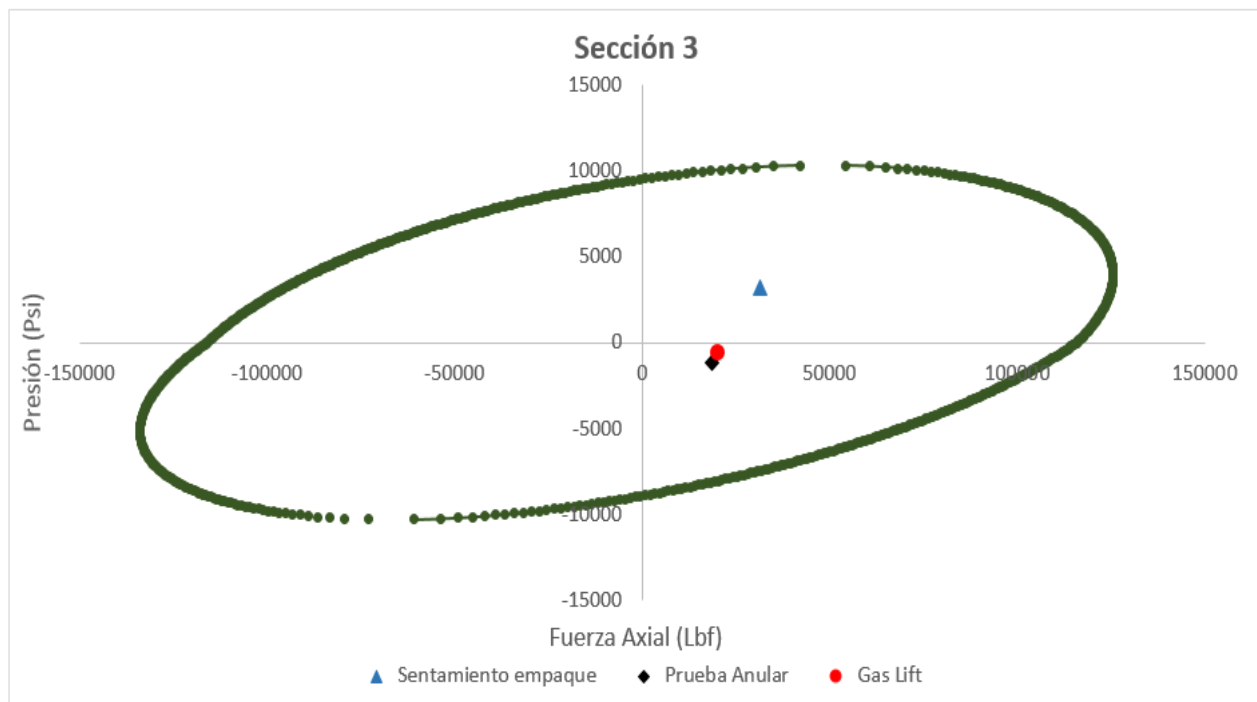


FIGURA 86. Envoltente operativa de la tubería sección 3. Fuente: Autores.

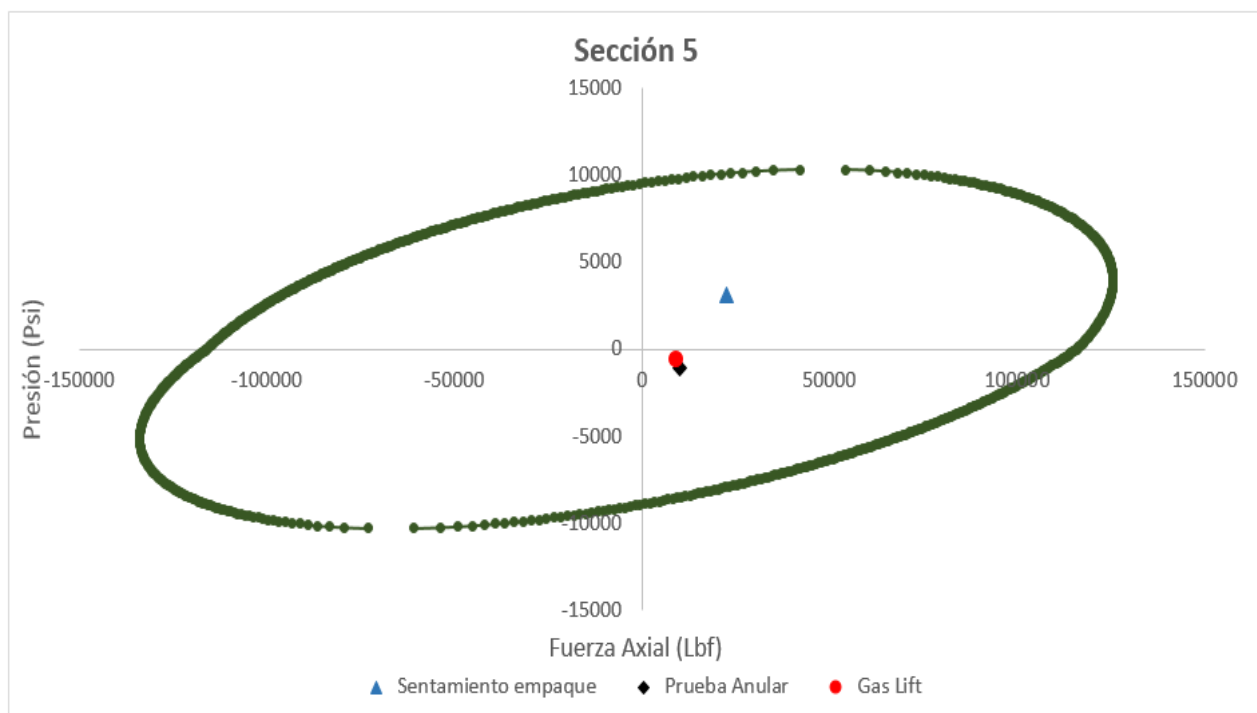


FIGURA 87. Envoltente operativa de la tubería sección 5. Fuente: Autores.

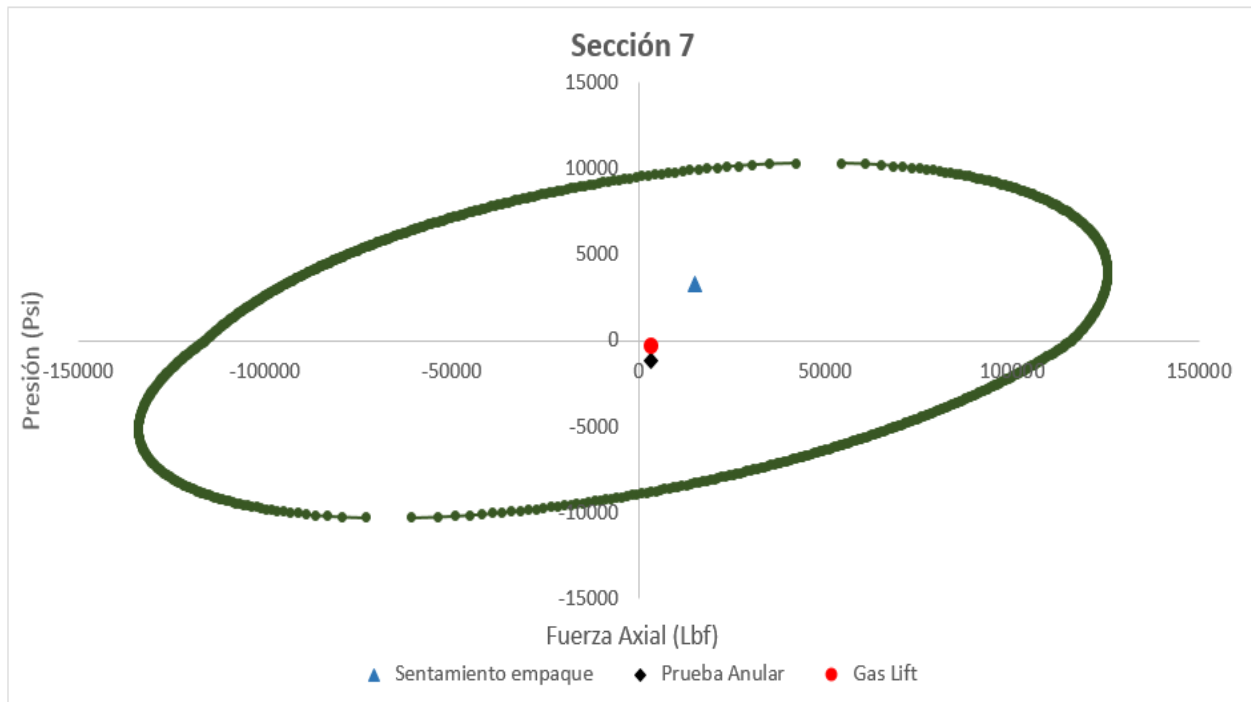


FIGURA 88. Envolvente operativa de la tubería sección 7. Fuente: Autores.

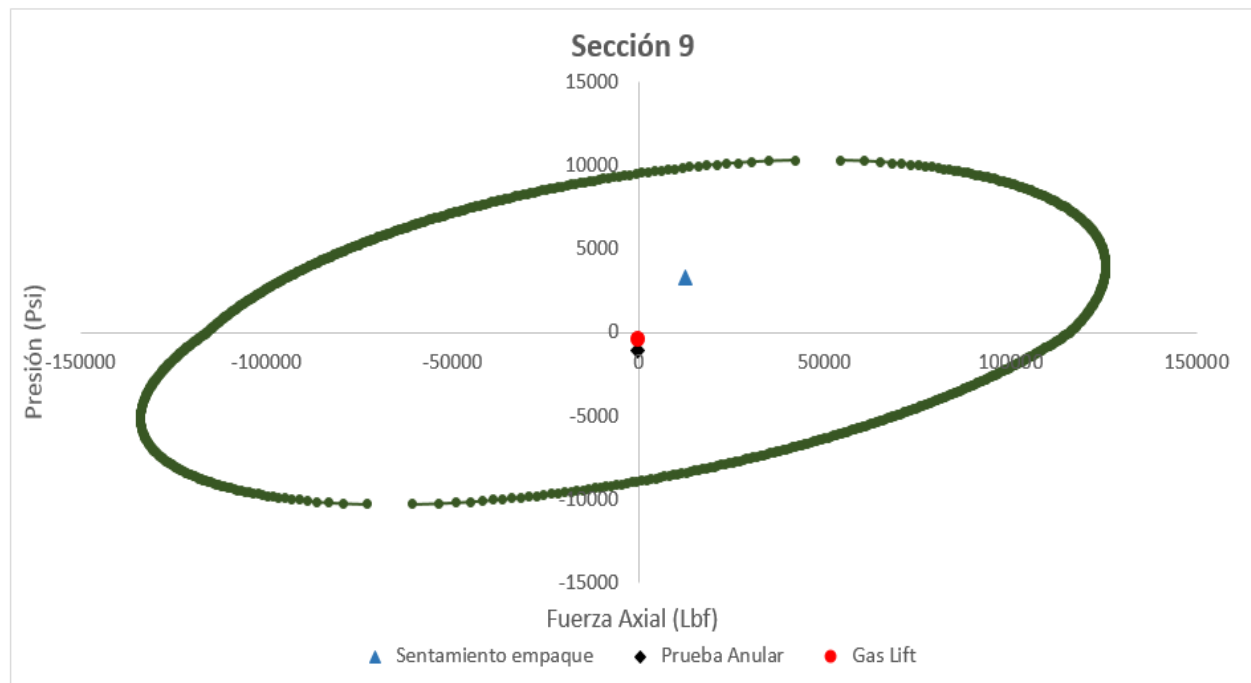


FIGURA 89. Envolvente operativa de la tubería sección 9. Fuente: Autores.

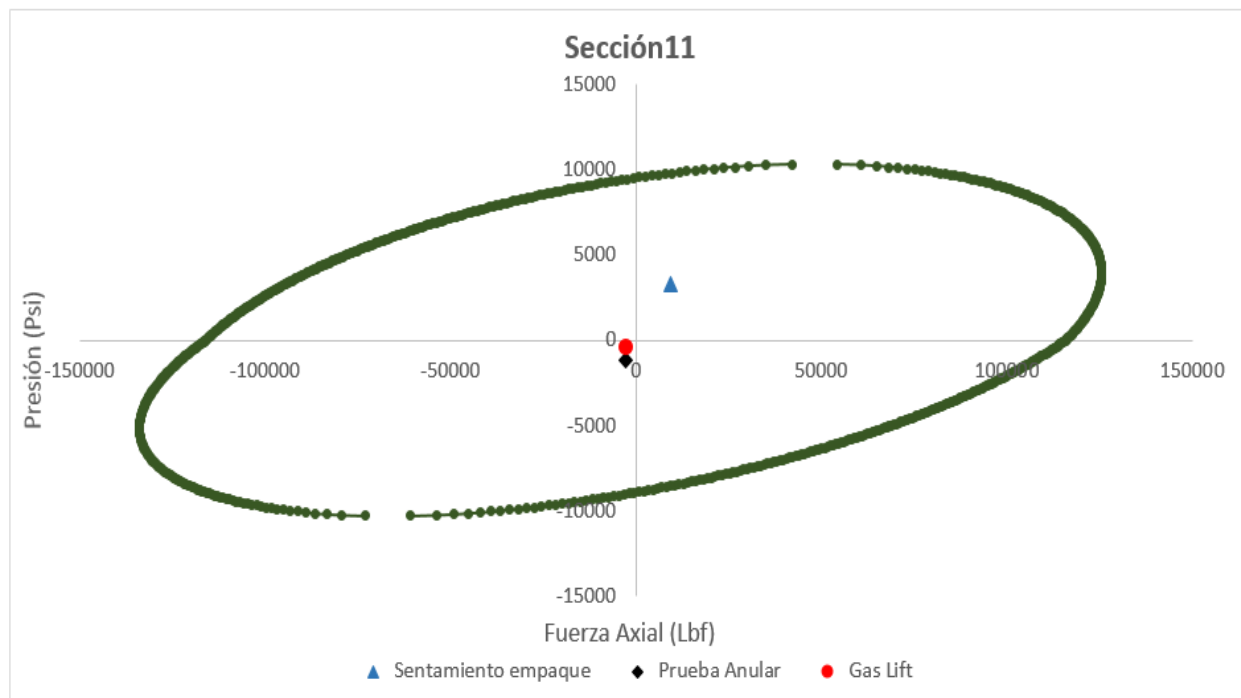


FIGURA 90. Envoltura operativa de la tubería sección 11. Fuente: Autores.

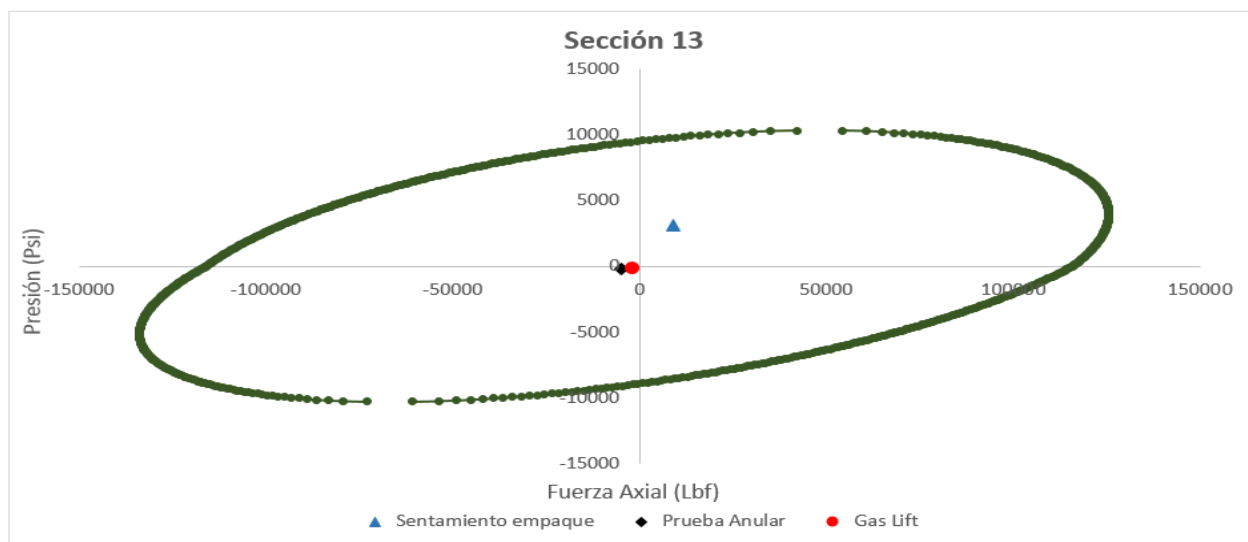


FIGURA 91. Envoltura operativa de la tubería sección 13. Fuente: Autores.

Observando todas las figuras anteriores se puede observar que en los 3 casos (sentamiento del empaque, prueba anular y gas lift) para todas las secciones de tubería (1, 3, 5, 7, 9, 11, 13) los esfuerzos generados debido a las diversas condiciones que sufren los pozos están dentro de las especificaciones técnicas de la tubería.

Finalmente para realizar un estudio completo del completamiento se analiza el empaque mediante la envolvente operativa del empaque, para realizar este procedimiento primero se graficó la envolvente del empaque X (**Tabla 13**) y luego se ubicaron las cargas obtenidas del software comercial. Resultados resumidos en la **figura 92**.

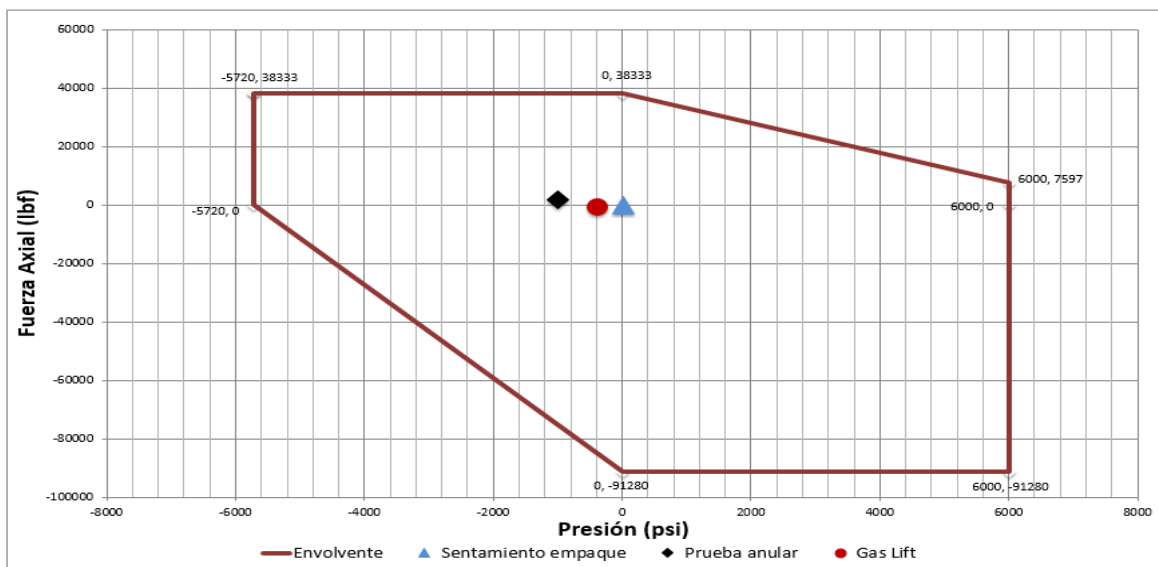


FIGURA 92. Envolvente operativa del empaque X con las cargas simuladas. Fuente: Autores

La **figura 92**, nos muestra que el empaque soportara sin ningún problema las cargas generadas sobre este durante el transcurso de los 3 casos ya mencionados.

4.3.1.2 Resumen

4.3.1.1.1 Factores de seguridad

A continuación se mostraran las **tablas (17, 18, 19)** que resumen los resultados de los factores de diseño obtenidos anteriormente, consignando en ella todos los mínimos factores de diseño (burst, colapso, triaxial, axial) para los 3 casos (sentamiento del empaque, prueba anular, gas lift) junto con su respectiva profundidad, esto se hace con el fin de determinar en qué puntos serían más críticos los esfuerzos que se producen en el pozo

| Sentamiento empaque | | |
|---------------------|------|--------------------------|
| Factor de seguridad | | Profundidad (ft) |
| Estallido | 2.49 | 2119-3821-5708-7025-8195 |
| Colapso | >100 | x |
| Triaxial | 2.86 | 1122 |
| Axial | 2.87 | 1122 |

Tabla 17. Factores de diseño críticos Sentamiento de empaque. Fuente: Autores.

| Prueba de presión anular | | |
|--------------------------|------|------------------|
| Factor de seguridad | | Profundidad (ft) |
| Estallido | >100 | x |
| Colapso | 4.39 | 8195 |
| Triaxial | 3.06 | 1122 |
| Axial | 3.78 | 1122 |

Tabla 18. Factores de diseño críticos Prueba de presión anular. Fuente: Autores.

| Gas Lift | | |
|---------------------|------|------------------|
| Factor de seguridad | | Profundidad (ft) |
| Estallido | >100 | x |
| Colapso | 6.42 | 2119 |
| Triaxial | 3.13 | 1122 |
| Axial | 3.77 | 1122 |

Tabla 19. Factores de diseño críticos Gas Lift. Fuente: Autores.

En el caso del sentamiento de empaque, se puede ver que el factor de estallido de 2.49 es el mismo a 5 profundidades diferentes, esto es debido a las especificaciones técnicas de los mandriles.

En los casos que aparece el valor de “>100” quiere decir que el valor es mayor a 100 por lo tanto no generaría ni el más mínimo problema y tendría una profundidad indeterminada representada por una “x”.

A continuación se muestra una gráfica resumen (**Figura 93**) de todas las envolventes operativas de la tubería en sus diferentes secciones con todas las cargas simuladas:

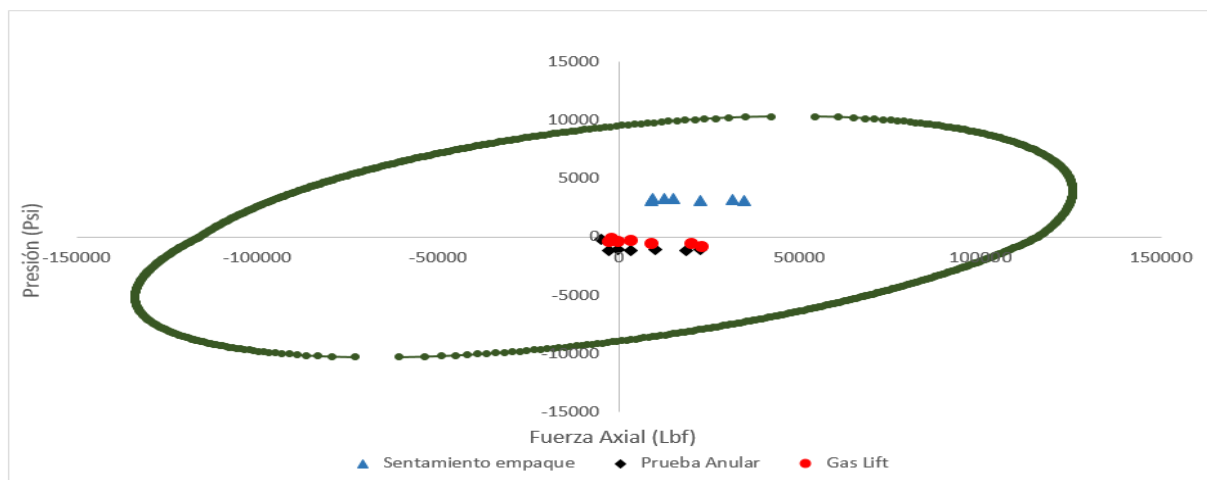


FIGURA 93. Envoltura operativa de la tubería con todas las cargas simuladas en todas las secciones. Fuente: Autores.

Se puede observar que todas las cargas se encuentran dentro de la envoltura de la tubería por lo tanto esta será capaz de soportar los diferentes esfuerzos generados por las distintas condiciones a las que es sometido el pozo x.

CONCLUSIONES

1. Se creó el software GLMD (Gas Lift Mandrel Distribution), el cual permite realizar un diseño y espaciado óptimo de los mandriles y ubicar el empaque para un completamiento de levantamiento artificial por gas continuo aplicando criterios basados en las características del yacimiento y datos de producción y de inyección del pozo, posteriormente se determinaron las profundidades de la tubería para definir el estado mecánico del pozo y proceder a realizar su respectivo estudio y análisis.
2. Se realizó el análisis de esfuerzos respectivo para la sarta de levantamiento artificial por gas continuo para lo cual se definieron 3 casos fundamentales: asentamiento del empaque, prueba de presión anular y gas lift, para poder comprobar y verificar que el conjunto de tubería y herramientas soporte las diferentes cargas que se pueden originar en el fondo del pozo durante la operación, para ello se simuló en conjunto los 3 casos con la ayuda de un software comercial, del cual se extrajeron datos de perfiles de presión y datos de cargas axiales, los cuales fueron consignados y posteriormente graficados con la ayuda del software T.I.A (Tubing Integrity Analysis).
3. Se comprobó que los puntos más críticos a revisar en el completamiento de un levantamiento artificial por gas continuo es la integridad de la tubería, empaque y mandriles, para esto se debe determinar, analizar y tener conocimiento absoluto de todas las condiciones, variaciones y cargas a las que estará sometido el pozo a lo largo de esta operación para obtener como resultado un buen diseño y espaciado del completamiento óptimo.
4. Se pudo verificar que para el pozo x del ejemplo de aplicación el diseño de completamiento propuesto sería exitoso durante la operación de levantamiento artificial por gas continuo, ya que los factores de diseño están por encima de los factores de seguridad, las cargas aplicadas a la tubería y al empaque se encuentran dentro de las respectivas envolventes operativas.

RECOMENDACIONES

1. Verificar y analizar las condiciones a las cuales el completamiento estará expuesto con el fin de garantizar un diseño de completamiento adecuado y evitar fallas en la tubería y herramientas, puesto que en el levantamiento artificial es inyectado por gas, lo que hace que se generen condiciones más críticas, y de esta manera evitar problemas futuros tanto económico como de tiempo.
2. Este proyecto fue enfocado en el análisis para un pozo de levantamiento artificial por gas continuo, también se puede ser desarrollado para pozos con levantamiento artificial por gas intermitente donde su estudio puede presentar grandes variaciones respecto a las hechas en este proyecto debido a que en este último es aplicado pozos con bajas tasas producción y de mediana a baja energía, la inyección es realizada por etapas.
3. El estudio de este proyecto se basó principalmente en la tubería y empaque; puesto que en el levantamiento artificial por gas se inyecta gas por el anular el revestimiento es sometido a altas presiones, esto hace que se presenten condiciones críticas en el anular, por lo tanto al igual que lo desarrollado en este trabajo también puede ser enfocado en el estudio del revestimiento.
4. El presente proyecto se basó en completamientos sencillos que cuenta con tubería y un solo empaque, también se pueden encontrar aplicaciones de sartas selectivas de producción para gas lift, lo cual ampliaría el presente estudio.
5. Hay que recalcar que el estudio de análisis de esfuerzos que se realiza en cada pozo y completamiento se genera bajo unas condiciones específicas que donde cambien es necesario, volver hacer el análisis, por ejemplo si la presión de inyección de gas baja o se sube es necesario volver a hacer las simulaciones.

BIBLIOGRAFIA

Argos Energy Services. (2008). Catálogo de completamiento de pozos. Recuperado de: <http://argoses.com>

Bellarby, J. (2009). Well Completion Design. Aberdeen, United Kingdom: Elsevier.

BenAmara A & Silverwell (2016). Gas Lift-Past & future. Recuperado de: <https://www.onepetro.org>

Bernardo G, C. E. (2009). Manual de Operaciones Slickline. Huila: Colregistros Empresa GPC.

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

C. Osuji, L (1994). Review of advances in gas lift operations. Recuperado de: <https://www.onepetro.org>

Hernandez, Ali. (2016). Fundamentals of Gas Lift Engineering Well Design and Troubleshooting. Cambridge, USA: Elsevier

Landmark A Halliburton Company. (2004). Manual Técnico De Diseño De Pozos. México

Lopez Luna, C.F, & Mosquera Blanco, H.A (2017). Selección, diseño y análisis de esfuerzos para un completamiento de inyección de agua selectiva. Neiva, Huila, Colombia: Universidad Surcolombiana.

Maggiolo R. (2004). Gas lift básico. Maracaibo, Venezuela: ESP OIL

PDVSA exploración y producción (1998). Procedimientos de diseño para tuberías de revestimientos y producción. Caracas, Venezuela.

Sanmiguel, N., & Toro, M. F. (2017). Determinación de la envolvente operativa de la tubería de completamiento en función de las fuerzas axiales y diferenciales de presión de los diferentes servicios que presente el pozo (inyección y producción). Universidad Surcolombiana, Facultad de Ingeniería. Neiva: USCO.

Shell. (12 diciembre de 1993). Artificial Lift Manual part 2^a. Hague, Netherlands.

Schlumberger (9 Diciembre de 1999). Gas lift Design And Technology. Obtenido de Well Completions and Productivity: www.slb.com

Schlumberger. (2003). Side Pocket Mandrel Catalog. Recuperado de https://www.slb.com/~media/Files/artificial_lift/product_sheets/gas-lift/side-pocket-mandrels-ps.pdf

Takács G. (2005). Gas Lift Manual. Tulsa, Oklahoma. USA: PennWell

PEMEX. (2007). Manual de operaciones con línea de acero. México.