



CARTA DE AUTORIZACIÓN

CÓDIGO

AP-BIB-FO-06

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

1 de 2

Neiva, abril 12 de 2018

Señores

CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

Ciudad

El (Los) suscrito(s):

Andrés Felipe Motta Sánchez, con C.C. No. 1075283929 de Neiva, Arvey Alejandro Silva Suárez, con C.C. No.1075284824 de Neiva, autor(es) de la tesis y/o trabajo de grado titulado "CRITERIOS PARA DISEÑAR UN COMPLETAMIENTO DE BOMBEO HIDRAULICO" presentado y aprobado en el año 2017 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.

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:

Alejandro Silva

Firma: _____

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

[Firma]

Firma: _____

Vigilada Mineducación



**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS**



CARTA DE AUTORIZACIÓN

CÓDIGO

AP-BIB-FO-06

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

2 de 2

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.



DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO

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

TÍTULO COMPLETO DEL TRABAJO: CRITERIOS PARA DISEÑAR UN COMPLETAMIENTO DE BOMBEO HIDRAULICO

AUTOR O AUTORES:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
MOTTA SANCHEZ	ANDRES FELIPE
SILVA SUAREZ	ARVEY ALEJANDRO

DIRECTOR Y CODIRECTOR TESIS:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
HERNANDEZ CORTES	CLAUDIA MARCELA

ASESOR (ES):

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
----------------------------	--------------------------

PARA OPTAR AL TÍTULO DE: Ingeniero De Petróleos

FACULTAD: Ingeniería

PROGRAMA O POSGRADO: Ingeniería De Petróleos

CIUDAD: Neiva

AÑO DE PRESENTACIÓN: 2018

NÚMERO DE PÁGINAS: 98

TIPO DE ILUSTRACIONES (Marcar con una X):

Diagramas Fotografías___ Grabaciones en discos___ Ilustraciones en general___ Grabados___ Láminas___
Litografías___ Mapas___ Música impresa___ Planos___ Retratos___ Sin ilustraciones___ Tablas o Cuadros

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

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.



MATERIAL ANEXO:

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

PALABRAS CLAVES EN ESPAÑOL E INGLÉS:

<u>Español</u>	<u>Inglés</u>	<u>Español</u>	<u>Inglés</u>
1. Bombeo hidráulico	Jet pump	6. _____	_____
2. Completamiento	Completions	7. _____	_____
3. Cargas	Loads	8. _____	_____
4. _____	_____	9. _____	_____
5. _____	_____	10. _____	_____

RESUMEN DEL CONTENIDO: (Máximo 250 palabras)

Un diseño óptimo del completamiento garantiza entre muchas cosas, mayor tiempo de productividad del pozo, menor número de intervenciones al mismo y un mejor aprovechamiento del yacimiento. Esto retribuye en la velocidad para recuperar la inversión realizada para completar el pozo, que, si bien es costosa, es necesaria para el desarrollo del potencial de cualquier campo petrolero.

Todas las operaciones que se realizan en el pozo, y adicionalmente, variables como la presión, temperatura, tipo de fluidos y geometría del pozo, generan diferentes esfuerzos, los cuales actuarán directamente sobre las herramientas y tubería que se utilice para cumplir los propósitos requeridos por las compañías. De esta manera, el análisis de los esfuerzos a través de softwares permite predecir y examinar el comportamiento de la tubería y el ensamblaje de fondo durante las corridas dentro y fuera del hueco.

En virtud de lo anterior, se hace necesario realizar un análisis de esfuerzos para un completamiento de bombeo hidráulico, evidenciando las cargas y esfuerzos críticos a los que éste se verá sometido durante la inyección y al mismo tiempo, producción de fluidos. Además, se tendrán en cuenta factores importantes como los cambios de temperatura, tipo de fluido de potencia, influencia de selectividad de zonas productoras y condiciones específicas de abatimiento de presión.



ABSTRACT: (Máximo 250 palabras)

An optimal completion design guarantees among many things, longer well productivity, fewer interventions and a better use of the reservoir. This compensates in the speed to recover the investment made to complete the well, which, although it is expensive, is necessary for the development of the potential of any oil field.

All operations performed in a well, and additionally, variables such as pressure, temperature, fluid type and well geometry, generates different efforts, which will act directly on the tools and pipes used to fulfill the purposes required by the companies. In this way, the analysis of the efforts through software allows to predict and examine the behavior of the pipe and the BHA during the runs inside and outside the hole.

Therefore, it is necessary to make an analysis of efforts for a hydraulic pumping completion, evidencing the loads and critical efforts to which this will be subjected during the injection and at the same time, production of fluids. In addition, important factors will be considered, such as temperature changes, type of power fluid, influence of selectivity of production zones and specific drawdown conditions

APROBACION DE LA TESIS

Nombre Jurado: Ervin Aranda Aranda

Firma:

Nombre Jurado: Luis Fernando Bonilla Camacho

Firma:

CRITERIOS PARA DISEÑAR UN COMPLETAMIENTO DE BOMBEO
HIDRAULICO

ANDRES FELIPE MOTTA SANCHEZ
ARVEY ALEJANDRO SILVA SUAREZ



UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA PROGRAMA DE
INGENIERÍA DE PETRÓLEOS NEIVA

2018

CRITERIOS PARA DISEÑAR UN COMPLETAMIENTO DE BOMBEO
HIDRAULICO

ANDRES FELIPE MOTTA SANCHEZ
ARVEY ALEJANDRO SILVA SUAREZ

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

DIRECTORA

CLAUDIA MARCELA HERNANDEZ CORTES
INGENIERA DE PETRÓLEOS
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

DEDICATORIA

A Dios, por regalarme la serenidad en los momentos difíciles, la fortaleza para continuar siempre adelante, y la familia que nunca abandona.

A mis padres, Jairo Motta Puentes y Johana Sánchez Peña, por haber inculcado en mí el deseo de soñar y de ser mejor cada día. A mi hermana Juanita, por creer en mí incluso cuando ni siquiera yo lo hago. Mi familia es y siempre será mi mayor motivación en la vida.

A cada uno de mis amigos de la universidad, Nicolás, Mafe, Sebas, Juli, Bonelo, Jaime, María Paula, Tatiana, por las experiencias, enseñanzas y alegrías.

A Alejandro Silva, por su amistad incondicional y por ser esa persona que siempre entendió mi manera de trabajar.

A cada uno de los profesores que contribuyó en mi desarrollo como profesional, en especial a la profesora Haydee Morales, por el apoyo, los consejos y la amistad.

Andrés Felipe Motta Sánchez

A Dios, por guiarme en cada una de mis decisiones, darme las herramientas necesarias para poder cumplir mis sueños, estar siempre a mi lado y regalarme lo más preciado que tengo, mi familia.

A mis padres Bensair Silva Bernal y Deysi Suárez Peñaranda porque con sus enseñanzas me han formado como persona, a mis hermanos Israel, Daniel, Sandy, Benggy y David porque al lado de ustedes he compartido las experiencias más hermosas y fuertes.

A cada uno de mis amigos de la universidad, Cristian, Karla, Pao, Gabi, Prada, Javi, Angie, Nico por las alegrías que me brindaron

*A Felipe Motta por su amistad y ser esa persona ideal para trabajar en equipo
A Carlos García y Pedro Esquivel por brindarme más que una amistad y confiar en mí sin conocerme, gracias a ustedes he logrado conocer las cosas más valiosas en la universidad.*

A los profesores Roberto, Ingrid y Claudia por sus enseñanzas y amistad.

A SPE- USCO y cada uno de sus integrantes por permitirme crecer como profesional.

Finalmente, este proyecto también va dedicado a ella, mi novia, Carolina Urazán, por su compañía, consejos, apoyo incondicional y por esos innumerables momentos llenos de felicidad y sonrisas que me ha regalado.

Arvey Alejandro Silva Suarez

AGRADECIMIENTOS

Los autores desean expresar su sentimiento de gratitud a:

La Universidad Surcolombiana, por ser el centro de estudios que nos permitió formarnos como ingenieros competentes, para afrontar los desafíos que nos depara esta industria.

A todo el conjunto de profesores del programa de ingeniería de petróleos que de manera directa nos compartieron sin celo alguno sus conocimientos.

A la ingeniera Claudia Marcela Hernández Cortes, no solo por el tiempo y las enseñanzas que nos ha brindado para realizar este proyecto, sino también por la amistad que nos ha ofrecido.

TABLA DE CONTENIDO

LISTA DE TABLAS	9
RESUMEN.....	10
1. BASES TEÓRICAS	13
1.1 COMPLETAMIENTO DE POZOS	13
1.1.1 Clasificación del completamiento de pozos.....	14
1.2 LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL.....	18
1.2.1 Bombeo recíprocante accionado por varillas.....	18
1.2.2 Levantamiento artificial por gas	19
1.2.3 Bombeo de cavidades progresivas	20
1.2.4 Bombeo electrosumergible	22
1.2.5 Bombeo hidráulico	23
1.2.6 Comparación entre sistemas de levantamiento artificial	24
1.2.7 Comportamiento de algunos sistemas de levantamiento artificial frente a algunos de los problemas operacionales más comunes	25
2. BOMBEO HIDRAULICO	26
2.1 Definición de BH	26
2.2 Historia del bombeo hidráulico	26
2.3 Principio de Funcionamiento	28
2.4 Tipos de bombeo hidráulico	28
2.4.1 Bomba hidráulica recíprocante o de pistones.....	28
2.4.2 Bomba hidráulica tipo JET	30
2.5.1 Sistema de fluido motriz abierto (Tipo jet y/o recíprocante).....	35
2.5.2 Sistema de fluido motriz cerrado (Recíprocante)	35
2.6 Equipos de Superficie	36
2.6.1 Tanques de almacenamiento, tanques de lavado, separadores y/o tratadores.....	36
2.6.2 Motor de superficie	36
2.6.3 Bombas de superficie y caja reductora	37
2.6.4 Bomba de precarga e hidrociclones.....	38
2.6.5 Válvula de control	38
2.6.6 Lubricador	39
2.6.7 Cabezal de pozo	39

2.7 Ventajas y desventajas del bombeo hidráulico.....	41
2.7.1 Ventajas.....	41
2.7.2 Desventajas	41
2.8 Equipo de fondo	42
3. DISEÑO DE COMPLETAMIENTO PARA BOMBEO HIDRAULICO	43
3.1 Selección de herramientas.....	43
3.1.1 Wire line reentry guide	43
3.1.2 Pup joints	44
3.1.3 Niple.....	44
3.1.4 On off tool	45
3.1.5 Camisas de circulación	45
3.1.6 Empaques.....	46
3.2 Espaciamiento (Estado mecánico)	50
3.3 Análisis de Esfuerzos (Bases teóricas)	51
3.3.1 Especificaciones técnicas- Resistencias máximas.....	52
3.3.2 Cargas	56
3.3.3 Factores de Diseño.....	62
3.3.4 Análisis de Resultados.....	63
4. APLICACIÓN PARA EL DISEÑO DE UNA SARTA DE BOMBEO HIDRÁULICO... 88	
4.1 Pozo USCO-1	68
4.1.1 Selección de herramientas.....	69
4.1.2 Espaciamiento (Estado Mecánico).....	69
4.1.3 Análisis de esfuerzos	70
4.2 Pozo USCO 2.....	80
4.2.1 Selección de herramientas.....	80
4.2.2 Espaciamiento (Estado Mecánico).....	81
4.2.3 Análisis de Esfuerzos.....	81
CONCLUSIONES.....	93
RECOMENDACIONES.....	94
BIBLIOGRAFÍA.....	95
ANEXOS.....	96

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Funciones del completamiento.....	13
Figura 2. Tipos de completamiento inferior	14
Figura 3. Completamiento sin tubería, con tubería y tubería con empaque.....	16
Figura 4. Esquema de completamientos: Selectivo y Múltiple	17
Figura 5. Sistema de levantamiento por bombeo reciprocante accionado por varillas.....	19
Figura 6. Sistema de levantamiento por gas.....	20
Figura 7. Sistema de levantamiento por bombeo de cavidades progresivas.....	21
Figura 8. Sistema de levantamiento bombeo electrosumergible	22
Figura 9. Sistema de levantamiento por bombeo hidráulico	23
Figura 10. Bomba hidráulica de fondo planteada por H.W Faucett.....	26
Figura 11. Esquema bomba hidráulica reciprocante y tipo Jet. (Izquierda y Derecha).....	27
Figura 12. Bomba hidráulica reciprocante o de pistón.....	29
Figura 13. Esquema bomba hidráulica tipo Jet	30
Figura 14. Ciclo de la bomba libre con inyección en directa	32
Figura 15. Diseño bomba Jet con inyección en inversa con camisa deslizante.....	34
Figura 16. Ciclo de la bomba libre con inyección inversa.....	34
Figura 17. Esquema de tanque de almacenamiento de fluido motriz.....	36
Figura 18. Esquema de motor impulsor.....	37
Figura 19. Esquema de bomba triplex de superficie.....	37
Figura 20. Esquema de bomba de precarga e hidrociclones.....	38
Figura 21. Esquema de válvula de control de cuatro vías	39
Figura 22. Esquema de cabezal de pozo tipo árbol de navidad.....	40
Figura 23. Esquema equipo de superficie de sistema de levantamiento por bombeo hidráulico.....	40
Figura 24. Ejemplo de completamiento de bombeo hidráulico	42
Figura 25. Wireline reentry guide.....	43
Figura 26. Niple de restricción inferior	44
Figura 27. On off tool	45
Figura 28. Camisa de circulación (cs1-u SLB)	46
Figura 29. Tipos de empaques Mecánicos	47
Figura 30. Empaque Hidráulico.....	48
Figura 31. Empaque Hidrostático	48
Figura 32. Empaques tipo Seal Bore	49
Figura 33. Esquema para selección de empaques. Pozo vertical.....	49
Figura 34. Esquema para selección de empaques. Pozo desviado.....	50
Figura 35. Efecto del balonamiento.....	60
Figura 36. Cargas presentes en la tubería.....	61
Figura 37. Representación gráfica de los modelos uniaxial, biaxial y triaxial.....	64
Figura 38. Envolvente operativa del empaque	65
Figura 39. Configuración para simular un completamiento de bombeo hidráulico tipo jet.....	66
Figura 40. Producción en zonas Impares (Izquierda) y Pares (Derecha).....	67

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Tabla comparativa entre los diferentes sistemas de levantamiento artificial	24
Tabla 2. Relación entre algunos tipos de levantamiento artificial y los problemas más comunes en la producción de petróleo.	25
Tabla 3. Especificaciones de tubería	53
Tabla 4. Factores de fórmula y rangos de D/t para colapso transicional.	54
Tabla 5. Factores de diseño para completamiento general.....	63
Tabla 6. Generalidades pozo USCO-1. Completamiento Sencillo.	69
Tabla 7. Operaciones simuladas USCO1.....	70
Tabla 8. Factores de diseño pozo USCO1.....	71
Tabla 9. Condiciones iniciales para cada operación. USCO 1	72
Tabla 10. Factores de seguridad críticos USCO 1.....	77
Tabla 11. Resultados Simulación USCO 1	79
Tabla 12. Generalidades pozo USCO-2. Completamiento Sencillo.....	80
Tabla 13. Operaciones simuladas USCO 2	81
Tabla 14. Factores de diseño USCO 2.....	82
Tabla 15. Condiciones iniciales para cada operación. USCO 2	83
Tabla 16. Factores de Seguridad Críticos USCO 2	91
Tabla 17. Resultados Simulación USCO 2	92

LISTA DE GRAFICAS

Gráfica 1. Perfil de temperatura de fluido. USCO 1	73
Gráfica 2. Perfil de presión interna. USCO 1	73
Gráfica 3. Perfil de temperatura de tubería. USCO 1	74
Gráfica 4. Perfil de presión interna de tubería. USCO 1	75
Gráfica 5. Envolverte Operativa del empaque USCO 1	75
Gráfica 6. Envolverte Operativa de la tubería USCO 1	76
Gráfica 7. Perfil de temperatura de fluido USCO 2	85
Gráfica 8. Perfil de presión interna. USCO 2	85
Gráfica 9. Perfil de temperatura de tubería. USCO 2.....	86
Gráfica 10. Perfil de presión interna tubería. USCO 2	87
Gráfica 11. Envolverte Operativa Empaque#1. USCO 2	87
Gráfica 12. Envolverte Operativa Empaque# 2. USCO 2	88
Gráfica 13. Envolverte Operativa Empaque#3. USCO 2	88
Gráfica 14. Envolverte Operativa Empaque#4. USCO 2	89
Gráfica 15. Envolverte de tubería. USCO 2	89

LISTA DE ANEXOS

Anexo 1. Sarta completamiento sencillo. USCO 1.....	97
Anexo 2. Sarta de completamiento Selectivo. USCO 2	98

RESUMEN

Un diseño óptimo del completamiento garantiza entre muchas cosas, mayor tiempo de productividad del pozo, menor número de intervenciones al mismo y un mejor aprovechamiento del yacimiento. Esto retribuye en la velocidad para recuperar la inversión realizada para completar el pozo, que, si bien es costosa, es necesaria para el desarrollo del potencial de cualquier campo petrolero.

Todas las operaciones que se realizan en el pozo, y adicionalmente, variables como la presión, temperatura, tipo de fluidos y geometría del pozo, generan diferentes esfuerzos, los cuales actuarán directamente sobre las herramientas y tubería que se utilice para cumplir los propósitos requeridos por las compañías. De esta manera, el análisis de los esfuerzos a través de softwares permite predecir y examinar el comportamiento de la tubería y el ensamblaje de fondo durante las corridas dentro y fuera del hueco.

En este sentido, el ingeniero de completamiento está en la obligación de seleccionar, diseñar, analizar y garantizar, que toda la tubería y herramientas requeridas para una determinada operación, serán capaces de resistir los esfuerzos a los que se verán sometidas durante el trabajo normal en un pozo.

Un tipo de completamiento específico para la producción de pozos petroleros es el de bombeo hidráulico. Un sistema de levantamiento artificial, que generalmente, por medio de un fluido de potencia y una bomba de fondo, proporciona la energía necesaria para que los fluidos de yacimiento lleguen a superficie. Este tipo de levantamiento artificial puede ser usado en lugares remotos o de difícil acceso, pues la sencillez de su diseño permite hacer intervenciones al pozo de manera simple, rápida y económica comparado con otros métodos de producción.

En virtud de lo anterior, se hace necesario realizar un análisis de esfuerzos para un completamiento de bombeo hidráulico, evidenciando las cargas y esfuerzos críticos a los que éste se verá sometido durante la inyección y al mismo tiempo, producción de fluidos. Además, se tendrán en cuenta factores importantes como los cambios de temperatura, tipo de fluido de potencia, influencia de selectividad de zonas productoras y condiciones específicas de abatimiento de presión.

ABSTRACT

An optimal completion design guarantees among many things, longer well productivity, fewer interventions and a better use of the reservoir. This compensates in the speed to recover the investment made to complete the well, which, although it is expensive, is necessary for the development of the potential of any oil field.

All operations performed in a well, and additionally, variables such as pressure, temperature, fluid type and well geometry, generates different efforts, which will act directly on the tools and pipes used to fulfill the purposes required by the companies. In this way, the analysis of the efforts through software allows to predict and examine the behavior of the pipe and the BHA during the runs inside and outside the hole.

In this sense, the completion engineer is obliged to select, design, analyze and guarantee that all the pipe and tools required for a given operation will be able to withstand the stresses to which they will be subjected during normal work in a well.

One type of specific completion to produce oil wells is hydraulic jet pumping. An artificial lift system, which, by means of a power fluid and usually, a bottom pump, provides the necessary energy for the reservoir fluids to reach the surface. This type of artificial lift can be used in remote places or difficult to access, because the simplicity of its design allows interventions on the well in a simple, fast, and economical compared to other production methods.

Therefore, it is necessary to make an analysis of efforts for a hydraulic pumping completion, evidencing the loads and critical efforts to which this will be subjected during the injection and at the same time, production of fluids. In addition, important factors will be considered, such as temperature changes, type of power fluid, influence of selectivity of production zones and specific drawdown conditions.

INTRODUCCIÓN

El bombeo hidráulico es un método de levantamiento artificial usado comúnmente en zonas remotas o de difícil acceso, donde se necesita una mayor agilidad en las operaciones con el fin de evitar paradas de producción. El completamiento para este tipo de bombeo consta de una sarta sencilla o selectiva, con aislamiento por empaques. Con esta simple configuración de herramientas y gracias a un fluido de potencia, es posible efectuar la producción de fluidos de yacimiento que no tienen la energía suficiente para llegar a superficie.

Esta condición específica de producción genera altas presiones en cabeza debido a la inyección de fluidos, y en conjunto con variables como la temperatura, profundidad, desviación del pozo y selectividad de zonas, ocasiona en la sarta esfuerzos críticos, los cuales pueden ser capaces de afectar la integridad de las herramientas y por consiguiente la operación misma.

En este orden de ideas, se presenta el reto de seleccionar y diseñar un completamiento que cumpla con las exigencias de esfuerzos para un pozo con bombeo hidráulico. Además, es necesario presentar una metodología y análisis que permita seleccionar y diseñar apropiadamente la tubería y herramientas que se verán involucradas en este tipo de levantamiento artificial.

1. BASES TEÓRICAS

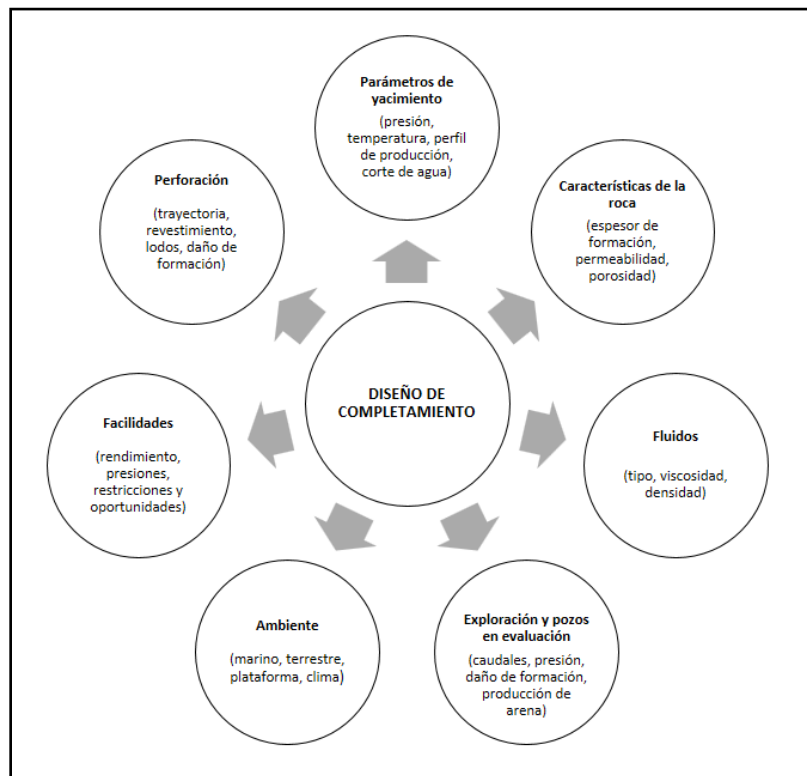
1.1 COMPLETAMIENTO DE POZOS

El completamiento o terminación de pozos son todas aquellas actividades que se realizan después de la perforación con el fin de crear la comunicación entre el yacimiento y la superficie, permitiendo de esta forma la producción o inyección de diferentes fluidos de manera eficiente.

Un completamiento adecuado, garantizará un mayor tiempo de productividad del pozo, menor número de intervenciones y un mejor manejo del yacimiento; logrando de esta manera recuperar en menor tiempo los gastos de inversión durante esta etapa. Dentro de los factores que afectan el diseño del completamiento de un pozo se encuentran: Presión, temperatura, caudal de producción, desviación del pozo, tipo de servicio, profundidad, fluidos, entre otros (Figura. 1).

El completamiento de pozos se puede clasificar de forma general en dos tipos, el completamiento inferior y el completamiento superior.

Figura 1. Funciones del completamiento



Modificado de *Well Completion Design*- Jonathan Bellarby, "Data sources for completion design". Figura 1.4, Pag.8

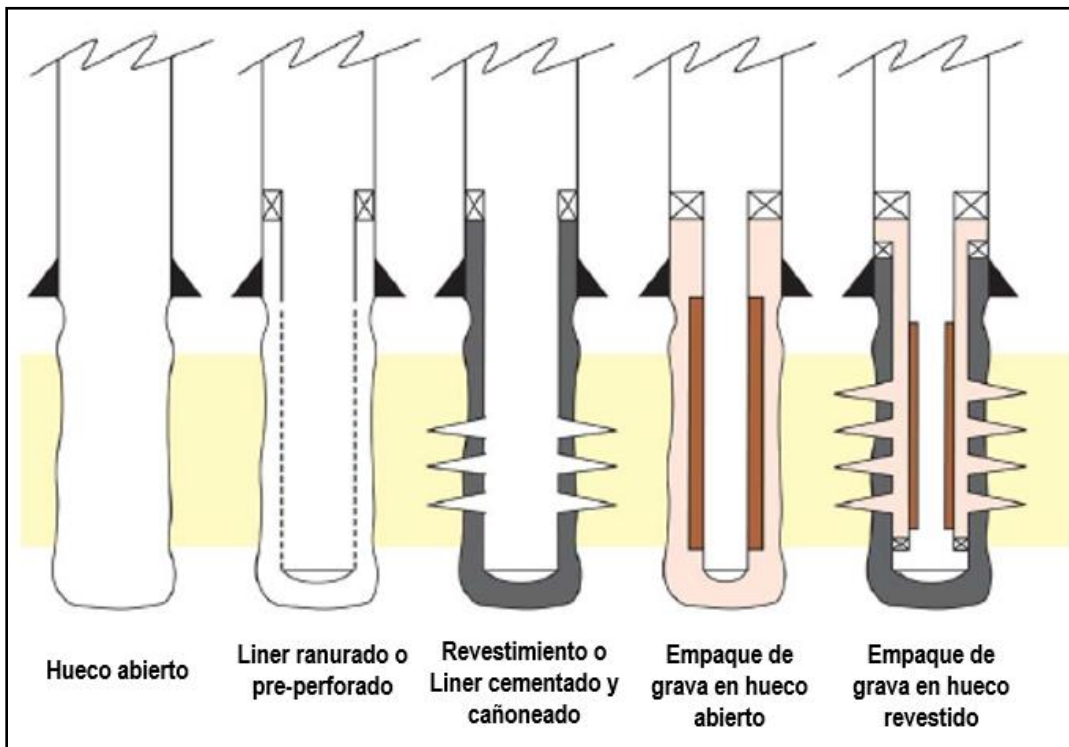
1.1.1 Clasificación del completamiento de pozos

Bellarby¹ clasifica el completamiento en inferior y superior, esto de acuerdo con el lugar y función que esté ejerciendo. El completamiento inferior tiene como objetivo permitir el paso de los fluidos del yacimiento hacia el pozo, mientras que el completamiento superior es el encargado de conducirlos desde el pozo hasta superficie.

1.1.1.1 Completamiento inferior

Se conoce como completamiento inferior a todas las operaciones necesarias que se realizan para comunicar el yacimiento con el pozo, permitiendo de esta manera el flujo en ambos sentidos. Uno de los objetivos que tiene el completamiento inferior es analizar las características de la formación para seleccionar el tipo de completamiento de yacimiento (hueco abierto, *liner* ranurado, *liner* o revestimiento cementado y cañoneado, hueco abierto con empaque de grava y hueco revestido con empaque de grava) más adecuado que requiere el pozo.

Figura 2. Tipos de completamiento inferior



Modificado de *Well Completion Design*- Jonathan Bellarby, "Reservoir completion methods" Figura 1.6, Pag.12

¹ Bellarby, J. (2009). *WELL COMPLETION DESIGN*

1.1.1.2 Completamiento superior

El completamiento superior tiene como finalidad llevar los fluidos desde el pozo hasta superficie o viceversa, de manera eficiente y segura. Para llevar esto a cabo, los encargados del completamiento superior deben diseñar el completamiento óptimo que conlleva a la selección del mejor conjunto de herramientas y equipos, junto con el análisis de los diferentes esfuerzos a los que se verá sometido el pozo en su etapa de servicio o intervención.

El completamiento superior puede tener los siguientes tipos de configuraciones.

1.1.1.2.1 Completamiento sin tubería

Tipo de completamiento de pozo en el que los fluidos de yacimientos son producidos a través de la tubería de revestimiento. La ausencia de una sarta de tubería de producción independiente limita significativamente las opciones de operación y contingencias disponibles para el pozo, por tal razón es poco usado en la actualidad.

1.1.1.2.2 Completamiento sencillo

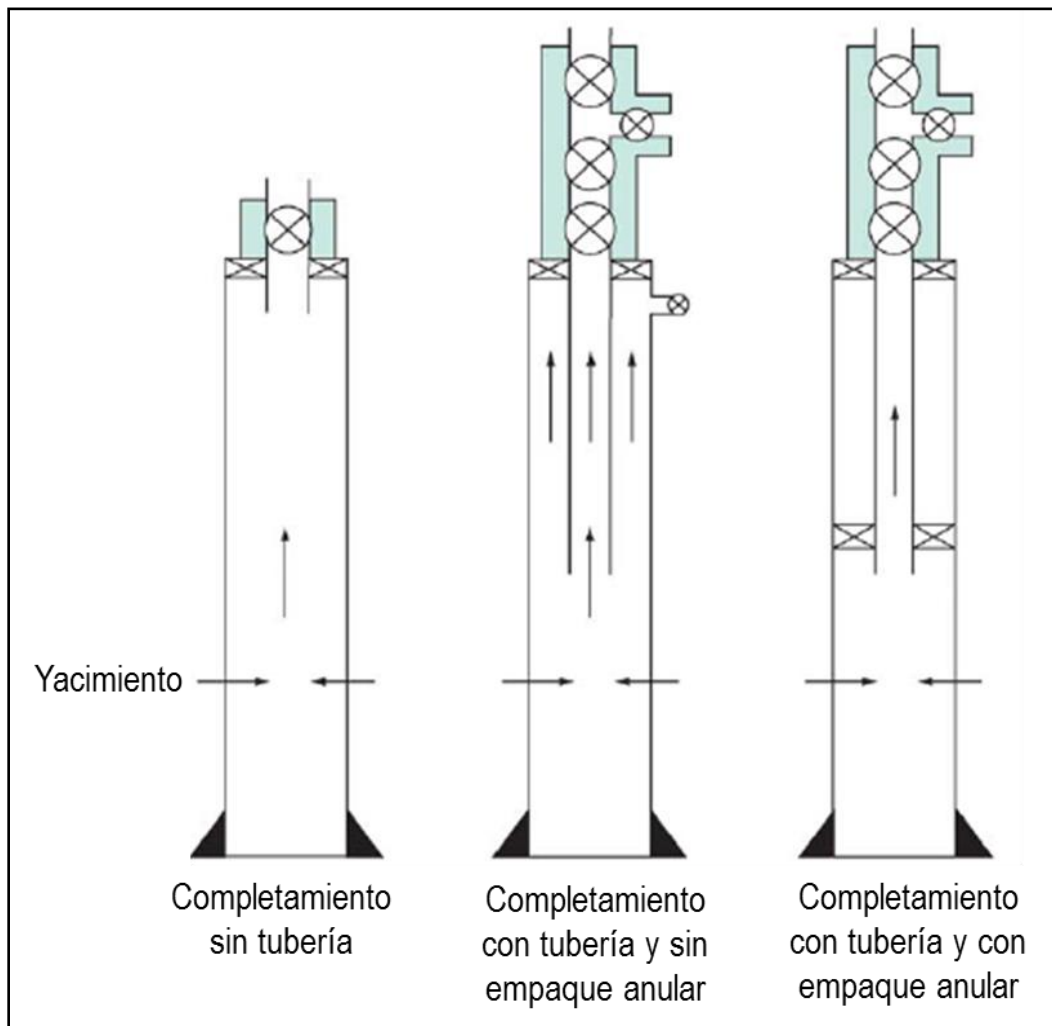
Este tipo de configuración permitirá el flujo desde los diferentes intervalos de la zona de interés simultáneamente por una única sarta de producción hacia superficie. Dependiendo de la cantidad de intervalos y la necesidad, se puede tener una configuración de sarta sencilla o selectiva en el pozo.

- **Sarta sencilla**

Es aquella que, por su configuración permite disponer únicamente de un solo intervalo de la zona de interés.

- **Completamiento con tubería sin empaque:** Relacionados a los completamientos con levantamiento artificial tales como bombeo recíproco accionado por varillas, bombeo de cavidades progresivas y bombeo electrosumergible.
- **Completamiento con tubería y empaque:** Este tipo de completamiento es usado cuando es necesario aislar los intervalos de la zona de interés, para operaciones tales como inyección de agua o vapor, y producción por flujo natural. Además, puede estar presente en sistemas de levantamiento tales como bombeo hidráulico o levantamiento por gas.

Figura 3. Completamiento sin tubería, con tubería y tubería con empaque.



Modificado de Well Completion Design- Jonathan Bellarby, "Reservoir completion methods" Figura 1.7, Pag.12

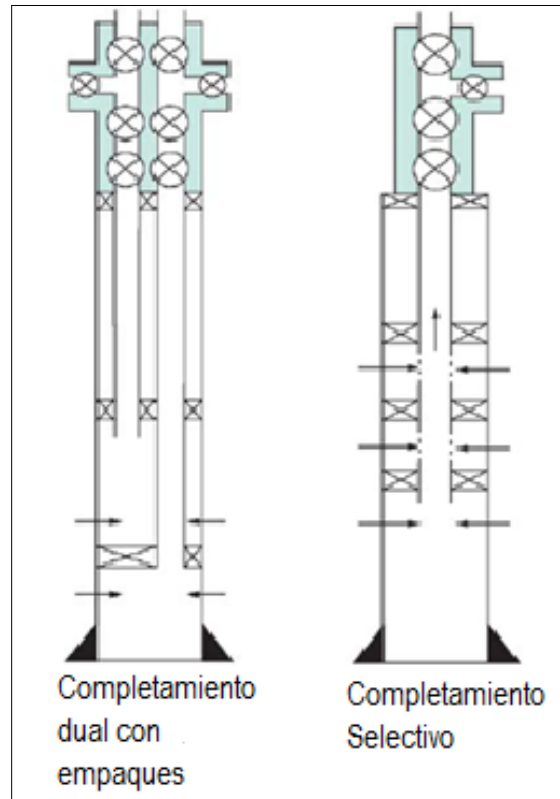
- **Sarta selectiva**

Este tipo de sarta permite disponer de diferentes intervalos de la zona según la necesidad, siendo esto de gran ayuda debido a que se puede restringir el flujo del intervalo que se desee sin necesidad de retirar todo el completamiento. Generalmente este tipo de sarta está compuesta por diferentes equipos o herramientas como empaques, camisas de circulación, mandriles, niples, entre otros.

1.1.1.2.3 Completamiento múltiple

Esta configuración consta de dos o más sartas de producción/inyección que permitirán disponer de diferentes fluidos sin que estos se mezclen. Este tipo de completamiento facilita inyectar o producir fluidos por cada una de las sartas que se tengan en el diseño.

Figura 4. Esquema de completamientos: Selectivo y Múltiple



Modificado de Well Completion Design- Jonathan Bellarby, "Reservoir completion methods" Figura 1.8, Pag.12

El completamiento de un pozo a grandes rasgos permite comunicar de manera eficiente el yacimiento de hidrocarburos con la superficie, y proporciona el sustento a los diferentes métodos de levantamiento artificial con el fin de producir de la manera más eficiente. En este proyecto se hablará específicamente de un completamiento para bombeo hidráulico, no sin antes mencionar los diferentes métodos de levantamiento artificial y su principio básico de funcionamiento, pues son ellos los que se relacionan directamente con los diferentes tipos de completamiento mencionados anteriormente.

1.2 LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

En los yacimientos de petróleo y gas,² los fluidos están sujetos a la acción de varias fuerzas y energías naturales: Presión, fricción por viscosidad, gravedad y efectos capilares, las cuales actúan en el movimiento de los fluidos hacia los pozos o para retenerlos en el yacimiento. Cuando esas energías son suficientes para promover el desplazamiento de los fluidos desde su interior hasta el fondo del pozo y de allí a la superficie, se dice que el pozo fluye naturalmente, es decir, el fluido se desplaza como consecuencia del diferencial de presión entre la formación y el pozo.

La producción por flujo natural no es el método que garantiza los niveles de producción rentables durante toda la vida productiva del yacimiento. Al realizar la explotación del yacimiento, la presión de éste disminuye, lo que implica que la producción de fluidos baje hasta el momento en el cual el pozo deja de producir por sí mismo. En ese momento, surge la necesidad de extraer los fluidos del yacimiento mediante la aplicación de fuerzas o energías ajenas al pozo, es, entonces, cuando se habla de levantamiento artificial.

La mayoría de los pozos son capaces de fluir naturalmente en la primera etapa de su vida productiva, no obstante, cuando el pozo deja de producir por flujo natural, se requiere el uso de una fuente externa de energía. La utilización de esta fuente es con el fin de levantar los fluidos desde el fondo del pozo hasta la batería.

A grandes rasgos, el propósito de los métodos de levantamiento artificial es minimizar los requerimientos de energía en la cara de la formación productora, con el objetivo de maximizar el diferencial de presión a través del yacimiento y provocar, de esta manera, la mayor afluencia de fluidos, sin que generen problemas de producción: arenamiento, conificación de agua, entre otros. Existen diversos métodos de levantamiento artificial los cuales se describirán a continuación:

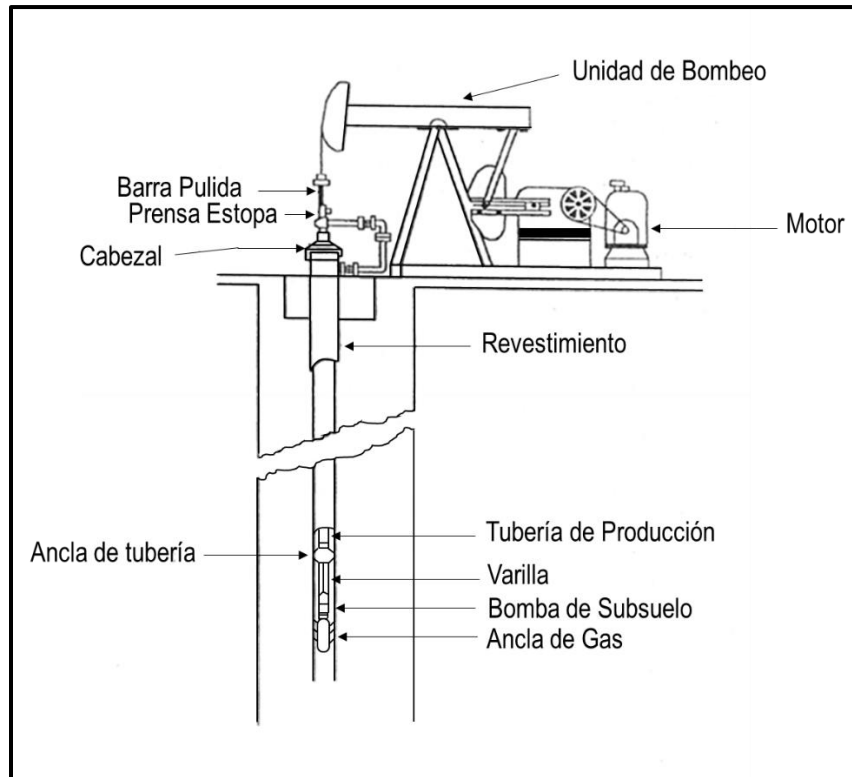
1.2.1 Bombeo reciprocante accionado por varillas

El bombeo reciprocante accionado por varillas³ es el método de levantamiento artificial más usado a nivel mundial. Este método consiste en una bomba de subsuelo de acción reciprocante, que se abastece con energía conducida a través de una sarta de varillas. La energía proviene de un motor eléctrico o de combustión interna, el cual moviliza a una unidad de superficie mediante un sistema de engranajes y correas.

² Arredondo, T; E, Vargas; (2003). Métodos de producción. Introducción a la ingeniería de petróleos. Barcelona 2003

³ Maggiolo, R; Mariño, E; (s.f.). sistemas de levantamiento artificial.

Figura 5. Sistema de levantamiento por bombeo recíprocante accionado por varillas.



Modificado de "Sistemas de levantamiento artificial". Asesorías en ingeniería de petróleos Ltda. 2010

1.2.2 Levantamiento artificial por gas

Este método consiste en inyectar gas a alta presión, generalmente a través del anular, dentro de la tubería de producción a diferentes profundidades, con el propósito de reducir el peso de la columna de fluido y, de esta manera, ayudar a la energía del yacimiento en el levantamiento o arrastre de su petróleo y gas hasta la superficie.

Al inyectar gas, la presión ejercida por la columna se reduce y el pozo es capaz de fluir debido a:

- Reducción del gradiente del fluido (la presión de fondo fluvente disminuye)
- Expansión del gas inyectado
- Arrastre de los fluidos por la expansión del gas comprimido

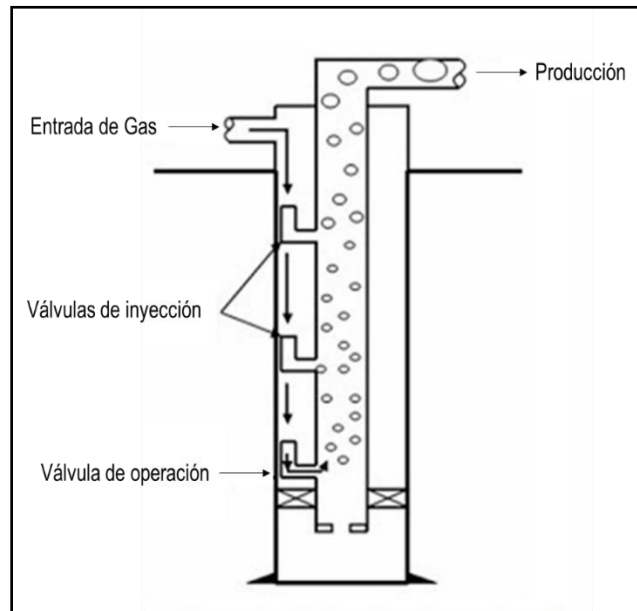
1.2.2.1 Flujo continuo

Se considera como una extensión del método de producción por flujo natural y consiste en suplementar el gas de formación mediante la inyección continua de gas en la columna de fluido del pozo, con el propósito de aligerarla para disminuir la presión fluyente en el fondo y generar el diferencial de presión requerido para que la formación productora aporte la tasa de producción deseada.

1.2.2.2 Flujo intermitente

El gas se inyecta a la tubería de forma intermitente, con el propósito de producir la columna de fluidos en el pozo por etapas. La idea básica del flujo intermitente es permitir una acumulación de líquido en la tubería, al mismo tiempo de almacenar una cantidad de gas en el espacio anular y la línea de gas, y, periódicamente, desplazar el líquido de la tubería con el gas.

Figura 6. Sistema de levantamiento por gas



Modificado de Sistemas de levantamiento artificial. Asesorías en ingeniería de petróleos Ltda. 2010

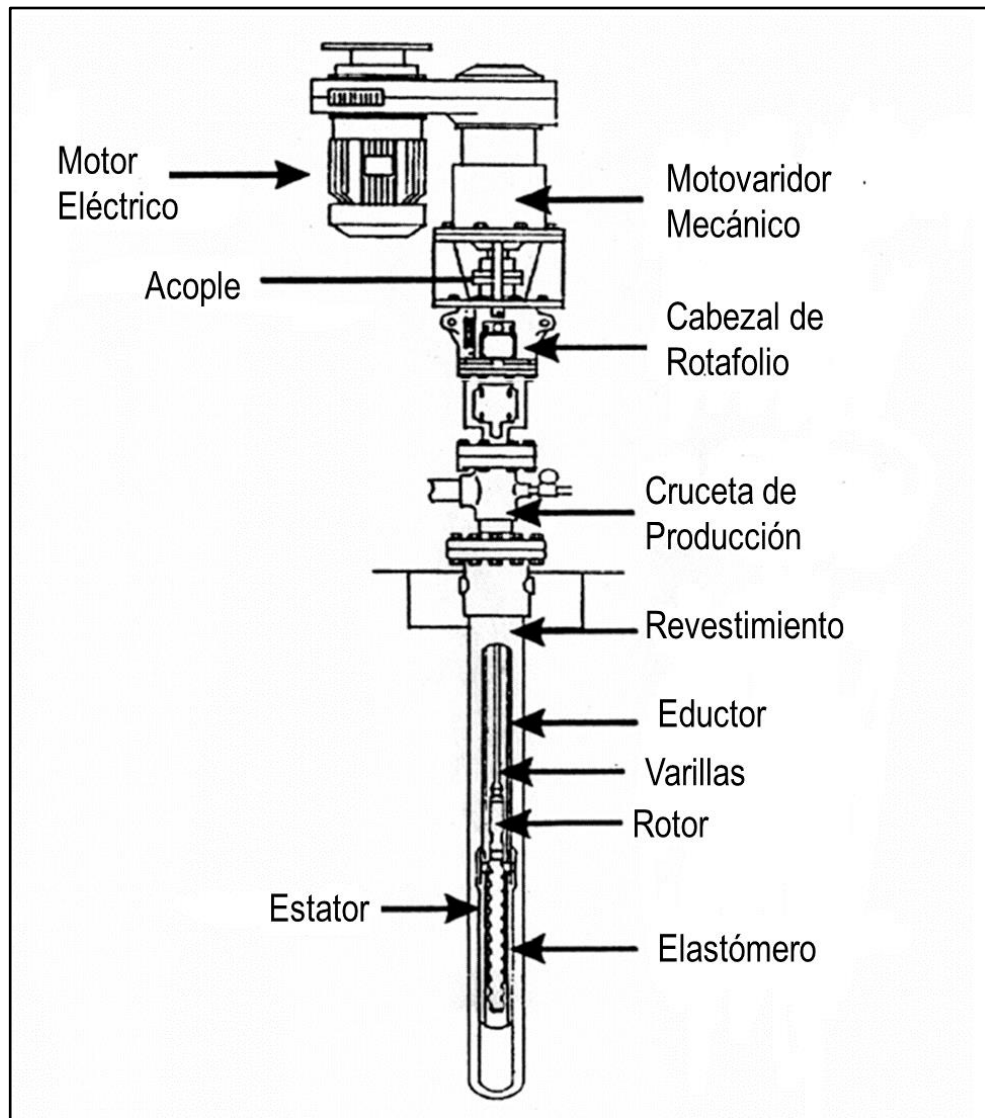
1.2.3 Bombeo de cavidades progresivas

Esta bomba es del tipo de desplazamiento positivo, su funcionamiento se basa en el principio del tornillo de Arquímedes para transportar los fluidos desde el subsuelo hasta la superficie. Una vez que el conjunto estator – rotor se coloca a la profundidad programada, la unión de ambos forma cavidades definidas y selladas. A medida que

el rotor gira, las cavidades progresan hacia arriba desde la entrada hasta la descarga de la bomba, transportando los fluidos en forma continua a través de la tubería de producción desde el pozo (subsuelo) hasta la estación de flujo (superficie).

El movimiento giratorio es generado en superficie por el motovariador (o motor reductor) y transmitido al rotor a través del cabezal de rotación y una sarta de varillas.

Figura 7. Sistema de levantamiento por bombeo de cavidades progresivas.

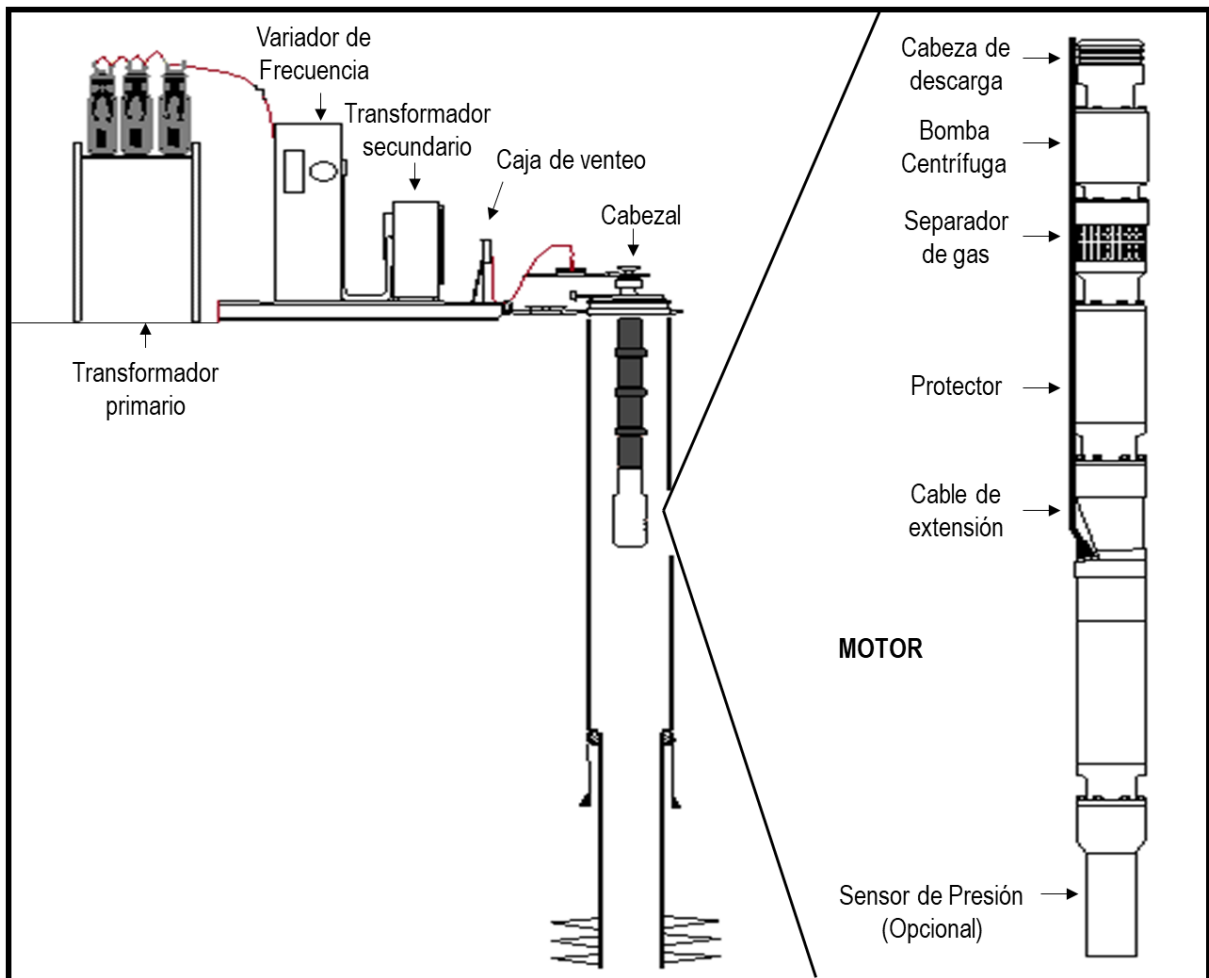


Modificado de Sistemas de levantamiento artificial. Asesorías en ingeniería de petróleos Ltda. 2010

1.2.4 Bombeo electrosumergible

Un equipo de bombeo electro-centrifugo consta básicamente de una bomba centrífuga de varias etapas, cuyo eje está acoplado directamente a través de una sección protectora a un motor eléctrico sumergible, el cual está conectado hasta la superficie a través de un cable para suministrar la energía eléctrica que requiere. El cable conductor se sujeta al conjunto y a la tubería mediante resortes metálicos flexibles, los cuales son colocados cada 12 a 15 pies. El conjunto motor-protector-bomba tiene un acoplamiento continuo que se logra mediante ejes de conexión estriada, los cuales tienen como finalidad hacer rotar la bomba al girar el eje del motor, desplazando así los fluidos hasta superficie.

Figura 8. Sistema de levantamiento bombeo electrosumergible

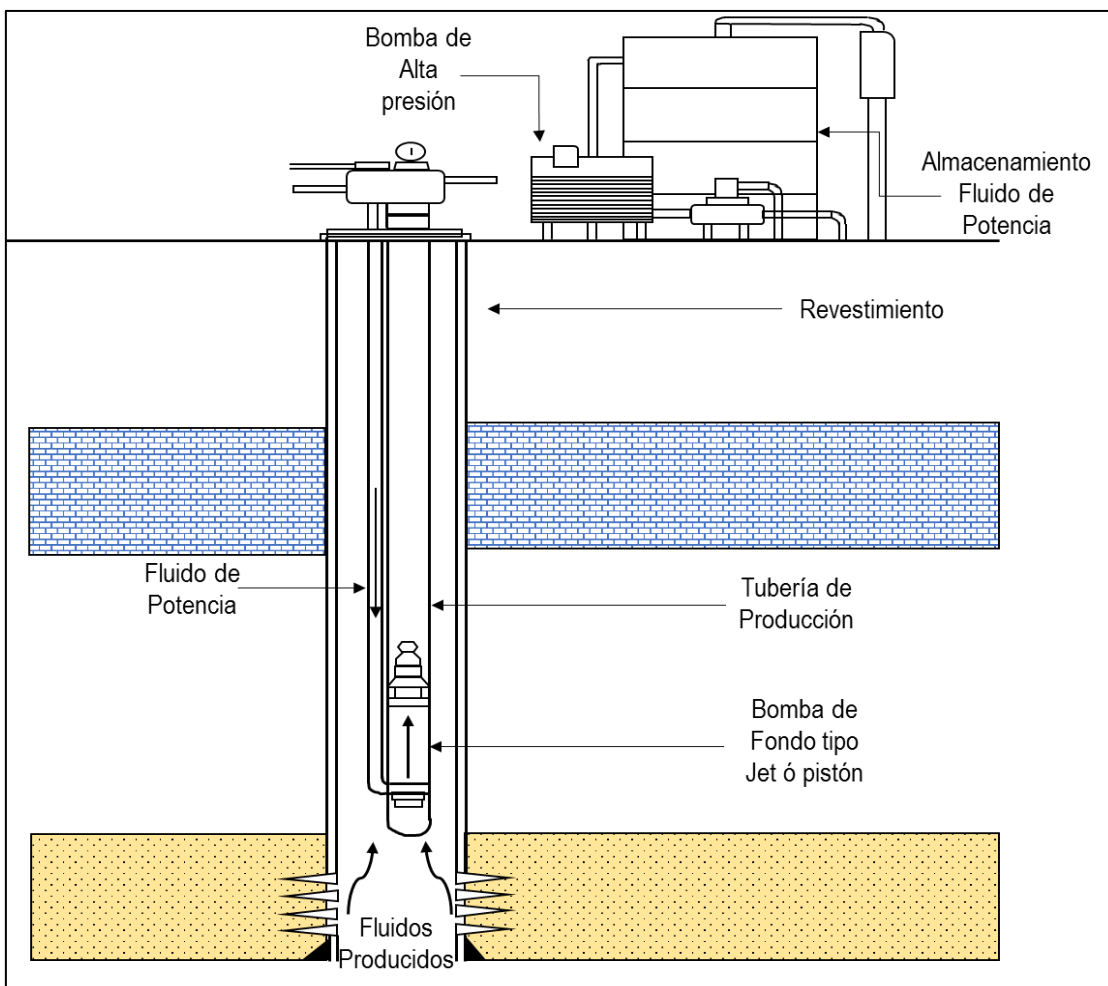


Modificado de Sistemas de levantamiento artificial. Asesorías en ingeniería de petróleos Ltda. 2010

1.2.5 Bombeo hidráulico

Sistema de levantamiento artificial⁴ que generalmente funciona con una bomba de fondo de pozo. Una bomba hidráulica de superficie presuriza el fluido llamado fluido motriz, que hace funcionar la bomba inferior. Cuando se utiliza una sola sarta de producción, el fluido motriz se bombea hacia abajo por la tubería de producción y se produce una mezcla del petróleo de la formación y el fluido motriz, también se puede dar el caso inverso, donde se inyecta a través del anular, y se produce por la tubería.

Figura 9. Sistema de levantamiento por bombeo hidráulico



Modificado de Hydrolifting, Hydraulic Pumping Solutions. Bombeo Hidráulico para ingenieros. Módulo 1.

⁴ SCHLUMBERGER. (s.f.). *OILFIELD GLOSSARY*. Obtenido de http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/h/hydraulic_pumping.aspx

1.2.6 Comparación entre sistemas de levantamiento artificial

Tabla 1. Tabla comparativa entre los diferentes sistemas de levantamiento artificial

CONSIDERACIONES	BOMBEO HIDRAULICO	BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE	LEVANTAMIENTO CON GAS	BOMBEO RECIPROCANTE ACCIONADO POR VARILLAS	CAVIDADES PROGRESIVAS
Reparación Equipo Subsuelo	No requiere RIG	Requiere RIG	No requiere RIG	Requiere RIG (algunas veces)	Requiere RIG
Rango de Producción	0-15000 BPD	0-20000 BPD	0-10000 BPD	0-1500 BPD	0-1500 BPD
Eficiencia Volumétrica	50-65%	60-70%	50-65%	50-60%	60-70%
Equipos de Superficie	Bomba reciprocante o centrífuga de alta presión. Movida con motor diésel eléctrico o a gas. Tanques de fluido de potencia.	Transformadores y panel de control con variador de velocidad	Fuente de gas. Compresores de gas de alta presión movidos con motores diésel eléctricos o a gas	Unidades balanceadas movidas con motores diésel eléctricos o a gas	Unidades rotativas en cabeza de pozo con motores eléctricos o a gas
Profundidad Instalación Bomba Subsuelo	15000 a 20000 FT	8000 FT	12000 FT	8000 FT	5000 FT
Aplicación Costa Afuera	Media	Alto	Excelente	Bajo	Bajo
Costo Mantenimiento Equipo de Subsuelo	Bajo	Alto	Bajo	Alto	Alto
Costo Mantenimiento del equipo de superficie	Bajo	Bajo	Alto	Bajo	Bajo
Capacidad de succión (DRAWDOWN)	Media-alta	Excelente	Baja	Media	Media
Manejo de Producción con Sólidos	Excelente	Medio	Excelente	Malo	Malo
Manejo de Producción con alto corte de agua	Bueno	Bueno	Malo	Bueno	Bueno
Manejo de producción con alta producción de gas	Bueno	Malo	Bueno	Malo	Malo

Modificado de Hydrolifting, Hydraulic Pumping Solutions. Bombeo Hidráulico para ingenieros. Módulo 1.

1.2.7 Comportamiento de algunos sistemas de levantamiento artificial frente a algunos de los problemas operacionales más comunes

A continuación, se relacionan algunos de los problemas más representativos de cuando se pone en producción un pozo, con el comportamiento de los tipos de levantamiento artificial más importantes, para sobrellevar estos problemas.

E= Excelente; B= Bueno; R= Regular; P= Pobre

Tabla 2. Relación entre algunos tipos de levantamiento artificial y los problemas más comunes en la producción de petróleo.

LEVANTAMIENTO PROBLEMA	RECIPROCANTE ACCIONADO POR VARILLAS	HIDRÁULICO	ELECTRO SUMERGIBLE	LEVANTAMIENTO POR GAS	CAVIDADES PROGRESIVAS
Arena	R	R	R	E	B
Parafina	P	B	B	P	R
Alto GOR	R	R	R	E	R
Desviación del Pozo	P	B	R	B	P
Corrosión	B	B	R	R	B
Alto caudal	P	B	E	R	R
Profundidad	R	E	B	R	P
Flexibilidad	R	E	E	B	B
Incrustaciones	B	R	P	R	R

Modificado de Hydrolifting, Hydraulic Pumping Solutions. Bombeo Hidráulico para ingenieros. Módulo 1.

2. BOMBEO HIDRAULICO

Luego de haber realizado la perforación, el pozo productor está en condiciones de fluir. En este momento puede ocurrir que el pozo sea puesto en funcionamiento por surgencia natural, lo que no ocurre en la mayoría de las perforaciones; esto depende de varias circunstancias, tales como la profundidad del yacimiento, su presión, la permeabilidad de la roca yacimiento, entre otras. Normalmente, para solucionar el problema de falta de energía en el yacimiento, se utilizan mecanismos de levantamiento artificial, los cuales contribuyen a llevar los fluidos a superficie, ya sea para hacer producir un pozo sin energía o para aumentar la producción de un pozo ya fluente.

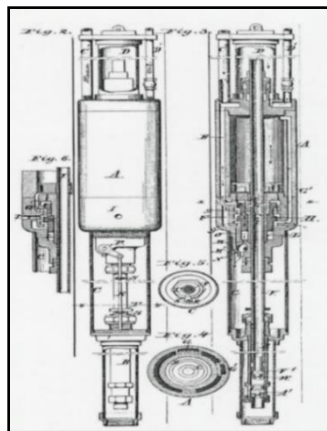
2.1 Definición de BH

El bombeo hidráulico es un sistema de levantamiento artificial para la producción de pozos petroleros, donde mediante un fluido presurizado se transmite potencia a una bomba en el fondo del pozo. La bomba ⁵ de subsuelo actúa como un transformador para convertir la energía del fluido motriz a velocidad en los fluidos producidos.

2.2 Historia del bombeo hidráulico

Las bombas hidráulicas de subsuelo aparecieron en la industria en el año 1875. H.W. Faucett ⁶ inventó una bomba de pistones accionados por vapor la cual era capaz de mover grandes cantidades de fluido, aunque por el tamaño y la complejidad de su instalación, ésta no fue comercial.

Figura 10. Bomba hidráulica de fondo planteada



Modificado de Hydrolifting, Hydraulic Pumping Solutions. Bombeo Hidráulico para ingenieros. Módulo 2.

⁵ Sertecpet. 2015 catálogo de servicios y productos

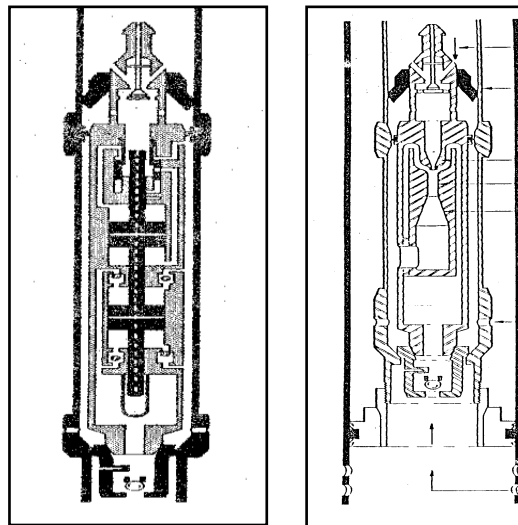
⁶ INTERNATIONAL, H. (2012). HYDRAULIC PUMPING SOLUTIONS. II.

En la década de 1920, al ir profundizando cada vez más los pozos, se hizo necesario estudiar el problema del levantamiento de los fluidos. El primer esfuerzo comercial de bombas hidráulicas lo hizo *Kobe INC*, en 1932 y a partir de 1945 otros fabricantes empezaron a entrar al mercado, con modelos cada vez más pequeños y eficientes.

El tipo de bomba de mayor aplicación en los primeros años de uso del bombeo hidráulico fue la bomba hidráulica de pistones reciprocantes. Para finales de los años treinta, miles de pozos estaban siendo operados por bombas de este tipo. La bomba hidráulica reciprocante consistía en un pistón-motor que se movía con el flujo continuo, a alta presión, de un fluido motriz. A su vez, el pistón motor movía un pistón-bomba alternativamente, permitiendo la acción de bombeo y desplazando los fluidos hacia superficie.

Después de haber utilizado la bomba hidráulica para el levantamiento de un solo pozo, se implementaron arreglos centralizados para operar múltiples pozos, y esta iniciativa fue aplicada en una gran cantidad de campos alrededor del mundo. Con el paso del tiempo los diseños de las bombas reciprocantes se fueron mejorando con el fin de suplir muchos requerimientos de profundidad y completamientos especiales. Sin embargo, aunque muy eficientes y fáciles de operar, los altos costos de mantenimiento de los equipos de superficie y de subsuelo dieron paso a contemplar otros sistemas de levantamiento que reemplazaron a las bombas hidráulicas de pistón.

Figura 11. Esquema bomba hidráulica reciprocante y tipo Jet. (Izquierda y Derecha)



Modificado de Hydrolifting, Hydraulic Pumping Solutions. Bombeo Hidráulico para ingenieros. Módulo 2.

El siguiente paso en la evolución de las bombas hidráulicas fue el concepto de bomba jet. Se tienen registros técnicos de bombas jet desde 1852 pero solo hasta 1933 una representación matemática fue desarrollada y publicada.

Desde 1930 hasta 1940, un fabricante de California, McMahon, recibió 6 patentes para bomba jet, las cuales no fueron muy desarrolladas ni comercializadas debido a que los procesos iterativos hacían de su diseño un cálculo desgastante y poco atractivo para los ingenieros. No obstante, la aparición de los computadores en la década de los setenta permitió un crecimiento sostenido en sus aplicaciones.

Las bombas jet se convirtieron en una alternativa fácil de implementar y mucho más versátil que otros sistemas de levantamiento artificial. El uso de bombas tipo Jet suprime el problema que se tenía con las bombas reciprocantes en cuanto a costos de mantenimiento, y contribuye a que el bombeo hidráulico sea uno de los mecanismos de levantamiento artificial más económicos y de mayor eficiencia de la actualidad.

2.3 Principio de Funcionamiento

El sistema de bombeo hidráulico⁷ transmite potencia al fondo del pozo por medio de un fluido presurizado que se inyecta a través de la tubería o del anular. Este fluido es conocido como fluido motriz o fluido de potencia, y es utilizado por las bombas de subsuelo que actúan como un transformador que convierte la presión del fluido motriz en velocidad sobre los fluidos producidos, desplazándolos a superficie. Los fluidos de potencia más usados suelen ser agua y crudos livianos.

El bombeo hidráulico se basa en un principio sencillo⁸ “La presión ejercida sobre la superficie de un fluido se transmite con igual intensidad en todas las direcciones”. Aplicando este principio es posible inyectar desde la superficie un fluido a alta presión que va a operar la bomba en el fondo del pozo.

2.4 Tipos de bombeo hidráulico

En la actualidad existen dos tipos de bombas hidráulicas, reciprocantes y tipo jet.

2.4.1 Bomba hidráulica reciprocante o de pistones

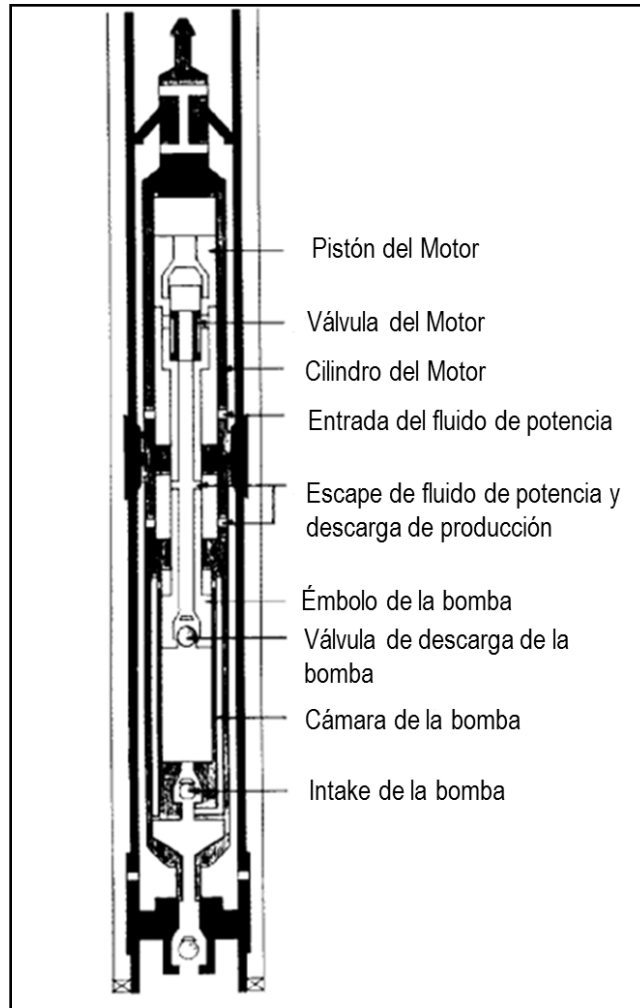
Estas bombas funcionan bajo el principio de desplazamiento positivo. El movimiento es inducido al pistón por medio de un vástago conectado a un motor hidráulico que recibe el fluido de potencia a alta presión desde la superficie. La bomba posee válvulas de retención ubicadas de tal manera que el pistón bombea, en algunos modelos, en ambas direcciones de su movimiento. El movimiento ascendente del pistón crea una baja de presión que obliga al fluido de la formación

⁷ SOLIPET. (s.f.). MANUAL DE BOMBEO HIDRAULICO

⁸ INTERNATIONAL, H. (2012). HYDRAULIC PUMPING SOLUTIONS. //

a pasar por las válvulas mencionadas y a entrar a un compartimiento; durante este movimiento, otras válvulas evitan que el fluido en la columna de crudo por encima de la bomba regrese a dicho compartimiento, luego el movimiento descendente del pistón obliga al líquido del compartimiento a pasar a formar parte de dicha columna de crudo.

Figura 12. Bomba hidráulica recíprocante o de pistón.



Modificado de Petroleum Engineering Handbook. Hydraulic Pumping. National Oil Well. Capt.6, Pág. 10

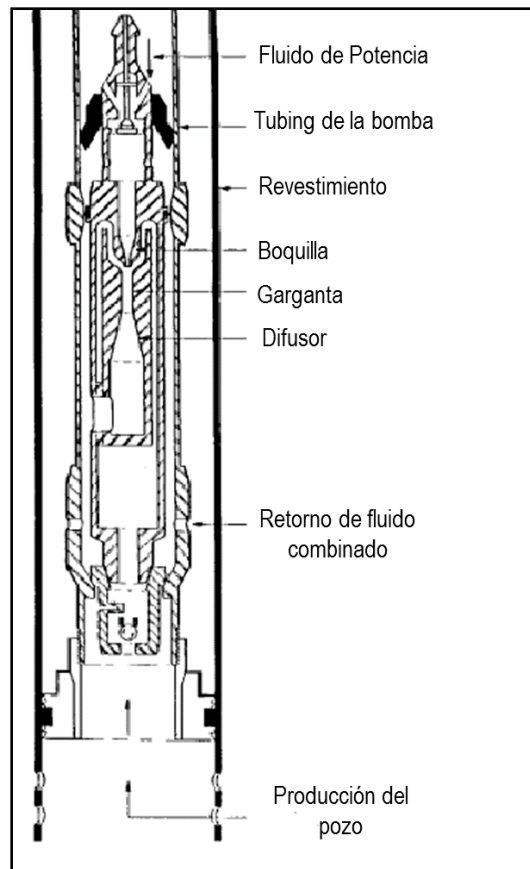
El fluido no puede regresar a la formación debido a válvulas de retención que solo permiten flujo en un sentido. Los movimientos de pistón de esta bomba son más frecuentes que las bombas mecánicas debido a que su longitud es relativamente

menor. Instalar la bomba es un procedimiento sencillo, pues simplemente se deja bajar por la tubería, y luego, es asentada.

2.4.2 Bomba hidráulica tipo JET

Este tipo de bomba de subsuelo⁹ se basa en el principio de Venturi, que consiste en el paso de un fluido a través de un área reducida donde se produce un cambio de energía potencial a cinética, originado a la salida de la boquilla, provocando una succión del fluido de formación. Estos fluidos entran en un área constante llamada garganta, luego la mezcla de fluidos sufre un cambio de energía cinética a potencial a la entrada de un área expandida llamada difusor, donde la energía potencial es la responsable de llevar el fluido hasta la superficie.

Figura 13. Esquema bomba hidráulica tipo Jet



Modificado de Petroleum Engineering Handbook. Hydraulic Pumping. National Oil Well. Capt.6, Pág. 35

⁹ Sertecpet Catálogo de Servicios y Productos (2015)

La Bomba Jet tiene ciertos atractivos sobre la bomba reciprocante. Entre los principales se deben mencionar:

- No utiliza partes móviles.
- Puede ser instalada a cualquier profundidad.
- Para cambiarla, sólo es necesario invertir la dirección del flujo de la mezcla en el espacio anular para que la bomba suba por la tubería (Inyección en directa).

Sin embargo, su desventaja más notable se debe a la baja eficiencia de producción si no se selecciona apropiadamente la boquilla para las condiciones del pozo o si esta se desgasta prematuramente. De igual manera la eficiencia se verá afectada en caso tal de que las condiciones del pozo varíen durante el periodo de uso de la bomba.

2.4.2.1 Instalación de la bomba de fondo

Los dos tipos básicos de instalaciones de bomba de fondo son bomba fija (Petroleum Engineering Handbook) y bomba libre. En la instalación fija, la bomba de fondo se une al extremo de una sarta de tubería para introducirse en el pozo. Por otra parte, las instalaciones de bombas libres están diseñadas para permitir la circulación de la bomba de fondo, dentro y fuera del pozo por medio de la sarta de tubería por donde se inyecta el fluido de potencia. La bomba de fondo también se puede instalar y recuperar mediante operaciones con unidad de línea de acero.

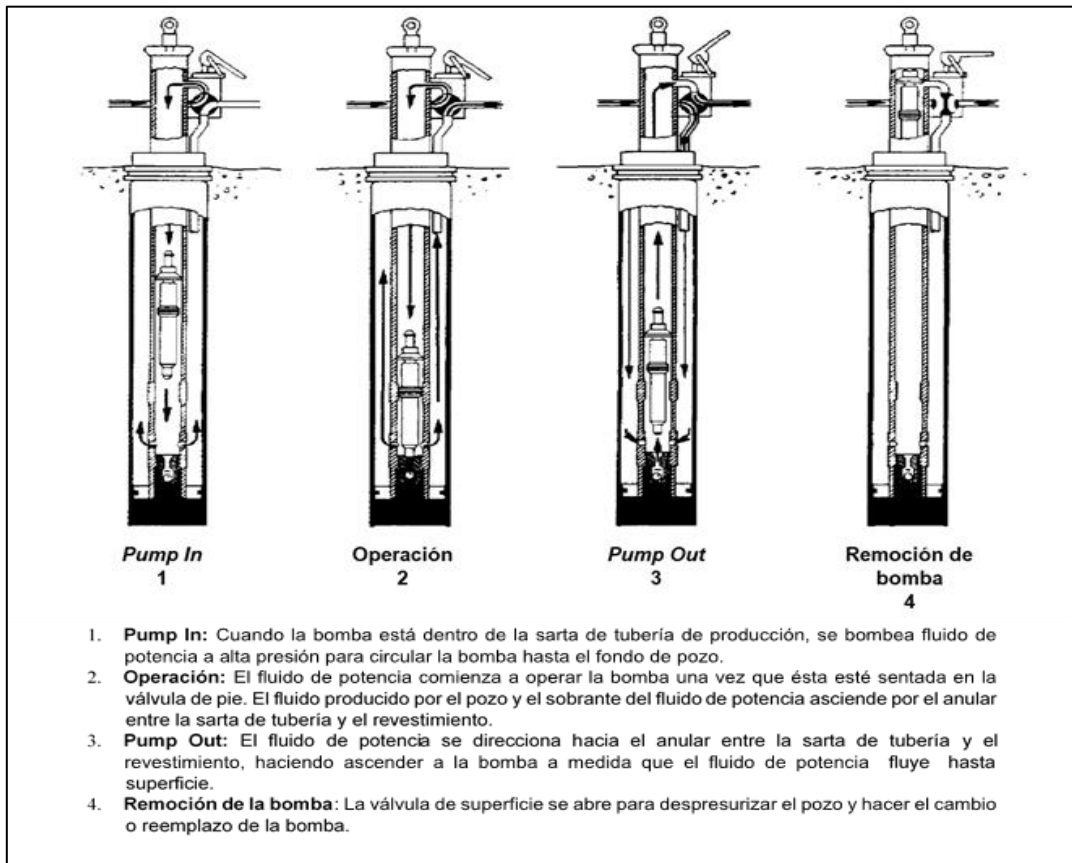
En este proyecto se hablará a fondo de la bomba tipo jet de instalación libre, ya que es la más utilizada en la actualidad.

2.4.2.1.1 Bomba libre con inyección en directa

La característica de bomba libre es una de las ventajas más significativas de los sistemas de bombeo hidráulico. Las instalaciones de bomba libre permiten circular la bomba hasta la posición requerida, efectuar la tarea de levantamiento de fluidos, y circular la bomba de regreso a la superficie para reparar daños o cambiarle el diámetro. Este tipo de instalación requiere que el ensamblaje en fondo de pozo pueda correr dentro de la sarta de tubería. El ensamblaje de fondo consiste en un asiento tipo zapato y uno o más puertos de sello por encima de él, y sirve como receptáculo para la propia bomba. Los ensamblajes de fondo para este tipo de bombeos son robustos y utilizan sellos resistentes a la corrosión para asegurar que tengan una larga vida en el medio ambiente de la bomba. Una vez que la bomba se corre por la tubería, ésta normalmente permanece en el lugar de asentamiento por años, incluso cuando puede ser circulada dentro y fuera del pozo numerosas veces para ser reparada o para reformar su tamaño.

Como se muestra en la figura 14, una válvula de pie es sentada en el zapato por debajo de la bomba.

Figura 14. Ciclo de la bomba libre con inyección en directa



Modificado de Petroleum Engineering Handbook. Hydraulic Pumping. National Oil Well. Capt.6, Pág. 3

La bomba se corre en el pozo ubicándola dentro de la sarta del fluido de potencia y circulando este fluido en directa. Cuando la bomba llega a fondo, ésta ingresa en los sellos, comienza a funcionar y abre la válvula de pie.

Durante el bombeo normal, la válvula de pie permanece abierta por acción de los fluidos que están siendo levantados por la bomba.

En el momento o en que se va a sacar la bomba de fondo, el flujo normal de fluidos se invierte en la superficie con una válvula determinada, y se aplica presión al recorrido de flujo de descarga de la bomba. Este flujo en reversa cierra la válvula de pie y permite que la bomba circule hacia la superficie.

El proceso de circular la bomba a superficie toma entre 30 minutos y 2 horas normalmente, dependiendo de la profundidad del pozo y de la rata de circulación.

Los beneficios de tener la posibilidad de circular la bomba de fondo dentro y fuera del pozo incluyen reducir el tiempo de bajada y tener la facilidad de operar en fondo sin la necesidad de tener una sarta de tubería, cable o varillas.

Otra ventaja significativa radica en que se pueden instalar registradores de presión y temperatura sobre la bomba para monitorear las condiciones de fondo cuando se aplican diferentes tasas de flujo.

Al final de la prueba, la circulación de la bomba a superficie lleva consigo los registradores.

2.4.2.1.2 Bomba libre con inyección en reversa

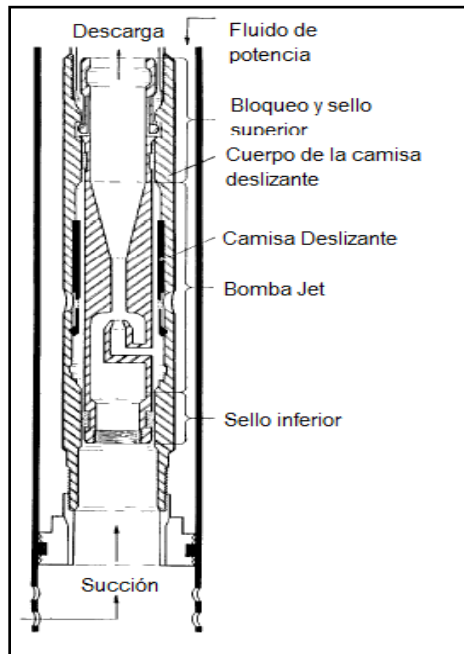
La necesidad de mantener el fluido producido fuera del revestimiento y minimizar las pérdidas de fricción por acción del fluido ha llevado al uso de instalaciones de flujo inverso o en reversa (también conocidas como instalaciones de circulación inversa) en algunos pozos.

El sistema de inyección en inversa utiliza el espacio anular entre la tubería/revestimiento para el fluido de potencia, y la sarta de tubería, la cual contiene la bomba jet, es usada para el fluido de potencia combinado con los fluidos producidos. Esto protege al revestimiento con el fluido de potencia y es de gran utilidad cuando se prevé una corrosión severa.

Este tipo de inyección requiere que el revestimiento sea de mayor peso, es decir, de pared más gruesa, para evitar su ruptura cuando se aplica la presión del fluido de potencia. Las principales ventajas de éste sistema son la reducción de la fricción, el venteo de gas y la protección del revestimiento. Este tipo de instalación y el aislamiento completo del revestimiento, requiere un empaque por debajo del ensamblaje de fondo. Los tipos de instalaciones de flujo inverso pueden requerir un cierre o frenado para posicionar la bomba durante el arranque en el ensamblaje de fondo o para retenerla en posición durante el bombeo, dependiendo del equilibrio de fuerzas en la bomba de fondo de pozo.

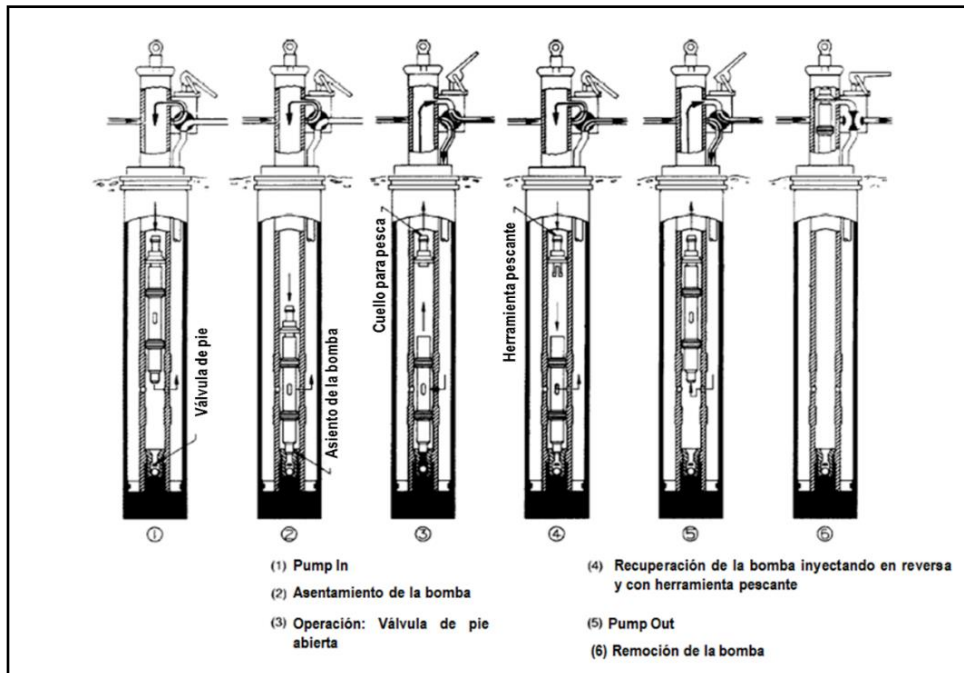
En las instalaciones de flujo inverso, generalmente, la bomba entra y sale del pozo gracias a operaciones realizadas con unidad de línea de acero, pero se puede utilizar una forma modificada de la bomba libre. Una camisa de circulación es utilizada y con una herramienta de pesca, ésta puede abrirse, y permitir así que la bomba sea circulada fuera del pozo como se haría normalmente en una instalación de bomba libre con inyección en directa, presurizando a través del anular.

Figura 15. Diseño bomba Jet con inyección en inversa con camisa deslizante.



Modificado de Petroleum Engineering Handbook. Hydraulic Pumping. National Oil Well. Capt.6, Pág. 5

Figura 16. Ciclo de la bomba libre con inyección inversa



Modificado de Petroleum Engineering Handbook. Hydraulic Pumping. National Oil Well. Capt.6, Pág. 6

2.5 Sistema de inyección de fluido motriz.

¹⁰Los fluidos de potencia utilizados con más frecuencia suelen ser agua o crudos livianos provenientes del pozo, pero todo depende de las condiciones de éste. Por condiciones ambientales y de seguridad es preferible utilizar agua. Sin embargo, cuando se usan crudos livianos, es posible diluir los crudos pesados y extrapesados del fondo del pozo, disminuyendo su viscosidad. Cuando existe el riesgo de producirse problemas de corrosión, deposición de asfaltenos y parafinas, y formación de emulsiones, es posible añadir químicos para prevenir este tipo de problemas si el fluido de potencia es crudo. La inyección del fluido de potencia requiere de un sistema hidráulico instalado en superficie, que posee un equipo de tratamiento para eliminar el gas y los sólidos indeseados que se encuentren en el fluido a ser inyectado.

Existen básicamente dos sistemas de operación dentro del bombeo hidráulico:

2.5.1 Sistema de fluido motriz abierto (Tipo jet y/o reciprocante)

Este tipo de inyección aplica tanto para bombeo hidráulico tipo jet como para reciprocante. Un sistema de fluido motriz abierto solo requiere de dos conductos de fluido en el pozo; el primero para circular o contener el fluido motriz a presión y dirigirlo al motor de la bomba y el segundo para contener el fluido motriz que accionará a la bomba más el fluido producido por el pozo en su retorno a superficie por el espacio anular. Este sistema es el más sencillo y económico, puesto que facilita la inyección de aditivos químicos al fondo del pozo, como también inhibidores de corrosión, incrustación y parafina, los mismos que ayudarán a extender la vida útil del equipo de subsuelo. Cuando los fluidos producidos tienden a formar emulsiones dentro del pozo, puede añadirse desemulsificante al fluido motriz.

2.5.2 Sistema de fluido motriz cerrado (Reciprocante)

En un sistema de fluido motriz cerrado no se permite que el fluido producido se mezcle con el fluido motriz en ninguna parte del sistema. Se requiere de una sarta adicional de tubería tanto dentro del pozo como en superficie; una sarta para transportar la producción hasta la batería de tanques y otra para que retorne el fluido motriz que ya cumplió su función en el fondo del pozo hasta el tanque respectivo para volverse a presurizar y recircular. Es un sistema muy costoso y de diseño complejo, recomendable para cuando los fluidos producidos son extremadamente abrasivos o corrosivos, y para plataformas marinas o instalaciones industriales.

¹⁰ Briz, Eduardo. "Estudios y utilización del simulador eclipse 100 para Nuevas estrategias de producción en yacimientos hidrocarbúricos del oriente ecuatoriano".

2.6 Equipos de Superficie

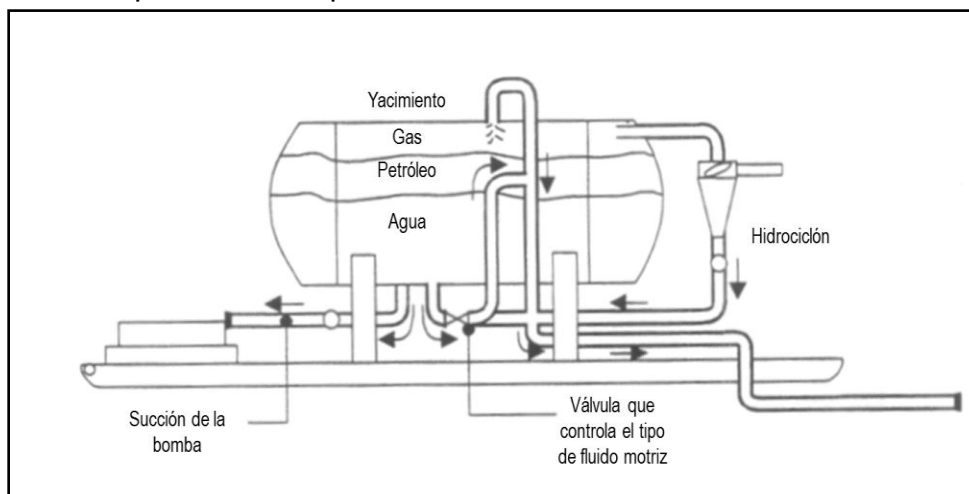
Existen diferentes equipos¹¹. Para un complejo de bombeo hidráulico son los siguientes:

2.6.1 Tanques de almacenamiento, tanques de lavado, separadores y/o tratadores.

Cuando se utiliza petróleo como fluido de potencia en un sistema abierto, dicho fluido se obtiene de tanques de almacenamiento, de donde se suministran al sistema de bombeo o de distribución. Si se está en un sistema cerrado, el fluido de potencia bien sea agua o petróleo, es manejado en un circuito cerrado, el cual debe disponer de su propio tanque de almacenamiento y equipos de limpieza de sólidos.

Estos equipos trabajan independientemente de las operaciones en las estaciones de producción. El tanque de fluido motriz es un recipiente que proporciona una fuente de fluido de potencia.

Figura 17. Esquema de tanque de almacenamiento de fluido motriz



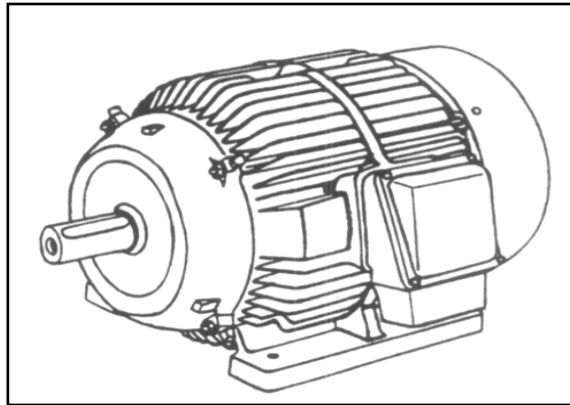
Modificado de Petroleum Engineering Handbook. Hydraulic Pumping. National Oil Well. Capt.6, Pág. 90

2.6.2 Motor de superficie

Este motor (eléctrico, de gas o a diesel) impulsa a la bomba de superficie, es de un solo eje y su potencia varía desde 30 HP hasta 700 HP. Los más usados son los motores eléctricos.

¹¹ Maggiolo, R; Mariño, E; (s.f). Método de producción. Asesoría en ingeniería de petróleos Ltda.

Figura 18. Esquema de motor impulsor.

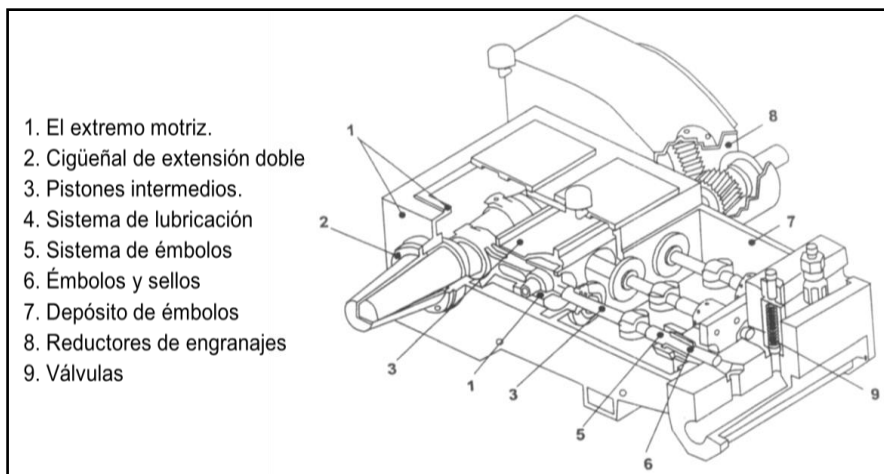


Modificado de Sistemas de levantamiento artificial. Asesorías en ingeniería de petróleos Ltda. Pág. 87

2.6.3 Bombas de superficie y caja reductora

Las bombas utilizadas en este tipo de levantamiento para inyectar el fluido motriz a fondo son múltiples. Las más usadas son las bombas triplex. Son bombas de desplazamiento positivo equipadas con pistones para mover el fluido motriz. Se encuentran disponibles con cabalajes de 30 HP a 630 HP, con un rango de tamaños para proveer la presión y volumen que requiere el sistema. La bomba triplex generalmente va acoplada a una caja reductora que tiene como función reducir la velocidad del motor (1800 RPM) a la relación deseada. Las relaciones de caja más frecuentes son: 2,27:1 y 4,28:1.

Figura 19. Esquema de bomba triplex de superficie.

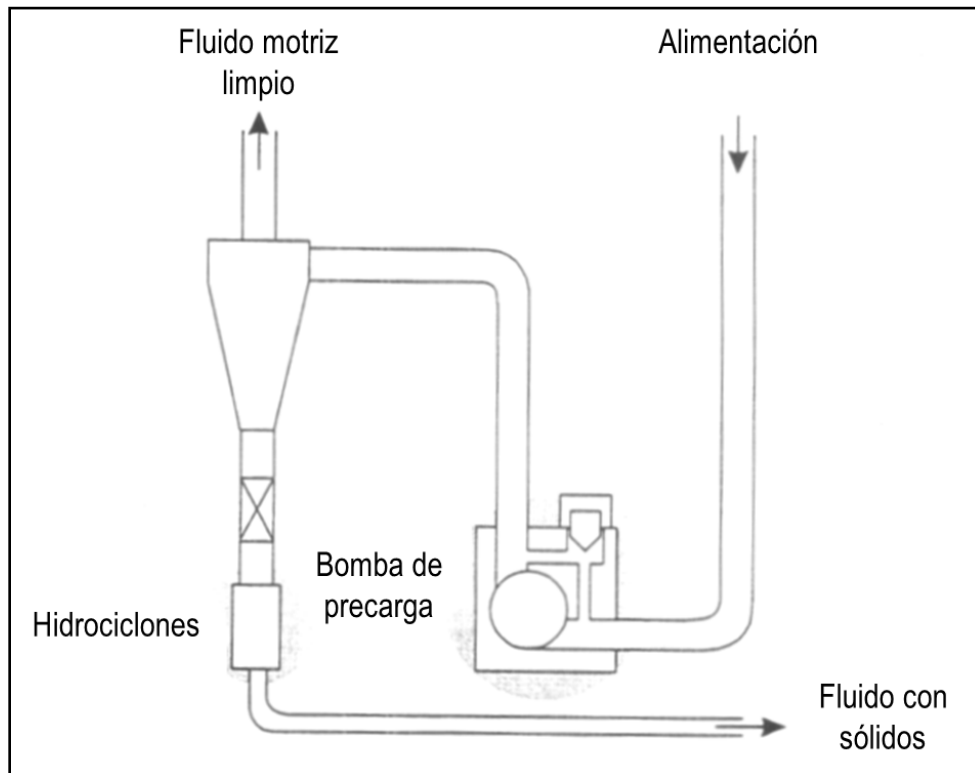


Modificado de Sistemas de levantamiento artificial. Asesorías en ingeniería de petróleos Ltda. Pág. 85.

2.6.4 Bomba de precarga e hidrociclones

Unidad limpiadora que tiene como función acondicionar el fluido de yacimiento retirando los sólidos y contaminantes para proporcionar un fluido motriz limpio a la bomba triplex. La bomba de circulación o precarga asegura que el fluido motriz pase a los desarenadores centrífugos antes de alcanzar a la bomba triplex. El acondicionamiento del fluido de potencia es constante y controlado, más no independiente de los caudales de flujo variables del pozo.

Figura 20. Esquema de bomba de precarga e hidrociclones



Modificado de Sistemas de levantamiento artificial. Asesorías en ingeniería de petróleos Ltda. Pág. 91.

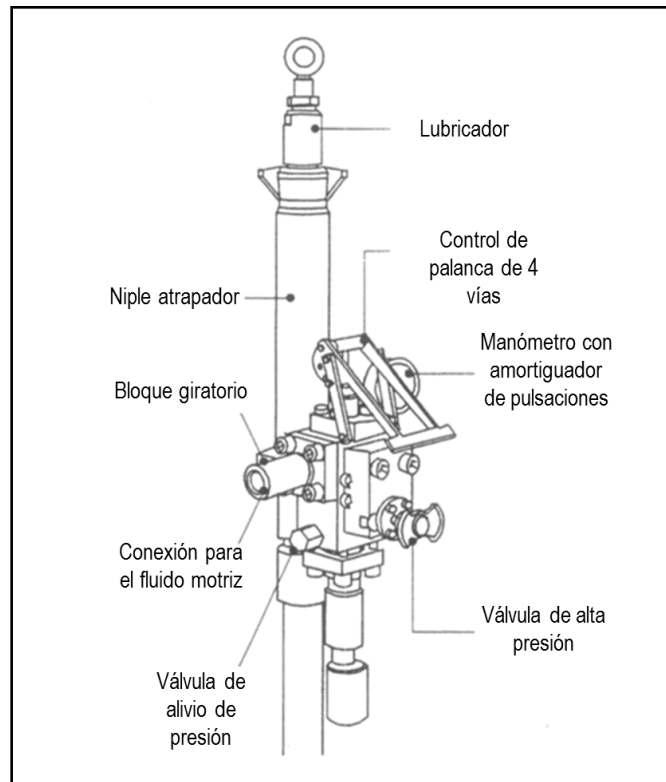
2.6.5 Válvula de control

Regula la presión en el lado común del fluido de potencia del manifold. Esta presión, generalmente, es mayor que la presión más alta requerida por cualquiera de los pozos. La válvula de control de flujo constante rige la cantidad de fluido de potencia que se necesita en cada pozo.

Esta válvula se denomina de 4 vías ya que posee 4 brazos de tubería y un arreglo de válvulas para dirigir los fluidos inyectados y producidos. Estas conexiones varían

según el diámetro de la tubería de producción a utilizar. Los diámetros más utilizados son de 2 7/8" y 3 1/2".

Figura 21. Esquema de válvula de control de cuatro vías



Modificado de Sistemas de levantamiento artificial. Asesorías en ingeniería de petróleos Ltda. Pág. 91.

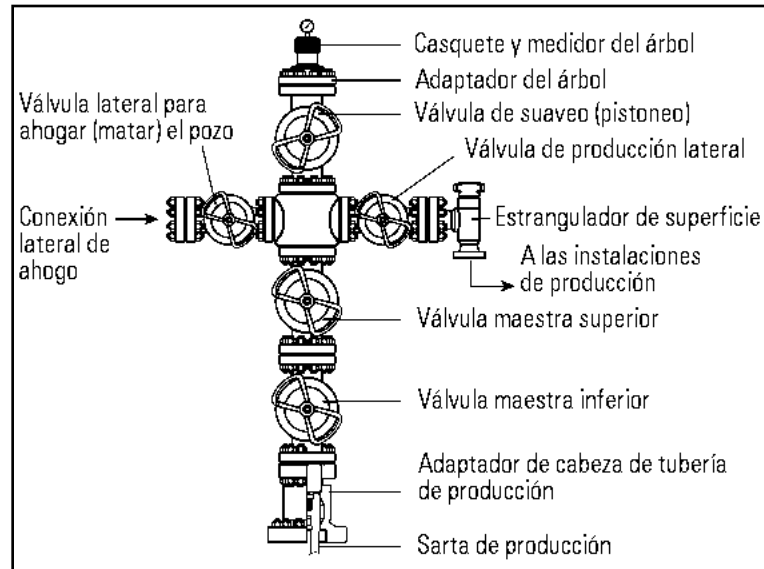
2.6.6 Lubricador

Es una herramienta de apoyo (Figura .21) que se acopla a la válvula de 4 vías y al cabezal tipo árbol de navidad. El lubricador sirve para sacar y desplazar a la bomba hacia el pozo sin necesidad de contaminar al medio ambiente, facilita al técnico la operación del cambio de bomba y reduce el peligro de trabajar con el hueco abierto.

2.6.7 Cabezal de pozo

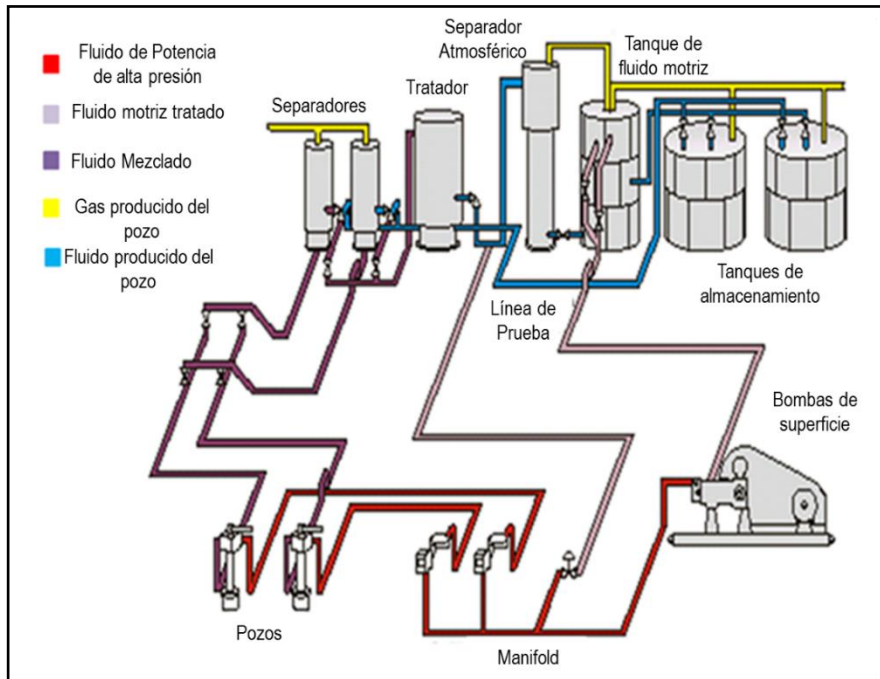
Todo pozo posee un cabezal. Dentro del bombeo hidráulico los cabezales de pozo tienen el mismo sistema de funcionamiento, en este tipo de levantamiento artificial se utilizan el cabezal de pozo con válvula de cuatro vías y el típico árbol de navidad.

Figura 22. Esquema de cabezal de pozo tipo árbol de navidad



Modificado Oilfield Glossary- Schlumberger. Terminación de pozos- “Árbol de navidad”

Figura 23. Esquema equipo de superficie de sistema de levantamiento por bombeo hidráulico.



Modificado de Petroleum Engineering Handbook. Hydraulic Pumping. National Oil Well. Capt.6, Pág. 35

2.7 Ventajas y desventajas del bombeo hidráulico

El bombeo hidráulico es uno de los mecanismos de levantamiento artificial más eficientes y económicos, y aunque tienen una gran cantidad de ventajas, también tiene ciertas características que no lo hacen un mecanismo que se pueda aplicar a todos los pozos. A continuación, se enunciarán las ventajas y desventajas más significativas del bombeo hidráulico.

2.7.1 Ventajas

- No requiere de cable o varillas para ser operado.
- Se adapta a los cambios en caudales de producción.
- Extrae mayor caudal a mayor profundidad.
- Funciona confiablemente en pozos direccionales.
- Recomendable usar en pozos de crudos pesados y extrapesados.
- Se puede utilizar en pozos de más de 8000' pies de profundidad.
- Recomendables en pozos de bajas presiones de fondo.
- Se puede utilizar gas o electricidad como fuente de energía, y ésta puede estar localizada remotamente.
- Es aplicable a completamientos múltiples.
- Es aplicable costa fuera.
- En los sistemas cerrados se puede inhibir la corrosión.
- No crea problemas en localidades urbanas.
- No requiere taladro para remoción o reemplazo del equipo de subsuelo.

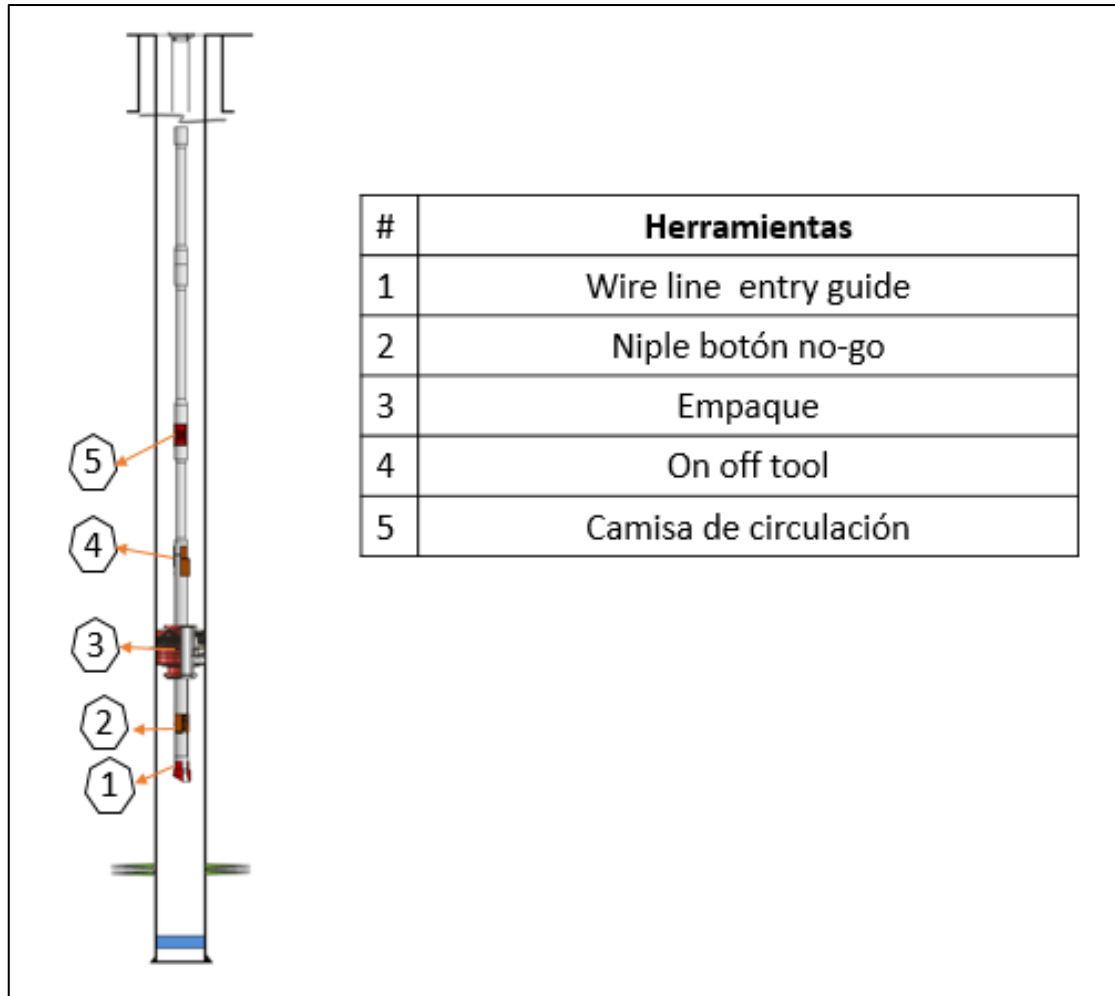
2.7.2 Desventajas

- Las instalaciones de superficie presentan mayor riesgo por presencia de altas presiones.
- Requiere que el personal de operaciones tenga los conocimientos suficientes.
- Se requiere un acondicionamiento permanente del fluido motriz o de potencia.
- Los sistemas centralizados requieren equipos grandes de tratamiento
- Requiere de un sistema de fluido de alta potencia en superficie.
- No recomendable aplicar en pozos de alta relación gas - petróleo.
- Altos costos por reparación de los equipos de subsuelo.
- No es fácil para el personal de campo diagnosticar y corregir fallas con prontitud.

2.8 Equipo de fondo

A continuación, se pueden observar las herramientas generales que conforman el equipo de fondo.

Figura 24. Ejemplo de completamiento de bombeo hidráulico



Fuente: autores

Para poder tener un diseño óptimo de un completamiento, es necesario tener en cuenta ciertos procedimientos como la selección de herramientas, espaciamiento y el análisis de esfuerzos; este último es el más importante para el diseño del completamiento. En el siguiente capítulo se detallará cada uno de estos procedimientos para llevar a cabo el objetivo del diseño.

3. DISEÑO DE COMPLETAMIENTO PARA BOMBEO HIDRAULICO

Después de realizar la perforación de un pozo, es necesario completarlo para ponerlo en servicio. Como se había mencionado anteriormente para diseñar un completamiento óptimo se deben desarrollar los siguientes procedimientos

- Selección de herramientas
- Espaciamiento (estado mecánico)
- Análisis de esfuerzos.

Un buen desarrollo de estos procedimientos y su implementación reducirá el tiempo y dinero invertido en el completamiento del pozo.

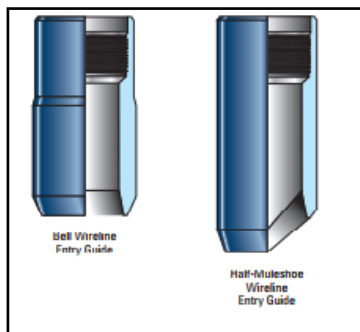
3.1 Selección de herramientas

Cada una de las herramientas que compone una sarta de completamiento hidráulico tiene una función que la hace necesaria e indispensable. Las herramientas utilizadas pueden variar de un completamiento a otro debido a las diferentes condiciones a las que se ve expuesto el pozo.

3.1.1 Wire line reentry guide

Es un tubular corto que posee rosca solamente en la parte superior y se ubica siempre en la parte inferior de la sarta debido a que presenta un biselado el cual permite guiar de manera correcta la tubería de completamiento, además de permitir el acceso de las herramientas de línea de acero (cañones, herramientas de registro, válvulas).

Figura 25. Wireline reentry guide



Modificado de Oilfield Glossary- Schlumberger. Terminación de pozos- "Wireline entry guide"

3.1.2 Pup joints

Los *pup joints* son tubos que presentan las mismas características de un tubo normal como lo son la rosca, el material y la resistencia máxima. Con la diferencia de que su tamaño puede variar entre 2 y 12 pies y se utilizan principalmente para el espaciamiento de la sarta y para lograr lecturas de profundidad exactas.

3.1.3 Niple

Es una tubería corta ubicada en la sarta de producción con conexión caja-pin la cual presenta un perfil interno y un área pulida. El perfil interno de esta herramienta permitirá la ubicación de diferentes dispositivos de control de flujo como tapones, válvulas cheque, choques de fondo, reguladores de flujo y memorias para realizar pruebas de presión. Adicionalmente el área pulida proporcionará una superficie para que se genere un correcto sello con los equipos.

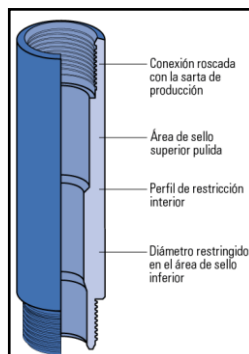
3.1.3.1 Niple con perfil de restricción superior

Este tipo de niple presenta un perfil interno en la parte superior que permite la ubicación de los diferentes dispositivos de control de flujo. Usualmente se ubica en la parte superior de la sarta y se puede instalar más de uno.

3.1.3.2 Niple con perfil de restricción inferior

Este tipo de tubería presenta un perfil interno en la parte inferior que permite el asentamiento de diferentes dispositivos de control de flujo. A diferencia de los niples con restricción superior el menor diámetro de este tipo de tubería no se encuentra en el área pulida sino en el perfil, debido a esto comúnmente se encuentra en la parte inferior de la sarta.

Figura 26. Niple de restricción inferior

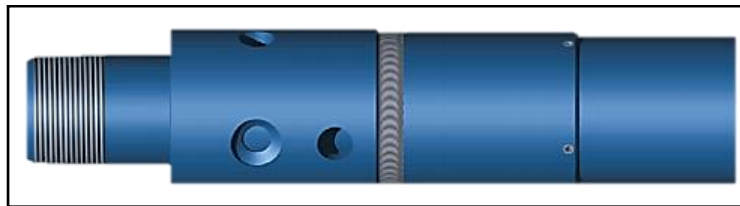


Modificado Oilfield Glossary- Schlumberger. Terminación de pozos- "Niples No go"

3.1.4 On off tool

Esta herramienta es usada para conectar y desconectar la sarta de producción del empaque. Presenta un mecanismo interno que permite retirar todas las herramientas de la sarta que estén por encima de ella sin necesidad de desasentar los empaques. En sartas selectivas esta herramienta permite disminuir los tiempos de reparaciones en operaciones que se deban hacer en la sarta, sirviendo también como una junta de seguridad que se puede colocar en cualquier parte de la sarta de producción si se requiere.

Figura 27. On off tool



Modificado de Oilfield Glossary- Schlumberger. Terminación de pozos- “On off tool”

3.1.5 Camisas de circulación

Tubular común de fondo de pozo que tiene un mecanismo interno que permite la comunicación entre la tubería y el interior del revestimiento. La apertura de este mecanismo se logra mediante una herramienta conocida como *shifting tool* la cual se opera por medio de una línea de acero. Las camisas de circulación al igual que los nipples permiten alojar diferentes dispositivos de control de flujo como tapones, válvulas cheque, choques de fondo, reguladores de flujo y bombas tipo *Jet* gracias a un perfil que también presentan.

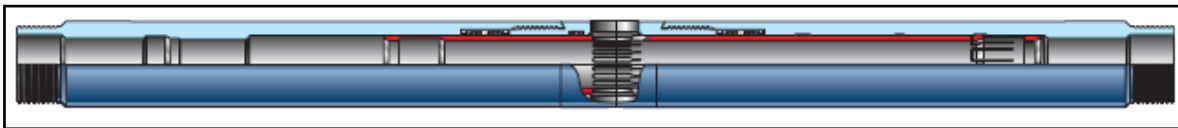
Existen diferentes tipos de camisas las cuales pueden variar dependiendo del sentido de apertura del mecanismo (arriba o abajo), del tipo de perfil que presentan (OTIS, BAKER) y de las presiones de colapso y estallido (cargas máximas) que soporten. En el diseño de la sarta de bombeo hidráulico el perfil de la camisa debe compaginar con el lock de la bomba para garantizar que la bomba permanezca en el lugar.

Si el sistema de inyección se realiza en directa se puede utilizar un lock que sea sólo no-go debido a que la presión mantendría a la bomba *Jet* en el lugar indicado. En el momento en que se presente alguna falla, la bomba se recupera de manera hidráulica. Esta operación consiste en dejar de inyectar por la tubería y empezar a inyectar por el anular ejerciendo presión de abajo hacia arriba, logrando de esa

forma que la bomba llegue a superficie. La anterior operación no se podría realizar si la inyección del bombeo hidráulico es indirecta debido a que en este caso se colocaría un lock tipo bottom no-go que mantendría la bomba fija en la camisa, si se presenta alguna falla y se requiriera la bomba, sería necesario utilizar una unidad de línea de acero para llevar a cabo esta operación.

Para la selección de camisas en pozos con sarta selectiva es importante que el diámetro interno de las camisas inferiores sea menor que el diámetro interno de las camisas superiores, esto con el fin de evitar daños en el área pulida por las herramientas de *slickline* que pasan a través de ellas.

Figura 28. Camisa de circulación (cs1-u SLB)



Modificado de Oilfield Glossary- Schlumberger. “Completación de pozos”

3.1.6 Empaques

Son equipos de fondo de pozo utilizados en casi todas las terminaciones de pozo. Se usan generalmente para crear sello entre el revestimiento y la tubería, lo cual permite aislar fluidos y presiones, logrando así un proceso controlado de producción, inyección o tratamiento. Además, permite proteger el revestimiento de la corrosión causada por los fluidos de producción, evitar el movimiento de la tubería en fondo del pozo y aislar zonas permitiendo selectividad.

Los empaques pueden ser permanentes o recuperables. Los empaques permanentes después de sentados solo se pueden retirar mediante fresado y sus condiciones de servicio se ajustan a pozos con altas presiones y temperaturas. Por otro lado, los empaques recuperables pueden instalarse y como su nombre lo indica, posteriormente si se requiere, pueden retirarse. Estos empaques también pueden trabajar en ambientes hostiles pero su costo es mucho mayor al de los empaques permanentes.

Existen diferentes tipos de empaques cada uno con ventajas que los caracterizan, pero a la vez con ciertas limitaciones que impiden su uso en diferentes condiciones, debido a esto el ingeniero de completamiento debe tener claro las características del pozo y las condiciones a las que posiblemente será sometido durante su vida para seleccionar el empaque o conjunto de empaques más adecuado para el pozo.

La selección de los empaques que se debe utilizar en el completamiento es una de las decisiones más complejas que tiene el ingeniero de completamiento debido a que como se había dicho anteriormente, cada empaque está diseñado para trabajar en ciertas condiciones. En este punto empieza a jugar un papel muy importante el

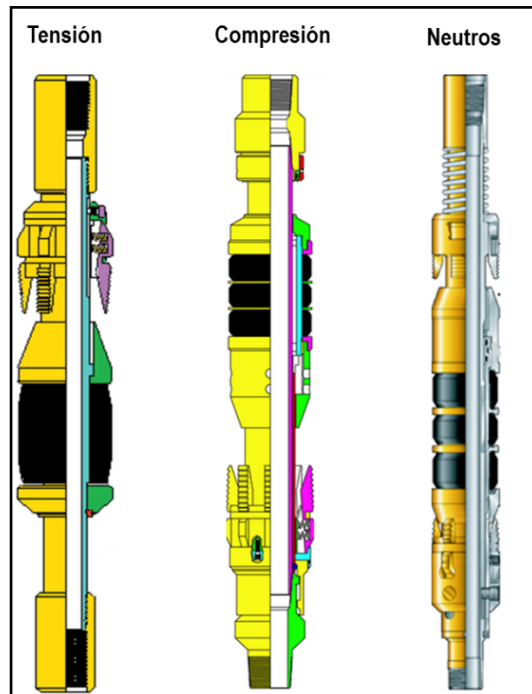
conocimiento de los análisis de esfuerzos y el efecto que pueden tener diferentes variables como: la temperatura, presión, desviación del pozo, entre otros; alteran los esfuerzos, los cuales fácilmente pueden hacer que la tubería colapse, estalle o simplemente desasiente los empaques.

A continuación, se muestra la clasificación de los empaques según los sistemas de sentamiento y liberación.

3.1.6.1 Empaques mecánicos

Actualmente existen diferentes tipos de empaques mecánicos (Figura 29), en su mayoría presentan juegos de cuñas en ambas direcciones que les permite ser usados en procesos tanto de inyección como en producción, pero debido a su mecanismo de sentamiento (Mecánico) no deben ser usados en pozos desviados ni en sarta de completamientos selectivos, esto debido a que el torque no se podrá transmitir de la mejor manera en huecos con alta desviación y en sarta selectivas porque no se puede asegurar un sentamiento de los empaques de forma controlada. Debido a eso su mayor aplicación es en pozos pocos desviados y que solo se requiera de un empaque en la sarta.

Figura 29. Tipos de empaques Mecánicos

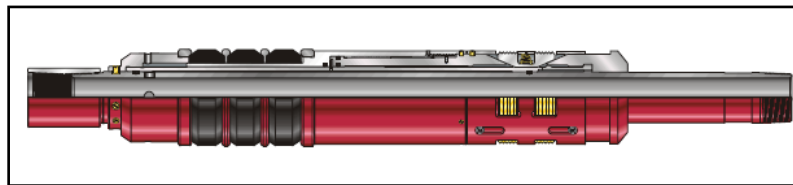


Modificado de Petrowiki- Completamiento de pozos- “Empaques mecánicos”

3.1.6.2 Empaques Hidráulicos

Los empaques hidráulicos se sientan gracias a la presión diferencial que se crea entre el anular y la tubería. Pueden tener sistemas de liberación por tensión o rotación. Pueden ser utilizados tanto para inyección o producción, pero se debe tener cuidado que la tensión que se genera por el movimiento de la tubería no supere la tensión necesaria para desasentarlo. Cuando los análisis de esfuerzos muestran que la tensión que se genera puede desasentar los empaques entonces se utilizan empaques hidráulicos de liberación por rotación.

Figura 30. Empaque Hidráulico



Fuente: Tubulars brochure- Halliburton. "Packers"

3.1.6.3 Empaques Hidrostáticos

Los empaques hidrostáticos (Figura 31) también se sientan por un diferencial de presión similar al del empaque hidráulico, pero estos empaques no utilizan el diferencial entre el anular y el tubing, sino entre una cámara sellada a presión atmosférica que contiene el empaque y la presión hidrostática. Este tipo de empaques se creó para brindar la solución a pozos donde no es posible crear el diferencial de presión entre el anular y la tubería. Gracias a esto se minimiza la presión aplicada en superficie. El mecanismo de liberación se realiza por tensión.

Figura 31. Empaque Hidrostático



Fuente: Tubulars brochure- Weatherford. "Packers"

3.1.6.4 Empaque tipo Seal Bore

Los empaques tipo Seal Bore (Área Pulida) a diferencia de los tres empaques anteriormente nombrados, NO hacen parte integral de la sarta de producción ya que permiten que la tubería se mueva libremente a través de la unidad de sellos, es esta misma unidad la que genera el sello hidráulico y evita que las cargas generadas sobre el empaque recaigan sobre la tubería o sobre el revestimiento. Gracias a las cuñas que presentan circunferencia completa, la carga se distribuye de manera uniforme en la pared de la tubería de revestimiento principal aumentando considerablemente el rango de carga y de confiabilidad.

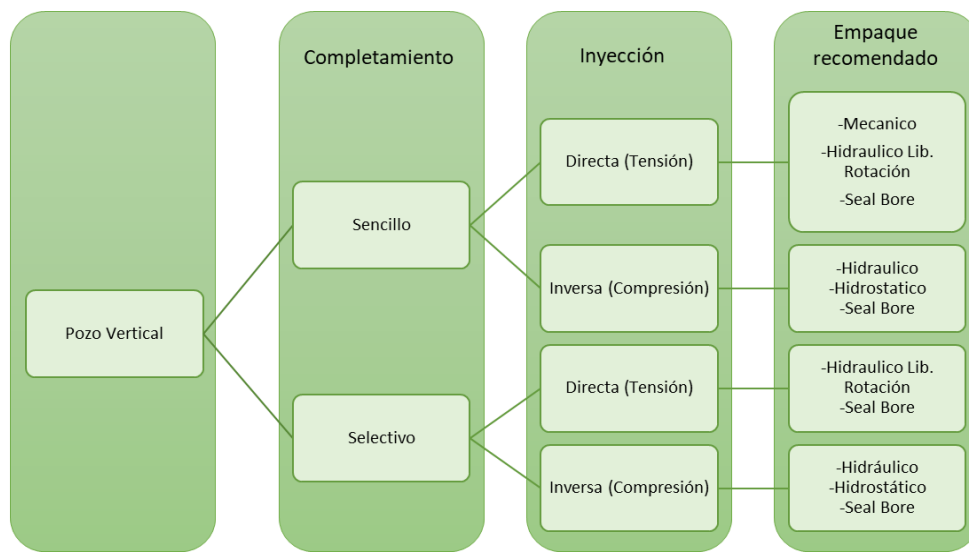
Figura 32. Empaques tipo Seal Bore



Fuente Maximus Completion System- Catálogo- “Seal Bore Packers”

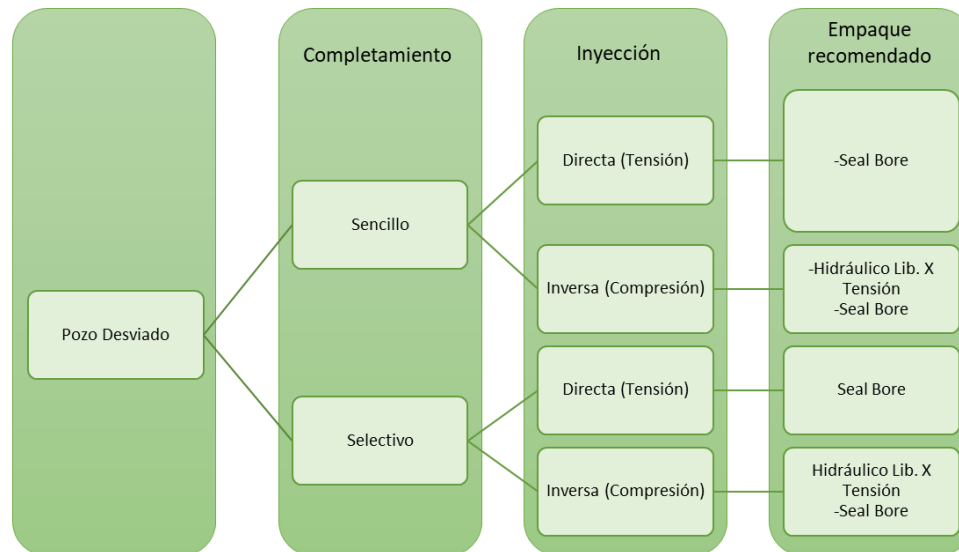
El sistema de liberación del empaque a usar siempre debe ser independiente a los esfuerzos que tenga la tubería y en pozos que presenten alta desviación se recomienda realizar un análisis de torque y arrastre para determinar si se puede correr las herramientas a fondo de pozo. Como cualquier herramienta, los empaques poseen ciertas limitaciones. A continuación, se muestra un esquema con diferentes condiciones de un pozo para la selección general de empaques a usar en una sarta de bombeo hidráulico.

Figura 33. Esquema para selección de empaques. Pozo vertical.



Fuente: Autores

Figura 34. Esquema para selección de empaques. Pozo desviado.



Fuente: Autores

3.2 Espaciamento (Estado mecánico)

El objetivo del espaciamento es dejar las herramientas que se bajan a fondo de pozo en la posición adecuada para garantizar su funcionamiento de forma precisa. Para realizar el espaciamento se debe tener en cuenta información como el registro de tubería, la elevación del terreno, la altura de la mesa rotaria, profundidad de los perforados, y la longitud exacta de cada una de las herramientas que se van a bajar. En todo diseño de espaciamento siempre se deben colocar ciertas herramientas fijas, usualmente son los empaques, a partir de los cuales se suman o restan las longitudes de las herramientas que van por debajo o encima respectivamente. A continuación, se darán a conocer algunos de los detalles que se requieren para realizar el espaciamento.

- Correlacionar profundidad con los registros de Gamma Ray (GR)-Casing collar locator (CCL) para dejar las herramientas en la ubicación correcta.
- Las gomas de los empaques deben quedar ubicadas en un lugar uniforme para que puedan expandirse de manera correcta y garantizar un sello completo. Debido a eso, se debe evitar dejar empaques cerca de las juntas del revestimiento.
- En sartas selectivas, ubicar los empaques lo más centrado entre los perforados.
- Evitar dejar frente a perforados las camisas de circulación espaciando la sarta con ayuda de *pup joints*.

- La profundidad a la cual se ubicará la camisa que aloja la bomba jet puede variar en orden a que ésta debe generar un alto diferencial de presión para levantar la columna de fluidos.
- Para completamientos simples se aconseja sentar la bomba aproximadamente 200 ft por encima de la formación productora debido a que permite tener información de presión y temperatura sin efecto de almacenamiento.

A diferencia de otros sistemas de levantamiento artificial que utilizan bombas de fondo, la bomba jet (bombeo hidráulico) no requiere de un nivel de sumergencia de fluido. Como se había comentado anteriormente, la bomba funciona bajo el principio de Venturi, el cual crea un vacío que levanta la columna del fluido hasta el nivel de la bomba donde se mezcla con el fluido motriz para que adquiera energía y llegue hasta superficie. Ya que el pozo se encuentra lleno de fluido de completamiento (salmuera), este será el primer fluido en ser levantado por la bomba, para luego continuar con el fluido del yacimiento.

Es importante tener en cuenta que, si la bomba no se ubica adecuadamente, se incrementarán problemas asociados a la cavitación, ya sea por alto o bajo porcentaje de sumergencia. Esto ocasionará daño a las partes internas de la bomba y por consiguiente aumento en las presiones de operación para mantener un nivel determinado de producción.

3.3 Análisis de Esfuerzos (Bases teóricas)

La necesidad y dependencia de los seres humanos al uso de los hidrocarburos, ha llevado a la industria a buscar nuevos horizontes para poder continuar abasteciendo al mundo con dicho producto; esto conlleva a la búsqueda y desarrollo de nuevos yacimientos altamente complejos debido a características como, profundidad, temperaturas, presiones, tipo de crudo y esfuerzos geológicos. Para el óptimo desarrollo de estos campos, se requieren diferentes operaciones las cuales generan diferentes esfuerzos sobre la sarta de completamiento. A razón de esto, se vuelve imprescindible el análisis de esfuerzos para asegurar la integridad del pozo, optimizar los costos y proporcionar al personal de operación las cargas máximas permitidas para que las herramientas seleccionadas puedan soportar y funcionar de manera correcta.

Según Bellarby, algunas de las razones por las cuales se debe realizar un análisis de esfuerzo son:

- Definir el peso, grado y hasta cierto punto, la influencia de la metalurgia y el tamaño del completamiento.

- Asegurar que la tubería seleccionada resista toda la proyección de instalación y cargas de servicio durante la vida del pozo. De no ser posible, entonces es necesario revisar el diseño, planificar workovers o poner medidas para limitar las cargas, por ejemplo, limitar la presión de inyección o rata de inyección durante una estimulación.
- Ayudar a definir qué empaques/anclaje y juntas de expansión son requeridas. Las cargas en algunos empaques y las longitudes de unidades de sellos en las juntas de expansión necesitarán definirse. Las cargas transferidas a través del empaque/anclaje al revestimiento necesitaran evaluarse.
- Ayudar en la definición de equipos de superficie como cabezales, árboles y líneas de flujo mediante casos de cargas evaluadas como presiones de cierre y temperaturas de flujo.
- Asegurar que la tubería pueda pasar en el pozo y eventualmente ser extraída. Esto podría no ser considerado dentro del análisis de esfuerzos, pero se relaciona y a menudo es olvidado en pozos altamente desviados. En casos especiales, incluir en el análisis overpull para anclar o desanclar empaques recuperables.

3.3.1 Especificaciones técnicas- Resistencias máximas

Las resistencias máximas hacen referencias a las especificaciones técnicas que muestran los diferentes valores en los cuales la tubería o herramientas fallan por causa de la temperatura, torque y arrastre, contenido de H₂S, entre otros. Cada herramienta o accesorio se somete a un tratamiento, el cual los provee de características especiales y permite al ingeniero, saber en qué punto la herramienta entra a la zona de falla.

A continuación, se explican las diferentes especificaciones técnicas que se deben cumplir y la forma de calcularlas.

3.3.1.1 Colapso

Según (API Bull. 5C3, 1985), existen 4 tipos de colapso. Por fluencia, plástico, transicional y elástico. Este fenómeno se presenta cuando la presión externa de la tubería excede la presión interna, situación que se ve comúnmente en trabajos de cementación o en inyecciones por anular. Para el cálculo de los diferentes tipos de colapso se debe calcular primero la relación de esbeltez de la tubería.

$$Esbeltez = \frac{D}{t} \quad (1)$$

Donde:

D: Diámetro externo de la tubería, [in]

t: Espesor de la tubería, [in]

3.3.1.1.1 Colapso por fluencia

Este tipo de colapso como tal no es una falla, sino una inestabilidad del material, el cual genera una cedencia mínima del área interna de la tubería debido a las presiones a las que está sometida.

$$P_y = 2Y_p \left[\frac{(D/t) - 1}{(D/t)^2} \right] \quad (2)$$

Donde:

P_y : Presión de Colapso por fluencia [psi]

Y_p : Punto de cedencia de la tubería, [psi]

3.3.1.1.2 Colapso Plástico

El colapso plástico al igual que el colapso por fluencia no hace referencia a una falla física como tal de la tubería, sino a una deformación de ésta, la cual una vez se finalice el esfuerzo que la origina, volverá a su estado original. La presión de colapso mínima para el rango de colapso plástico se calcula a partir de la siguiente ecuación:

$$P_p = Y_p \left(\frac{A}{D/t} - B \right) - C \quad (3)$$

Donde:

P_p : Presión de Colapso plástico, [psi]

Los factores A, B y C son tomados de la tabla (3) que es el resultado de diferentes pruebas de tuberías fabricadas bajo estándares del Instituto Americano del Petróleo Tabla 3. Especificaciones de tubería

Grado	A	B	C	D/t Rango
H-40	2.950	0.0465	754	16.40 a 27.01
50	2.976	0.0515	1056	15.24 a 25.63
J-K-55	2.991	0.0541	1206	14.81 a 25.01
60	3.005	0.0566	1356	14.44 a 24.42
70	3.037	0.0617	1656	13.85 a 23.38
C-E-75	3.054	0.0642	1806	13.60 a 22.91
L-N-80	3.071	0.0667	1955	13.38 a 22.47
C-90	3.106	0.0718	2254	13.01 a 21.69
C-T-X-95	3.124	0.0743	2404	12.85 a 21.33
100	3.143	0.0768	2553	12.70 a 21.00
P-G-105	3.162	0.0794	2702	12.57 a 20.70
P-110	3.181	0.0819	2852	12.44 a 20.41
120	3.219	0.0870	3151	12.21 a 19.88

Tomado de *Well Completion Design*- Jonathan Bellarby, "Tubing Stress Analysis"

3.3.1.1.3 Colapso Transicional

En este tipo de colapso, la tubería si presenta un daño físico permanente, debido a que la presión a la que la tubería es sometida, supera la presión que puede soportar (rating). Su cálculo se hace a partir de la siguiente ecuación.

$$P_t = Y_p \left(\frac{F}{D/t} - G \right) \quad (4)$$

Donde:

P_t : Presión de Colapso plástico, [psi]

Los valores de los factores F y G son tomados de la tabla 4.

Tabla 4. Factores de fórmula y rangos de D/t para colapso transicional.

Grado	F	G	D/t Rango
H-40	2.063	0.0325	27.01 a 42.64
50	2.003	0.0347	25.63 a 38.83
J-K-55	1.989	0.0360	25.01 a 37.21
60	1.983	0.0373	24.42 a 35.73
70	1.984	0.0403	23.38 a 33.17
C-E-75	1.990	0.0418	22.91 a 32.05
L-N-80	1.998	0.0434	22.47 a 31.02
C-90	2.017	0.0466	21.69 a 29.18
C-T-X-95	2.029	0.0482	21.33 a 28.36
100	2.040	0.0499	21.00 a 27.60
P-G-105	2.053	0.0515	20.70 a 26.89
P-110	2.066	0.0532	20.41 a 26.22
120	2.092	0.0565	19.88 a 25.01
Q-125	2.106	0.0582	19.63 a 24.66
130	2.119	0.0599	19.40 a 23.94
S-135	2.133	0.0615	19.18 a 23.44
140	2.146	0.0632	18.97 a 22.98
150	2.174	0.0666	18.57 a 22.11
155	2.188	0.0683	18.37 a 21.70
160	2.202	0.0700	18.19 a 21.32
170	2.231	0.0734	17.82 a 20.60
180	2.261	0.0769	17.47 a 19.93

Tomado de *Well Completion Design*- Jonathan Bellarby, "Tubing Stress Analysis"

3.3.1.1.4 Colapso Elástico

Este tipo de colapso representa el punto en donde todo valor igual o mayor generará una falla total de la tubería.

$$P_e = \frac{46.95 \times 10^6}{(D/t)[(D/t) - 1]^2} \quad (5)$$

Donde:

P_e : Presión de Colapso Elástico, [psi]

3.3.1.2 Estallido

Es la presión máxima que soporta la tubería antes de fallar, esto sucede cuando la presión interna supera considerablemente la presión anular. Este tipo de fallas se ve comúnmente en operaciones de inyección por el tubing lo cual hace que aumente el diferencial de presión hasta que estalla. Se calcula a partir de la siguiente ecuación.

$$P_b = 0.875 \left[\frac{2Y_p t}{D} \right] \quad (6)$$

Donde:

P_b : Presión de estallido, [psi]

3.3.1.3 Fuerza Axial

La fuerza axial (Fuerza Axial máxima antes de vencer el punto de cedencia) puede ser calculada con la ecuación 7

$$F_{a_{Max}} = Y_p A_X \quad (7)$$

Donde:

$F_{a_{Max}}$: Fuerza Axial, [lbf]

A_X : Área transversal de la tubería, [in²]

3.3.1.4 Fuerza Triaxial

Es el punto de cedencia de la tubería, y_p , el cual está ligado al grado de la tubería como se estableció anteriormente en el presente documento.

3.3.2 Cargas

El concepto de carga está relacionado con todo aquello que genera presión sobre un área respecto a un elemento dentro de la sarta de tubería.

Las cargas o también llamadas esfuerzos, resultan de operaciones o propiedades específicas del pozo en función de su propósito final, tales como inyección, producción, cambios de temperatura o presión, tipo de empaque, peso de tubería, tipo de fluido de completamiento, entre otros.

El estudio de las cargas es de gran importancia en el análisis de esfuerzos realizados a los diferentes tipos de tubería, ya que durante la corrida de la sarta dentro del pozo se generan fuerzas de tensión o compresión que afectan directamente a los tubulares, los cuales pueden sufrir deformación e incluso ruptura en caso de que se excedan los valores máximos de resistencia del material.

A continuación, se mencionarán los cálculos para los diferentes tipos de cargas que se pueden presentar en un pozo durante operación normal,

3.3.2.1 Cargas por colapso

La resistencia¹² al colapso es la condición mecánica de una tubería originada por la aplicación de una carga, superior a su capacidad de resistencia a la deformación. En forma general, el colapso es una fuerza mecánica capaz de deformar un tubular por efecto resultante de las presiones externas.

No se puede declarar que habrá colapso en la tubería por un simple diferencial de presión. La razón principal de esto es que las áreas sobre las cuales actúa la presión son diferentes, por este motivo es necesario relacionar las áreas adecuadamente para obtener una mayor exactitud al momento de obtener la presión de colapso.

La siguiente ecuación (8) describe el fenómeno planteado anteriormente:

$$P_e = P_o - \left[1 - \frac{2}{(D/t)}\right] P_i = \Delta P + \left[\frac{2}{(D/t)}\right] P_i \quad (8)$$

Donde:

P_e : Presión equivalente de colapso, [psi]

P_o : Presión Anular, [psi]

D/t : Rango de esbeltez

P_i : Presión interna, [psi]

¹² Ulisses, M. (2013). *Capacidad de resistencia de tuberías petroleras*. Mexico D.F.

3.3.2.2 Cargas por estallido

La falla por estallido de una tubería es una condición mecánica que se genera por la acción de cargas de presión actuando por el interior de esta. La resistencia que opone el cuerpo del tubo se denomina resistencia al estallido.

Es de gran importancia tener en cuenta este parámetro en operaciones tales como estimulación o cementación, ya que además de la presión ejercida por la columna de fluido, se tienen presiones aplicadas desde superficie las cuales pueden contribuir a alcanzar el punto de estallido. Este se calcula para cada profundidad en donde la tubería presente posibilidad de estallido por la siguiente ecuación:

$$\Delta P = P_i - P_o \quad (9)$$

Donde:

Δp : Diferencial de presión, [psi]

3.3.2.3 Cargas Axiales

La acción de cargas axiales es una de las principales causas de falla de tubería en operaciones de pozo. Este tipo de cargas se extienden a lo largo de la tubería, y se producen inicialmente por la acción natural de los efectos gravitacionales, es decir, el propio peso de los tubos. Adicionalmente, las cargas axiales varían con el cambio de las condiciones del pozo, tales como presión, temperatura y, por ende, densidad del fluido de control.

Las cargas axiales deben ser tenidas en cuenta a la hora de realizar el diseño del completamiento de un pozo, ya que debido a sus características compresivas y de tensión, pueden generar un alargamiento o acortamiento en la sarta de tubería.

A continuación, se hablará de los diferentes tipos de cargas axiales que pueden presentarse en el análisis de esfuerzos de un completamiento.

3.3.2.3.1 Peso de la tubería

La carga máxima del peso de la tubería se encontrará en la superficie del pozo, justo en el *hanger* o colgador de la tubería. A medida que la tubería se profundiza, la carga axial por peso disminuye hasta el punto de que en el extremo inferior de la sarta es igual a cero. El cálculo de esta carga resulta del producto del libraje de la tubería (lb/ft) por su longitud (ft).

$$W_t = w_t \times L_t \quad (10)$$

3.3.2.3.2 Carga de Pistón

La presencia de fluido o presión en el área transversal de la tubería genera un efecto de pistón, ya que contrapone los esfuerzos a lo largo de la sarta debido a la boyancia.

La boyancia además de actuar en la parte inferior de la sarta de tubería, genera un esfuerzo axial en todos los cambios de diámetro que se presenten, tales como, empaques, mandriles de menor OD, nipples, crossovers, cuellos de juntas, entre otros. Tener en cuenta los cambios de diámetro es de vital importancia con tal de predecir adecuadamente las fuerzas axiales por carga de pistón. La manera adecuada de calcular la fuerza se presenta en la ecuación (11).

$$f_p = \Delta p_t (A_{pi} - A_{ti}) - \Delta p_{an} (A_{pi} - A_{to}) \quad (11)$$

Donde:

f_p : Fuerza tipo pistón, [lbf]

A_{pi} : Área interna del empaque, [in²]

A_{ti} : Área interna de la tubería, [in²]

A_{to} : Área externa de la tubería, [in²]

Δp_t : Cambio de la presión en la tubería en el empaque, [psi]

Δp_{an} : Cambio de la presión en el anular en el empaque, [psi]

Al momento de tener la fuerza, se puede determinar el cambio de longitud por efecto de la carga de pistón utilizando la ley de Hooke, por la siguiente ecuación.

$$\Delta L_p = \frac{L}{EA_x} [\Delta p_t (A_{pi} - A_{ti}) - \Delta p_{an} (A_{pi} - A_{to})] \quad (12)$$

Donde:

ΔL_p : Cambio de longitud por carga de pistón, [in]

L: Longitud de la tubería, [in]

E: Módulo de Young

3.3.2.3.3 Balonamiento

El balonamiento es el efecto que sufre la tubería en cambios de longitud por efecto de los cambios de presión y ligeramente de temperatura.

Las cargas axiales de tensión aplicada a la tubería además de generar un esfuerzo axial generan un esfuerzo compresivo radial. La relación entre estos dos esfuerzos es conocida como *Relación de Poisson*, la cual es una constante elástica que

proporciona la medida de estrechamiento en que un material elástico se estira longitudinalmente y se encoge radialmente.

$$\mu = -\frac{\text{Deformacion Radial}}{\text{Deformacion Axial}} \quad (13)$$

Para la mayoría de los aceros utilizados en la industria petrolera, el valor de la relación de Poisson es generalmente de 0.3

Para el caso de una tubería fija, el balonamiento se expresa como una fuerza F_{Bal} , que se genera debido a la presión aplicada a la tubería. El resultado es una fuerza axial de tensión por la presión aplicada internamente, y una fuerza axial de compresión por la presión aplicada externamente.

$$F_b = -2\mu(A_i\Delta p_i - A_o\Delta p_o) \quad (14)$$

Los deltas de presión tanto interna como externa no son más que las presiones aplicadas durante las condiciones iniciales y finales del completamiento.

En el caso que se tenga una tubería con libre movimiento se debe aplicar la Ley de Hooke.

$$\Delta L_{Bal} = \frac{-2\mu L}{E(A_o - A_i)}(A_i \Delta p_i - A_o \Delta p_o) \quad (15)$$

Donde:

ΔL_{Bal} : Cambio de longitud debido al balonamiento, [ft]

μ : Relación de Poisson (0.3)

E: Módulo de Young (30×10^6 psi)

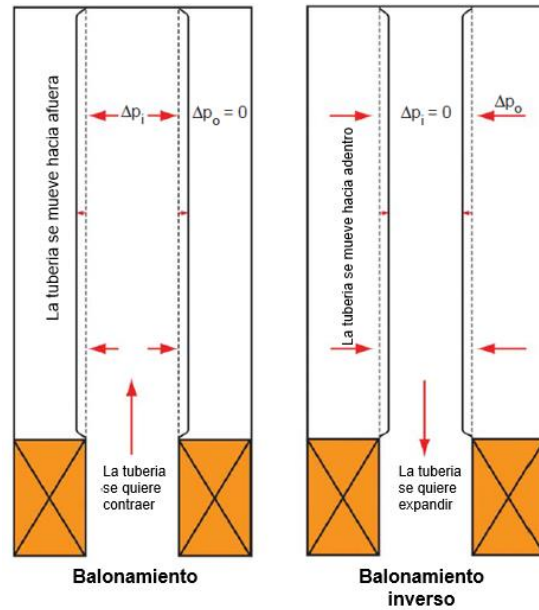
A_i : Área interna, [in²]

A_o : Área externa, [in²]

L: Longitud de la tubería, [ft]

El balonamiento normal se evidenciará en el momento en el que el cambio de presión interna sea mayor al cambio de presión externa, esto ocasionará una contracción en la tubería. El caso contrario será entonces cuando el cambio de presión externa sea mayor al cambio de presión interna, haciendo que la tubería se elongue.

Figura 35. Efecto del balonamiento



Modificado de *Well Completion Design*- Jonathan Bellarby, “Data sources for completion design”.

3.3.2.3.4 Temperatura

El efecto de la temperatura sobre la sarta de tubería en la industria petrolera es el mismo que tiene sobre cualquier otro tipo de metal. El aumento de temperatura genera una tendencia del material a la expansión, lo que en presencia de un empaque hace que la tubería experimente una carga axial de compresión. Al enfriarse, el material tendrá una tendencia a encogerse, lo cual genera cargas axiales de tensión provocando un alargamiento en la tubería.

$$F_T = -C_T E \Delta T (A_o - A_i) \quad (16)$$

Donde:

C_T : Coeficiente de expansión térmica del material

En este caso es posible determinar el cambio de longitud debido a la temperatura utilizando también la ley de Hooke.

3.3.2.3.5 Sumatoria de fuerzas axiales

La fuerza axial total se define como la sumatoria de todas las fuerzas axiales que ejercen efecto sobre la tubería en cada punto de profundidad.

$$\Sigma Fuerzas = f_{pi} + f_{bal} + f_t \quad (17)$$

Donde:

Σ Fuerzas: Sumatoria de fuerzas axiales o fuerza de tubería a empaque, [lbf]

f_{pi} : Fuerza tipo pistón, [lbf]

f_{bal} : Fuerza de balonamiento, [lbf]

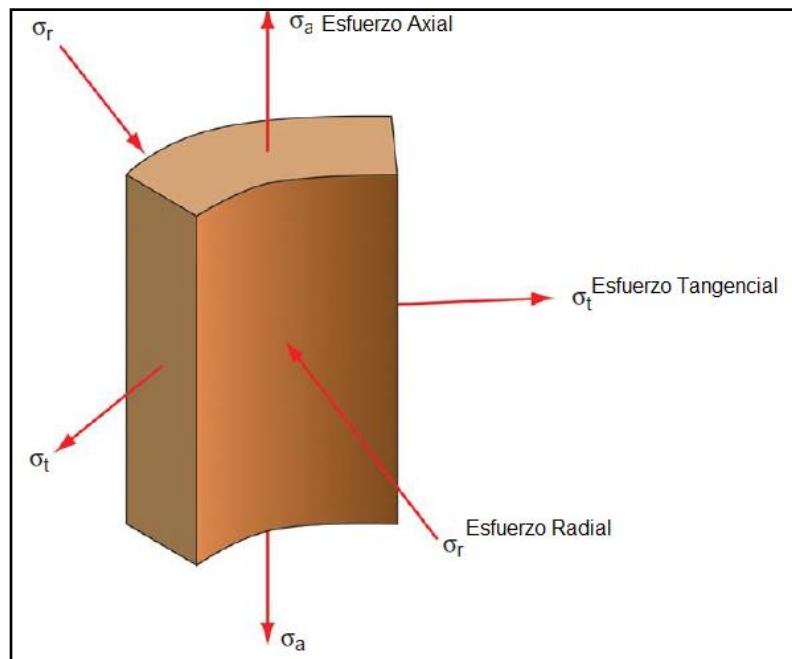
f_t : Fuerza de temperatura, [lbf]

Si la sarta de tubería se encuentra anclada a un empaque, la resultante de la fuerza axial se ve reflejada sobre el empaque. Cuando no hay ningún tipo de empaque, la fuerza de la tubería se traduce como un movimiento de elongación o acortamiento de ésta.

3.3.2.4 Triaxial

El análisis triaxial es la combinación de las diferentes cargas presentes en la tubería, carga axial, carga radial y se incluye el término de esfuerzo o carga tangencial. Analizar los esfuerzos de la tubería de esta manera, asegura que el completamiento será capaz de soportar las condiciones a las cuales el pozo sea sometido.

Figura 36. Cargas presentes en la tubería



Modificado de *Well Completion Design*- Jonathan Bellarby, "Tubing Stress Analysis".

Las cargas de las fuerzas axiales por si solas arrojan valores que sirven como referencia para conocer cómo se comportará la tubería, sin embargo, en el caso de que se tenga una combinación de fuerzas axiales compresivas con presiones internas grandes o de fuerzas axiales de tensión con presiones anulares grandes se obtienen valores triaxiales mucho más grandes que los que se obtendrían si solo se tienen en cuenta las fuerzas axiales.

Si el esfuerzo o carga triaxial al ser comparado como el esfuerzo de cedencia, es mayor, la tubería no resistirá y fallará.

El esfuerzo triaxial se representa mediante la siguiente ecuación:

$$\sigma_T = \frac{1}{\sqrt{2}} \sqrt{(\sigma_a - \sigma_t)^2 + (\sigma_t - \sigma_r)^2 + (\sigma_r - \sigma_a)^2} \quad (18)$$

Donde el esfuerzo radial es:

$$\sigma_r = \frac{p_i A_i - p_o A_o}{(A_o - A_i)} - \frac{(p_i - p_o) A_i A_o}{(A_o - A_i) A} \quad (19)$$

Para el esfuerzo tangencial se tiene:

$$\sigma_t = \frac{p_i A_i - p_o A_o}{(A_o - A_i)} + \frac{(p_i - p_o) A_i A_o}{(A_o - A_i) A} \quad (20)$$

$$\sigma = \frac{C_{axT}}{A_t} \quad (21)$$

Donde P_i y P_o son la presión interna y anular respectivamente (psi), A_i y A_o son el área interna y externa de la tubería respectivamente. El esfuerzo axial se calcula mediante la siguiente ecuación (21), y es de suma importancia el valor de la carga axial total, la cual impacta la carga triaxial y se define como la resultante por la sumatoria de todas las cargas generadas de los efectos debido a cambios de presión y temperatura, las cuales se verán con más detalle en el siguiente punto.

3.3.3 Factores de Diseño

Luego de entender las diferentes cargas a la que se ve expuesto el completamiento durante las operaciones, y de tener con certeza los valores de ratings de la tubería, se puede realizar una evaluación de qué tan segura es la sarta de completamiento. Esto se logra a partir de los factores de seguridad. Los factores de seguridad no son

más que una relación entre las especificaciones técnicas de la tubería y de la carga a la que se somete.

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

De esta manera se observa que resultados de factores de seguridad iguales a 1 indican que la tubería está bajo efecto de la carga máxima que puede soportar antes de fallar. La industria maneja estándares de seguridad altos con el fin de minimizar los riesgos en las operaciones. Cada empresa es autónoma de definir sus propios factores de diseño, los cuales deben ser superados por los factores de seguridad para cumplir con las políticas de la empresa.

A continuación, se presenta la tabla 5. que muestra los diferentes rangos de factores de diseño para cada tipo de falla.

Tabla 5. Factores de diseño para completamiento general

Modo de fallo	Factor de diseño (SF)
Estallido	1.1-1.25
Colapso	1.0-1.1
Axial (tensión o compresión)	1.3-1.6
Triaxial	1.2-1.3

Modificado de *Well Completion Design*- Jonathan Bellarby, "Tubing Stress Analysis".

3.3.4 Análisis de Resultados

En este punto, se verifica el comportamiento de los diferentes equipos bajo los esfuerzos generados por las diferentes cargas, permitiendo un correcto análisis y selección de los equipos. Para llevar a cabo este análisis se dividen de manera general los equipos en **herramientas, tubería y empaques**.

3.3.4.1 Tubería

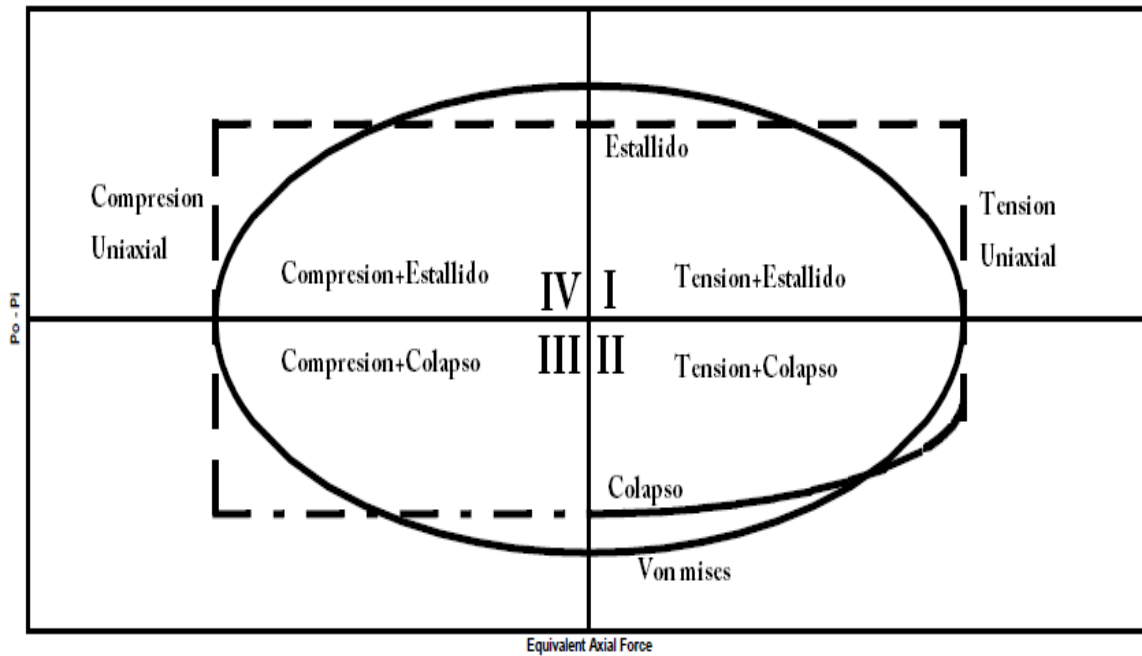
La evaluación de la tubería se realiza a partir de los factores de seguridad que se obtienen por medio de perfiles, los cuales son generados a partir de cada una de las cargas a lo largo de todo el pozo.

Junto con lo anterior también se debe evaluar la tubería con respecto a su envolvente operativa.

3.3.4.1.1 Envolvente operativa

Es una representación gráfica de los límites de operación segura de una tubería, evaluando presión diferencial y cargas axiales.

Figura 37. Representación gráfica de los modelos uniaxial, biaxial y triaxial.



Modificado de "Tubing Envelope", Petrowiki (*Portal Web*), 2015.

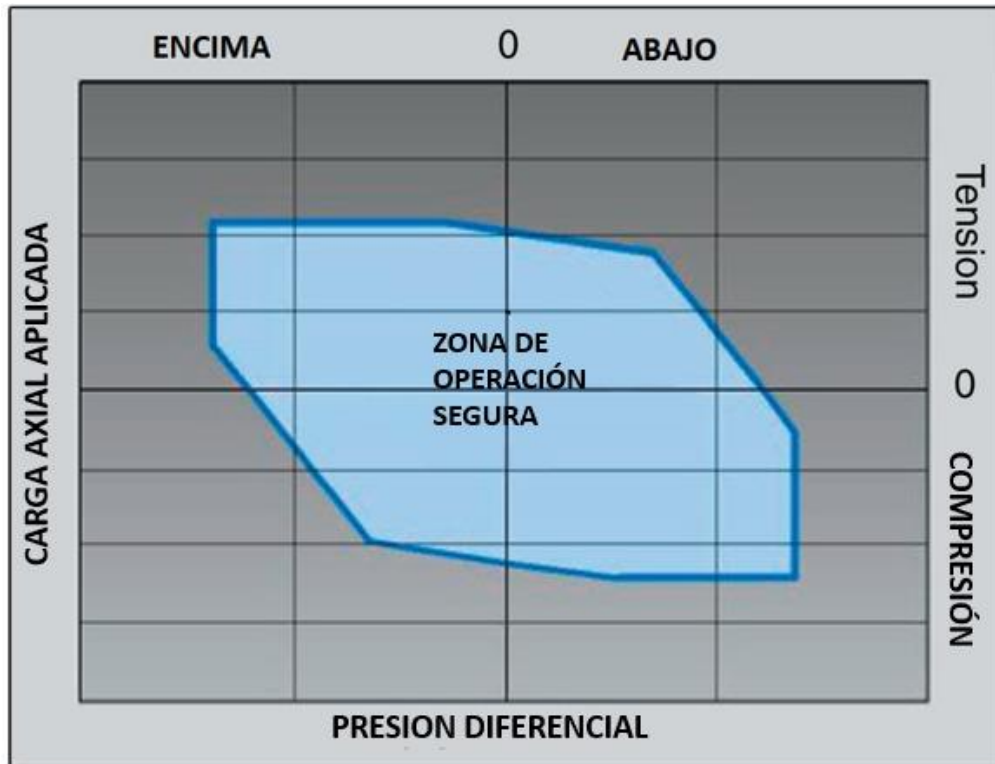
3.3.4.2 Herramientas

Las herramientas al igual que la tubería se deben evaluar a partir de los factores de seguridad generados en todo el pozo, como se mencionó anteriormente, debido a la variación de los ratings que pueden encontrarse en cada una de ellas.

3.3.4.3 Empaques

Cada empaque se evalúa con su envolvente operativa, la cual muestra los límites de operación. Es decir, si los resultados de las cargas se ubican por fuera de la envolvente, el empaque se afectará negativamente.

Figura 38. Envolvente operativa del empaque



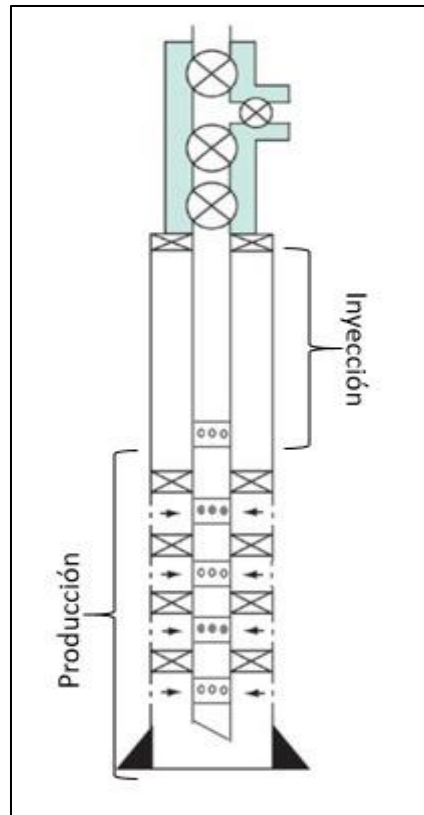
Modificado de "Packer rating envelope", Petrowiki (*Portal Web*), 2017.

3.3.5 Consideraciones para realizar un análisis de esfuerzos para sartas de bombeo hidráulico

A continuación, se presentan las consideraciones más relevantes para realizar el análisis de esfuerzos de sartas de bombeo hidráulico.

- Evaluar el estado mecánico del pozo (espaciamiento) y determinar cada una de las herramientas y tuberías que lo conforman.
- Tener a disposición los manuales técnicos de cada una de las herramientas y tuberías, en los cuales se especifiquen las condiciones máximas de trabajo.
- Contar con un software diseñado para realizar el análisis de esfuerzos.
- Tener en cuenta que, para análisis de esfuerzos en pozos con bombeo hidráulico, se debe simular una inyección hasta la camisa, y por debajo de ella, una producción de fluidos.

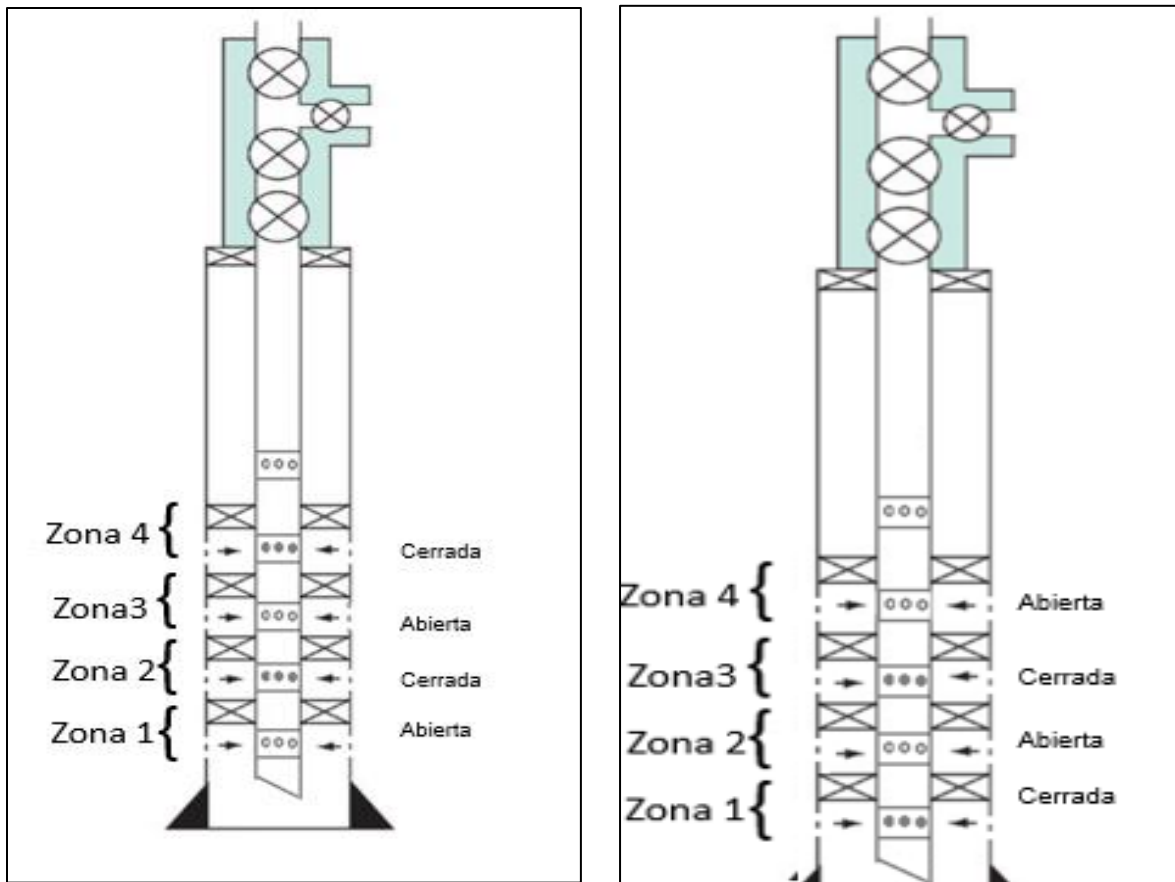
Figura 39. Configuración para simular un completamiento de bombeo hidráulico tipo jet.



Fuente: Autores

- Simular las diferentes operaciones a las que puede estar sometido un pozo con bombeo hidráulico y en caso de tener sartas selectivas, evaluar la operación más crítica con los diferenciales de presión máximos que pueden experimentar los empaques. Los cuales pueden ser:
 - **Produciendo en zonas impares:** En esta simulación, las camisas de las zonas pares se encuentran cerradas. Se asume un valor de presión igual a cero en el anular de estas zonas, con el fin de crear un diferencial de presión crítico sobre las gomas de los empaques.
 - **Produciendo en zonas pares:** En esta simulación, las camisas de las zonas impares se encuentran cerradas y se asume un valor de presión igual a cero en el anular, con el fin de crear un diferencial de presión crítico en las gomas de los empaques.

Figura 40. Producción en zonas Impares (Izquierda) y Pares (Derecha).



Fuente: Autores

- Realizar el análisis de los perfiles de los factores de seguridad, envolvente operativa de la tubería y envolvente del empaque con el fin de determinar si el completamiento soporta las condiciones del pozo.

En el siguiente capítulo, se presentarán dos ejemplos de aplicación, contemplando las consideraciones anteriores. El pozo USCO 1, con completamiento sencillo y el pozo USCO 2, con completamiento selectivo.

4. APLICACIÓN PARA EL DISEÑO DE UNA SARTA DE BOMBEO HIDRÁULICO

Como se ha mencionado a lo largo de todo el documento, las diferentes operaciones en el pozo y las características de éste generan esfuerzos sobre la sarta la cual debe estar diseñada para soportarlos. Teniendo claro los conceptos de completamiento, bombeo hidráulico y análisis de esfuerzos, en conjunto con la identificación de las diferentes herramientas, se procede a realizar el análisis para el pozo **USCO 1**.

Hay ciertos conceptos específicos que hacen parte del análisis realizado y que son necesarios entender a priori al resultado de las simulaciones. A continuación, se mencionarán dichos conceptos:

- Inyección en directa: Inyección de fluido de potencia a través de la tubería de producción.
- Inyección en reversa: Inyección de fluido de potencia a través del anular, entre la tubería de producción y el revestimiento.
- 0% Drawdown: Condición de operación, donde se inyecta fluido de potencia, pero la bomba no es capaz de generar una succión.
- 100% Drawdown: Condición de operación, donde se inyecta fluido de potencia y la bomba es capaz de levantar la totalidad de los fluidos de yacimiento, dejando la presión en la cara de pozo con un valor de 0 psi.
- 80% Drawdown: Condición de operación, donde se inyecta fluido de potencia y la bomba es capaz de generar una reducción en presión de yacimiento del 80%.
- Enfriamiento total: Se asume que la temperatura desde superficie hasta la camisa donde se aloja la bomba jet es constante.
- Enfriamiento con agua: Se utiliza el gradiente de temperatura normal del agua desde superficie hasta la profundidad donde se aloja la camisa.
- Enfriamiento con crudo: Se utiliza el gradiente de temperatura para un crudo de 7.0 ppg desde superficie hasta la profundidad donde se aloja la camisa.

4.1 Pozo USCO-1

El pozo USCO-1 es un pozo vertical, el cual está diseñado para producir a partir de una única formación (Arena X). Por esta razón, se implementará un completamiento sencillo, conformado por tubería de producción, y un empaque. Adicionalmente, los fluidos de yacimiento serán llevados a superficie utilizando una configuración convencional de bombeo hidráulico tipo jet.

En la tabla 6, se presenta la información general del pozo USCO-1, que será utilizada como dato de entrada para realizar el análisis de esfuerzos.

Tabla 6. Generalidades pozo USCO-1. Completamiento Sencillo.

Generalidades	
Pozo	USCO 1
Campo	USCO
Profundidad del hueco [ft]	5666.46
Formación	ARENA X
Intervalos de cañoneos [ft]	5435.4 - 5455.4 5472.3- 5502.3
Revestimiento [in]	7
Presión de fondo [PSI]	2300
Temperatura de fondo [°F]	150

4.1.1 Selección de herramientas

Dada la información general del pozo, y teniendo conocimiento sobre las funciones de cada uno de los componentes de un completamiento para bombeo hidráulico, se procederá a seleccionar las herramientas adecuadas para llevar a cabo la producción de los fluidos de la zona de interés.

- *Wireline reentry guide*: Permite guiar la tubería de completamiento.
- *Niple bottom-no go*: Posibilita la creación de un diferencial de presión para realizar el sentamiento del empaque hidráulico.
- *Empaque*: Contribuye a efectuar un proceso controlado de producción.
- *On off tool*: Se utilizará dado el caso de tener que desconectar la sarta por efecto de condiciones adversas.
- *Camisa de circulación*: Permite alojar la bomba hidráulica tipo jet, y comunicar la tubería con el espacio anular.
- *Pup joints*: Facilita realizar el espaciado requerido por los componentes de la sarta de completamiento.

Debido a que se espera que los cambios de fluido generen un efecto de tensión sobre la sarta, el empaque que se utilizará será hidráulico de liberación por rotación, aclarando que se puede utilizar cualquier empaque que utilice este tipo de liberación. Adicionalmente, el fluido de yacimiento es subsaturado y no genera daños sobre el material de la sarta (corrosión), por lo que se utilizará una tubería convencional de producción de 3 ½" EUE grado N-80.

4.1.2 Espaciado (Estado Mecánico)

Conociendo las consideraciones para realizar el espaciado de un completamiento de bombeo hidráulico (Capítulo. 3), se diseña el estado mecánico del pozo USCO 1 (*Anexo 1*), teniendo en cuenta principalmente, que la camisa de

circulación se encuentre por encima del intervalo productor, a una distancia prudente.

4.1.3 Análisis de esfuerzos

Para este pozo, se simularán 22 casos con un software comercial, donde se tendrán en cuenta las principales operaciones para poner en producción un pozo con bombeo hidráulico. Se variará el sistema de inyección (directa/reversa), el tipo de fluido motriz, y la capacidad de levantamiento de la bomba tipo jet.

En la tabla 7, se relaciona cada uno de los casos objeto de estudio con la nomenclatura utilizada para realizar las simulaciones en el software.

Tabla 7. Operaciones simuladas USCO1

Operación	Descripción	Nomenclatura
1	Prueba de presión en anular	
2	Prueba de presión en tubería	
3	Inyección directa, 0% Drawdown y enfriamiento total	JPD 0% ET
4	Inyección directa, 100% Drawdown y enfriamiento total	JPD 100% ET
5	Inyección directa, 80% Drawdown y enfriamiento total	JPD 80% ET
6	Inyección directa, 0% Drawdown y enfriamiento con agua	JPD 0% W
7	Inyección directa, 100% Drawdown y enfriamiento con agua	JPD 100% W
8	Inyección directa, 80% Drawdown y enfriamiento con agua	JPD 80% W
9	Inyección directa, 0% Drawdown y enfriamiento con crudo	JPD 0% O
10	Inyección directa, 100% Drawdown y enfriamiento con crudo	JPD 100% O
11	Inyección directa, 80% Drawdown y enfriamiento con crudo	JPD 80% O
12	Inyección Reversa, 0% Drawdown y enfriamiento total	JPR 0% ET
13	Inyección Reversa, 100% Drawdown y enfriamiento total	JPR 100% ET
14	Inyección Reversa, 80% Drawdown y enfriamiento total	JPR 80% ET
15	Inyección Reversa, 0% Drawdown y enfriamiento con agua	JPR 0% W
16	Inyección Reversa, 100% Drawdown y enfriamiento con agua	JPR 100% W
17	Inyección Reversa, 80% Drawdown y enfriamiento con agua	JPR 80% W
18	Inyección Reversa, 0% Drawdown y enfriamiento con crudo	JPR 0% O
19	Inyección Reversa, 100% Drawdown y enfriamiento con crudo	JPR 100% O
20	Inyección Reversa, 80% Drawdown y enfriamiento con crudo	JPR 80% O
21	Circulación con Salmuera	
22	Cierre (<i>Shut-in</i>)	

Es de gran importancia tener en cuenta el número de la operación y la nomenclatura de cada caso para interpretar adecuadamente los resultados que se presentarán en forma de tablas y gráficas.

Basados en los rangos de factores de diseño de la tabla 5, se eligen arbitrariamente los factores para realizar las corridas del pozo USCO-1, los cuales se resumen en la siguiente tabla.

Tabla 8. Factores de diseño pozo USCO1.

Modo de fallo	Factor de diseño
Estallido	1.1
Colapso	1.1
Axial (tensión o compresión)	1.3
Triaxial	1.25

Para ver el efecto de la temperatura sobre los esfuerzos en la tubería, se tendrán 3 condiciones específicas: Enfriamiento total, inyección con agua e inyección con crudo.

El enfriamiento total, se simulará con el fin de observar el comportamiento de la tubería en el caso de que la temperatura permanezca invariable desde superficie hasta la profundidad de la camisa. Esta condición es irreal, pero permitirá comparar el efecto de diferentes tipos de fluidos de inyección con una línea base. Por otra parte, los casos de inyección con agua y crudo se harán precisamente, para ver el efecto que tiene un tipo de fluido determinado sobre los esfuerzos en la tubería durante una operación normal de bombeo hidráulico.

De acuerdo con lo anterior, es necesario caracterizar las condiciones iniciales y finales tanto de presión como del estado de los fluidos para la simulación de las operaciones. De manera general, para los casos de inyección, ya sea en directa o en reversa, se utilizará una presión de 3500 psi, produciendo en cabeza con una presión de 200 psi en anular o en tubería, dependiendo del caso. Para las pruebas tanto de anular como de tubería, se trabajará con una presión 500 psi por encima de la presión de inyección de fluido de potencia.

Finalmente, para las operaciones de circulación con salmuera y cierre de pozo, se trabajará con presiones arbitrarias con el fin único de hacer una caracterización completa de las operaciones realizadas en un pozo convencional.

En la tabla 9, se relacionan cada una de las operaciones que se llevarán a cabo en la simulación, con las presiones que se manejarán tanto en tubería como en anular para las tres condiciones ya conocidas. De igual manera, se pone en evidencia el cambio de densidad del fluido por efecto de la operación de bombeo hidráulico.

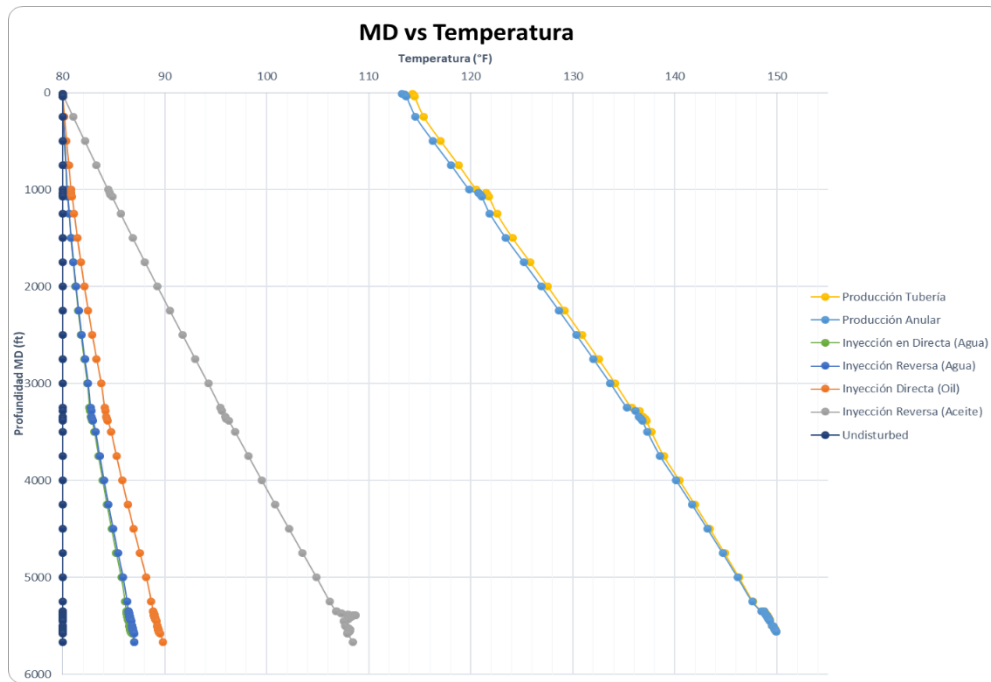
Tabla 9. Condiciones iniciales para cada operación. USCO 1

CARGAS REALIZADAS		CONDICIONES DE ENTRADA- POZO USCO 1					
Caso	CARGA	Presión Anular (psi)	Presión Tubería (psi)	FLUIDO DE TUBERÍA		FLUIDO DE ANULAR	
				TIPO DE FLUIDO	Valor (ppg)	TIPO DE FLUIDO	Valor (ppg)
1	Prueba de Presión Anular	4000	N/A	CRUDO	7	AGUA	8,33
2	Prueba de Presión Tubería	NA	4000	CRUDO	7	AGUA	8,33
3	JPD 0% ET	200	3500	CRUDO	7	CRUDO	7,3
4	JPD 100% ET	200	3500	CRUDO	7	CRUDO	7,3
5	JPD 80% ET	200	3500	CRUDO	7	CRUDO	7,3
6	JPD 0% Agua	200	3500	AGUA	8,33	AGUA	8,3
7	JPD 100% Agua	200	3500	AGUA	8,33	AGUA	8,3
8	JPD 80% Agua	200	3500	AGUA	8,33	AGUA	8,3
9	JPD 0% Crudo	200	3500	CRUDO	7	CRUDO	7,3
10	JPD 100% Crudo	200	3500	CRUDO	7	CRUDO	7,3
11	JPD 80% Crudo	200	3500	CRUDO	7	CRUDO	7,3
12	JPR 0% ET	3500	200	CRUDO	7,3	CRUDO	7
13	JPR 100% ET	3500	200	CRUDO	7,3	CRUDO	7
14	JPR 80% ET	3500	200	CRUDO	7,3	CRUDO	7
15	JPR 0% Agua	3500	200	AGUA	8,33	AGUA	8,3
16	JPR 100% Agua	3500	200	AGUA	8,33	AGUA	8,3
17	JPR 80% Agua	3500	200	AGUA	8,33	AGUA	8,3
18	JPR 0% Crudo	3500	200	CRUDO	7,3	CRUDO	7
19	JPR 100% Crudo	3500	200	CRUDO	7,3	CRUDO	7
20	JPR 80% Crudo	3500	200	CRUDO	7,3	CRUDO	7
21	Circulación con salmuera	100	380	SALMUERA	8,4	SALMUERA	8,4
22	Shut In	N/A	400	CRUDO			

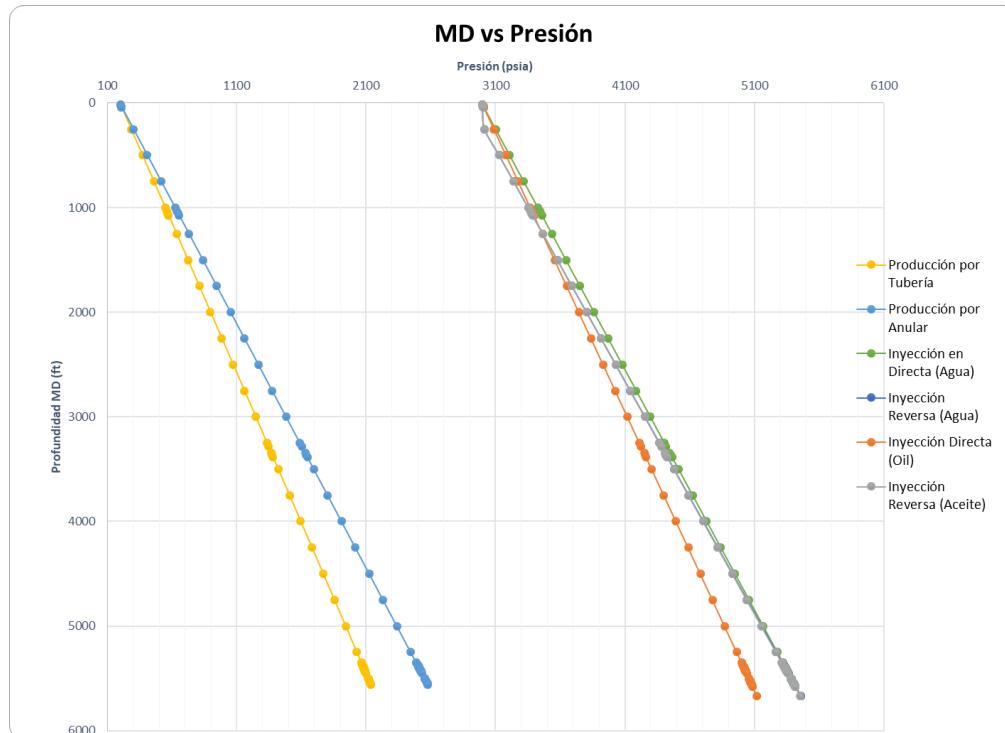
Conociendo los tres escenarios, y que el completamiento de bombeo hidráulico requiere simular una inyección hasta la camisa y producción por debajo de ella, con la ayuda de un software se generan los perfiles de profundidad versus presión y

temperatura. Estos perfiles serán la información de arranque que utilizará el software para realizar el análisis de esfuerzos para las 22 operaciones.

Gráfica 1. Perfil de temperatura de fluido. USCO 1



Gráfica 2. Perfil de presión interna. USCO 1

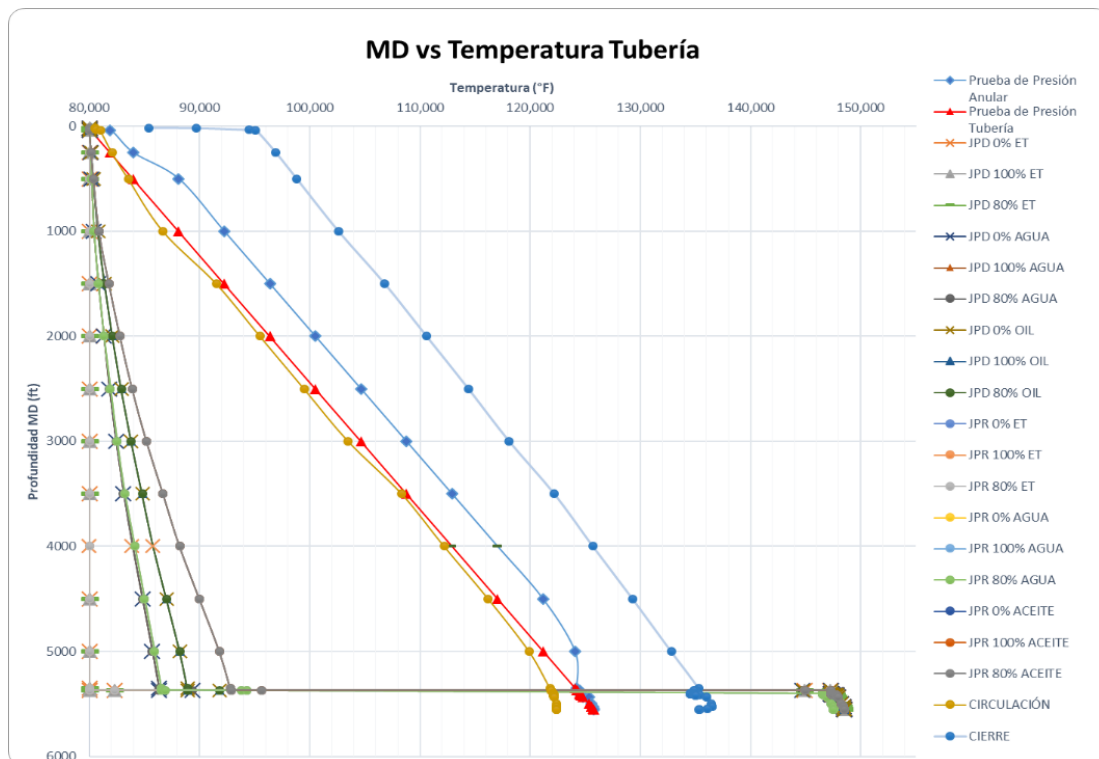


Con la ayuda de la información proporcionada inicialmente acerca del pozo USCO-1, las herramientas seleccionadas para el completamiento y sus características específicas de resistencia, el diseño del espaciamiento, los factores de diseño y los perfiles de presión y temperatura generados, es posible simular con el software las 22 operaciones planteadas, con un alto grado de confiabilidad.

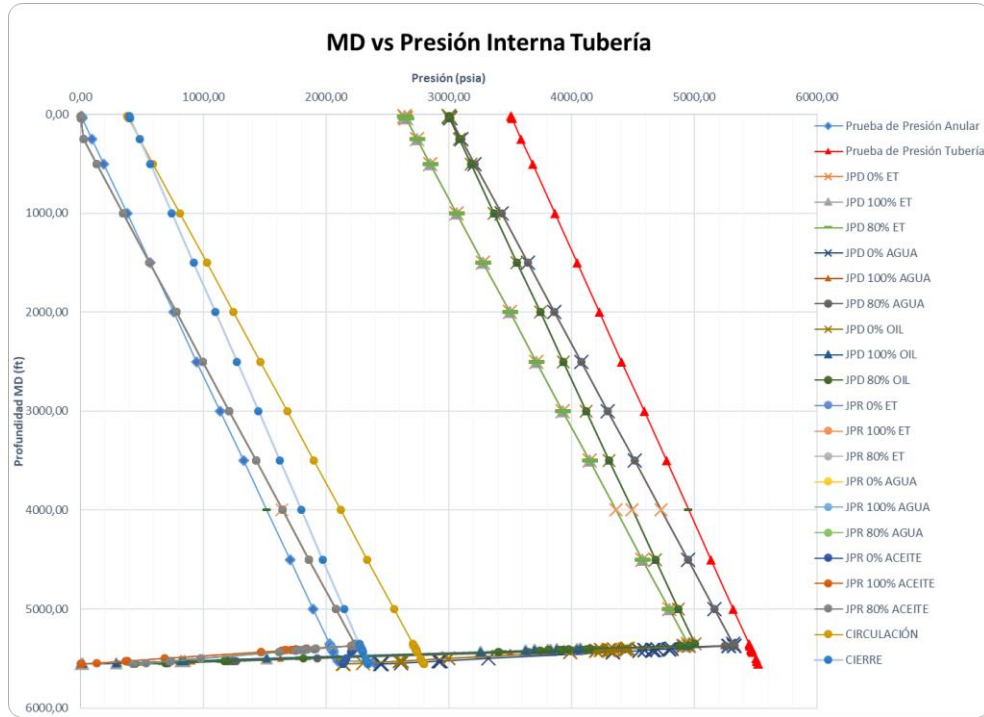
Es importante señalar, que el omitir la generación de los perfiles por efecto del tipo de fluido motriz y la consideración de inyección y al mismo tiempo producción de fluidos, característica del bombeo hidráulico, conlleva a un error en cuanto a la simulación del análisis de esfuerzos para un completamiento de este tipo.

A continuación, se presentan las Gráficas 3 y 4, que presentan los perfiles de presión y temperatura de la tubería, generados después de una simulación inyección/producción, y las gráficas 5 y 6, las cuales evidencian la posición de los esfuerzos originados por cada una de las operaciones simuladas, con respecto a las envolventes del empaque hidráulico y de la tubería 3½” EUE N-80 respectivamente. Como se mencionó en el capítulo 3, las envolventes tanto del empaque como de la tubería son generadas a partir de sus propiedades específicas de resistencia, datos que son proporcionados al programa en el momento de caracterizar las herramientas que hacen parte del completamiento.

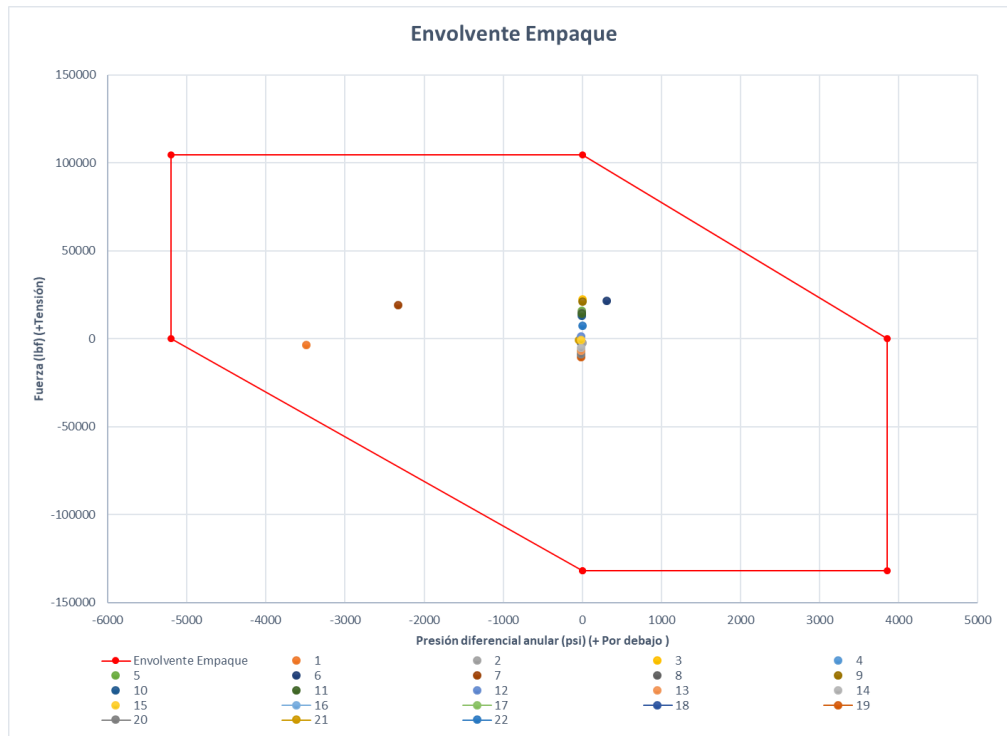
Gráfica 3. Perfil de temperatura de tubería. USCO 1



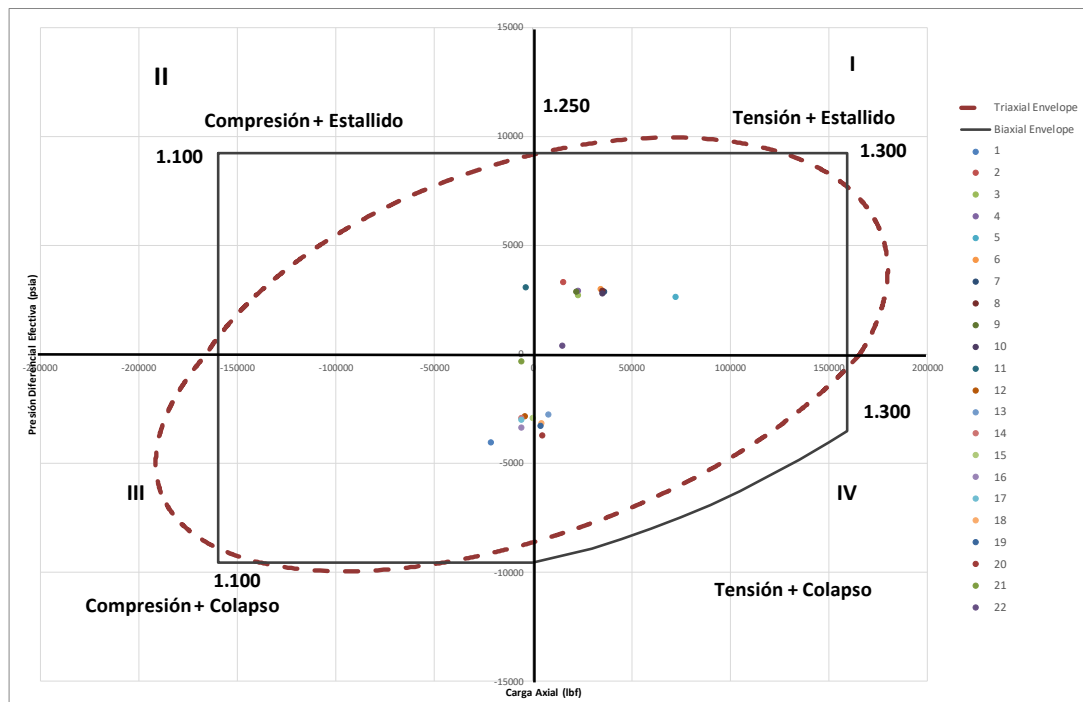
Gráfica 4. Perfil de presión interna de tubería. USCO 1



Gráfica 5. Envoltura Operativa del empaque USCO 1



Gráfica 6. Envoltura Operativa de la tubería USCO 1



En las gráficas anteriores (5 y 6), se pueden observar claramente los esfuerzos generados por cada una de las operaciones, representados en forma de puntos.

Para el caso de la gráfica 5, cada punto representa específicamente el esfuerzo que generan las operaciones sobre el empaque hidráulico. A medida que los puntos se acercan a la envolvente (línea roja), se hace más crítica la operación, pues se está más cerca de llegar a la zona de falla.

La gráfica 6, puede ser vista desde el mismo enfoque de la anterior. En este caso, los puntos representan los esfuerzos generados sobre la tubería. Se puede observar que la dispersión de los puntos dentro de la envolvente es mayor comparada con los esfuerzos sobre el empaque. Lo anterior se explica por el hecho de que la tubería representa la sección de mayor longitud de la sarta de completamiento, por lo cual, ésta se verá afectada en mayor proporción por las operaciones que se realicen en el pozo.

De manera general, se puede decir que las herramientas seleccionadas para el completamiento sencillo del pozo USCO 1, se encuentran dentro de los parámetros permitidos en cuanto a esfuerzos, limitados por la envolvente de la tubería y la envolvente del empaque.

En el capítulo 3, se habló de resistencias máximas de tubería y de cómo su relación con las cargas a las que se ve expuesto el completamiento sirve para determinar el grado de seguridad de la sarta por medio de factores.

De acuerdo con lo anterior, y para un mayor entendimiento, se presenta la tabla 10, que muestra los valores críticos de factores de seguridad para cada una de las operaciones y tipos de carga (axial, colapso, estallido, triaxial). Estos valores fueron escogidos determinando la cercanía que tenían con los factores de diseño dados como dato de entrada para el caso de análisis del pozo USCO 1. Entre más se aproximan los factores de seguridad a los factores de diseño, se dice que la tubería se está acercando a la carga máxima que podrá soportar. Cada uno de los datos de factor de seguridad está reportado a la profundidad a la cual ocurre.

Tabla 10. Factores de seguridad críticos USCO 1

OPERACIÓN	TRIAxIAL		ESTALLIDO		COLAPSO		AXIAL	
	Prof. (ft)	SF	Prof. (ft)	SF	Prof. (ft)	SF	Prof. (ft)	SF
1	16,1	2,397	5372,4	100+	5372,4	1,21	16,1	6,923
2	16,1	2,92	5372,4	1,571	5369,6	100+	16,1	3,196
3	16,1	2,95	5372,4	1,821	5369,6	100+	16,1	2,827
4	16,1	2,968	5372,4	1,766	5369,6	100+	16,1	2,825
5	16,1	2,969	5372,4	1,776	5369,6	100+	16,1	2,825
6	16,1	2,914	5372,4	1,752	5369,6	100+	16,1	2,848
7	16,1	2,915	5372,4	1,784	5369,6	100+	16,1	2,849
8	16,1	2,913	5372,4	1,712	5369,6	100+	16,1	2,847
9	16,1	2,931	5372,4	1,82	5369,6	100+	16,1	2,87
10	16,1	2,929	5372,4	1,766	5369,6	100+	16,1	2,868
11	16,1	2,939	5372,4	1,838	5369,6	100+	16,1	2,88
12	16,1	2,299	5372,4	100+	5369,6	1,705	16,1	4,512
13	16,1	2,297	5372,4	100+	5369,6	1,758	16,1	4,504
14	16,1	2,297	5372,4	100+	5369,6	1,749	16,1	4,506
15	16,1	2,341	5372,4	100+	5369,6	1,726	16,1	4,716
16	16,1	2,34	5372,4	100+	5369,6	1,783	16,1	4,708
17	16,1	2,34	5372,4	100+	5369,6	1,771	16,1	4,709
18	16,1	2,373	5372,4	100+	5369,6	1,705	16,1	4,878
19	16,1	2,372	5372,4	100+	5369,6	1,761	16,1	4,868
20	16,1	2,372	5372,4	100+	5369,6	1,749	16,1	4,87
21	16,1	4,892	5372,4	100+	5372,4	13,433	16,1	4,646
22	16,1	4,074	5372,4	16,396	5372,4	52,176	16,1	3,957

Es importante notar que, para cada una de las operaciones, no todos los tipos de carga afectan significativamente a la tubería. De esta manera, es necesario entender que el tipo de operación determina la carga crítica a la cual se verá expuesta.

El caso de análisis de esfuerzos para un completamiento de bombeo hidráulico como cualquier otro, presenta criticidad a ciertas profundidades o puntos específicos. De la tabla 11, se toman los valores de factores de seguridad que más se acerquen a los factores de diseño para cada una de las 22 operaciones, discriminando las cargas que no sean críticas, y se presenta como resultado final, la tabla 12, que relaciona cada una de las operaciones simuladas con el factor de seguridad de la carga crítica a la profundidad que ésta ocurre.

(Espacio en blanco intencional)

Tabla 11. Resultados Simulación USCO 1

CARGAS REALIZADAS		RESULTADOS ESFUERZOS - USCO 1								
		Presión Anular (psi)	Presión Tubería (psi)	FLUIDO DE TUBERÍA		FLUIDO DE ANULAR		FACTORES DE SEGURIDAD CRITICOS		
Caso	CARGA			TIPO DE FLUIDO	Valor (ppg)	TIPO DE FLUIDO	Valor (ppg)	TIPO	VALOR	MD (ft)
1	Prueba de Presión Anular	3.500	NA	CRUDO	7	AGUA	8,33	COLAPSO	1,21	5372,4
2	Prueba de Presión Tubería	NA	3500	CRUDO	7	AGUA	8,33	ESTALLIDO	1,571	5369,5
3	JPD 0% ET	200	3500	CRUDO	7	CRUDO	7,3	ESTALLIDO	1,821	5372,4
4	JPD 100% ET	200	3500	CRUDO	7	CRUDO	7,3	ESTALLIDO	1,766	5372,4
5	JPD 80% ET	200	3500	CRUDO	7	CRUDO	7,3	ESTALLIDO	1,773	5372,4
6	JPD 0% Agua	200	3500	AGUA	8,33	AGUA	8,3	ESTALLIDO	1,752	5372,4
7	JPD 100% Agua	200	3500	AGUA	8,33	AGUA	8,3	ESTALLIDO	1,784	5372,4
8	JPD 80% Agua	200	3500	AGUA	8,33	AGUA	8,3	ESTALLIDO	1,712	5372,4
9	JPD 0% Crudo	200	3500	CRUDO	7	CRUDO	7,3	ESTALLIDO	1,82	5372,4
10	JPD 100% Crudo	200	3500	CRUDO	7	CRUDO	7,3	ESTALLIDO	1,766	5372,4
11	JPD 80% Crudo	200	3500	CRUDO	7	CRUDO	7,3	ESTALLIDO	1,838	5372,4
12	JPR 0% ET	3.500	200	CRUDO	7,3	CRUDO	7	COLAPSO	1,644	5369,6
13	JPR 100% ET	3.500	200	CRUDO	7,3	CRUDO	7	COLAPSO	1,644	5369,6
14	JPR 80% ET	3.500	200	CRUDO	7,3	CRUDO	7	COLAPSO	1,646	5369,6
15	JPR 0% Agua	3.500	200	AGUA	8,33	AGUA	8,3	COLAPSO	1,642	5369,6
16	JPR 100% Agua	3.500	200	AGUA	8,33	AGUA	8,3	COLAPSO	1,645	5369,6
17	JPR 80% Agua	3.500	200	AGUA	8,33	AGUA	8,3	COLAPSO	1,644	5369,6
18	JPR 0% Crudo	3.500	200	CRUDO	7,3	CRUDO	7	COLAPSO	1,639	5369,6
19	JPR 100% Crudo	3.500	200	CRUDO	7,3	CRUDO	7	COLAPSO	1,641	5369,6
20	JPR 80% Crudo	3.500	200	CRUDO	7,3	CRUDO	7	COLAPSO	1,641	5369,6
21	Circulación con salmuera	100	380,55	SALMUERA	8,4	SALMUERA	8,4	AXIAL	4,646	16,1
22	Shut In	NA	400	CRUDO				AXIAL	4,074	16,1

4.2 Pozo USCO 2

El pozo USCO 2 es un pozo vertical que espera producir selectivamente a partir de cuatro formaciones diferentes (Arena A, B, C, D). Por esta razón, se implementará un completamiento *selectivo*, conformado por tubería de producción, y *varios* empaques para aislar las zonas de interés. Adicionalmente, los fluidos de yacimiento serán llevados a superficie utilizando una configuración convencional de bombeo hidráulico tipo jet.

En la tabla 12, se presenta la información general del pozo USCO-2, que será utilizada como dato de entrada para realizar el análisis de esfuerzos.

Tabla 12. Generalidades pozo USCO-2. Completamiento Sencillo

Generalidades	
Pozo	USCO 2
Campo	USCO
Profundidad del hueco [ft]	6268.05
Formación	ARENAS A, B, C, D
Intervalos de cañoneos [ft]	5756' - 5795'; 5831' - 5901' 5927' - 6013'; 6048' - 6146'
Revestimiento [in]	7
Presión de fondo [PSI]	2615
Temperatura de fondo [°F]	160

4.2.1 Selección de herramientas

Dada la información general del pozo, y teniendo conocimiento sobre las funciones de cada uno de los componentes de un completamiento para bombeo hidráulico, se procederá a seleccionar las herramientas adecuadas para llevar a cabo la producción de los fluidos de las zonas de interés.

- *Wireline reentry guide*: Permite guiar la tubería de completamiento.
- *Niple bottom-no go*: Posibilita la creación de un diferencial de presión para realizar el sentamiento del empaque hidráulico.
- *Empaques*: Contribuyen a efectuar un proceso controlado de producción y a aislar las zonas de interés.
- *On off tool*: Se utilizará dado el caso de tener que desconectar la sarta por efecto de condiciones adversas.
- *Camisas de circulación*: Permite alojar la bomba hidráulica tipo jet, y comunicar la tubería con el espacio anular para poner en producción una o más zonas de interés.

- *Pup joints*: Facilita realizar el espaciado requerido por los componentes de la sarta de completamiento.

Debido a que se espera que los cambios de fluido generen un efecto de tensión sobre la sarta, los empaques que se utilizarán serán hidráulicos de liberación por rotación, los cuales se podrán sentar en una sola corrida en el pozo. Adicionalmente, el fluido de yacimiento es subsaturado y no genera daños sobre el material de la sarta (corrosión), por lo que se utilizará una tubería convencional de producción de 3 ½" EUE grado N-80.

4.2.2 Espaciado (Estado Mecánico)

Conociendo las consideraciones para realizar el espaciado de un completamiento de bombeo hidráulico (Capítulo. 3), se diseña el estado mecánico del pozo USCO 2 (*Anexo 2*), teniendo en cuenta principalmente, que las camisas de circulación se encuentren a una distancia prudente del intervalo productor.

4.2.3 Análisis de Esfuerzos

Para el pozo USCO 2, se simularán 24 operaciones con un software comercial, donde se tendrán en cuenta las principales operaciones para poner en producción un pozo con bombeo hidráulico. Se variará el sistema de inyección (directa/reversa), el tipo de fluido motriz, la capacidad de levantamiento de la bomba tipo jet y la selectividad de zonas.

Tabla 13. Operaciones simuladas USCO 2

<i>Operación</i>	<i>Descripción</i>	<i>Nomenclatura</i>
1	Prueba anular	
2	Prueba Tubería	
3	Inyección directa, 0% Drawdown y enfriamiento total	JPD 0% ET
4	Inyección directa, 100% Drawdown y enfriamiento total	JPD 100% ET
5	Inyección directa, 80% Drawdown y enfriamiento total	JPD 80% ET
6	Inyección directa, 0% Drawdown y enfriamiento con agua	JPD 0% W
7	Inyección directa, 100% Drawdown y enfriamiento con agua	JPD 100% W
8	Inyección directa, 80% Drawdown y enfriamiento con agua	JPD 80% W
9	Inyección directa, 0% Drawdown y enfriamiento con crudo	JPD 0% O
10	Inyección directa, 100% Drawdown y enfriamiento con crudo	JPD 100% O
11	Inyección directa, 80% Drawdown y enfriamiento con crudo	JPD 80% O
12	Inyección Reversa, 0% Drawdown y enfriamiento total	JPR 0% ET
13	Inyección Reversa, 100% Drawdown y enfriamiento total	JPR 100% ET
14	Inyección Reversa, 80% Drawdown y enfriamiento total	JPR 80% ET

Operación	Descripción	Nomenclatura
15	Inyección Reversa, 0% Drawdown y enfriamiento con agua	JPR 0% W
16	Inyección Reversa, 100% Drawdown y enfriamiento con agua	JPR 100% W
17	Inyección Reversa, 80% Drawdown y enfriamiento con agua	JPR 80% W
18	Inyección Reversa, 0% Drawdown y enfriamiento con crudo	JPR 0% O
19	Inyección Reversa, 100% Drawdown y enfriamiento con crudo	JPR 100% O
20	Inyección Reversa, 80% Drawdown y enfriamiento con crudo	JPR 80% O
21	Circulación con Salmuera	
22	Cierre (Shut-in)	
23	Inyección directa, 100% Drawdown, enfriamiento total, cerradas las camisas B y D	JPD 100% ET (B, D)
24	Inyección directa, 100% Drawdown, enfriamiento total, cerradas las camisas A y C	JPD 100% ET (A, C)

Es de gran importancia tener en cuenta el número de la operación y la nomenclatura de cada caso para interpretar adecuadamente los resultados que se presentarán en forma de tablas y gráficas.

Basados en los rangos de factores de diseño de la tabla 5, se eligen arbitrariamente los factores para realizar las corridas del pozo USCO-2, los cuales se resumen en la siguiente tabla.

Tabla 14. Factores de diseño USCO 2

Modo de fallo	Factor de diseño
Estallido	1.1
Colapso	1.1
Axial (tensión o compresión)	1.3
Triaxial	1.25

Para ver el efecto de la temperatura sobre los esfuerzos en la tubería, se tendrán 3 condiciones específicas: Enfriamiento total, inyección con agua e inyección con crudo.

El enfriamiento total, se simulará con el fin de observar el comportamiento de la tubería en el caso de que la temperatura permanezca invariable desde superficie hasta la profundidad de la camisa. Esta condición es irreal, pero permitirá comparar el efecto de diferentes tipos de fluidos de inyección con una línea base. Por otra parte, los casos de inyección con agua y crudo se harán precisamente, para ver el

efecto que tiene un tipo de fluido determinado sobre los esfuerzos en la tubería durante una operación normal de bombeo hidráulico.

De acuerdo con lo anterior, es necesario caracterizar las condiciones iniciales y finales tanto de presión como del estado de los fluidos para la simulación de las operaciones. De manera general, para los casos de inyección, ya sea en directa o en reversa, se utilizará una presión de 3500 psi, produciendo en cabeza con una presión de 200 psi en anular o en tubería, dependiendo del caso. Para las pruebas tanto de anular como de tubería, se trabajará con una presión 500 psi por encima de la presión de inyección de fluido de potencia. Para las operaciones de circulación con salmuera y cierre de pozo, se trabajará con presiones arbitrarias con el fin único de hacer una caracterización completa de las operaciones realizadas en un pozo selectivo.

Finalmente, la selectividad de zonas mantendrá los valores de presión de inyección y producción en 3500 psi y 200 psi, con la variante de que se asignará un 0% de drawdown a las zonas que se quieren simular como cerradas, y un 100% de drawdown a las que se quieren simular como abiertas.

En la tabla 15, se relacionan cada una de las operaciones que se llevarán a cabo en la simulación, con las presiones que se manejarán tanto en tubería como en anular para las tres condiciones ya conocidas. De igual manera, se pone en evidencia el cambio de densidad del fluido por efecto de la operación de bombeo hidráulico.

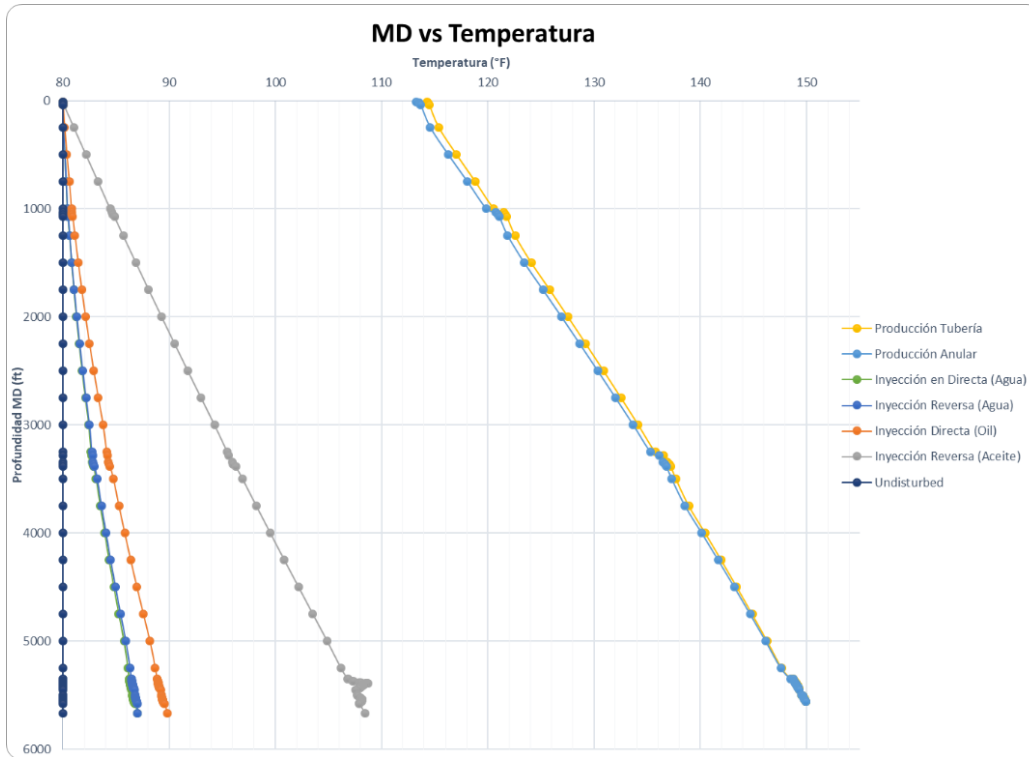
Tabla 15. Condiciones iniciales para cada operación. USCO 2

CARGAS REALIZADAS		RESULTADOS PARA TUBERÍA					
Caso	CARGA	Presión Anular (psi)	Presión Tubería (psi)	FLUIDO DE TUBERÍA		FLUIDO DE ANULAR	
				TIPO DE FLUIDO	Valor (ppg)	TIPO DE FLUIDO	Valor (ppg)
1	Prueba de Presión Anular	3.500	N/A	CRUDO	7	AGUA	8,33
2	Prueba de Presión Tubería	NA	3500	CRUDO	7	AGUA	8,33
3	JPD 0% ET	200	3500,00	CRUDO	7	CRUDO	7,3
4	JPD 100% ET	200	3500,00	CRUDO	7	CRUDO	7,3
5	JPD 80% ET	200	3500	CRUDO	7	CRUDO	7,3
6	JPD 0% Agua	200	3500	AGUA	8,33	AGUA	8,3
7	JPD 100% Agua	200	3500	AGUA	8,33	AGUA	8,3
8	JPD 80% Agua	200	3500	AGUA	8,33	AGUA	8,3

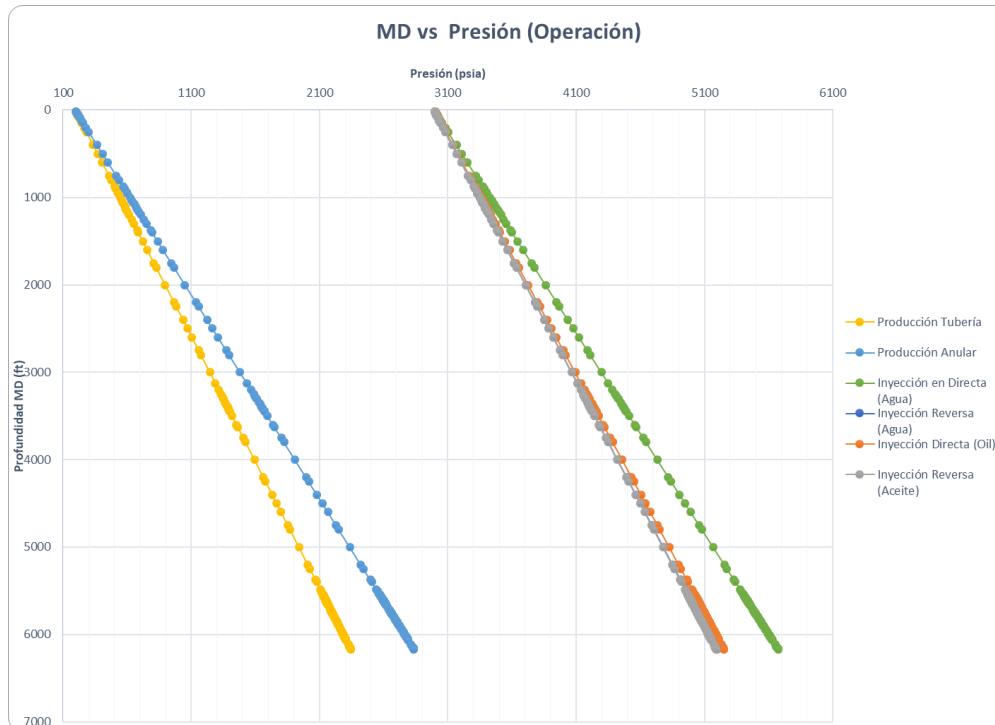
CARGAS REALIZADAS		RESULTADOS PARA TUBERÍA					
Caso	CARGA	Presión Anular (psi)	Presión Tubería (psi)	FLUIDO DE TUBERÍA		FLUIDO DE ANULAR	
				TIPO DE FLUIDO	Valor (ppg)	TIPO DE FLUIDO	Valor (ppg)
9	JPD 0% Crudo	200	3500	CRUDO	7	CRUDO	7,3
10	JPD 100% Crudo	200	3500	CRUDO	7	CRUDO	7,3
11	JPD 80% Crudo	200	3500	CRUDO	7	CRUDO	7,3
12	JPR 0% ET	3.500	200	CRUDO	7,3	CRUDO	7
13	JPR 100% ET	3.500	200	CRUDO	7,3	CRUDO	7
14	JPR 80% ET	3.500	200	CRUDO	7,3	CRUDO	7
15	JPR 0% Agua	3.500	200	AGUA	8,33	AGUA	8,3
16	JPR 100% Agua	3.500	200	AGUA	8,33	AGUA	8,3
17	JPR 80% Agua	3.500	200	AGUA	8,33	AGUA	8,3
18	JPR 0% Crudo	3.500	200	CRUDO	7,3	CRUDO	7
19	JPR 100% Crudo	3.500	200	CRUDO	7,3	CRUDO	7
20	JPR 80% Crudo	3.500	200	CRUDO	7,3	CRUDO	7
21	Circulación con salmuera	100	380,55	SALMUERA	8,4	SALMUERA	8,4
22	Shut In	N/A	400	CRUDO			
23	JPD 100% ET(B,D)	200	3500	CRUDO	7	CRUDO	7,3
24	JPD 100% ET (A,C)	200	3500	CRUDO	7	CRUDO	7,3

Conociendo los tres escenarios, y que el completamiento de bombeo hidráulico requiere simular una inyección hasta la camisa y producción por debajo de ella, con la ayuda de un software se generan los perfiles de profundidad versus presión y temperatura. Estos perfiles serán la información de arranque que utilizará el software para realizar el análisis de esfuerzos de cada una de las 24 operaciones ya planteadas.

Gráfica 7. Perfil de temperatura de fluido USCO 2



Gráfica 8. Perfil de presión interna. USCO 2

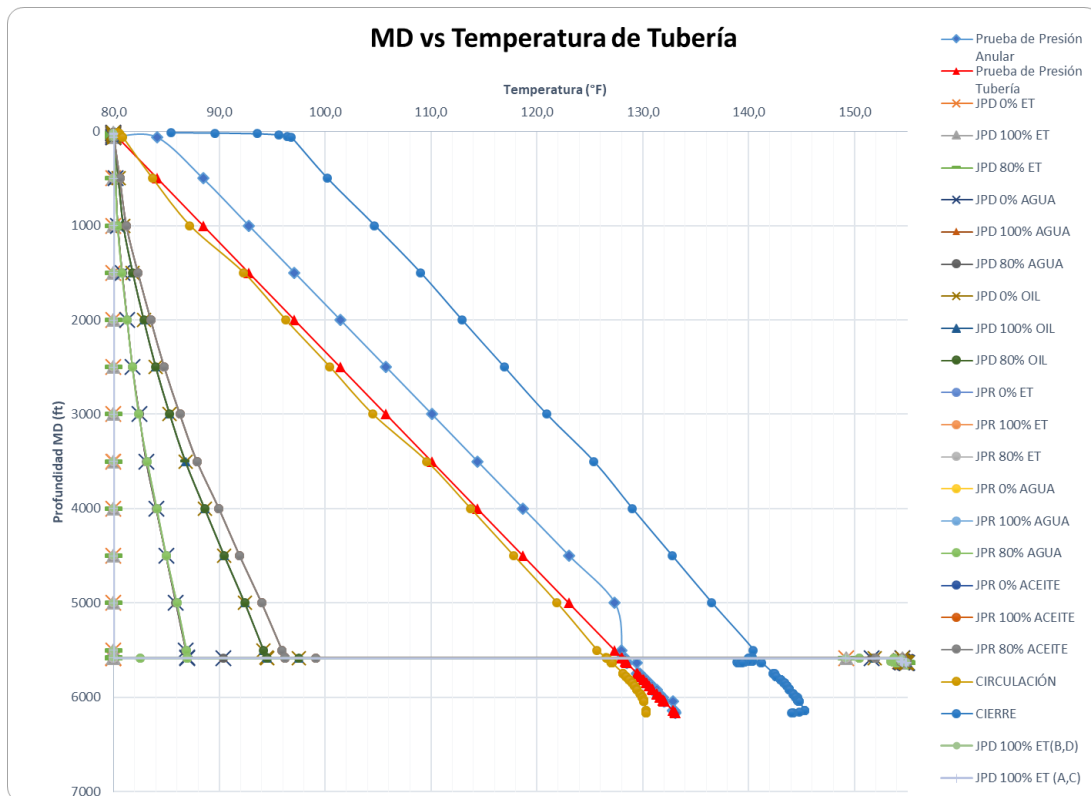


Con la ayuda de la información proporcionada inicialmente acerca del pozo USCO-2, las herramientas seleccionadas para el completamiento y sus características específicas de resistencia, el diseño del espaciamiento, los factores de diseño y los perfiles de presión y temperatura generados, es posible simular con el software las 24 operaciones planteadas, con un alto grado de confiabilidad.

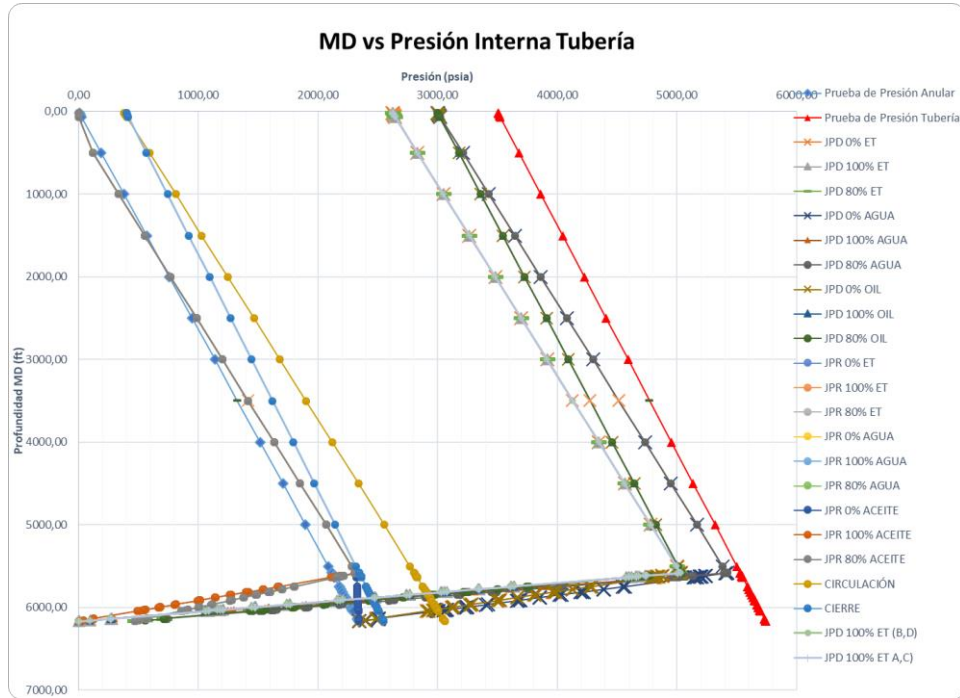
Es importante señalar, que el omitir la generación de los perfiles por efecto del tipo de fluido motriz y la consideración de inyección y al mismo tiempo producción de fluidos, característica del bombeo hidráulico, conlleva a un error en cuanto a la simulación del análisis de esfuerzos para un completamiento de este tipo.

A continuación, se presentan las Gráficas 9 y 10, las cuales son los perfiles de temperatura generados después de la simulación de inyección/producción y las Gráficas, 11, 12 ,13, 14 y 15 las cuales evidencian la posición de los esfuerzos originados por cada una de las operaciones simuladas, con respecto a las envolventes de los empaques hidráulicos y de la tubería 3½” EUE N-80 respectivamente. Como se mencionó en el capítulo 3, las envolventes tanto de los empaques como de la tubería son generadas a partir de sus propiedades específicas de resistencia, datos que son proporcionados al programa en el momento de caracterizar las herramientas que hacen parte del completamiento.

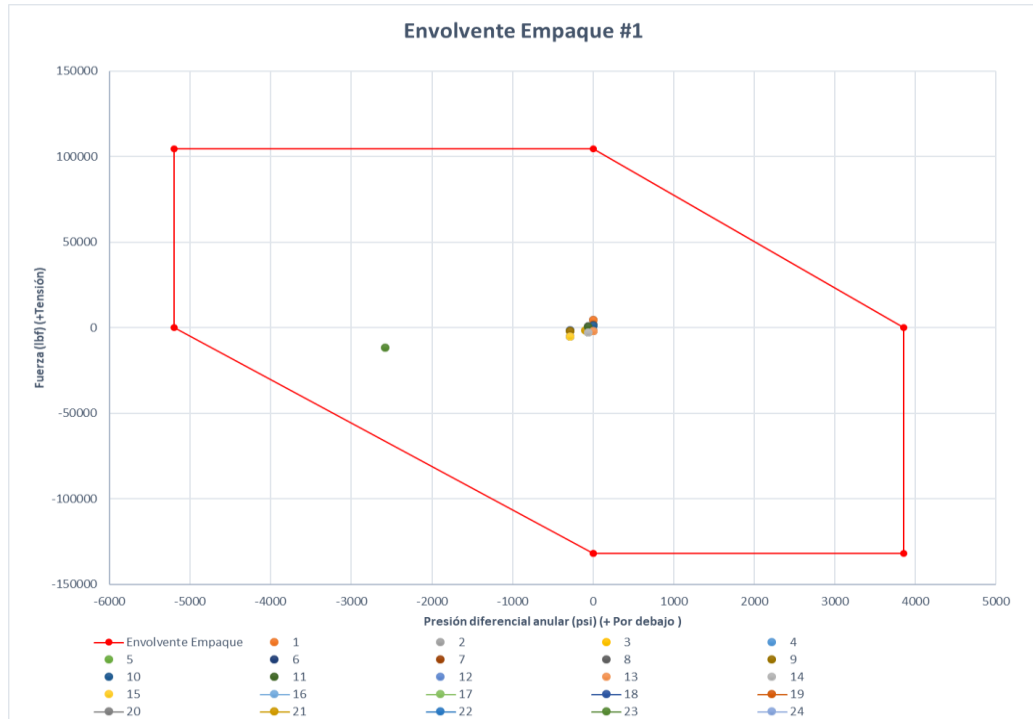
Gráfica 9. Perfil de temperatura de tubería. USCO 2



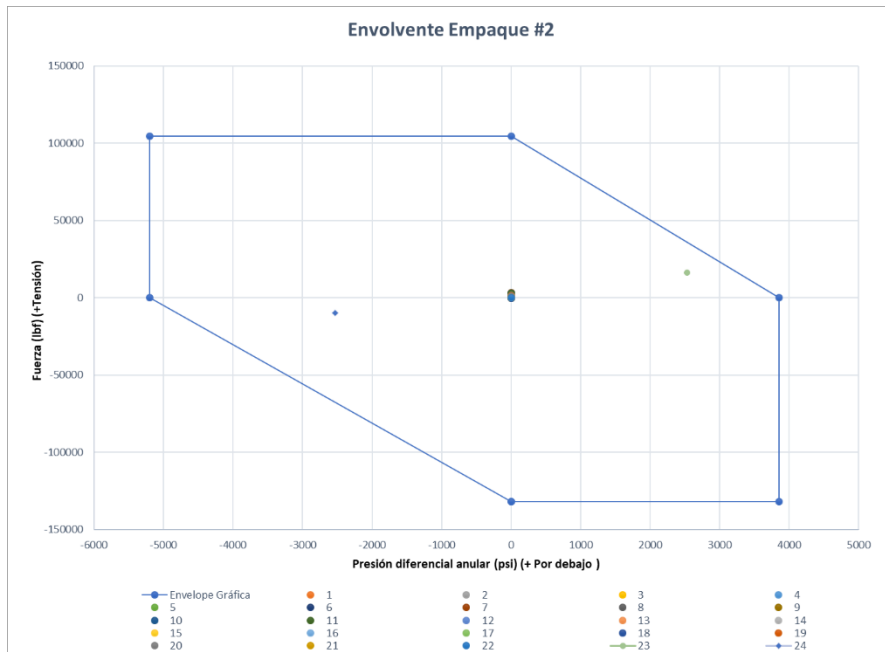
Gráfica 10. Perfil de presión interna tubería. USCO 2



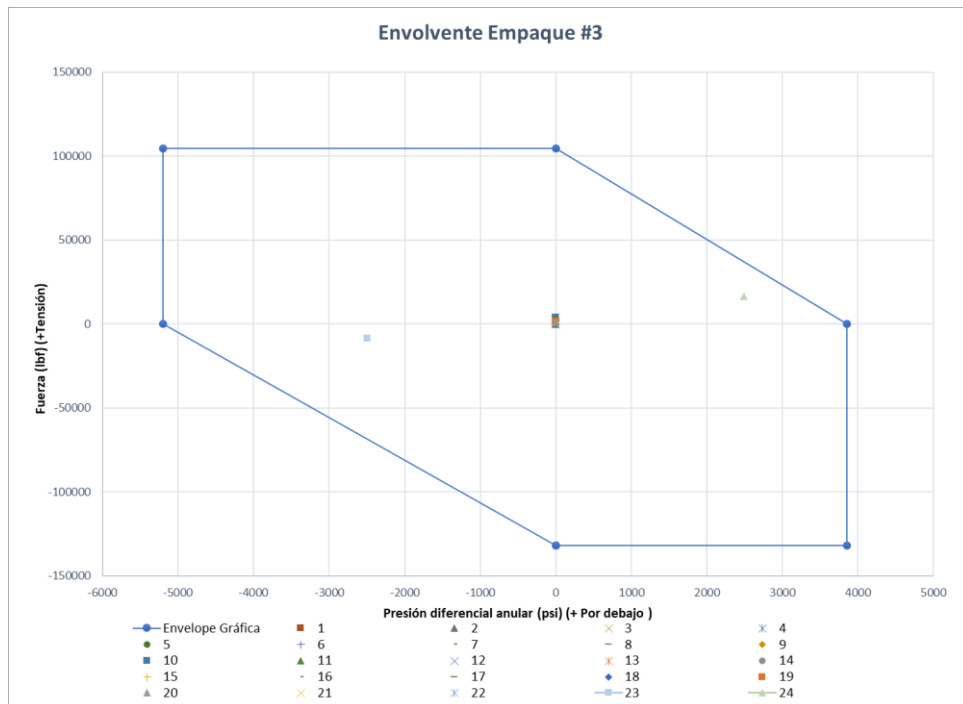
Gráfica 11. Envoltura Operativa Empaque#1. USCO 2



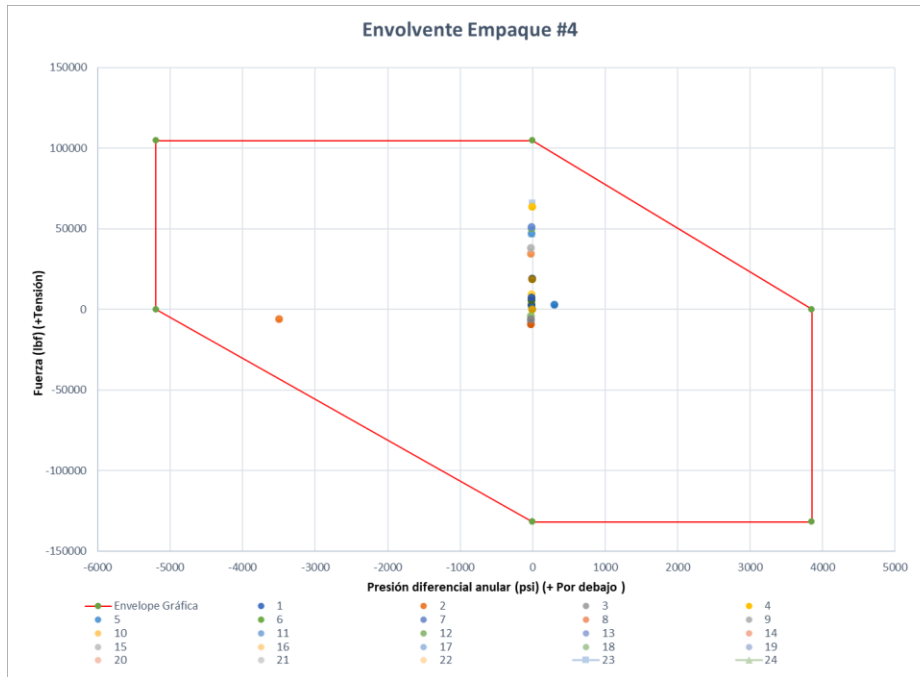
Gráfica 12. Envoltente Operativa Empaque# 2. USCO 2



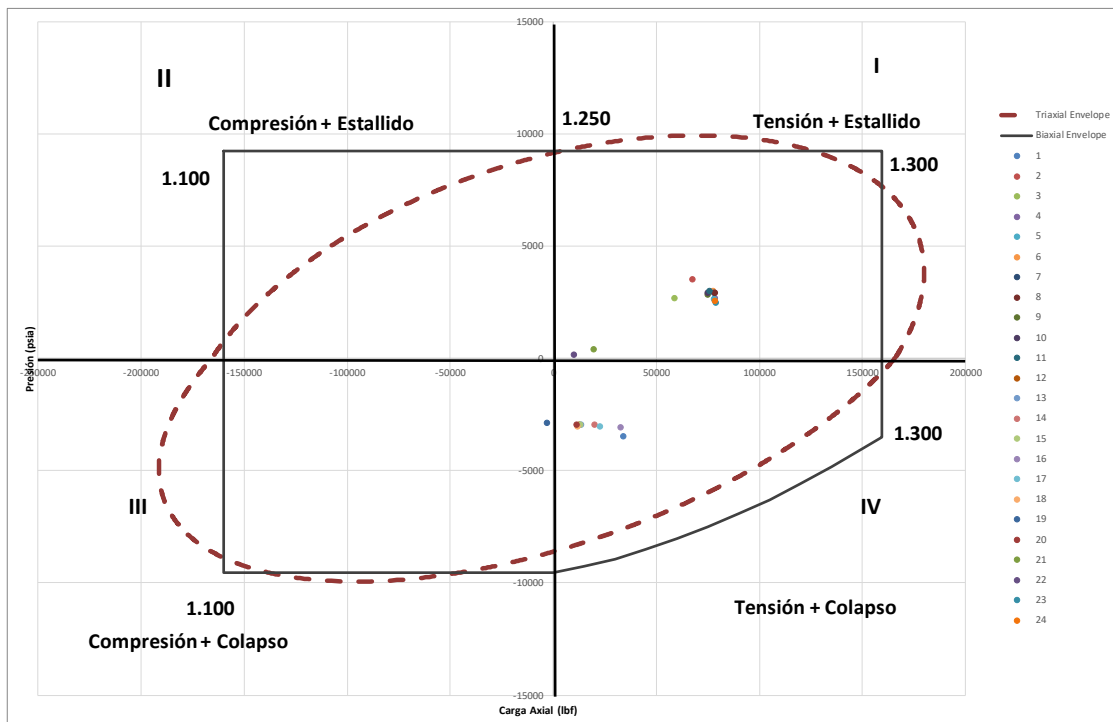
Gráfica 13. Envoltente Operativa Empaque#3. USCO 2



Gráfica 14. Envolvente Operativa Empaque#4. USCO 2



Gráfica 15. Envolvente de tubería. USCO 2



En las gráficas anteriores (11, 12, 13, 14 y 15), se pueden observar claramente los esfuerzos generados por cada una de las operaciones, representados en forma de puntos.

Para el caso de las gráficas 11, 12, 13 y 14, cada punto representa específicamente el esfuerzo que generan las operaciones sobre cada uno de los empaques hidráulicos que hacen parte de la sarta selectiva. A medida que los puntos se acercan a la envolvente (línea roja), se hace más crítica la operación, pues se está más cerca de llegar a la zona de falla.

La gráfica 15, puede ser vista desde el mismo enfoque de la anterior. En este caso, los puntos representan los esfuerzos generados sobre la tubería. Se puede observar que la dispersión de los puntos dentro de la envolvente es mayor comparada con los esfuerzos sobre el empaque. Lo anterior se explica por el hecho de que la tubería representa la sección de mayor longitud de la sarta de completamiento, por lo cual, ésta se verá afectada en mayor proporción por las operaciones que se realicen en el pozo.

Es notable, que en operaciones de apertura y cierre de zonas (23, 24), el esfuerzo sobre los empaques será considerablemente mayor comparado con las otras cargas. Esto se debe a que los diferenciales de presión aumentan al producir las zonas de interés selectivamente.

De manera general, se puede decir que las herramientas seleccionadas para el completamiento selectivo del pozo USCO 2, se encuentran dentro de los parámetros permitidos en cuanto a esfuerzos, limitados por la envolvente de la tubería y la envolvente de los empaques.

En el capítulo 3, se habló de resistencias máximas de tubería y de cómo su relación con las cargas a las que se ve expuesto el completamiento sirve para determinar el grado de seguridad de la sarta por medio de factores.

De acuerdo con lo anterior, y para un mayor entendimiento, se presenta la tabla 16, que muestra los valores críticos de factores de seguridad para cada una de las operaciones y tipos de carga (axial, colapso, estallido, triaxial). Estos valores fueron escogidos determinando la cercanía que tenían con los factores de diseño dados como dato de entrada para el caso de análisis del pozo USCO 2. Entre más se aproximan los factores de seguridad a los factores de diseño, se dice que la tubería se está acercando a la carga máxima que podrá soportar. Cada uno de los datos de factor de seguridad está reportado a la profundidad a la cual ocurre.

Tabla 16. Factores de Seguridad Críticos USCO 2

OPERACIÓN	TRIAxIAL		ESTALLIDO		COLAPSO		AxIAL	
	Prof (ft)	SF	Prof (ft)	SF	Prof (ft)	SF	Prof (ft)	SF
1	16,1	2,317	5585,9	100+	5585,9	1,203	16,1	6,106
2	16,1	2,827	5585,9	1,577	5583,1	100+	16,1	3,011
3	16,1	2,806	5585,9	1,809	5583,1	100+	16,1	2,646
4	16,1	2,804	5585,9	1,729	5583,1	100+	16,1	2,644
5	16,1	2,804	5585,9	1,745	5583,1	100+	16,1	2,644
6	16,1	2,751	5585,9	1,628	5583,1	100+	16,1	2,648
7	16,1	2,748	5585,9	1,564	5583,1	100+	16,1	2,645
8	16,1	2,749	5585,9	1,576	5583,1	100+	16,1	2,646
9	16,1	2,814	5585,9	1,809	5583,1	100+	16,1	2,723
10	16,1	2,811	5585,9	1,730	5583,1	100+	16,1	2,721
11	16,1	2,812	5585,9	1,745	5583,1	100+	16,1	2,721
12	16,1	2,196	5585,9	100+	5583,1	1,637	16,1	4,067
13	16,1	2,194	5585,9	100+	5583,1	1,64	16,1	4,06
14	16,1	2,195	5585,9	100+	5583,1	1,639	16,1	4,062
15	16,1	2,191	5585,9	100+	5583,1	1,453	16,1	4,03
16	16,1	2,189	5585,9	100+	5583,1	1,455	16,1	4,023
17	16,1	2,19	5585,9	100+	5583,1	1,455	16,1	4,025
18	16,1	2,23	5585,9	100+	5583,1	1,631	16,1	4,188
19	16,1	2,228	5585,9	100+	5583,1	1,633	16,1	4,181
20	16,1	2,228	5585,9	100+	5583,1	1,633	16,1	4,182
21	16,1	3,777	5585,9	16,369	5585,9	45,582	16,1	3,675
22	16,1	4,553	5585,9	100+	5585,9	12,39	16,1	4,335
23	16,1	2,806	5585,9	1,816	5585,9	100+	16,1	2,646
24	16,1	2,804	5585,9	1,729	5585,9	100+	16,1	2,644

Es importante notar que, para cada una de las operaciones, no todos los tipos de carga afectan significativamente a la tubería. De esta manera, es necesario entender que el tipo de operación determina la carga crítica a la cual se verá expuesta.

El caso de análisis de esfuerzos para un completamiento de bombeo hidráulico como cualquier otro, presenta criticidad a ciertas profundidades o puntos específicos. De la tabla 16, se toman los valores de factores de seguridad que más se acerquen a los factores de diseño para cada una de las 24 operaciones, discriminando las cargas que no sean críticas, y se presenta como resultado final, la tabla 17, que relaciona cada una de las operaciones simuladas con el factor de seguridad de la carga crítica a la profundidad que ésta ocurre.

Tabla 17. Resultados Simulación USCO 2

CARGAS REALIZADAS		RESULTADOS ESFUERZOS- USCO 2								
		Presión Anular (psi)	Presión Tubería (psi)	FLUIDO DE TUBERÍA		FLUIDO DE ANULAR		FACTORES DE SEGURIDAD CRITICOS		
Caso	CARGA			TIPO DE FLUIDO	Valor (ppg)	TIPO DE FLUIDO	Valor (ppg)	TIPO	VALOR	MD (ft)
1	Prueba de Presión Anular	3.500	NA	CRUDO	7	AGUA	8,33	COLAPSO	1,202	5585,9
2	Prueba de Presión Tubería	NA	3500	CRUDO	7	AGUA	8,33	ESTALLIDO	1,577	5585,9
3	JPD 0% ET	200	3500,00	CRUDO	7	CRUDO	7,3	ESTALLIDO	1,809	5585,9
4	JPD 100% ET	200	3500,00	CRUDO	7	CRUDO	7,3	ESTALLIDO	1,729	5585,9
5	JPD 80% ET	200	3500	CRUDO	7	CRUDO	7,3	ESTALLIDO	1,745	5585,9
6	JPD 0% Agua	200	3500	AGUA	8,33	AGUA	8,3	ESTALLIDO	1,628	5585,9
7	JPD 100% Agua	200	3500	AGUA	8,33	AGUA	8,3	ESTALLIDO	1,564	5585,9
8	JPD 80% Agua	200	3500	AGUA	8,33	AGUA	8,3	ESTALLIDO	1,576	5585,9
9	JPD 0% Crudo	200	3500	CRUDO	7	CRUDO	7,3	ESTALLIDO	1,809	5585,9
10	JPD 100% Crudo	200	3500	CRUDO	7	CRUDO	7,3	ESTALLIDO	1,73	5585,9
11	JPD 80% Crudo	200	3500	CRUDO	7	CRUDO	7,3	ESTALLIDO	1,745	5585,9
12	JPR 0% ET	3.500	200	CRUDO	7,3	CRUDO	7	COLAPSO	1,637	5583,1
13	JPR 100% ET	3.500	200	CRUDO	7,3	CRUDO	7	COLAPSO	1,64	5583,1
14	JPR 80% ET	3.500	200	CRUDO	7,3	CRUDO	7	COLAPSO	1,639	5583,1
15	JPR 0% Agua	3.500	200	AGUA	8,33	AGUA	8,3	COLAPSO	1,453	5583,1
16	JPR 100% Agua	3.500	200	AGUA	8,33	AGUA	8,3	COLAPSO	1,455	5583,1
17	JPR 80% Agua	3.500	200	AGUA	8,33	AGUA	8,3	COLAPSO	1,455	5583,1
18	JPR 0% Crudo	3.500	200	CRUDO	7,3	CRUDO	7	COLAPSO	1,631	5583,1
19	JPR 100% Crudo	3.500	200	CRUDO	7,3	CRUDO	7	COLAPSO	1,633	5583,1
20	JPR 80% Crudo	3.500	200	CRUDO	7,3	CRUDO	7	COLAPSO	1,633	5583,1
21	Circulación con salmuera	100	380,55	SALMUERA	8,4	SALMUERA	8,4	AXIAL	3,675	16,1
22	Shut In	NA	400	CRUDO				AXIAL	4,335	0,1
23	JPD 100% ET(B,D)	200	3500	CRUDO	7	CRUDO	7,3	ESTALLIDO	1,816	5585,9
24	JPD 100% ET (A,C)	200	3500	CRUDO	7	CRUDO	7,3	ESTALLIDO	1,729	5585,9

CONCLUSIONES

- El tipo de fluido que se utilice durante la operación de bombeo hidráulico afecta directamente los esfuerzos a lo largo de la sarta, pues las propiedades de conductividad térmica varían. Esto genera efectos de tensión o compresión que pueden verse reflejados en los análisis de carga axial.
- El análisis de condiciones específicas de drawdown, evidencia que los esfuerzos generados por cambios de presión afectan principalmente a los empaques. Los esfuerzos sobre la tubería tienden a permanecer invariables.
- La temperatura juega un papel importante en esfuerzos de tipo axial, por lo que se puede observar una condición crítica de cargas axiales para el caso de temperatura constante hasta la camisa en ambos casos. Sarta sencilla y selectiva.
- En pozos selectivos, los esfuerzos sobre cada empaque se ven afectados por los intervalos de producción de zonas. La condición de selectividad produce en los empaques un alto diferencial de presión, lo cual contribuye a que se acerquen a la zona de falla. De esta manera, es una condición crítica la evaluación de selectividad de zonas y el drawdown que se aplicará para la producción de éstas.
- En pozos selectivos, con zonas de producción abiertas completamente, el análisis de esfuerzos para los empaques muestra que para zonas intermedias (2,3), los esfuerzos son mínimos, y para zonas externas (1,4) los esfuerzos son máximos.
- Los factores de seguridad críticos se dan en la sección de la camisa donde se aloja la bomba jet, sin embargo, teniendo en cuenta que esta camisa se encuentra abierta durante el bombeo, las presiones tienden a igualarse, por lo cual se espera que no falle.

RECOMENDACIONES

Realizar el análisis de esfuerzos para sartas de bombeo hidráulico, donde se presenten diferentes porcentajes de corrosión en la tubería, para tener idea del tiempo durante la cual la sarta seguirá cumpliendo con los factores de diseño.

Escoger adecuadamente el fluido de potencia para evitar al máximo efectos de cargas axiales por la acción de cambios de temperatura.

Planificar adecuadamente con base en el estado mecánico del pozo, y la tubería a usar, las presiones máximas de inyección.

Evaluar la apertura y cierre de zonas en pozos selectivos con el fin de evitar al máximo los grandes diferenciales de presión.

Simular las operaciones en pozos con bombeo hidráulico con diferentes tipos de tubería, con el fin de escoger la que más se adapte a las condiciones de inyección/producción que se presentan en este tipo de levantamiento.

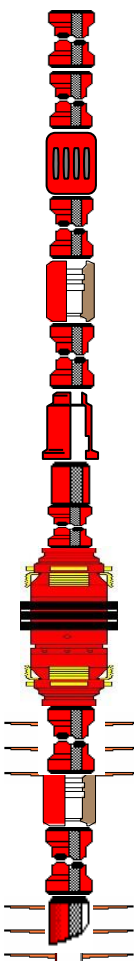
BIBLIOGRAFÍA

- API Bull. 5C3. (1985). *Formulas and Calculations for Casing, Tubing, Drillpipe, and Line Pipe Properties*.
- Arredondo, T; E, Vargas;. (2003). *Métodos de producción. Introducción a la ingeniería de petróleos. Barcelona 2003*. barcelona.
- Bellarby, J. (2009). *WELL COMPLETION DESIGN*.
- Briz, E. (2008). *Estudios y utilización del Simulador eclipse 100 para Nuevas estrategias de producción en yacimientos hidrocarburíferos del oriente ecuatoriano*.
- C. WEBBER, J. (1949). FUNDAMENTAL FORCES INVOLVED IN THE USE OF OIL WELL PACKERS, SPE 949271. *JOURNAL of PETROLEUM TECHNOLOGY*.
- Cortes, C. M. (2017). *Completamiento Avanzado e Hidráulica de Pozos*. Neiva .
- Fothergill, J., SPE, & Baker Oil Tools. (2002). *Ratings Standardization for Production Packers SPE 80945*.
- INTERNATIONAL, H. (2012). *HYDRAULIC PUMPING SOLUTIONS. II*.
- Johnson, R., J. Jellison, M., & F. Klementich, E. (1987). Triaxial Load Capacity Diagrams Provide a New Approach to Casing and Tubing Design Analysis SPE 13434. *SPE Drilling Engineering*.
- Maggiolo, R; Mariño, E;. (n.d.). *istemas de levantamiento artificial*.
- Mariño, E; Maggiolo, R;. (n.d.). *Métodos de producción. Asesoría en Ingeniería de Petróleos Ltda*.
- Petroleum Engineering Handbook. (n.d.). *Hydraulic Pumping. National Oil Well*.
- SCHLUMBERGER. (n.d.). *OILFIELD GLOSSARY*. Retrieved from http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/h/hydraulic_pumping.aspx
- SERTECPET. (2015). *CATALOGO DE SERVICIOS Y PRODUCTOS*.
- SOLIPET. (n.d.). *MANUAL DE BOMBEO HIDRAULICO*.
- Toro, Miguel; San Miguel, Norman Hernando;. (2017). *Determinación de la envolvente operativa de la tubería de completamiento*. Neiva.
- Ulisses, M. (2013). *Capacidad de resistencia de tuberías petroleras*. Mexico D.F.
- Zamudio, Camila; Cortes, Carla;. (2018). *DETERMINACIÓN DEL PERFIL AXIAL DENTRO DEL ANÁLISIS DE ESFUERZOS DE COMPLETAMIENTO DE ACUERDO A SU CONFIGURACIÓN Y A LOS SERVICIOS QUE PRESENTE EL POZO*. Neiva: Universidad Surcolombiana.

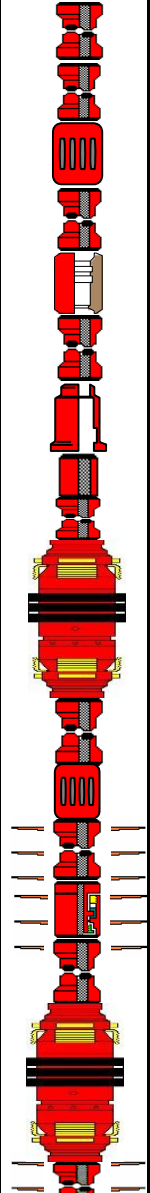
COMPañIA	U. SURCOLOMBIANA	POZO	USCO 1	FLUIDO (PPG)	7.3	BHA [ft]
REP. COMP	A. MOTTA/ A. SILVA	CAMPO	USCO	BHP [PSIA]	2300	187.91
SERVICIO	ANALISIS DE ESFUERZOS	FONDO DE HUECO @	5666.46	BHT [°F]	150	RAT HOLE [ft]
				FORMACION	ARENA X	109

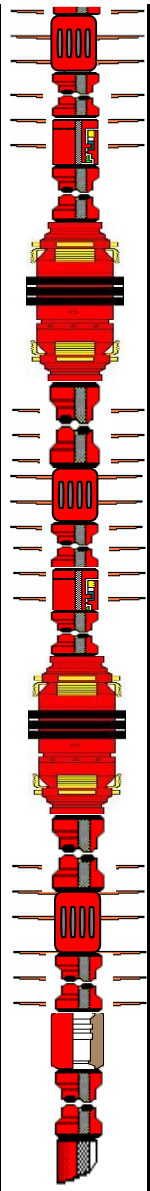
SARTA	DESCRIPCION	ROSCA TOPE	ROSCA FONDO	CANT.	OD [in]	ID [in]	LONG. [ft]	PROF. TOPE [ft]	PROF. FONDO [ft]
-------	-------------	------------	-------------	-------	---------	---------	------------	-----------------	------------------

Intervalos: 5435.4' - 5455.4' (20') ; 5472.3' - 5502.3' (30')

	RKB TUBING						20	0	20	
	HANGER TUBING	11"5M	3 1/2" EUE	1	11.000	2.990	0.85	20	20.85	
	JOINT PUP JOINT	3 1/2" EUE	3 1/2" EUE	1	4.500	2.992	30.50	20.85	51.35	
	TUBING JOINT	3 1/2" EUE	3 1/2" EUE	2	4.500	2.992	11.20	51.35	62.55	
	CAMISA DE CIRCULACIÓN	3 1/2" EUE	3 1/2" EUE	174	4.500	2.992	5307.00	62.55	5369.55	
	TUBING JOINT	3 1/2" EUE	3 1/2" EUE	1	4.500	2.810	2.92	5369.55	5372.47	
	LANDING NIPPLE	3 1/2" EUE	3 1/2" EUE	1	4.500	2.992	30.50	5372.47	5402.97	
	PUP JOINT	3 1/2" EUE	3 1/2" EUE	1	4.500	2.690	1.15	5402.97	5404.12	
	ON OFF TOOL	3 1/2" EUE	3 1/2" EUE	1	4.500	2.992	6.10	5404.12	5410.22	
	X-OVER	3 1/2" EUE	3 1/2" EUE	1	5.850	2.990	2.08	5410.22	5412.30	
	PUP JOINT	3 1/2" EUE	2 7/8 EUE	1	4.500	2.440	0.79	5412.30	5413.09	
	TOP HYDRAULIC PACKER	2 7/8 EUE	2 7/8 EUE	1	2.875	2.440	4.06	5413.09	5417.15	
		2 7/8 EUE		1	6.050	2.440	2.76	5417.15	5419.91	
	MIDDLE OF RUBBERS								5419.91	5419.91
	BOTTOM HYDRAULIC PACKER		2 7/8 EUE			6.050	2.440	2.76	5419.91	5422.67
	PUP JOINT	2 7/8 EUE	2 7/8 EUE	3	4.500	2.440	11.25	5422.67	5433.92	
	TUBING JOINT	2 7/8 EUE	2 7/8 EUE	3	2.875	2.440	91.50	5433.92	5525.42	
LANDING NIPPLE	2 7/8 EUE	2 7/8 EUE	1	3.660	2.197	1.04	5525.42	5526.46		
TUBING JOINT	2 7/8 EUE	2 7/8 EUE	1	2.875	2.440	30.50	5526.46	5556.96		
WIRELINE ENTRY GUIDE	2 7/8 EUE		1	3.650	2.440	0.50	5556.96	5557.46		

COMPañIA	U. SURCOLOMBIANA	POZO	USCO 2	FLUIDO (PPG)	7.3	BHA [ft]
REP. COMP	A. MOTTA/ A. SILVA	CAMPO	USCO	BHP [PSIA]	2615	585
SERVICIO	ANALISIS DE ESFUERZOS	FONDO DE HUECO @	6268.05	BHT [°F]	160	RAT HOLE [ft]
				FORMACION	ARENAS: A, B, C, D	100

SARTA	DESCRIPCION	ROSCA TOPE	ROSCA FONDO	CANT.	OD [in]	ID [in]	LONG. [ft]	PROF. TOPE [ft]	PROF. FONDO [ft]	
Intervalos: 5756' - 5795' (39') ; 5831' - 5901' (30') ; 5927' - 6013' (86') ; 6048' - 6146' (98')										
	RKB TUBING						20	0	20	
	HANGER TUBING	11"5M	3 1/2" EUE	1	11.000	2.990	0.85	20	20.85	
	JOINT PUP JOINT	3 1/2" EUE	3 1/2" EUE	1	4.500	2.992	30.50	20.85	51.35	
	TUBING JOINT	3 1/2" EUE	3 1/2" EUE	2	4.500	2.992	11.20	51.35	62.55	
	CAMISA DE CIRCULACIÓN	3 1/2" EUE	3 1/2" EUE	181	4.500	2.992	5520.50	62.55	5583.05	
	TUBING JOINT	3 1/2" EUE	3 1/2" EUE	1	4.500	2.810	2.92	5583.05	5585.97	
	LANDING NIPPLE	3 1/2" EUE	3 1/2" EUE	1	4.500	2.992	30.50	5585.97	5616.47	
	PUP JOINT	3 1/2" EUE	3 1/2" EUE	1	4.500	2.690	1.15	5616.47	5617.62	
	ON OFF TOOL	3 1/2" EUE	3 1/2" EUE	1	4.500	2.992	6.10	5617.62	5623.72	
	X-OVER	3 1/2" EUE	3 1/2" EUE	1	5.850	2.990	2.08	5623.72	5625.80	
	PUP JOINT	3 1/2" EUE	2 7/8 EUE	1	4.500	2.440	0.79	5625.80	5626.59	
	TOP HYDRAULIC PACKER	2 7/8 EUE	2 7/8 EUE	1	2.875	2.440	4.06	5626.59	5630.65	
		2 7/8 EUE		1	6.050	2.440	2.76	5630.65	5633.41	
	MIDDLE OF RUBBERS								5633.41	5633.41
	BOTTOM HYDRAULIC PACKER		2 7/8 EUE			6.050	2.440	2.76	5633.41	5636.17
	PUP JOINT	2 7/8 EUE	2 7/8 EUE	2	2.875	2.440	17.50	5636.17	5653.67	
	TUBING JOINT	2 7/8 EUE	2 7/8 EUE	3	2.875	2.440	91.50	5653.67	5745.17	
	CAMISA DE CIRCULACIÓN	2 7/8 EUE	2 7/8 EUE	1	3.680	2.313	3.09	5745.17	5748.26	
	TUBING JOINT	2 7/8 EUE	2 7/8 EUE	1	2.875	2.440	30.50	5748.26	5778.76	
	SHEAR OUT SAFETY JOINT	2 7/8 EUE	2 7/8 EUE	1	3.850	2.440	0.99	5778.76	5779.75	
TUBING JOINT	2 7/8 EUE	2 7/8 EUE	1	2.875	2.440	30.50	5779.75	5810.25		
TOP HYDRAULIC PACKER	2 7/8 EUE		1	6.050	2.440	2.76	5810.25	5813.01		
MIDDLE OF RUBBERS								5813.01	5813.01	
BOTTOM HYDRAULIC PACKER		2 7/8 EUE			6.050	2.440	2.76	5813.01	5815.77	
TUBING JOINT	2 7/8 EUE	2 7/8 EUE	1	2.875	2.440	30.5	5815.77	5846.27		

	CAMISA DE CIRCULACIÓN	2 7/8 EUE	2 7/8 EUE	1	3.680	2.313	3.09	5846.27	5849.36	
	TUBING JOINT SHEAR OUT	2 7/8 EUE	2 7/8 EUE	1	2.875	2.440	30.50	5849.36	5879.86	
	SAFETY JOINT	2 7/8 EUE	2 7/8 EUE	1	3.850	2.440	0.99	5879.86	5880.85	
	TUBING JOINT	2 7/8 EUE	2 7/8 EUE	1	2.875	2.440	30.50	5880.85	5911.35	
	TOP HYDRAULIC PACKER	2 7/8 EUE		1	6.050	2.440	2.76	5911.35	5914.11	
	MIDDLE OF RUBBERS								5914.11	5914.11
	BOTTOM HYDRAULIC PACKER		2 7/8 EUE		6.050	2.440	2.76	5914.11	5916.87	
	PUP JOINT	2 7/8 EUE	2 7/8 EUE	2	2.875	2.440	15.29	5916.87	5932.16	
	TUBING JOINT	2 7/8 EUE	2 7/8 EUE	1	2.875	2.440	30.5	5932.16	5962.66	
	CAMISA DE CIRCULACIÓN	2 7/8 EUE	2 7/8 EUE	1	3.680	2.313	3.09	5962.66	5965.75	
	TUBING JOINT SHEAR OUT	2 7/8 EUE	2 7/8 EUE	1	2.875	2.440	30.50	5965.75	5996.25	
	SAFETY JOINT	2 7/8 EUE	2 7/8 EUE	1	3.850	2.440	0.99	5996.25	5997.24	
	TUBING JOINT	2 7/8 EUE	2 7/8 EUE	1	2.875	2.440	30.50	5997.24	6027.74	
	TOP HYDRAULIC PACKER	2 7/8 EUE		1	6.050	2.440	2.76	6027.74	6030.50	
	MIDDLE OF RUBBERS								6030.50	6030.50
	BOTTOM HYDRAULIC PACKER		2 7/8 EUE		6.050	2.440	2.76	6030.50	6033.26	
	PUP JOINT	2 7/8 EUE	2 7/8 EUE	2	4.500	2.440	8.16	6033.26	6041.42	
	CAMISA DE CIRCULACIÓN	3 7/8 EUE	3 7/8 EUE	1	3.680	2.313	3.09	6041.42	6044.51	
	TUBING JOINT	2 7/8 EUE	2 7/8 EUE	3	2.875	2.440	91.50	6044.51	6136.01	
LANDING NIPPLE	2 7/8 EUE	2 7/8 EUE	1	3.660	2.197	1.04	6136.01	6137.05		
TUBING JOINT	2 7/8 EUE	2 7/8 EUE	1	2.875	2.440	30.50	6137.05	6167.55		
WIRELINE ENTRY GUIDE	2 7/8 EUE		1	3.650	2.440	0.50	6167.55	6168.05		