

Universidad Autónoma de Baja
California

Facultad de Ingeniería

Maestría y Doctorado en Ciencias e
Ingeniería



**“Análisis de elemento finito de una tubería API K55 de
revestimiento sometida a esfuerzos térmicos”**

TESIS

Que presenta para obtener el grado de Maestra en Ciencias

Ana Cristina García Ibarra

Director de tesis:

Dr. Israel Saucedo Meza

Mexicali Baja California, Febrero 2017

Agradecimiento

La vida se encuentra llena de retos y uno de ellos es la universidad y me he dado cuenta que más haya de ser un reto, es una base para mi vida y futuro. Le agradezco a mi institución, la Universidad Autónoma de Baja California, y a CONACYT por la oportunidad.

Agradezco a mis maestros sinodales por sus esfuerzos, pero principalmente a mi director de tesis, el Dr. Israel Saucedo Meza, por apoyarme durante estos dos años, con sus conocimientos, paciencia y motivación que han sido fundamentales para mi formación.

Este tiempo dedicado a la investigación no ha sido fácil, durante el camino te topas con obstáculos, sin embargo no es imposible.

Tuve maestros durante mi carrera que me enseñaron la importancia de la preparación continua y quiero agradecerlo de manera especial ya que me motivaron a continuar, además de otros que siguen apoyándome y aconsejando.

Pero sobre todo quiero agradecer a mi familia, por su apoyo incondicional, no solo durante estos dos años, sino por los 6 y medio que llevamos estudiando, y en todo momento estuvieron a mi lado.

A mi esposo, que siempre me motiva a ser mejor y a mi hija que ha sido el motor desde el principio.

Gracias a Dios por estar presente en mi vida y permitirme llegar hasta aquí.

Ana Cristina García Ibarra

“ANÁLISIS DE ELEMENTO FINITO DE UNA TUBERÍA API K55 DE REVESTIMIENTO SOMETIDA A ESFUERZOS TÉRMICOS”

CONTENIDO

| | |
|---|-----------|
| Agradecimiento | i |
| Índice de figuras | v |
| Índice de tablas | vi |
| Glosario de términos | viii |
| | |
| CAPÍTULO I. DEFINICIÓN DEL PROBLEMA..... | 3 |
| | |
| 1.1. Introducción | 4 |
| 1.2. Justificación | 6 |
| 1.3. Hipótesis: | 6 |
| 1.4. Objetivo general: | 7 |
| 1.5. Objetivos específicos: | 7 |
| 1.6. Antecedentes. | 7 |
| 1.6.1. Tuberías de revestimiento..... | 8 |
| 1.6.2. Propósito de instalar la tubería de revestimiento | 9 |
| 1.6.3. Tipos de revestidores | 12 |
| 1.6.4. Razones para la utilización de revestidores | 18 |
| | |
| CAPÍTULO II. MARCO TEÓRICO..... | 19 |
| | |
| 2.1. Conceptos generales | 19 |
| 2.1.1. Pozos Geotérmicos (Campo geotérmico de Cerro Prieto) | 20 |
| 2.1.2. Recurso Geotérmico | 24 |
| 2.1.3. Pozos petroleros (PEMEX)..... | 25 |
| 2.1.4. Extracción y perforación del petróleo. | 26 |
| 2.2. Colapso de pozos | 29 |
| 2.2.1. Tipos de colapso..... | 30 |
| 2.3. Diseño | 32 |
| 2.3.1. Metodología del diseño | 33 |
| 2.4. Fallas mecánicas | 35 |

2.4.1. Presión Interna 36

2.4.2. Colapso 37

2.4.3. Tensión..... 38

2.5. Fallas estructurales de las tuberías de revestimiento 39

2.6. Tuberías de revestimiento..... 42

2.7. Norma de referencia NRF-072-CFE, Diseño y fabricación para tuberías de revestimiento en CFE..... 43

2.7.1. Especificaciones particulares de las conexiones 45

2.7.2. Características del acero:..... 46

2.8. Características de la tubería de revestimiento API (PEMEX) 48

2.8.1. Grado del acero..... 49

2.9. Condiciones de fallo de un pozo petrolero..... 51

2.9.1. Manifestaciones de fallo en un pozo 51

2.9.2. Indicadores de los brotes 53

CAPÍTULO III. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA..... 55

3.1. Temperaturas de los pozos..... 56

3.2. Importancia de la utilización de Software de Elemento finito..... 60

3.3. Programas de elemento finito 62

3.4. Análisis por elementos finitos 63

3.4.1. Pre-procesamiento 64

3.4.2 Análisis (cómputo de la solución) 64

3.4.3. Post-procesamiento (visualización) 64

3.5. Programas para elementos finitos..... 65

3.5.1 Abacus 65

3.5.2. Nastran 65

3.5.3. Patran..... 66

3.5.4. SolidWorks 66

3.5.5. Ansys..... 67

CAPÍTULO IV. ANÁLISIS DE ELEMENTO FINITO.....68

4.1. Análisis Estructural 69

4.1.1. Análisis de tubería de revestimiento API K55 con ANSYS..... 70

4.1.2. Especificaciones tubería de revestimiento API K55 71

4.2 Análisis de fallas en los procesos de cementación de las tuberías de revestimiento en pozos geotérmicos. 73

4.2.1. Cementación primaria. 76

4.2.2. Cementación secundaria 76

4.2.3. Cementación forzada..... 76

4.3. Proceso de perforación..... 76

4.4. Simulación Numérica..... 77

4.4.1. Esfuerzos de tracción y compresión..... 78

4.4.2. Cedencia y pandeo 79

4.5. Resultados del análisis numérico 79

Conclusiones.....83

Recomendaciones para trabajos futuros83

Referencias.....84

Índice de figuras

| | |
|---|----|
| Fig.1.Tubería de revestimiento..... | 8 |
| Fig.2. Esquema representativo del uso de las tuberías de revestimiento..... | 12 |
| Fig.3.Tubería conductora..... | 14 |
| Fig.4. Tubería superficial..... | 14 |
| Fig.5. Tubería Intermedia..... | 15 |
| Fig.6. Tubería de producción..... | 16 |
| Fig.7. Tubería corta o liner..... | 16 |
| Fig.8. Localización de Cerro Prieto..... | 21 |
| Fig.9. Zonas con potencial geotérmico..... | 25 |
| Fig.10. Plataforma marina de PEMEX..... | 26 |
| Fig.11. Perforación de un pozo..... | 27 |
| Fig.12. Regiones geográficas y producción de petróleo crudo..... | 28 |
| Fig.13.Referencias técnicas extranjeras aplicables..... | 47 |
| Fig.14. Temperaturas registradas en pozos geotérmicos..... | 56 |
| Fig.15. Temperaturas registradas en pozos petroleros..... | 57 |
| Fig.16. Perfil de temperaturas de formación típico de un pozo..... | 58 |
| Fig.17. Metodología de un análisis de elemento finito..... | 61 |
| Fig.18. Modelo de la tubería..... | 68 |
| Fig.19. Modelo de pozo petrolero..... | 71 |
| Fig.20. Modelo de pozo geotérmico..... | 71 |
| Fig. 21. Cementación primaria y secundaria respectivamente..... | 74 |
| Fig.22. Proceso de cementación..... | 76 |
| Fig.23. Esfuerzos de compresión..... | 77 |
| Fig.24. Esfuerzos de tensión..... | 77 |
| Fig.25. Tubería sometida a esfuerzos de compresión..... | 79 |
| Fig.26. Tubería de revestimiento segundo cabezal del pozo..... | 80 |
| Fig.27. Tubería tercer cabezal..... | 81 |
| Fig.28. Tubería de 11 5/8 de pulgada con 2500 metros de profundidad..... | 81 |
| Fig.29. Tubería de fondo con longitud de 3500 metros..... | 82 |

Índice de tablas

| | |
|--|----|
| Tabla 1. Características geométricas y mecánicas de la tubería de perforación..... | 10 |
| Tabla 2. Características geométricas y mecánicas de la tubería de producción | 11 |
| Tabla 3. Producción en toneladas/hora Cerro Prieto..... | 23 |
| Tabla 4. Capacidad efectiva de generación geo termoeléctrica nacional..... | 23 |
| Tabla 5. Norma de fabricación API..... | 37 |
| Tabla 6. Especificaciones, características y condiciones generales..... | 43 |
| Tabla 7. Dimensiones de las roscas..... | 46 |
| Tabla 8. Grados de acero para la tubería de revestimiento por la API | 49 |
| Tabla 9. Esfuerzos de cedencia para diferentes grados de tubería..... | 50 |
| Tabla 10. Grados de acero de las tuberías de revestimiento | 51 |
| Tabla 11. Perfil de temperatura según cuerpos litológicos | 59 |
| Tabla 12. Propiedades mecánicas de las tuberías y concreto..... | 69 |
| Tabla 13. Dimensiones de las tuberías de revestimiento API K55 | 70 |
| Tabla 14. Espesores entre cemento y tubería para análisis | 70 |
| Tabla 15. Diámetros y espesores de la tubería de revestimiento API K55..... | 71 |

Glosario de términos

Ademe: Es un tubo de acero al carbono que se introduce dentro del pozo de agua para evitar que el suelo se desgaje y taponee nuevamente la perforación.

API: El American Petroleum Institute, conocido comúnmente como API, en español: Instituto Americano del Petróleo, es la principal asociación comercial de los EE. UU., representando cerca de 400 corporaciones implicadas en la producción, el refinamiento, la distribución, y muchos otros aspectos de la industria del petróleo y del gas natural.

Axisimétrico: Simetría de revolución en ANSYS.

BOP: O válvula pre ventora de reventones, es una pieza esencial, entre el equipo de control de los cabezales del pozo, en operaciones de perforación de pozos petroleros

Completación de un pozo: Se entiende por completación o terminación al conjunto de trabajos que se realizan en un pozo después de la perforación o durante la reparación, para dejarlos en condiciones de producir eficientemente los fluidos de la formación o destinarlos a otros usos, como inyección de agua o gas.

Discretización: Generar el mallado por elemento finito.

Drift: Se entiende por completación o terminación al conjunto de trabajos que se realizan en un pozo después de la perforación o durante la reparación, para dejarlos en condiciones de producir eficientemente los fluidos de la formación o destinarlos a otros usos, como inyección de agua o gas.

Liner: Una sarta de revestimiento que no se extiende hasta el extremo superior del pozo, si no que se encuentra anclada o suspendida desde el interior del extremo inferior de la sarta de revestimiento.

Mbd: Millones de barriles de petróleo.

MWe: Mega watts eléctricos.

Problemas de pegadura: La pegadura de la tubería de perforación no es más que la limitación o impedimento del movimiento de la sarta de perforación. Los dos tipos principales de pegadura tubería son: por atascamiento mecánico y por presión diferencial.

Ranurada: Está especialmente diseñado para trabajar en pozos ubicados en formaciones arenosas o no consolidadas, evitando potenciales taponamientos por ingreso al casing de partículas de la formación.

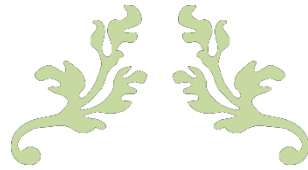
Reservorio: Un reservorio petrolero es una formación de roca sedimentaria porosa y permeable cubierta por una capa de roca impermeable a través de la cual no pueden pasar líquidos o gases. Originalmente los poros se llenaron con agua, pero el petróleo y el gas, formados en una fuente rocosa continua, gradualmente se filtraron en ellas entrampándose contra la capa de roca impermeable. La forma del reservorio debe permitir la acumulación del petróleo (o gas), y la capa de roca impermeable es esencial para imposibilitar su migración.

Revestidor: Tubería de revestimiento

Sarta: Tubería de revestimiento

Sedimentos clásticos no consolidados (SCNC): También conocidas como rocas detríticas, mecánicas o fragmentarias son una clase de rocas sedimentarias compuestas de fragmentos o clastos de roca y minerales pre-existentes acumulados mecánicamente, que han vuelto a consolidar en mayor o menor grado. Cuando no se ha consolidado se prefiere emplear el término depósito.

Tuberías sin costura: La cual consiste en tubería hecha en una sola pieza, sin uniones ni soldaduras, lo que da como resultado una tubería diseñada para usos que requieren una calidad y una especificación especializada, como son los usos de, Conducción de Fluidos y Gases en la Industria Petrolera, Química y Petroquímica, así como en el área de la Construcción.



“ANÁLISIS DE ELEMENTO
FINITO DE UNA TUBERÍA API
K55 DE REVESTIMIENTO
SOMETIDA A ESFUERZOS
TÉRMICOS”



CAPÍTULO I. DEFINICIÓN DEL PROBLEMA



1.1. Introducción

A medida que los reservorios envejecen, son más frecuentes los riesgos durante la perforación, desde yacimientos con recursos agotados con cambios de presión, hasta problemas de inestabilidad en el pozo. Estos problemas incrementan, entre un 10 y 20% el tiempo de perforación. Además de los métodos convencionales empleados para controlar la pérdida de circulación.^[1]

Durante la construcción de un pozo, los procesos de revestimiento y cementación son de vital importancia para el mismo, dado que una deficiente selección y fallas en los cálculos traerían drásticas consecuencias, tales como incremento de los costos, riesgo de pérdida del pozo, riesgos hacia el ambiente y a la seguridad. Por tal motivo al momento de diseñar el revestimiento y cementar un pozo se deben tomar en cuenta las nuevas técnicas, así como las mejores prácticas operacionales dirigidas hacia ambos procesos. El diseño óptimo de un revestidor se asegura en la selección adecuada y económica de tuberías revestidoras, así como su duración y capacidad de resistencia a las condiciones a encontrar durante la perforación y vida útil del pozo.

Existe un acercamiento del mecanismo de deformación de las tuberías de revestimiento tanto de pozos geotérmicos como petroleros, ya que prácticamente se utilizan las mismas tuberías. Básicamente, para conocer una tubería se fundamenta en dos factores principales: el considerar el material adecuado (capacidad de resistencia) y las condiciones de operación (cargas) a los que va a estar sujeta las tuberías. El primer factor abarca desde su fabricación hasta el desempeño mecánico, siendo la base para reconocer la capacidad de una tubería. Mientras que el segundo, se refiere al conocimiento teórico y experimental necesario de las condiciones de trabajo o de carga que se presentaran en un pozo.^[2]

Para esto en el primer capítulo se presentan los objetivos de esta investigación, la hipótesis, así como los antecedentes de las tuberías de revestimiento, propósitos y tipos de revestidores.

En el segundo capítulo se presenta marco teórico, se integran conceptos generales, se habla de la situación actual de Cerro Prieto y Pemex, en donde se describen proceso de fabricación, instalación, etapa de inducción y calentamiento de una tubería, así como las fallas mecánicas que se presentan, se describen cada uno de los tipos de tuberías de revestimiento y las fallas estructurales.

En el tercer capítulo se habla de la importancia de la utilización de software de elemento finito, menciona los programas de elemento finito disponibles y se describen algunos de ellos, así como también el proceso que se lleva a cabo durante la realización del análisis y los pasos que se siguen. Se especifica a su vez las propiedades de la tubería de revestimiento API K55, y su utilización, así como datos importantes para el análisis térmico: como densidad, y conductividad térmica de los materiales que se utilizarán, como el concreto y el acero al carbono, y se comienza con el análisis térmico de la tubería

El cuarto capítulo nombrado Análisis de elemento finito, contiene información del análisis estructural, especificaciones de la tubería de revestimiento, los tipos de fallas a las cuales se encuentran expuestas las tuberías, menciona el proceso de perforación de un pozo y los esfuerzos a los que se encuentra sometido y por último se muestran los resultados de la investigación.

1.2. Justificación

Existen problemas de colapso de pozos los cuales se presentan durante la inducción y calentamiento, pero no se sabe en qué etapa ocurre el daño, este daño puede ocurrir en la tubería durante el proceso de fabricación, en la instalación de la tubería o en la etapa de inducción y calentamiento.

Para hacer referencia a los pozos geotérmicos se habla de la situación actual de Cerro Prieto, localizado en Mexicali Baja California, siendo este el Campo Geotérmico con más capacidad instalada en México, cuenta a la fecha con 166 pozos productores en operación, para mantener esta producción se perforan alrededor de 9 pozos al año, con un costo aproximado de 5 millones de dólares cada uno.

Por otra parte, Pemex cuenta a la fecha con 1290 pozos perforados en operación, con una profundidad promedio entre los 2000 a 3000 metros y pozos productores entre los 4000 a 9000 metros, teniendo los mismos problemas de falla, que la geotermia de Cerro Prieto.

Durante la inducción y calentamiento del pozo, la tubería de revestimiento sufre dilataciones térmicas debido a la transferencia de calor del fluido a la tubería, esto puede provocar daños y un colapso, como ha ocurrido en varias ocasiones. Sin embargo, se desconoce el mecanismo de deformación debido a que la cimentación de los pozos nunca es uniforme, es frecuente que cuando la perforación corta el yacimiento, ocurre una pérdida de circulación de la lechada de cemento, que posteriormente funciona como anclaje. Así mismo, se presentan problemas de falla de la tubería de revestimiento durante el arranque, provocando que el pozo se colapse, por lo que estos se tienen que relocalizar o volver a intervenir para repararlos con un costo adicional, de ahí la importancia del presente estudio.

Con esta investigación se pretende encontrar el porqué de la falla en las tuberías de revestimiento de los pozos.

1.3. Hipótesis:

Con el método de elemento finito, se determinará el daño provocado por esfuerzos térmicos, a los cuales se somete la tubería de revestimiento API K55.

1.4. Objetivo general:

Análisis de tubería API K-55 sometida a esfuerzos térmicos.

1.5. Objetivos específicos:

1. Investigar normas establecidas tanto por CFE como PEMEX para la instalación y fabricación de las tuberías de revestimiento.
2. Analizar las condiciones de falla que presenta la tubería de revestimiento API K55 en los pozos.
3. Obtener resultados de los esfuerzos térmicos en la tubería.
4. Analizar los esfuerzos térmicos a los que se encuentran sometidos los pozos geotérmicos y petroleros haciendo a su vez una correlación de estos.

1.6. Antecedentes.

1.6.1. Tuberías de revestimiento.

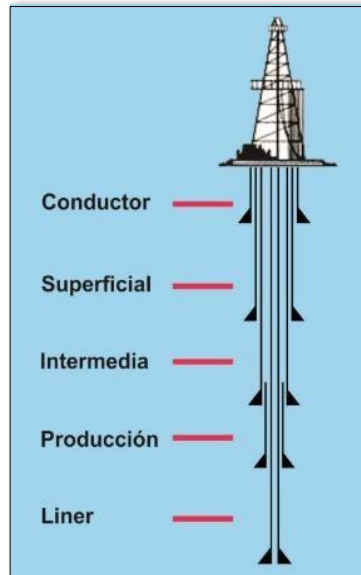


Fig.1. Tubería de revestimiento

Las tuberías de revestimiento son tuberías especiales que se introducen en el pozo perforado y que luego son cementadas para lograr la protección del mismo y permitir posteriormente el flujo de fluidos desde el yacimiento hasta la superficie (*figura 1*). También son conocidas como: revestidores, tubulares, casing. La selección apropiada de las tuberías de revestimiento es uno de los aspectos más importantes en la programación, planificación y operaciones de perforación de pozos.

La capacidad de la sarta de revestimiento seleccionada para soportar las presiones y cargas para una serie dada de condiciones de operación, es un factor importante en la seguridad y economía del proceso de perforación y en la futura vida productiva del pozo. ^[1]

Las características principales a observar en las tuberías de revestimiento y tubería de producción son el diámetro nominal, peso nominal, grado, Drift, resistencia al colapso y resistencia al estallamiento.

Las propiedades antes mencionadas están controladas por la composición química del acero utilizado, la misma que para los grados API tiene los siguientes valores:

- Para H-40, J-55, K-55, N-80, la especificación API-5A indica aceros fundidos en hornos eléctricos a crisol abierto, con una tolerancia de contenido máximo de fósforo de 0.040% y azufre al 0.060%.
- Para los grados C-75, L-80, y C-95 la especificación API-5AC presenta valores de Carbono entre 0.15 a 0.75, Mn 0.30% a 1.90%, Mo de 0.15 a 1.10%, Cr de 0.8% a 14.0%, Ni entre 0.25% a 0.99%, Cu 0.25% a 0.35%, Fósforo (Pmax) 0.020% y Azufre (Smax) 0.010% 8.
- Para grados P-105 y P-110, la especificación API-5AX establece Pmax 0.040% y Smax 0.060%, Para grados Q-125 la especificación API-5AQ determinar los porcentajes de componentes como sigue: C entre 0.35% a 0.50%; Mn entre 1.00% a 1.90%; Mo entre 0.75% o más; Cr entre 1.20% o más; Ni 0.99%; Pmax 0.020% a 0.030%; Smax 0.010% a 0.020%.^[2]

1.6.2. Propósito de instalar la tubería de revestimiento

El propósito de la tubería de revestimiento se enfoca en alcanzar la profundidad total de manera segura con la cantidad de sartas de revestimiento o liners, económicamente efectivas.^[3] Para permitir la perforación y completación de un pozo, es necesario delinear el agujero perforado con tubería de revestimiento. Esta tubería una vez que está en su lugar es cementada, para, reforzar el agujero, aislar formaciones inestables (evitar derrumbes), suministrar control en las presiones de formación, prevenir la contaminación de las zonas productivas con fluidos extraños y facilita la instalación del equipo de superficie y de producción.^[4]

Una vez que se coloca en su lugar, es cementada soportando la tubería de revestimiento y sellando el espacio anular para reforzar el agujero, aislar formaciones inestables, prevenir la contaminación de reservorios de aguas frescas, proveer un sistema de control de presión, confinar y contener fluidos y sólidos producidos por perforación, actuar como conducto para operaciones asociadas (perforación, trabajos con línea de acero, completación y más sartas de revestimiento y tubería), con dimensiones conocidas, sostiene el cabezal del pozo y sartas de tuberías de revestimiento adicionales.^[3]

Las tuberías de revestimiento se fabrican de acero de la más alta calidad y bajo estrictos controles de seguridad en los procesos de fabricación. Son del tipo sin costura, obtenidas por fusión en horno y soldadas eléctricamente. El API ha desarrollado especificaciones para la tubería de revestimiento, aceptadas internacionalmente. Entre las especificaciones incluidas para los revestidores y las conexiones, están las características físicas, propiedades de resistencias a los diferentes esfuerzos y procedimientos de pruebas de control de calidad. En los diseños se deben tomar en cuenta tales especificaciones para minimizar las posibilidades de fallas. Los datos principales que deben conocerse sobre las tuberías de perforación son los siguientes: diámetro nominal, peso nominal, clase, grado, resistencia a la tensión, colapso y torsión. La clase de tubo, se refiere al grado de usabilidad que ha tenido el tubo. El API divide las tuberías en clase I (tubería nueva), II, III y Premium (*Tabla 1*). La construcción del tubo de perforación es otro factor a considerar (*Tabla 2*), ya que se realiza a partir de dos elementos, el tubo madre cuyo diámetro exterior determina el tamaño del tubo, mientras que la junta, cuya función es proporcionar la geometría necesaria para que se pueda labrar una determinada rosca.

Tabla.1. Características geométricas y mecánicas de la tubería de perforación.

| Diámetro nominal (pg) | Peso nominal (lb/pie) | Clase | Grado | Tensión *(lbf) | Torsión (ft-lbf) | Resistencia al Colapso (psi) |
|-----------------------|-----------------------|---------|-------|-----------------|------------------|------------------------------|
| 2 3/8 | 4.85 | I | E75 | 98000 | 4760 | 10500 |
| | | II | G105 | 151000 | 5810 | 11763 |
| | | Premium | X95 | 136000 | 6090 | 12155 |
| 3 1/2 | 13.30 | I | G105 | 452000 | 29520 | 13344 |
| | | II | S135 | 382000 | 22160 | 13721 |
| | | Premium | E75 | 153000 | 11090 | 8703 |
| 4 | 14.00 | I | X95 | 361000 | 29500 | 13721 |
| | | II | S135 | 404000 | 27740 | 15592 |
| | | Premium | G105 | 314000 | 25420 | 13866 |
| 4 1/2 | 20.00 | I | E75 | 412000 | 36900 | 12546 |
| | | II | S135 | 581000 | 44030 | 18058 |
| | | Premium | G105 | 452000 | 40160 | 16042 |
| 5 | 19.50 | I | X95 | 501000 | 52140 | 12039 |
| | | II | X95 | 395000 | 34460 | 9631 |
| | | Premium | S135 | 561000 | 58110 | 15636 |
| 5 1/2 | 24.70 | I | S135 | 895000 | 101830 | 17626 |
| | | II | G105 | 548000 | 52370 | 11096 |
| | | Premium | E75 | 391000 | 44320 | 9051 |
| 6 5/8 | 25.20 | I | E75 | 489000 | 70580 | 6542 |

* lbf = libras fuerza

Estos dos elementos se sueldan por fricción, luego se procede a probar el tubo tensionándolo al 80% o más de su límite de cedencia (deformación elástica), el acero usado para el tubo madre es una aleación de los siguientes elementos; C, Mn, Si, Mo, V, Cr, B, S, y P; cuyas proporciones

varían de acuerdo al grado de la tubería. Es importante llevar el registro del uso que se ha dado a cada tubo, para evaluar su grado de confiabilidad en servicio.

Tabla 2. Características geométricas y mecánicas de la tubería de producción.

| Diámetro nominal (pg) | Peso nominal (lb/ ft) | Grado | Diámetro Drift (pg) | Diámetro Interior (pg) | Resistencia al Colapso (psi) | Tensión (1000 lbf) |
|-----------------------|-----------------------|-------|---------------------|------------------------|------------------------------|--------------------|
| 4 ½ | 9.50 | H-40 | 3.965 | 4.090 | 2760 | 111 |
| | 11.60 | K-55 | 3.875 | 4.052 | 4010 | 165 |
| | 15.10 | P-110 | 3.701 | 3.826 | 14350 | 485 |
| 5 | 11.50 | J-55 | 4.435 | 4.560 | 3060 | 182 |
| | 15.00 | N-80 | 4.283 | 4.408 | 7250 | 350 |
| | 24.10 | P-110 | 3.875 | 4.000 | 19800 | 778 |
| 5 ½ | 14.00 | J-55 | 4.887 | 5.012 | 3120 | 222 |
| | 17.00 | K-55 | 4.767 | 4.892 | 4910 | 273 |
| | 20.00 | P-110 | 4.653 | 4.778 | 11100 | 641 |
| 6 5/8 | 20.00 | H-40 | 5.924 | 6.049 | 2520 | 229 |
| | 24.00 | C-90 | 5.796 | 5.921 | 6140 | 624 |
| | 24.00 | P-110 | 5.796 | 5.921 | 6730 | 763 |
| 7 | 17.00 | H-40 | 6.413 | 6.538 | 1420 | 196 |
| | 23.00 | L-80 | 6.241 | 6.366 | 3830 | 532 |
| | 35.00 | P-110 | 5.879 | 6.004 | 13020 | 1119 |
| 7 5/8 | 47.10 | N-80 | 6.250 | 6.375 | 12040 | 1100 |
| | 26.40 | C-95 | 6.844 | 6.969 | 3710 | 714 |
| | 29.70 | P-110 | 6.750 | 6.875 | 5350 | 940 |
| 8 5/8 | 24.00 | K-55 | 7.972 | 8.097 | 1370 | 381 |
| | 36.00 | L-80 | 7.700 | 7.825 | 4100 | 827 |
| | 49.00 | P-110 | 7.386 | 7.511 | 10750 | 1553 |

La capacidad de la sarta seleccionada para resistir esfuerzos y cargas bajo determinadas condiciones es un factor muy importante para la seguridad y economía en la perforación y posterior producción del pozo. Los factores técnicos corresponden al diámetro, peso, longitud, tipo de unión o rosca, material utilizado, condiciones de carga, naturaleza de la formación, método de fabricación, etc.

La tubería debe tener una superficie lo más lisa posible, tanto en el interior (para evitar que las herramientas o equipos, en el pozo se atoren) como en el exterior (para reducir la fricción entre la tubería y las paredes del hoyo) debe ser hermética, para eliminar entrada de fluido al pozo; y resistir la corrosión.

1.6.3. Tipos de revestidores

Existen principalmente cinco tipos de tuberías de revestimiento instaladas en pozos costa afuera y de tierra como se muestra en *la figura 2*.

- Tubería de conducción
- Tubería superficial de revestimiento
- Tubería intermedia de revestimiento
- Tubería de revestimiento de producción o explotación
- Liner

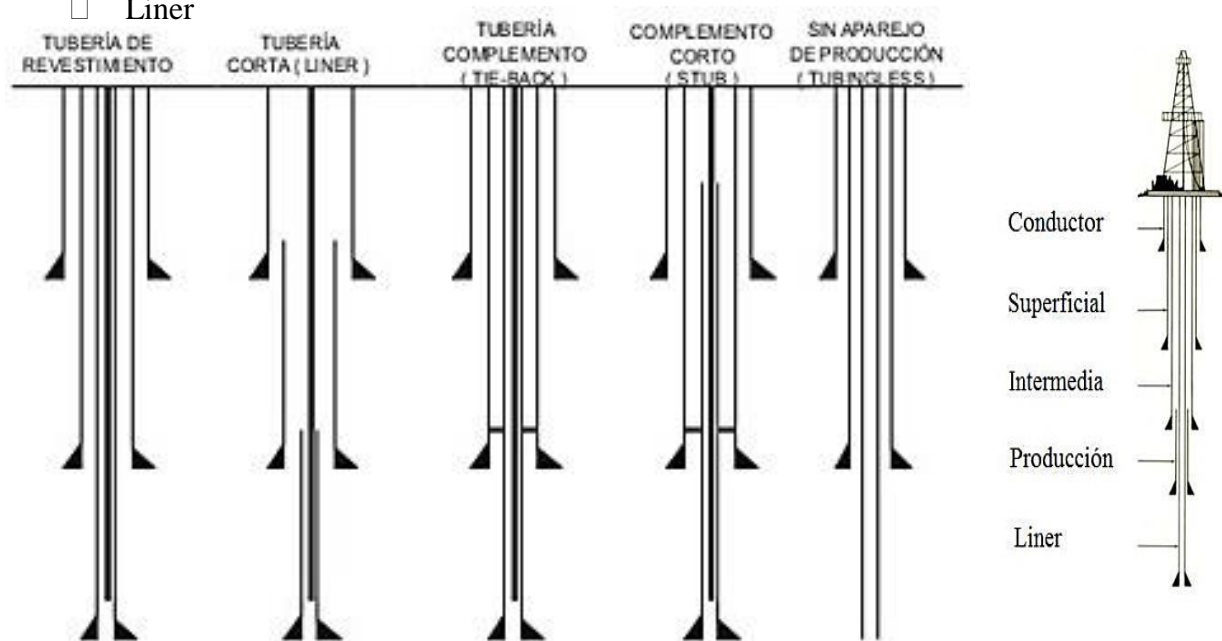


Fig.2. Esquema representativo del uso de las tuberías de revestimiento

El número de sarta de revestimiento que se colocan en un pozo es función de la naturaleza de las formaciones por atravesar y de la profundidad final de hoyo. Las diferentes sartas de revestimiento que se pueden colocar en un pozo son: conductor marino, tubería hincada o pilote de fundación. Tuberías de producción: revestidor conductor, superficial, intermedio, de producción, camisa o liner (esta puede ser intermedia o protectora y de producción), revestidor removible o Tie back.

Tubería Stove:

Es utilizada en locaciones en tierra y es introducida o cementada en un agujero previamente perforado, la tubería protege el suelo inmediatamente debajo de la base del equipo de perforación de la erosión causada por el fluido perforado.

Conductor marino, tubería hincada o pilote de fundación:

Es una característica de operaciones de perforación costa afuera en donde la columna de BOP (preventor de reventones) está por encima del agua, provee fuerza estructural y guía las sarta de perforación y revestimiento hacia el agujero. Es usualmente introducido o cementado en un agujero previamente perforado. La sarta ayuda a aislar formaciones de poca profundidad, no consolidadas y protege la base de la estructura de la erosión causada por el fluido perforado. ^[5] Con la primera sarta de revestimiento que se utiliza en la perforación, se protege el suelo superficial no consolidado y blando, asegurando la estabilidad de la superficie donde es colocado el equipo de perforación y guía la sarta de perforación y las subsecuentes tuberías de revestimiento dentro del hoyo. En su instalación, dichas tuberías son clavadas con martillos hidráulicos o vibratorios. Así mismo, conductor marino es la perforación costa afuera, con impedirreventones superficiales. Pilote de fundación, perforación costa afuera con impedirreventones submarinos y la tubería hincada: siendo estas las perforaciones en tierra.

Revestidor Conductor:

La sarta es utilizada para apoyar formaciones no consolidadas, proteger arenas de aguas frescas de ser contaminadas y revestir cualquier depósito poco profundo de gas. La sarta es usualmente cementada a la superficie en tierra y el lecho marino costa afuera (*figura 3*). En caso de que se utilice BOPs de superficie (es decir auto elevables) la sarta de conducción también sostiene el cabezal del pozo, el arbolito y las sarta de revestimiento subsecuentes. ^[3]

El tubo guía de diámetro grande (entre 16 y 30 pulgadas) se coloca a profundidades someras, cementada hasta superficie o lecho marino. Se utiliza para reforzar la sección superior del hoyo y evitar que la circulación de fluidos de perforación lo lave demasiado.

Entre sus funciones están, evitar que las formaciones someras no consolidadas se derrumben dentro del hoyo, proporcionar una línea de flujo elevada para que el fluido de perforación circule hasta los equipos de control de sólidos y a los tanques de superficie, proteger formaciones de agua dulce superficiales de la contaminación por el fluido de perforación y permite la instalación de un sistema desviador de flujo.



Fig.3. Tubería Conductora

Fuente: tubular design and analysis system (TDAS)

Revestidor de Superficie:

Tiene como objetivo fundamental proteger las formaciones superficiales de las condiciones de perforación más profundas (*figura 4*). Generalmente se cementa hasta superficie. Entre sus funciones más importantes están: evitar la contaminación de yacimientos de agua dulce, proporcionar un gradiente de fractura suficiente para permitir la perforación del próximo hoyo, y soportar el peso del resto de las tuberías que serán colocadas en el pozo.

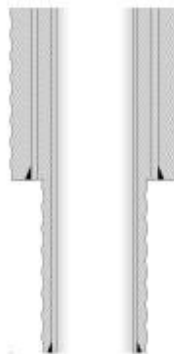


Fig.4. Tubería superficial. Fuente tubular desing and analysis system

Revestidor Intermedio:

Es la tubería que aísla zonas inestables del agujero, zonas con pérdidas de circulación de baja presión, y zonas de producción, se utiliza en la zona de transición normal a presión anormal. La cima del cemento de esta tubería debe aislar cualquier zona de hidrocarburo. Algunos pozos requieren de múltiples sartas intermedias.

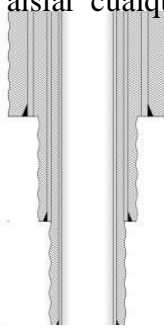


Fig.5. Tubería Intermedia

Fuente: tubular design and analysis system

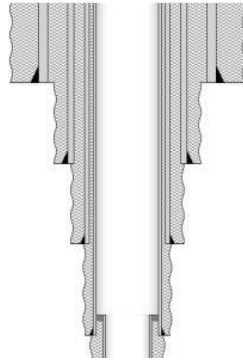
Este tipo de revestidor (*figura 5*) proporciona integridad de presión durante las operaciones de perforación subsecuentes. Sus funciones más importantes son que facilita el control del pozo si se encuentran zonas de presiones anormales, aísla formaciones problemáticas, flujos de agua salada o formaciones que contaminan el fluido de perforación, permite bajar la densidad del lodo para perforar zonas de presiones normales que se encuentran debajo de zonas presurizadas.

Revestidor de Producción:

Es la sarta de revestimiento a través de la cual se completa, produce y controla el pozo durante toda su vida productiva y en la cual se pueden llevar a cabo muchas reparaciones y completaciones (*figura 6*). Este revestidor se coloca hasta cubrir la zona productiva y proporciona un refuerzo para la tubería de producción (“tubing”) durante las operaciones de producción del pozo. Por lo general, no se extiende hasta la superficie y es colgada en la sarta de revestimiento anterior a ella. La profundidad de asentamiento es la profundidad total del pozo.

Las principales funciones son: aislar las formaciones o yacimientos para producir selectivamente, evitar la migración de fluido entre zonas, y servir de aislamiento al equipo de control (cabezal) que se instalará para manejar la producción del pozo.

Existen tuberías de revestimiento que por su condición y objetivo de colocación pueden definirse como: tubería corta o liners.



*Fig.6. Tubular de producción.
Fuente: tubular design and analysis system*

Tubería corta (liners):

Es una sarta de tubería que no se extiende a la cabeza del pozo. En cambio, se sostiene por otra sarta, se usa para reducir costos y mejorar la hidráulica durante perforaciones profundas, puede ser usada tanto en la sarta intermedia como en la explotación, es cementada típicamente a lo largo de toda su longitud (*figura 7*).

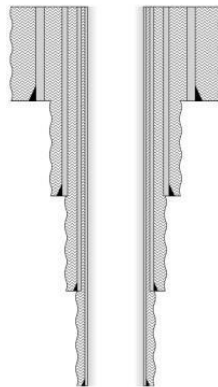


Fig.7. Tubería corta o liner. Fuente: tubular design and analysis system

Camisa o “Liner” Intermedia o Protectora:

Las camisas protectoras o intermedias son sartas que no se extienden hasta la superficie y se cuelgan de la anterior sarta de revestimiento. El propósito de ésta es prevenir problemas de pérdida de circulación cuando se requieren altos pesos de lodo. Proporciona la misma protección que el revestidor intermedio.

Camisa o “Liner” de Producción:

Este tipo de tubería se coloca en la sección interior del revestidor de producción. Su uso principal se realiza en pozos exploratorios debido a que se pueden probar las zonas de interés sin el gasto de una sarta completa.

Luego si existe una producción comercial de hidrocarburo, se puede conectar la sarta hasta la superficie. En la mayoría de los casos se corre con una herramienta especial en el tope del mismo que permite conectar la tubería y extenderla hasta la superficie si se requiere.

Complemento Tie Back:

Es una sarta de tubería que proporciona integridad al pozo desde la cima de la tubería corta hasta la superficie. Es un refuerzo para la tubería de explotación. Si se tienen altas presiones protege de los fluidos corrosivos y refuerza la tubería de explotación en caso de que se presenten daños. Puede cementarse parcialmente.

Los liners de producción generalmente se conectan hasta superficie (en el cabezal del pozo) usando una sarta de revestimiento “tie back” cuando el pozo es completado. Esta sarta se conecta al tope del liner con un conector especial. ^[5]

El tie back aísla revestidor usado que no puede resistir las posibles cargas de presión si continúa la perforación, proporcionando integridad de presión desde el tope del liner hasta el cabezal del pozo. También permite aislar un revestimiento gastado que no puede resistir incrementos de presión o aislar revestimientos intermedios en casos de incrementos de producción.

La tubería de revestimiento constituye una instalación que evita utilizar una sarta en la superficie al fondo del pozo; la longitud de esta tubería permite cubrir el agujero descubierto,

quedando una parte traslapada dentro de la última tubería que puede variar de 50 a 150 metros, y en ocasiones se emplea una longitud mayor dependiendo del objetivo de su introducción

1.6.4. Razones para la utilización de revestidores

- **Control del pozo:** el liner permite aislar las zonas de alta o baja presión y terminar o continuar la perforación con fluidos con alta o baja densidad.
- **Economía de tubería de revestimiento:** se pueden efectuar pruebas de horizontes cercanos a la zapata de la última tubería de revestimiento a un costo muy bajo, debido a la pequeña cantidad de tubería usada, no comparable con una tubería llevada hasta la superficie.
- **Rápida instalación:** las tuberías de revestimiento cortas pueden colocarse en el intervalo deseado mucho más rápido que las normales ya que una vez conectada la cantidad requerida, esta es introducida con la tubería de perforación.
- **Ayuda a corregir el desgaste de la última tubería de revestimiento cementada:** Al continuar la perforación existe la posibilidad de desgastar la tubería de revestimiento. Esto se puede corregir mediante una extensión o complemento de una tubería corta.
- **Evita volúmenes muy grandes de cemento:** Debido a que las tuberías cortas no son cementadas hasta la superficie.
- Existen tres procesos de fabricación de tuberías, el proceso sin costuras, el proceso con soldadura eléctrica-resistencia y el proceso de soldadura eléctrica instantánea (flash). El proceso más utilizado para suministrar la demanda de tuberías dentro del ámbito de perforación, es sin lugar a dudas la fabricación de tuberías sin costuras. ^[5]

CAPÍTULO II. MARCO TEÓRICO



2.1. Conceptos generales

Esta investigación pretende hacer referencia a las tuberías de revestimiento que son utilizadas tanto en pozos geotérmicos como en pozos petroleros. En la primera se hace una descripción del Campo Geotérmico de Cerro Prieto (CFE), mientras que en la segunda se menciona PEMEX en cuestiones generales de los pozos petroleros, se presentan los tipos de tuberías de revestimiento en forma general, así como la descripción de cada una de las tuberías utilizadas (tubería API K-55, API J-55, API L-80, API-80 y 3% Cr), especificaciones de diseño y fabricación de una tubería de revestimiento de acuerdo con la Norma de Referencia de CFE, (para pozos geotérmicos) y la API (para pozos petroleros), y las fallas estructurales que se presentan en dichas tuberías.

2.1.1. Pozos Geotérmicos (Campo geotérmico de Cerro Prieto)

La energía geotérmica forma parte del grupo de energías renovables. No es nuevo este tipo de energía, pero hoy en día existe en el mundo un mayor interés en utilizar este recurso. La energía geotérmica utiliza el calor natural de la tierra a través del agua subterránea que se encuentra por debajo de los 4000 metros de la superficie y donde la temperatura es más alta a lo normal. El procedimiento es bastante simple, hay que perforar la tierra en zonas geográficas específicas donde la temperatura es suficientemente alta, luego se canaliza el agua y el vapor para luego dirigirla hacia una turbina conectada a un generador que produce la energía. Según Miranda ^[6] et al. Se produce electricidad por geotermia en 24 países, aproximadamente 0.3% de la generación mundial de energía. Se ha producido electricidad con vapor geotérmico desde 1913 y en la escala de cientos de MW por cinco décadas. La energía geotérmica es independiente de las condiciones ambientales a diferencia de la energía solar y eólica. Así mismo se dice que el agua y el vapor se encuentran concentrados generalmente a 3 km de profundidad, análogamente a los yacimientos de petróleo. Los sistemas geotérmicos explotables pueden ser divididos en dos grupos, dependiendo si están relacionados con volcanes jóvenes y actividad magmática (arriba de 180°C) o no.

Además, se menciona que el agua caliente tiene menos densidad y por lo tanto fluye hacia la superficie. Campos geotérmicos de alta temperatura se encuentran esparcidos a lo largo de las

fronteras como el “anillo de fuego” que circunscribe al Océano Pacífico. Los pozos de alta temperatura (250-340°C) se encuentran entre 1.5 y 2.5 km, donde la energía de cada pozo es de alrededor de 5-10 MWe, por lo que para encontrar fluidos supercríticos a temperaturas de 450-600°C se necesitarían profundidades de entre 3.5 y 5 km y generar entre 40 y 50 MW de electricidad. [6] La instalación que utiliza turbinas de vapor, inició su construcción en 1958 y fue puesta en servicio en 1973. Está ubicada en el Valle de Mexicali, Baja California, muy cerca del volcán de Cerro Prieto, de donde ésta central toma su nombre *figura 8*.



Vista aérea Cerro Prieto, B.C.

Fig.8. Localización de Cerro Prieto

El yacimiento es de origen sedimentario, tipo líquido dominante con fluidos de características clorurado-sódicas y pH básico a las condiciones de separación. El campo Geotérmico de Cerro Prieto se aloja a lo largo de un sistema de fallas pertenecientes al sistema activo de San Andrés: La Imperial, Cerro Prieto, Cucapáh y Michoacán. [6]

Cerro Prieto está constituido por dos yacimientos que alimentan los pozos de extracción. Para la extracción se cuenta con instalaciones de tuberías que mandan vapor a las centrales generadoras, estas instalaciones subsuperficiales son utilizadas en la extracción del vapor y la tubería cementada hacia las instalaciones superficiales, ambas colocadas con equipo de perforación. El equipo superficial es el que conduce el vapor a las centrales generadoras. Este campo produce 46.37% de toda la energía que se distribuye en el estado de Baja California. La ubicación geográfica de Mexicali cuenta con las características de subsuelo necesarias que permiten llevar a cabo un proceso complejo. La planta geotérmica se ocupa de desplazar hacia arriba el magma de entre las rocas sólidas en el interior de la tierra hasta casi alcanzar la superficie, en este sitio es donde se captura. Así es como a través de pozos, las aguas subterráneas se extraen, y al llegar a la superficie se transforman en vapor. ^[7]

Existen cinco casas de máquina Cerro Prieto I (CP1), Cerro Prieto II (CP2), Cerro Prieto III (CP3), Cerro Prieto IV (CP4) y Cerro Prieto V (CP5). La central CP1 tiene una capacidad total instalada de 180 MW. La central CP2 de 220 MW. La central CP3 de 220 MW. La central CP4 consta de cuatro turbinas, cada una con una capacidad de 25 MW. Esta central contribuye con una potencia de 100 MW a la central de Cerro Prieto, y fue puesta en servicio en julio del 2000. CP5 es la nueva central de la estación de Cerro Prieto, se propuso en julio del 2009, con el inicio de construcciones en septiembre, se compone de dos unidades de 50 MW (ver tabla 3). Cada zona tiene diferente aportación de vapor para abastecer a las diferentes centrales, ya que todo el vapor entra a una red de vaporductos, no se puede decir a ciencia cierta de que campo se abastece cada turbina.

La capacidad geotérmica instalada en Cerro Prieto es de 720 MW. ^[8] De acuerdo a estudios anteriores, tiene una reserva estimada de 1200 MW, con reservas comprobadas de 840 MW, que dependen de que su explotación sea racional. A esto pudiera sumarse el potencial energético de la salmuera residual geotérmica, es decir, el agua residual que emana Cerro Prieto y que un 40% se desecha en la laguna de evaporación de la planta, mientras el 60% se reinyecta por gravedad, pues se trata de residuo que podría transformarse en energía a través de tecnología de ciclo binario, similar a la empleada actualmente en el Valle Imperial, California.

El campo geotérmico de Cerro Prieto es una extracción lávica doble, formada por un volcán y un domo, la zona donde se encuentra se caracteriza por un clima árido. Los suelos del valle son

principalmente arenosos y estériles al oeste y arcillo-arenosos fértiles al este. Estos pozos suministran alrededor de 41.6 millones de toneladas de vapor al año y generan 4935.16 GWh.^[9]

La tabla 3 muestra la producción en toneladas hora del Campo Geotérmico de Cerro Prieto, producidas en Cerro Prieto I, II, III y IV dando un total de 5852 t/h en los cuatro campos.

Tabla 3. Producción en toneladas/hora de vapor en Cerro Prieto.

| | | |
|-----|----------|----------|
| CPU | 218 t/h | 16 pozos |
| CPD | 2297 t/h | 66 pozos |
| CPT | 2242 t/h | 67 pozos |
| CPC | 1095 t/h | 23 pozos |

Entre las mayores ventajas de la geotermia esta su bajo costo de tecnología para la generación, que en promedio es de 52 dólares por cada MWh, frente a los 280 dólares de la energía solar a gran escala o los 100 dólares que cuesta la eólica marina y los 131 de la biomasa, de acuerdo con datos de la Prospectiva de Energías Renovables de la Secretaría de Energía y se tiene una capacidad efectiva de generación geo termoeléctrica nacional total instalada de 886.6 MW (tabla 4).^[10]

Tabla 4. Capacidad efectiva de generación geo termoeléctrica nacional.

| Nombre de la central | Número de unidades | Fecha de entrada en operación | Capacidad efectiva instalada (MW) | Ubicación |
|----------------------|--------------------|-------------------------------|-----------------------------------|---------------------|
| Cerro Prieto I | 5 | 1973 | 105.0 | Baja California |
| Cerro Prieto II | 2 | 1984 | 220.0 | Baja California |
| Cerro Prieto III | 2 | 1985 | 220.0 | Baja California |
| Cerro Prieto IV | 4 | 2000 | 100.0 | Baja California |
| Los Azufres | 15 | 1982 | 191.6 | Michoacán |
| Los Humeros | 8 | 1991 | 40.0 | Puebla |
| Tres Vírgenes | 2 | 2000 | 10.0 | Baja California Sur |
| Total | 38 | | 886.6 | |

Fuente: CFE.

Mexicali, Baja California, en la central de Cerro Prieto con 645 MW a la fecha (2016), representa el 72% de la capacidad geo termoeléctrica en operación del país, mientras que el 28% restante está integrado por los Azufres, Michoacán (191.6 MW), Humeros, Puebla (40 MW) y Tres Vírgenes, Baja California Sur (10 MW), como se observa en la tabla.

2.1.2. Recurso Geotérmico

En el caso de los recursos geotérmicos, es particularmente costoso contar con información de recursos probable o probado, debido a los altos costos de la perforación de exploración. El inventario nacional de energías renovables presenta un mapa del potencial geotérmico calculado con base en el censo de más de 1300 focos termales realizado por la Comisión Federal de Electricidad, mediante la determinación analítica de parámetros químicos como el sodio, potasio, calcio, magnesio, cloruros, sulfatos, sílice, entre otros, necesarios para determinar el origen y clasificación de las aguas y para el cálculo de las temperaturas de equilibrio agua-roca, como indicativo de las temperaturas probables en el subsuelo.^[11]

De acuerdo con estudios preliminares, en el país existen reservas de aprovechamiento geotérmico equivalentes a 10,644 MWe distribuidas de la siguiente manera (*figura 9*):

- Reservas probadas. Son aquellas reservas de yacimientos conocidas que, de acuerdo con el análisis de geología e ingeniería, se estima con “razonable certeza”, recuperables comercialmente en las condiciones económicas y métodos de operación actuales; en este caso el potencial estimado es de 1,144 MWe e incluye a Cerro Prieto, Baja California, Los Azufres, Michoacán, Los Humeros, Puebla y Cerritos Colorados, Jalisco.

- Reservas probables. Son aquellas donde el análisis geológico y de ingeniería de yacimientos, incorporado a un análisis probabilístico (Montecarlo) del método volumétrico, indica que hay una probabilidad de, al menos, 50% de que las cantidades por recuperar sean iguales o mayores que la suma de las reservas probadas y reservas probables; en este caso, el potencial estimado para estas reservas es de 2,077 MWe distribuido en las siguientes localidades: La Primavera, San Marcos y

Los Hervores en el estado de Jalisco; zonas cercanas a Los Humeros en Puebla; Araró, Ixtlán y San Agustín, en Michoacán; y San Bartolomé y Puroaguita en Guanajuato.

- Reservas posibles. Son aquellas que por sus volúmenes, situación geológica y de diseño son de recuperación comercial menos segura que las reservas probables. De acuerdo con esta definición, cuando son utilizados métodos probabilísticos la suma de las reservas probadas, probables y posibles, tendrá al menos una probabilidad del 10% de que las cantidades realmente recuperadas



Fuente: IIE.

sean iguales o mayores. Para este tipo de reservas el potencial estimado es de 7,423 MWe. ^[11]

Fig.9. Zonas con potencial geotérmico.

2.1.3. Pozos petroleros (PEMEX)

La industria petrolera es una de las fuentes de energía más importante a nivel nacional e internacional, que juega un rol esencial en la economía, la sociedad y las relaciones internacionales. El petróleo es uno de los recursos económicos más importantes de México, quien tiene más de 12 mil 350 millones de barriles de reservas probadas de este material, lo que convierte al país en uno de los de mayor cantidad de crudo en el mundo. En el siglo XX, el papel del petróleo en México ha

sido esencial, sobre todo desde la creación de Petróleos Mexicanos (PEMEX) en 1938, el pilar económico de la nación. PEMEX es una de las compañías más importantes del país y es la única de la industria que desarrolla toda la cadena productiva: desde la exploración, hasta su distribución y comercialización.

La importancia del producto como fuente de energía y como motor de la economía nacional ha requerido una regulación constante de la industria y sus procesos, para garantizar la calidad del producto, la administración de los recursos y el cuidado del medioambiente. Para el 2006, México tiene 5 682 pozos activos.

2.1.4. Extracción y perforación del petróleo.

Para la extracción de petróleo, PEMEX cuenta con 193 plataformas marinas (*figura 10*) equipadas con brocas para perforar el subsuelo hasta llegar al yacimiento. Al abrir un pozo se instalan los ductos y el hidrocarburo se extrae aprovechando la propia presión del yacimiento, con lo que se recupera hasta 30% del contenido; después, se inyecta aire para poder sacar hasta un 45% adicional.



Fig.10. Plataforma marina de PEMEX

El crudo remanente permanece en el pozo, pues con las técnicas disponibles es muy costoso extraerlo. Las actividades de la industria petrolera se inician con la exploración, la cual tiene como finalidad descubrir en el subsuelo las estructuras geológicas con posibilidad de contener hidrocarburos y determinar, en una etapa posterior, la rentabilidad de la explotación de los depósitos descubiertos. Se busca así, evaluar la potencialidad petrolera de una región. Todas las

compañías petroleras del mundo destinan una parte importante de sus recursos técnicos y económicos a esta actividad con miras a incrementar sus reservas. La exploración petrolera se puede dividir en tres fases; reconocimiento previo, estudios de superficie y estudios de subsuelo.

Petróleos Mexicanos, desde el punto de vista administrativo, divide su exploración en 16 activos: Burgos, Poza Rica-Altamira, Veracruz, Exploración Región Norte, Cinco Presidentes, Bellota-Jujo, Samaria-Luna, Muspac, Macuspana, Exploración Región Sur, Cantarell, Ku-Maloob-Zaap, Exploración en la RMNE, Abkatún-Pol Chuc, Litoral de Tabasco y Exploración RMSO.

Con base en los descubrimientos logrados por los trabajos de exploración se inician las actividades de perforación que desarrollan los campos petroleros (*figura 11*). Una vez que se ha probado la localización de un yacimiento y se ha definido la ubicación de los pozos se construye el camino de acceso, se transportan los materiales, el equipo y se inicia la perforación.

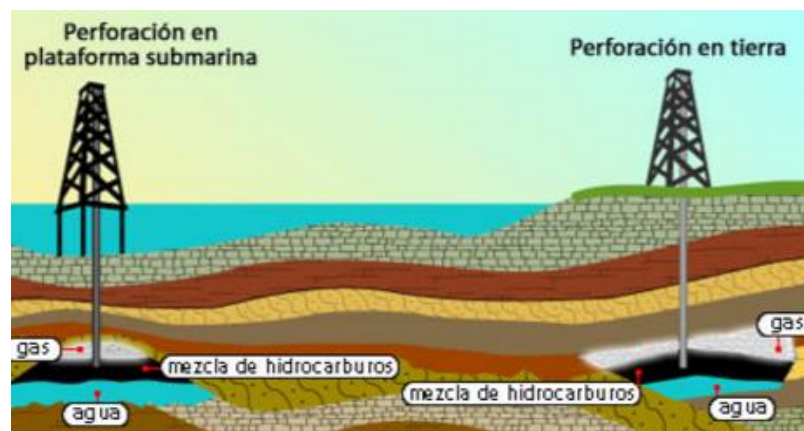


Fig.11. Perforación de un pozo

El sistema utilizado para este trabajo es la perforación rotatoria. La perforación propiamente dicha termina cuando se cementa el último tramo de la tubería de revestimiento. Cuando se ha cementado la última tubería y se ha medido la presión, el pozo se pone en etapa de producción, usualmente mediante la técnica de terminación permanente, que consiste en llenar el pozo con agua, introducir la tubería de producción, instalar el árbol de válvulas, bajar y hacer estallar a la roca que contiene los hidrocarburos. Después se abre el pozo para que fluya por sí mismo, o se le sondea si es preciso. Finalmente, el pozo ya en producción se conecta a la tubería de descarga para conducir los hidrocarburos a las instalaciones y equipos de separación donde se segrega el aceite del gas, los cuales continúan su curso por diferentes ductos.

Actualmente, para llevar a cabo actividades de exploración petrolera, México se divide en cuatro regiones geográficas (*figura 12*): Marina Noreste, Marina Suroeste, Norte y Sur. Actualmente Pemex Exploración y Producción (PEP), cuenta con 231 plataformas marinas de exploración y/o producción, 4,658 km de oleoductos y en promedio 6,890 pozos en explotación.

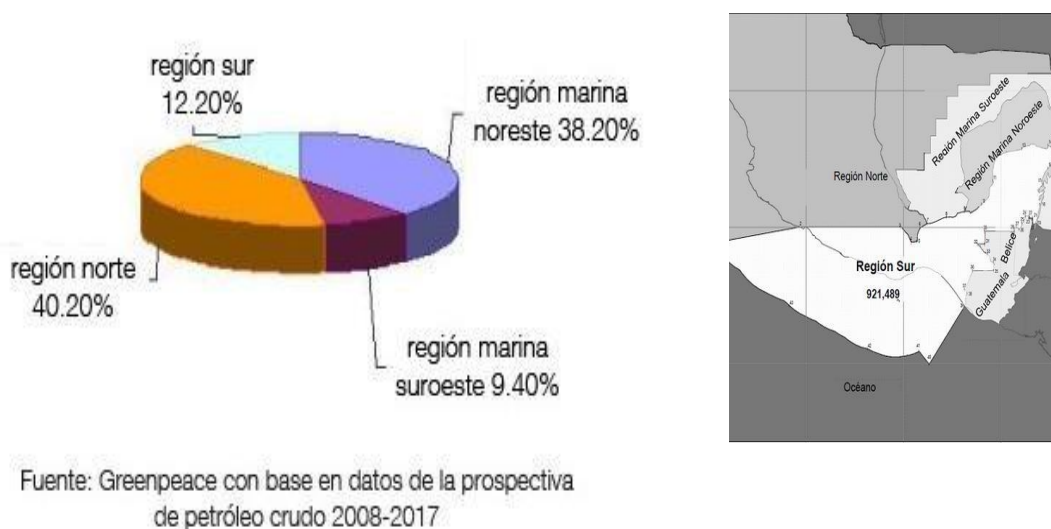


Fig.12. Regiones geográficas y producción de petróleo crudo

Marco legal de la industria petrolera

Los principios fundamentales que rigen a la industria petrolera en México se encuentran en los Artículos 25, 27 y 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos. De éstos se derivan las Leyes Secundarias, Reglamentos, Directivas y Normas Oficiales Mexicanas que establecen la regulación a que deben sujetarse las actividades de exploración y explotación del petróleo y demás hidrocarburos que se encuentran en yacimientos dentro del territorio nacional o en yacimientos transfronterizos.^[12]

El marco regulatorio básico de la industria petrolera, se conforma de los ordenamientos siguientes:

- Constitución Política de los Estados Unidos mexicanos
- Tratados internacionales
- Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo
- Ley Orgánica de la Administración Pública Federal
- Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos
- Ley de Petróleos Mexicanos
- Ley Federal de las Entidades Paraestatales

- Ley Federal sobre Metrología y Normalización Ley de Planeación
- Ley de Ingresos de la Federación (para el Ejercicio Fiscal correspondiente)
- Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria
- Ley Federal de Derechos
- Ley de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios del Sector Público
- Ley de Obras Públicas y Servicios Relacionados con las Mismas
- Acuerdo que da a conocer los criterios para determinar los principales proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos que elabore Petróleos Mexicanos • Acuerdo por el que se establecen los lineamientos por los cuales la SENER supervisará el cumplimiento, implementación y ejecución de la Normatividad de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios, en relación con las condiciones de Seguridad Industrial
- Acuerdo mediante el cual se integra el Sistema Nacional de Información de Hidrocarburos. A la actividad de exploración, explotación, proceso, transporte y distribución del petróleo, le son aplicables los ordenamientos jurídicos en materia ambiental, expedidos en los tres niveles de gobierno, toda vez que el cuidado al medio ambiente es una materia concurrente.
- Disposiciones en materia ecológica
- Normas Oficiales Mexicanas, en materia ambiental.

Acuerdos o Convenios de Coordinación o Concertación

- Norma Mexicana NMX- L-169-SCFI-2004.- Establece los requisitos mínimos para aislar adecuadamente, definitiva o temporalmente, las formaciones atravesadas en la perforación, terminación y mantenimiento de pozos.

2.2. Colapso de pozos

La resistencia al colapso es la condición mecánica de una tubería (aplastada) originada por la aplicación de una carga, superior a su capacidad de resistencia a la deformación. Es una fuerza mecánica capaz de deformar un tubo por el efecto resultante de las presiones externas. La teoría clásica de la elasticidad nos permite determinar los principales esfuerzos radiales y tangenciales que actúan sobre la tubería. Los colapsos en tuberías de revestimiento y tuberías de producción suelen ser problemas serios, que pueden derivar en la pérdida de un pozo y por lo tanto ocasionar incremento en los costos de operaciones.

El API 5C3 presenta cuatro fórmulas las cuales permiten predecir el valor mínimo de resistencia al colapso del material.^[13]

2.2.1. Tipos de colapso

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

Factores causales del colapso

Es común atribuir el fenómeno del colapso a una supuesta calidad deficiente de las tuberías. Sin embargo, estudios señalan un conjunto de factores causales, tales como:

- Desgaste de la tubería de revestimiento
- Desgaste por pandeo helicoidal
- Incremento de presión exterior por temperatura
- Depresionamientos inadecuados
- Cargas geo estáticas por formaciones plásticas y actividad tectónica

Desgaste de la tubería de revestimiento

Este factor está asociado a la rotación de las juntas de la sarta de perforación y a los viajes que se efectúan. La magnitud del desgaste en la tubería de revestimiento está relacionada por:

- Mucho tiempo para perforar.
- Altas severidades de la desviación de un hoyo.
- Problemas de pegadura.

Al reducir el espesor de la pared de la tubería es posible observar que tienden a reducirse las propiedades mecánicas del tubo (tubería empleada para operaciones de ingeniería petrolera).

Desgaste por pandeo helicoidal.

Cuando las tuberías de revestimiento no son cementadas hasta la superficie, debe tomarse en cuenta la tensión requerida para asentarla adecuadamente en las cuñas del cabezal. El valor de esta tensión está relacionado con las propiedades mecánicas de la tubería, de los cambios en la densidad y de temperatura de la siguiente etapa de perforación.

En la operación de anclaje deben conocerse el valor de la cima de cemento, determinar la tensión adicional y elongación, en función de los factores que provocan el pandeo helicoidal, los cuales son:

- Cambio en densidad de fluido interno-externo.
- Cambio de presiones en la tubería de revestimiento interno-externo.
- Cambio de temperatura.

Desgaste por incremento de presión externa por temperatura

Cuando la cementación de la tubería de revestimiento no alcanza la superficie, el fluido de perforación que permanece en la parte exterior por el paso del tiempo sufre una degradación física de sus fases, separando sólidos de líquidos.

El agua, puede ser sometida a una temperatura que pueda alcanzar valores por arriba de su punto de ebullición, de tal manera que comienza a evaporarse, lo que puede generar un incremento en la presión por el espacio anular, si esta no es desfogada.

Cuando el pozo está fluyendo, los hidrocarburos ascienden a la temperatura del yacimiento, la cual se puede presentarse una transferencia de calor a través de la tubería de producción hacia el fluido, el cual, en algunas ocasiones puede alcanzar su punto de ebullición generando vapor. Ahora bien, un incremento de presión en el espacio anular, puede alcanzar valores elevados que causando el colapsamiento de la tubería. ^[13]

Desgaste por depresionamientos inadecuados

Este fenómeno se presenta en las inducciones de pozo, cuando el espacio anular se encuentra con fluido empacante y por el interior de la tubería se maneja un gas a presión. El fenómeno se vuelve crítico cuando se queda la tubería completamente vacía y está sometida a una carga máxima por el exterior (efecto succión).

Esto se conjuga con los depresionamientos inadecuados, que generan los denominados “golpes de ariete”, incrementando la fuerza exterior y, por ende, el colapso.

Un golpe de ariete se genera cuando se abre y se cierra el estrangulador sin tener un control. Se debe de considerar un tiempo de 3 segundos por cada 1000 m de profundidad para esperar la reacción de la presión en el manómetro.

Desgaste por cargas geoestáticas por flujo de formaciones plásticas actividad tectónica

Durante la perforación se atraviesan formaciones cuyos comportamientos químico-mecánicos son francamente plásticos (donde el material se extruye y fluye hacia el pozo), y ocasionan que la carga geoestática se transmita radialmente hacia el pozo, lo cual puede propiciar el colapso de la tubería de revestimiento. ^[13]

2.3. Diseño

La fase primordial en la delicada tarea de perforar, terminar y reparar pozos, es la de programar en forma adecuada el conjunto de variables que pueden presentarse según sea el caso. La selección de los materiales a utilizar es de suma importancia.

Uno de los aspectos de primer orden dentro de las operaciones que se efectúan para perforar un pozo, es el que se refiere a la protección de las paredes del agujero para evitar derrumbes y aislar manifestaciones de líquidos o gas. Dicha protección se lleva a cabo mediante tuberías de revestimiento, las cuales se introducen al pozo en forma telescopiada. Es decir, que los diámetros de las tuberías utilizadas van de mayor a menor por razones fundamentalmente técnicas y económicas.

Durante la perforación de los pozos se atraviesan formaciones con situaciones y problemáticas diferentes, entre las que se tienen: zonas de bajos gradientes de fractura, intervalos con presiones anormalmente altas, formaciones inestables, yacimientos depresionados, etc.

Esto origina que a medida que se profundiza, se tengan que ir aislando intervalos con características diferentes mediante la introducción y cementación de tuberías de revestimiento.

Durante las operaciones de perforación, las tuberías empleadas se someten a esfuerzos como son el pandeo, cambios en la presión interna, efectos térmicos, etcétera; los cuales pueden incidir negativamente, ocasionando que los costos y tiempos de operación se incrementen más de lo planeado.

2.3.1. Metodología del diseño

El objetivo de un diseño, es el seleccionar una tubería de revestimiento con un cierto grado, peso y junta, la cual sea la más económica, y que además resista sin falla, las fuerzas a las que estará sujeta.

Las funciones de las tuberías de revestimiento son:

- Evitar derrumbes y concavidades.
- Prevenir la contaminación de los acuíferos.
- Confinar la producción del intervalo seleccionado.
- Dar un soporte para la instalación del equipo de control superficial.
- Facilitar la instalación del equipo de terminación, así como los sistemas artificiales de producción.

Las tuberías de revestimiento representan un costo significativo del costo total del pozo. De aquí la importancia de optimizar los diseños a fin de seleccionar las menos costosas, que garanticen la integridad del pozo durante la perforación y terminación del mismo.

El diseño de una tubería de revestimiento combatiendo una gran importancia, tanto técnica como económica, está por los altos precios de dicha tubería de revestimiento ya que representan de una gran inversión del pozo. Debido a esto requiere un cálculo basado en principios económicos, completado por las exigencias de carácter técnico, de tal modo que la tubería diseñada reúna determinadas condiciones de resistencias para servir adecuadamente. La experiencia ha enseñado que el mayor grado de economía se obtiene escogiendo tuberías de alta resistencia en el cople, pero de peso ligero y grado inferior.

Al ser colocada dentro de un pozo, la tubería de revestimiento está sujeta a tres fuerzas significantes durante las operaciones de perforación, terminación, reparación o vida productiva del pozo, por lo que en su selección deben soportar las siguientes cargas:

- Presión externa (colapso).
- Presión interna.
- Carga axial y longitudinal (tensión y compresión).

En general, las tuberías de revestimiento se pueden clasificar en conductora, superficial, intermedia y de explotación.

Esta selección de grados y pesos, se deberá apegar a los requerimientos de las cargas resultantes de los cálculos efectuados con los parámetros de pozo (profundidad, valores de densidad del fluido de perforación y de los fluidos deformación, etc.). Estos resultados se pueden graficar y la configuración de los valores predominantes definirá que el diseño se inicie por presión interna, externa o colapso.

De acuerdo con la selección escogida y con base en las características definidas por los parámetros del pozo, se seleccionará(n) la(s) sección(es) necesarias que satisfagan el diseño. Este deberá actualizarse y lo obtenido definirá la modificación del peso y grado de la sección(es) de tubería en caso de ser necesario.

Después de que los pesos, grados y longitudes de la(s) sección(es) se determinaron satisfaciendo los requisitos de presiones interior y exterior, se procede a calcular la resistencia a la tensión, tanto para la junta (unión o cople) como en el cuerpo del tubo.

Los esfuerzos reales obtenidos se relacionarán con las especificaciones teóricas.

El valor resultante de dicha relación será el factor de seguridad, mismo que se compara con el factor de diseño propuesto. Este procedimiento deberá realizarse a lo largo de toda la columna de tubería. Si los resultados obtenidos satisfacen las condiciones de diseño, entonces se habrá dado el primer paso de diseño y selección de la tubería.

Posteriormente, se verifica el trabajo conjunto de esfuerzos que actúan en la tubería y cuyo comportamiento se obtiene aplicando la ecuación de una elipse, la cual aporta una solución gráfica. Al aplicar valores combinados de esfuerzos axiales, esfuerzos de presión interior y

exterior, da por resultado que los dos últimos se modifiquen con respecto a los valores teóricos originales. Por lo tanto, del análisis realizado los factores de seguridad obtenidos deberán ser mayores o iguales a los factores de diseño propuestos; en caso necesario, se hará la corrección pertinente.

2.4. Fallas mecánicas

La resistencia de un tubo se puede definir como la reacción natural que opone el material ante la imposición de una carga, a fin de evitar o alcanzar los niveles de falla. Una falla en las tuberías es una condición mecánica que refleja la falta de resistencia del material ante una condición de carga, lo que propicia la deformación del tubo. Las cargas a las que hacemos referencia son nominalmente cargas de presión, cargas axiales, ambientales y mecánicas.^[14]

La cedencia, también conocida como fluencia, es aquella propiedad o condición del material para soportar la deformación elástica, o bien la resistencia que opone el material a la deformación ante la exposición de una carga. El material de fabricación para las tuberías de revestimiento es el acero; teniéndose diferentes tipos, los cuales están regulados por los estándares del API (American Petroleum Institute). Para establecer la cedencia de un acero el API recomienda que se realice una prueba de tensión sobre un espécimen. A partir de ésta se debe medir la deformación generada hasta alcanzar la fractura del mismo. Se establece que la cedencia del material es el esfuerzo de tensión aplicado cuando se alcanza el 0.5% de deformación; éste valor de deformación es ligeramente superior al límite elástico. Dicho porcentaje es aplicable para los aceros API denominados H-40, J-55, K-55, N-80, C-75, L-80 y C-95.

Para los aceros P-110 y Q-125, el API considera una deformación de 0.65% para establecer la cedencia de los materiales. La cedencia se mide en unidades de fuerza por unidad de área (psi) en el sistema inglés, que significa la fuerza aplicada en el área de exposición del material para causar su cedencia. La nomenclatura recomendada para identificar los tipos diferentes de acero se define por una letra seguida de un número. Las propiedades más importantes de las tuberías de revestimiento, son los valores promedio de colapso, tensión y presión interna. En la mayoría de los casos los aspectos técnicos y las consideraciones que se tienen en cuenta no difieren demasiado de aquellas usadas para el diseño de un casing o tubing convencional, pero de igual manera puede variar en alguna propiedad mecánica. Datos como gradientes de poro y de fractura, gradientes de temperatura y litología, son requeridos para el diseño convencional de

una sarta y necesarios para saber que propiedades mecánicas debe tener la tubería de revestimiento.

2.4.1. Presión Interna

El promedio de presión interior (estallido) se calcula como la mínima presión interior necesaria para ocasionar la ruptura del tubo en ausencia de presión exterior y carga axial de tensión. Normalmente en el fondo del pozo la presión en el exterior de la tubería de revestimiento es mayor o igual que la presión interior. Esta presión se debe a la carga hidrostática o a la presión del agua en los poros de la roca. ^[15]

La columna diseñada deberá también ofrecer la suficiente resistencia al exceso de presión interior sobre la presión exterior que obre sobre ella. Se toma para el cálculo el caso más severo esto es suponiendo la columna llena de gas seco o con una presión de fondo igual a la resistencia mínima de la tubería, este esfuerzo es el inverso del colapso y se debe a la presión que ejercen los hidrocarburos por dentro de la tubería al tratar de liberarse, teniendo en la cabeza su máximo valor, donde la presión hidrostática es igual a cero. La presión interior se calcula con la fórmula de barlow's. En el caso de las Tuberías de Acero, la Presión Interna es el factor que en la mayoría de las condiciones determina el espesor de la tubería. La Ecuación es:

$$e = \frac{P \times D}{2 \times \sigma_t} \dots\dots\dots(ec.1)$$

Permite determinar el espesor requerido (e [mm]) por Presión Interna, conociendo los factores:

- Presión Interna (P [Kg/cm²]), la cual está asociada al término P/γ obtenido del diseño hidráulico.
- Diámetro Externo (D[mm]), proveniente también del diseño hidráulico en función de la demanda o caudal de diseño asociado a la tubería en cuestión.
- Esfuerzo de Trabajo del Acero σ_t[Kg/cm²], el cual se determina a través de la expresión:

$$\sigma_t = FS \times \sigma_f \dots\dots\dots(ec.2)$$

En donde, σ_f [Kg/cm²] Es el esfuerzo de fluencia del acero utilizado en la fabricación de la Tubería y FS es el factor de reducción para el esfuerzo de fluencia.

De acuerdo a la Norma de Fabricación de la Tubería, encontraremos que el Esfuerzo de Fluencia está prefijado, como en el Caso de la Norma del **Instituto Americano del Petróleo** (API, por sus siglas en inglés) ver tabla 5:

Tabla 5. Norma de fabricación API

| Norma (API) | Grado | Punto de Fluencia (Kg/cm²) |
|--------------------|--------------|--|
| 5L | A-25 | 1760 |
| | A | 2110 |
| | B | 2460 |
| 5LX | X-42 | 2950 |
| | X-45 | 3260 |
| | X-52 | 3660 |
| | X-56 | 3920 |
| | X-60 | 4220 |

Igualmente, el Factor de Reducción (FS) dependerá de la normativa vigente en cada país en lo relativo al diseño de Tuberías de Acero. Algunas normas recomiendan el uso del factor 0,60 cuando el diseño se está enfocando a condiciones de Presión Interna en Régimen Permanente (Condiciones típicas o normales en la operación del Sistema) mientras que sugieren un Factor de Reducción de 0,72 cuando se está realizando la Evaluación con la Presión Interna obtenida para Régimen No Permanente (Golpe de Ariete).

2.4.2. Colapso

El promedio de presión de colapso (aplastamiento) es la mínima presión requerida para aplastar un tubo en ausencia de presión interior y carga axial. El diseño de la resistencia al aplastamiento está generalmente basado en la carga hidrostática, al momento de correr la tubería de revestimiento dentro del pozo. Al analizar los factores que afectan la resistencia al colapso, se ha encontrado que la resistencia a la tensión del acero es uno de los elementos básicos; al aumentar esta resistencia también aumenta la resistencia al colapso de la tubería. Cuando la tubería de revestimiento se coloca en un pozo, las fuerzas que tienden a aplastarla no sólo se deben a la presión externa sino también al peso de la tubería abajo del punto de diseño.

La tubería diseñada deberá tener una suficiente capacidad para resistir presión de aplastamiento, igual a la diferencia entre la presión máxima ejercida por una columna de fluido, en el exterior de la tubería y la mínima presión interna que se puede tener en el pozo.

El cálculo se basa en la resistencia al colapso de la columna de ademe, considerando que está vacía y sujeta interiormente a la presión atmosférica y a una presión externa igual a la producida en la parte inferior de la tubería por una columna de lodo de perforación cuya altura es igual a la altura de la columna de la tubería.

2.4.3. Tensión

El valor de la fuerza de tensión (elongación) representa la mínima resistencia a la cedencia del cuerpo de la tubería para que exceda su límite a la deformación. Cualquier tramo de tubería de revestimiento en la columna debe soportar el peso de toda la tubería suspendida debajo de ella.

En la tubería de revestimiento sin costura, la fuerza de unión en los acoplamientos es el lugar más fuerte siendo la fuerza de unión la que se usa para diseñar la resistencia a la tensión y la parte más débil sería la parte media de la tubería.

La tensión se puede determinar a partir de la cedencia del material y el área de la sección transversal. Se debe considerar la mínima cedencia del material para este efecto.^[16]

Las columnas de tubería deberán ser calculadas para ofrecer en cada una de sus partes suficientes resistencia a la tensión que es causado por el peso bruto de la misma columna. El peso de la tubería colgando libremente es la condición de tensión que se utiliza para el cálculo.

La falla de la tubería por esfuerzos axiales se toma por parte ya que para que el metal de la tubería falle se tienen que analizar sus parámetros en condiciones específicas, es decir todos los esfuerzos aplicados en un punto específico evaluados al mismo tiempo. En este sentido el efecto de la carga axial, puede ser evaluado por la resistencia al colapso, al estallido o a los dos.

La integridad de las conexiones de los revestimientos puede ser dividida en dos temas: falta de fuga y falla por esfuerzos. La falla de la conexión por fuga se refiere a la capacidad que tiene la conexión de mantener la presión interna del tubo. Y tiene que ver con las condiciones a las cuales la conexión ofrece un sello que no permita el flujo de los fluidos que contienen el tubo a través de sí, como resultado de su adecuada conexión inicial.^[17]

La falla por esfuerzos de la conexión es el modo de falla del que menos se tiene conocimiento a pesar que se han derivado ecuaciones semi-empíricas para predecir el comportamiento de las conexiones bajo diferentes escenarios. Pero la mayoría de las fallas que ocurren, están relacionadas a una inadecuada resistencia de la conexión bajo situaciones dinámicas con cargas no axiales como el doblado de la tubería, presiones y cargas dinámicas inducidas durante la ubicación de la tubería de fondo.

Otros modos de falla de los revestimientos de manera no mecánica son la corrosión química y el agrietamiento por esfuerzos, los cuales se deben de tener en cuenta por el ingeniero durante el diseño del revestimiento. ^[18]

2.5. Fallas estructurales de las tuberías de revestimiento

Efecto de choque

Durante la introducción de una sarta pueden desarrollarse cargas significativas de choque, si la introducción se suspende súbitamente. El esfuerzo axial resultante de cambios de velocidad repentina es similar al golpe causado por el agua en un tubo cuando la válvula se cierra repentinamente, ocasionando lo que comúnmente se llama golpe de ariete.

Normalmente, las cargas de choque no son severas en cambios moderados de velocidad en la introducción del tubo.

Efecto de cambio en la presión interna

Los cambios de presión interna pueden causar cargas de fatiga adicionales. Estos pueden ocurrir durante y después que la sarta se ha cementado y asentado en el cabezal del pozo.

Durante las operaciones de cementación, la sarta está expuesta a cambios de presión interna debido a la presión hidrostática de la lechada del cemento y la presión de desplazamiento. Esto no crea únicamente esfuerzo tangencial en la pared del tubo, el cual tiende al estallamiento, sino también incrementa el esfuerzo axial. Mientras la tendencia al estallamiento es reconocida y mantenida dentro de los límites, la carga axial algunas veces no se toma en cuenta. Esto puede tener consecuencias graves, especialmente si el cemento ha comenzado a fraguar al terminar el desplazamiento.

Efecto de cambio en la presión externa

Las condiciones de carga por presión externa se basan en la densidad del lodo en el exterior de la tubería de revestimiento durante las operaciones de cementación; algunas veces cuando la presión externa es mayor que la causada por el lodo se encuentran otras condiciones.

Comúnmente, esto ocurre cuando la tubería se coloca frente a secciones de formaciones plásticas (Domos salinos), eventualmente la sal transmite a la sarta la carga vertical de sobrecarga.

También puede resultar un esfuerzo axial del cambio de presión externa después de la terminación del pozo. Un ejemplo común del cambio en presión externa se origina por la degradación del lodo en el exterior de la tubería de revestimiento.

Un incremento en la presión externa causa un decremento en el esfuerzo tangencial tensional (es decir, un incremento compresivo tangencial). Esto significa que el diámetro de la tubería de revestimiento disminuye, la longitud se incrementa y un incremento en la presión interna puede causar que la tubería se colapse.

Efectos térmicos

Anteriormente, en el diseño de las tuberías de revestimiento no se consideraba el esfuerzo axial por cambios de temperatura después de que la tubería es cementada y colgada en el cabezal. Los cambios de temperatura encontrados durante la vida del pozo generalmente deben desecharse. Cuando la variación de temperatura no es mínima, debe considerarse el esfuerzo axial resultante en el diseño de la tubería y en el procedimiento de colgado. Algunos ejemplos de pozos en los cuales se encontrarán grandes variaciones de temperatura son:

- Pozos de inyección de vapor.
- Pozos geotérmicos.
- Pozos en lugares fríos.
- Pozos costa fuera.
- Áreas con gradientes geotérmicos anormales

Cuando se presuriza un revestidor por dentro, su diámetro se expande o abomba ligeramente, esto se genera de acuerdo a su longitud, sin embargo, como la tubería sigue fija por su parte superior e inferior, aparece una fuerza de tracción adicional.

Efecto deflexión

En el diseño de la tubería de revestimiento debe considerarse el efecto de la curvatura del pozo y el ángulo de desviación vertical sobre el esfuerzo axial en la tubería y cople. Cuando la tubería es forzada a doblarse, la tensión en el lado convexo de la curva puede incrementarse.

Por otro lado, en secciones de agujero relativamente rectas con un ángulo de desviación vertical significativo, el esfuerzo axial provocado por el peso del tubo se reduce. El incremento de fricción entre el tubo y la pared del pozo también afecta significativamente al esfuerzo axial. En la práctica del diseño común se considera el efecto perjudicial por la flexión del tubo y el efecto favorable por la desviación del ángulo vertical no se considera. La fricción de la pared del pozo es favorable para el movimiento de la tubería hacia abajo y desfavorable para el movimiento hacia arriba, generalmente se compensa por adición de un mínimo de fuerza de jalón en la tensión axial.

Estabilidad de la tubería

Si la presión solo actúa en las paredes interiores y no en el extremo inferior de un tubo, tiende a ladearlo o pandearlo; si la presión actúa únicamente sobre la pared exterior y no en el extremo inferior tiende a prevenir la flexión. Cuando el tubo se cementa la presión puede causar flexión, lo cual puede prevenirse ajustando la carga axial en el tubo, así, será igual o excederá la carga de estabilidad. Cuando una sarta de tubería es suspendida verticalmente, pero no cementada, la carga axial en el punto más bajo es exactamente igual a la carga de estabilidad y la sarta es estable en este punto. Los puntos de arriba serán más estables, ya que la carga axial es mayor debido al peso de la sarta y excederá a la carga de estabilidad en esos puntos.

Aunque la sarta es estable al tiempo de instalación, puede convertirse en inestable debido a los cambios de presión y temperatura resultantes de operaciones posteriores. Los cambios en las cargas de estabilidad y axial ocurren a causa de dichos cambios y es posible que una carga axial llegue a ser menor que la carga de estabilidad, con lo cual la estabilidad se pierde.

Pandeo de las tuberías

Las condiciones críticas de pozos como son: profundidad, alta presión y alta temperatura, requieren de un análisis y diseño seguro de las sarts de tuberías, tanto de revestimiento como de producción, ya que tales pozos son frecuentemente diseñados al llamado factor de diseño límite.

El pandeo helicoidal es un parámetro importante en un análisis de diseño. Este fenómeno inicialmente fue investigado por [Lubinski], primero por la derivación del conocimiento de la relación hélice/fuerza del pozo. Posteriormente se usó extensivamente por otros investigadores.

La suposición fundamental para la ecuación de Lubinski es correcta para un tubo de diámetro interior uniforme sin peso (ligero), tubo concéntrico redondo; aunque todos los tubos tienen peso, pero este es mínimo comparado con la fuerza externa aplicada; sin embargo, la longitud total de la sarta en un pozo puede ser muy grande por lo que este peso no puede descartarse sobre todo en pozos donde se requieren tubos de gran espesor.

2.6. Tuberías de revestimiento

La perforación de pozos persigue dos objetivos principales: el primero perforar un hoyo hasta encontrar el yacimiento de vapor, el segundo instalar una tubería desde el yacimiento hasta la superficie. Esta tubería, llamada de revestimiento se refiere en alcanzar la profundidad total de manera segura, con la cantidad de sargas de revestimiento económicamente efectivas permitiendo la perforación y completación de un pozo, para esto es necesario delinear el agujero perforado con tubería de acero. Una vez que está en su lugar, es cementada, soportando la tubería de revestimiento y sellando el espacio anular.^[19]

La tubería de revestimiento constituye uno de los aspectos más importantes dentro de la operación de perforación tanto desde el punto de vista operativo como económico. Operativamente, la preparación y la corrida de la tubería de revestimiento siempre serán pasos que requieren gran atención para realizarlos con éxito, a este punto se debe asumir que el diseño correspondiente ya ha sido realizado tomando en consideración las condiciones existentes y que existieran durante la vida del pozo.^[19]

2.7. Norma de referencia NRF-072-CFE, Diseño y fabricación para tuberías de revestimiento en CFE

Esta norma establece las características técnicas y los requisitos generales necesarios que deben cumplir los proveedores y contratistas que suministren a la Comisión Federal de Electricidad (CFE), las tuberías de revestimiento para pozos geotérmicos. De tal manera aplica el diseño, fabricación y pruebas en fábrica de las tuberías de revestimiento para instalarse en los pozos geotérmicos de la CFE. ^[20] Esta norma de referencia cubre los grados de aceros de tuberías sin costura como se muestra en la *tabla 6*.

Tabla 6. Especificaciones, características y condiciones generales

| | |
|---|--------------------------------------|
| Tubería de revestimiento con conexión API | |
| Tubería de revestimiento de 508 mm diámetro, con conexión API tipo buttress | |
| Diámetro exterior | 508 mm |
| Tipo de fabricación | Sin costura |
| Grado de acero | k-55 |
| Masa | 139.89 kg/m, 158.49 kg/m |
| Tipo de rosca | Buttress cople normal (piñón y caja) |
| | |

| | |
|--|--------------------------------------|
| Tubería de revestimiento con conexión API | |
| Tubería de revestimiento de 339.72 mm diámetro, con conexión API tipo buttress | |
| Diámetro exterior | 339.72 mm |
| Tipo de fabricación | Sin costura |
| Grado de acero | k-55 |
| Masa | 81.10 kg/m, 90.78 kg/m, 101.19 kg/m |
| Tipo de rosca | Buttress cople normal (piñón y caja) |
| | |

| | |
|--|--------------------------------------|
| Tubería de revestimiento con conexión API | |
| Tubería de revestimiento de 244.48 mm diámetro, con conexión API tipo buttress | |
| Diámetro exterior | 244.48 mm |
| Tipo de fabricación | Sin costura |
| Grado de acero | L-80 tipo 1 |
| Masa | 69.94 kg/m |
| Tipo de rosca | Buttress cople normal (piñón y caja) |
| | |
| Tubería de revestimiento con conexión API | |
| Tubería de revestimiento de 177.80 mm diámetro, con conexión API tipo buttress | |

| | |
|----------------------------|--------------------------------------|
| Diámetro exterior | 177.80 mm |
| Tipo de fabricación | Sin costura |
| Grado de acero | L-80 tipo 1 |
| Masa | 43.16 kg/m, 47.62 kg/m, 52.09 kg/m |
| Tipo de rosca | Buttress cople normal (piñón y caja) |
| | |

| | |
|--|--------------------------------------|
| Tubería de revestimiento con conexión API | |
| Tubería de revestimiento de 114.30 mm diámetro, con conexión API tipo buttress | |
| Diámetro exterior | 114.30 mm |
| Tipo de fabricación | Sin costura |
| Grado de acero | L-80 tipo 1 |
| Masa | 20.09 kg/m |
| Tipo de rosca | Buttress cople normal (piñón y caja) |
| | |

| | |
|--|-------------------------------------|
| Tubería de revestimiento con conexión no API (Premium) | |
| Tubería de revestimiento de 339.72 mm diámetro, con conexión Premium | |
| Diámetro exterior | 339.72 mm |
| Tipo de fabricación | Sin costura |
| Grado de acero | K-55 |
| Masa | 81.10 kg/m, 90.78 kg/m, 101.19 kg/m |
| Tipo de rosca | Premium de acuerdo al subinciso |
| | |

| | |
|--|---------------------------------|
| Tubería de revestimiento con conexión no API (Premium) | |
| Tubería de revestimiento de 244.48 mm diámetro, con conexión Premium | |
| Diámetro exterior | 244.48 mm |
| Tipo de fabricación | Sin costura |
| Grado de acero | L-80 tipo 1 |
| Masa | 69.94 kg/m |
| Tipo de rosca | Premium de acuerdo al subinciso |
| | |

Tubería de revestimiento con conexión no API (Premium)

| Tubería de revestimiento de 177.80 mm diámetro, con conexión Premium | |
|--|------------------------------------|
| Diámetro exterior | 177.80 mm |
| Tipo de fabricación | Sin costura |
| Grado de acero | L-80 tipo 1 |
| Masa | 43.16 kg/m, 47.62 kg/m, 52.09 kg/m |
| Tipo de rosca | Premium de acuerdo al subinciso |
| | |

| Tubería de revestimiento con conexión no API (Premium) | |
|--|---------------------------------|
| Tubería de revestimiento de 144.30 mm diámetro, con conexión Premium | |
| Diámetro exterior | 144.30 mm |
| Tipo de fabricación | Sin costura |
| Grado de acero | L-80 tipo 1 |
| Masa | 20.09 kg/m |
| Tipo de rosca | Premium de acuerdo al subinciso |
| | |

2.7.1. Especificaciones particulares de las conexiones

Conexiones API “buttress”

También conocida como BCN, es una conexión acoplada que se utiliza en tuberías de revestimiento que van de 114.30 mm a 508 mm de diámetro (ver tabla 7).

Conexión especial no API (Premium)

Es fabricada en tuberías de revestimiento con extremos lisos y con cople en uno de los extremos, la cual debe cumplir con los requerimientos básicos: perfil interno liso, sello metal a metal, resistencia con respecto al cuerpo del tubo: presión interna 100%, colapso 100%, tensión de al menos el 90% y compresión mecánica 100%.

Tabla 7. Dimensiones de las rosas:

| | |
|---|-----------|
| Tubería de revestimiento 339.72 mm diámetro | |
| Longitud mínima de cople | 292 mm |
| Diámetro exterior mínimo de cople | 365 mm |
| Longitud mínima de la rosca | 131 mm |
| Tubería de revestimiento 244.48 mm diámetro | |
| Longitud mínima de cople | 235 mm |
| | |
| Diámetro exterior mínimo de cople | 270 mm |
| Longitud mínima de la rosca | 103 mm |
| Tubería de revestimiento 177.80 mm diámetro | |
| Longitud mínima de cople | 235 mm |
| Diámetro exterior mínimo de cople | 194 mm |
| Longitud mínima de la rosca | 103 mm |
| Tubería de revestimiento 114.30 mm diámetro | |
| Longitud mínima de cople | 209.50 mm |
| Diámetro exterior mínimo de cople | 132 mm |
| Longitud mínima de la rosca | 92.40 mm |

Control de calidad.

El sistema de calidad debe estar basado en la norma NMX-CC-9001-IMNC.

2.7.2. Características del acero:

Se debe realizar la práctica de desoxidación con aluminio, para producir acero completamente calmado de grano fino. Se debe hacer el refinamiento de acero líquido para controlar que la forma de las inclusiones no metálicas residuales sea esférica. La colada debe ser continua, con un sistema que evite el contacto con el medio ambiente. El laminado se debe realizar con operaciones bajo condiciones de alta temperatura.

Todos los grados de acero deben ser templados y revenidos, en líneas con procesos continuos. En todos los casos se debe de cumplir con la temperatura mínima de revenido. El templado y el revenido deben realizarse de líneas automatizadas, donde los ciclos del tratamiento térmico deben ser establecidos en función del diámetro y el espesor del tubo. El templado debe realizarse en una tina de inmersión para templado, para que este proceso sea tanto interno como externo.

Todas las propiedades mecánicas (tensión, dureza, impacto, pruebas de corrosión, entre otros), composición química, dimensiones, pesos y longitudes se encuentran establecidos en la norma de referencia. Todos los tubos y coples se deben someter a la inspección no destructiva con métodos electromagnéticos o de ultrasonido, los coples se deben inspeccionar después del roscado, en la prueba hidrostática es de 5 segundos a presión mantenida. Dicha prueba se debe realizar para el tubo con extremo liso. Las conexiones pueden ser BTC o roscas Premium con sello metal a metal. Todas las roscas Premium deben ser inspeccionadas por partículas magnéticas vía húmeda (SEA) antes de aplicar cualquier tipo de recubrimiento este debe ser indicado en las especificaciones de la obra.

Protección de la superficie del tubo y roscas.

Protección de la superficie: el cuerpo del tubo debe ser barnizado externamente para la protección superficial.

La rosca del cople debe fosfatizarse, esto después de su inspección. Debe aplicarse grasa API modificada para extremos acoplados y grasa de almacenamiento para extremos expuestos. El piñón y la caja deben tener protectores de roscas, fabricados de material plástico o metal-plástico. La Comisión Federal de Electricidad (CFE) requiere instalar tubería de revestimiento ranurada en los intervalos que sean de su interés para la explotación del vapor endógeno (ver normas internacionales *figura 13*).

| | | |
|--|---|--|
| En tanto no exista norma oficial mexicana o norma mexicana se deben consultar en forma supletoria las normas internacionales siguientes: | | |
| B.1 | Spec API 5CT/ISO 11960-2005 | Specification for Casing and Tubing, Eighth Edition, Petroleum and Natural Gas Industries-Steel Pipes for Use as Casing or Tubing for Wells. |
| B.2 | Spec API STD 5B-1996 | Specification for Threading, Gaging and Thread Inspection of Casing, Tubing and Line Pipe Threads. |
| B.3 | Spec API Q1-2003 | Inspection of Casing, Tubing and Line Pipe Threads. |
| NOTA: | En caso de que los documentos anteriores sean revisados o modificados, se debe tomar en cuenta la edición en vigor. | |

Fig. 13. Referencias técnicas extranjeras aplicables.

Esta Norma de Referencia coincide parcialmente con la Norma ISO 11960-2004; Specification for Casing and Tubing.

2.8. Características de la tubería de revestimiento API (PEMEX)

El Instituto Americano del Petróleo (API), identifica, asesora y desarrolla normas para los productos fabricados para la industria del petróleo. La tubería API puede ser sin costura o aceros con soldadura eléctrica, pero la mayoría de los revestimientos utilizados en pozos de petróleo son manufacturados por el proceso sin costura. El revestimiento API se hace trabando en caliente para producir una forma deseada, dimensiones y propiedades.

La tubería de revestimiento viene usualmente especificada por las siguientes propiedades:

- Diámetro exterior y grosor de la pared.
- Peso por unidad de longitud.
- Grado del acero.
- Tipo de conexión.
- Longitud de la junta.

Diámetro exterior y espesor de la pared

El diámetro exterior se refiere al cuerpo de la tubería y no a los acoples. El diámetro de los acoples es importante, ya que determina el tamaño mínimo del agujero en el que puede ser corrida la tubería de revestimiento. El espesor de la pared determina el diámetro interno de la tubería y por lo tanto el tamaño máximo de la broca que puede ser corrida a través de la tubería.

[19]

Peso por unidad de longitud

Los pesos de revestimiento se expresan en libras por cada pie (lb/ft), cada grado de acero y diámetro de las tuberías se fabrican para iferentes pesos.

2.8.1. Grado del acero

Las propiedades mecánicas y físicas de la tubería de revestimiento dependen de la composición química del acero y el tratamiento de calor que recibe durante su fabricación.

La API ha adoptado una designación de grado a la tubería de revestimiento definiendo la característica del esfuerzo de cedencia de la tubería de miles de psi (*tabla 8*). La carta de designación API da una indicación sobre el tipo de acero y el tratamiento que recibió durante su fabricación.

El código de grado consiste en una letra seguida de un número, la letra designada por API fue seleccionada arbitrariamente para proporcionar una asignación única para cada grado de acero que fue adoptada como estándar, el número de la asignación representa el mínimo esfuerzo a la cedencia del acero en miles de psi.

Tabla 8. Grados de acero para tubería de revestimiento por API.

| Grupo | Grados |
|-------|--------|
| 1 | H40 |
| | J55 |
| | K55 |
| | N80 |
| | R95 |
| 2 | M65 |
| | L80 |
| | C90 |
| | T95 |
| | C110 |
| 3 | P110 |
| 4 | Q125 |

FUENTE: API 5CT

ELABORACIÓN: Alfonsina Bassante

Las tuberías utilizadas en Cerro Prieto son del grupo 1 y 2, del grupo uno se tiene la tubería de revestimiento API J-55, API -55, y del grupo dos la tubería de revestimiento API L-80 y la misma con aleación de Cromo al 3%. Como caso de estudio se analizará la tubería K-55. La siguiente tabla (tabla 9) muestra todos los tipos de grados de acero que existen actualmente en el mercado, con sus respectivos puntos de cedencia tanto máximos como mínimos.

Dichos grados son: H40, J55, 55, N80, R95, M65, L80, C90, T95, C110, P110 y Q125. Está sujeta a la norma API 5CT.

Tabla 9. Esfuerzos de cedencia para diferentes grados de tubería.

| Grado | Punto de cedencia mínima (psi) | Punto de cedencia máximo (psi) |
|-------|--------------------------------|--------------------------------|
| H40 | 40000 | 80000 |
| J55 | 55000 | 80000 |
| K55 | 55000 | 80000 |
| N80 | 80000 | 110000 |
| R95 | 95000 | 110000 |
| M65 | 65000 | 85000 |
| L80 | 80000 | 95000 |
| C90 | 90000 | 105000 |
| T95 | 95000 | 110000 |
| C110 | 110000 | 120000 |
| P110 | 110000 | 140000 |
| Q125 | 125000 | 150000 |

Identificación del grado de acero por su código de colores.

Mediante los códigos de colores, se evita la posibilidad de que existan errores o confusión de tuberías, desde el momento de despacharlas hasta cuando se corran las mismas en el pozo. ^[19]

La calidad de la tubería que se desea seleccionar es normada por el API y se refiere a la composición química del acero, el tratamiento de calor que recibe durante su fabricación, se representa con una letra seguida por un número. La letra simboliza el grado de acero y la parte numérica representa la resistencia mínima a la deformación expresada en miles de libras por pulgada cuadrada (psi). Por lo tanto, una tubería de revestimiento L-80 tiene un esfuerzo de

resistencia de 80000 psi. En la (tabla 10) se observan los diferentes grados con sus propiedades físicas en la tubería de revestimiento.

Tabla 10. Grados de acero de las tuberías de revestimiento

| Grado API | Resistencia a la Fluencia [psi] | | Mínima resistencia a la tensión [psi] | Máxima Elongación [%] |
|-----------|---------------------------------|--------|---------------------------------------|-----------------------|
| | Mínima | Máxima | | |
| H-40 | 40000 | 80000 | 60000 | 29.5 |
| J-55 | 55000 | 80000 | 75000 | 24 |
| K-55 | 55000 | 80000 | 95000 | 19.5 |
| L-80 | 80000 | 95000 | 95000 | 19.5 |
| N-80 | 80000 | 110000 | 100000 | 18.5 |
| C-90 | 90000 | 105000 | 100000 | 18.5 |
| C-95 | 95000 | 110000 | 105000 | 18 |
| T-95 | 95000 | 110000 | 105000 | 18 |
| P-110 | 110000 | 140000 | 125000 | 15 |
| Q-125 | 125000 | 150000 | 135000 | 14 |

2.9. Condiciones de fallo de un pozo petrolero

2.9.1. Manifestaciones de fallo en un pozo

Un reventón es una ocurrencia indeseable en cualquier instalación porque pone en peligro las vidas de la cuadrilla, puede destruir una instalación cuyo valor puede ser de millones de dólares, puede desperdiciar petróleo y puede hacerle daño al medio ambiente. Un fluido ya sea líquido o gas brota el pozo, casi siempre con una gran fuerza y muchas veces se incendia, especialmente si el fluido es gas. El problema surge cuando la presión de formación es más alta que la que se tiene en el pozo, la cual mantenida por medio del tipo y cantidad del fluido de perforación que circula dentro del mismo. Casi siempre el lodo de perforación evita que el fluido de la formación entre al pozo y reviente, pero bajo ciertas condiciones este fluido de la formación puede entrar al pozo y causar dificultades, ocasionando un cabeceo, todo el lodo saldrá del pozo y el fluido de la formación fluirá sin control hasta la superficie terminando en un chorro incontrolable, resultando un reventón. Por lo tanto, existen dos tipos de entrada de fluidos al pozo dependiendo de su magnitud y los problemas que ocasionen, estos son los siguientes:

Un **brote o cabeceo** se define como la entrada de los fluidos provenientes de la formación al pozo, tales como aceite, gas o agua. Esto ocurre cuando la presión de la formación o de fondo no

está equilibrada por la columna de fluidos de control utilizados. Esta manifestación se controla usando los arreglos de control superficial disponibles, aplicando adecuadamente los procedimientos de cierre establecidos.

Un *descontrol o reventón* se define como el flujo incontrolado de fluidos de la formación hacia fuera del pozo, el cual no se puede manejar a voluntad. A su vez los descontrol o reventones se pueden dividir en dos tipos:

1) Descontrol diferencial

Este sucede cuando la presión de formación es mayor a la presión hidrostática, invadiendo los fluidos de la formación el fondo del pozo, levantando la columna de fluido y expulsándola a la superficie cuando el equipo de control superficial no está cerrado.

2) Descontrol inducido

Es ocasionado por el movimiento de la tubería, la cual puede sondear o aligerar la columna hidrostática o fracturar la formación al introducirla.

Existen diversas causas que ocasionan un brote o cabeceo:

- a). Densidad de lodo de control inadecuada: puede originarse por la preparación incorrecta del fluido de control o por contaminación del lodo por los fluidos de la formación, agua del sistema o de lluvia, para evitarlo se debe conocer con anticipación la presión del yacimiento, así como el tipo de densidad del fluido que aporta el yacimiento, con la finalidad de calcular la densidad del lodo de control requerida.
- b). Llenado inapropiado del pozo al sacar la tubería: al sacar la tubería el nivel del fluido de control baja una distancia equivalente al volumen que desplaza el acero de la tubería, si no se repone o se lleva un control eficiente del mismo, se ocasionara una disminución en la presión hidrostática ejercida por la columna de fluido de control sobre la formación, la cual puede ocasionar un brote.
- c). Efecto de sondeo y pistoneo: se refiere al efecto de pistón cilindro que ejerce la sarta de perforación dentro del pozo, cuando se mueve la sarta hacia arriba demasiado rápido, esta tiende a levantar el lodo con mayor rapidez que la que el lodo tiene para caer por la sarta y la barrena. Al introducir la sarta demasiado rápido dentro del pozo se tiene el efecto de pistón que en ocasiones fractura a la formación.

- d). Contaminación del lodo con gas corte: al perforar demasiado rápido se puede desprender gas contenido en los recortes, en tal cantidad de reduzca sustancialmente la densidad del lodo. Al reducir esta lógicamente también se reduce la presión hidrostática en el pozo, de manera que, si ésta es menor que la presión de formación, una cantidad adicional de gas entrara al pozo. Han ocurrido brotes por esta causa, los cuales se han transformado en reventones.
- e). Pérdidas de circulación: estas son uno de los problemas más comunes durante la perforación de un pozo y se clasifican en dos tipos:
- Pérdidas naturales o intrínsecas
 - Pérdidas mecánicas o inducidas

Si las pérdidas de circulación se presentan durante el proceso de la perforación de un pozo se corre el riesgo de tener un brote, eso se incrementa al estar en zonas de alta presión o de yacimiento.

2.9.2. Indicadores de los brotes

El momento de ocurrir un brote, el lodo en primera instancia es desplazado fuera del pozo, si el brote no es detectado o corregido a tiempo el problema se puede complicar hasta llegar a producir un reventón. En la detección oportuna del brote, se puede tener hasta un 98% de probabilidad de controlarlo. Los indicadores de que el lodo está fluyendo fuera del pozo, pueden ocurrir en las siguientes etapas, durante el proceso de perforación:

- Al estar perforando
- Al sacar o meter tubería de perforación
- Al sacar o meter herramienta
- Al no tener tubería dentro del pozo

Indicadores de brote al estar perforando:

- a) Aumento en la velocidad de perforación, que está en función de varios factores como: el peso sobre la barrena, velocidad de rotación, densidad del lodo e hidráulica.
- b) Disminución en la presión de bombeo ya que los fluidos debidos al brote estarán únicamente en el espacio anular. La presencia de dichos fluidos, que tienen una densidad menor que la del lodo, causara que la presión hidrostática en el espacio

anular sea menor que la presión hidrostática dentro de la sarta de perforación, la diferencia de presiones ayuda a que el lodo de la sarta fluya hacia el espacio anular más fácilmente con la consecuente disminución de presión de bombeo y el aceleramiento de la bomba de lodo el cual se manifiesta en el aumento de emboladas.

Hay que hacer notar que una disminución de presión de bombeo también puede deberse a las siguientes causas:

- a). Reducción en el gasto de circulación.
- b). Desprendimiento de una tobera en la barrena.
- c). Cambio en las propiedades geológicas del lodo.^[21]

CAPÍTULO III. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

3.1. Temperaturas de los pozos

Para el caso del pozo geotérmico (*figura 14*) la mayoría de las veces sólo se tiene registro de temperaturas hasta la profundidad de 1200 m aproximadamente, después de ésta profundidad se presentan alternadamente pérdidas parciales y totales de circulación. ^[22]

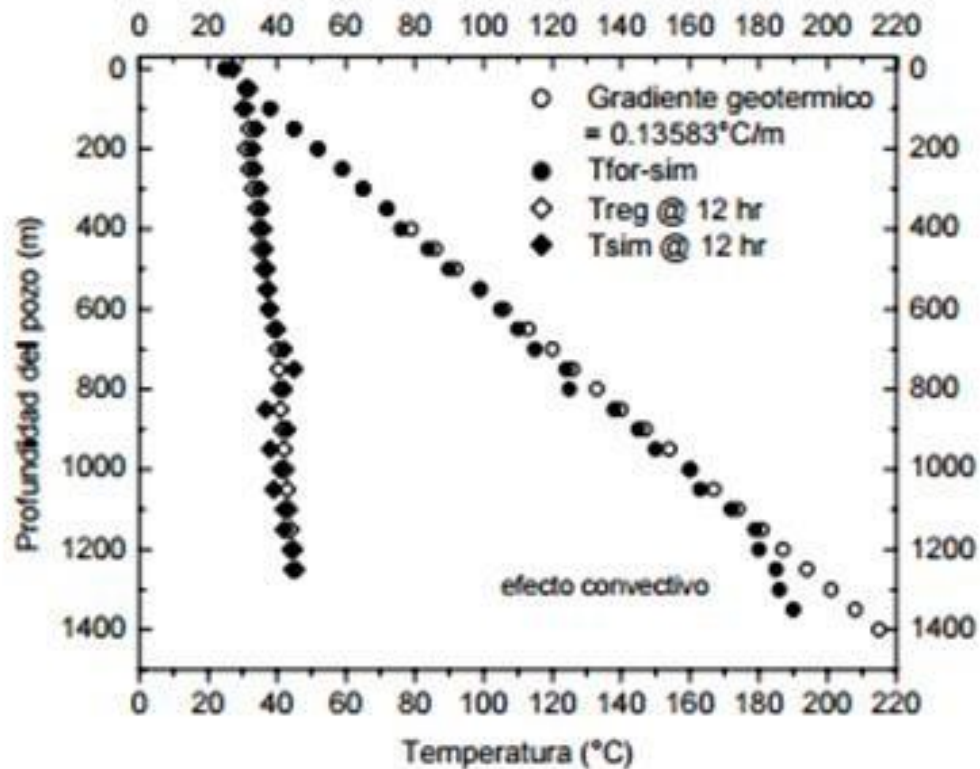


Fig.14. Temperaturas registradas en pozo geotérmico

Conforme la profundidad del pozo aumenta la desviación de datos es más notable debido a las pérdidas de circulación. Este problema conlleva a un modelo de transferencia de calor más complejo debido a que el lodo que se pierde hacia la formación que afecta considerablemente las temperaturas de formación circundante debido a que se involucran procesos convectivos.

Sin embargo, el comportamiento del perfil de temperaturas es consistente con el problema. Con esta gráfica se puede observar que las temperaturas aproximadas de un pozo geotérmico a una profundidad de 1500 m alcanzan temperaturas de 220 °C.

Fig.15. Temperaturas registradas de un pozo petrolero

Para el caso de un pozo petrolero ubicado en el Golfo de México, la *figura 15* muestra los registros de temperatura medidos a una profundidad total de 2920 m. Congruente al fenómeno físico, la *fig. 15* muestra que la temperatura del lodo se eleva conforme la profundidad aumenta y modifica las condiciones originales de la formación. Se presentan pérdidas de circulación del orden de 11,000 m³ de lodo de baja densidad. El gradiente geotérmico indicado con líneas punteadas indica el comportamiento esperado en el caso de que pérdidas de circulación no hubieran existido durante la perforación.

Al presentarse pérdidas de fluido hacia la formación, las propiedades termo-físicas de la formación se afectan y su difusividad térmica decrece debido a la invasión de lodo en la roca, [Monde y Mitsutake (2001)] con lo que se genera una menor difusión de calor en la misma, lo cual se pone de manifiesto en los perfiles de temperatura durante la simulación del proceso de paro de circulación, notándose que la velocidad de recuperación de calor no es uniforme, lo cual se caracteriza por inflexiones de temperatura en las zonas de mayor profundidad, requiriendo de mayor tiempo para difundir ese calor hacia la formación

Las actividades y la tecnología de perforación en ambos pozos son similares aun tratándose de yacimientos y gradientes geotérmicos diferentes. Cuando la formación se refiere a un medio poroso, la transferencia de calor es puramente conductiva entre el pozo y la formación. Sin embargo, cuando existen pérdidas de circulación debido a una zona poco consolidada o fracturada, el modelo incluye efectos combinados de conducción convección y puede ser aplicado en ambos sistemas tanto geotérmicos como petroleros, y considerar un valor alto de

permeabilidad para el pozo petrolero, tal que el modelo matemático puede ser utilizado bajo las consideraciones y variables termo- físicas propias de cada sistema. [23]

Con base en la información de perfiles de temperatura proporcionada por la Comisión Federal de Electricidad (coordinadora Ejecutiva de Cerro Prieto, información inédita), se calcularon los gradientes geotérmicos, resultando un gradiente lineal geotérmico de $87^{\circ}\text{C}/\text{km}$. De acuerdo con Hall (1987) la temperatura en la zona varía entre 950°C a 1200°C . [24]

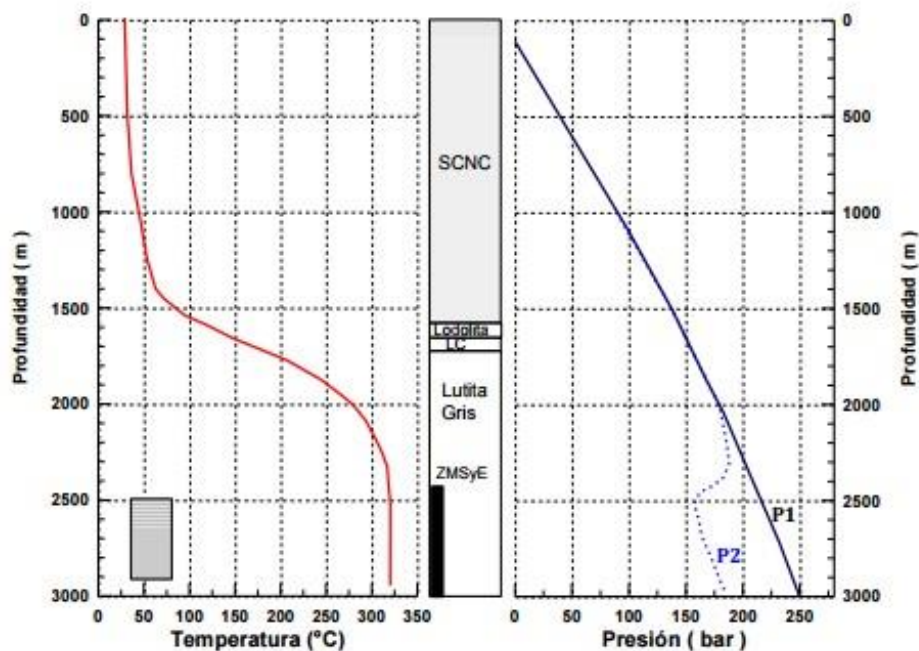


Fig.16. Perfil de temperatura de formación típico para un pozo

El perfil de la temperatura de formación y la columna litológica de un pozo típico del campo, guardan una estrecha relación, como se puede observar en la *figura 16*. El perfil de temperatura en los Sedimentos Clásicos No Consolidados (SCNC) presenta un gradiente térmico muy bajo, pues se incrementa de la temperatura ambiente en superficie hasta alrededor de unos 100°C en la base de los SCNC. Tomando en cuenta que dentro del campo productor el espesor de los SCNC varía de 800 a 2200 m, es común que no se alcancen 100°C a profundidades de 1500 o 2000 m, en particular en los pozos localizados hacia la parte oriental del campo. Esto indica un gradiente térmico prácticamente normal de 1°C por cada 24 metros de profundidad. [25]

Sin embargo, lo más significativo para este análisis es resaltar que el perfil de temperatura presenta un gradiente muy alto en el intervalo entre la base de los SCNC y la cima de la

CMSyE, pues la temperatura se incrementa de 100°C a más de 320°C, en un intervalo de profundidad que varía de 300 a 600 m. Es decir, el gradiente promedio es de 1°C por cada 2.3 metros de profundidad (ver *tabla 11*). El perfil de temperatura a lo largo de la zona mineralógica de sílice y epidota se mantiene constante, lo cual es indicativo de zona convectiva, por lo que los pozos se terminan cuidando que su intervalo productor quede dentro de esa zona mineralógica. El inicio del intervalo productor para los pozos localizados en la parte oriental del campo varía de 2300 m a 2700 m de profundidad en promedio. Para el caso del pozo de la Figura 16 (P2), el intervalo productor está de los 2500 m a los 2900 m de profundidad. ^[26]

Tabla 11. Perfil de temperaturas según cuerpos litológicos.

| Profundidad (m) | Temperaturas (°C) | Cuerpos litológicos principales |
|-----------------|-------------------|--------------------------------------|
| 0 a 700 | 0 a 100 | Sedimentos clásticos no consolidados |
| 700 a 800 | 100 a 150 | Zona de transición |
| 800 a 1500 | 150 a 210 | Zona metamórfica |
| 1500 a 3500 | 210 a 350 | Reservorio |

3.2. Importancia de la utilización de Software de Elemento finito

La ingeniería asistida por ordenador está jugando un papel creciente en la educación superior en las disciplinas científicas y de ingeniería. A nivel universitario, los estudiantes utilizan la simulación de ingeniería para aprender principios físicos y obtener experiencia práctica y real que pueden impulsar sus carreras. A nivel de posgrado, los investigadores aplican las herramientas de simulación para resolver problemas de aplicaciones complejos. Las entidades comerciales hacen a menudo alianzas con instituciones educativas para impulsar la investigación de desarrollo -a veces a nivel básico- lo que puede generar soluciones muy ventajosas.

A la hora de incorporar la simulación de ingeniería en su plan de estudios, los programas académicos afrontan una serie de retos, como la limitación presupuestaria (en comparación con la industria), un proceso de adquisición y un despliegue de herramientas que sea de buen rendimiento, así como hacer un uso a nivel interdepartamental o entre diferentes campus. Los resultados se miden a veces gracias a la capacidad que tienen estas herramientas en crear un

enfoque nuevo y diferente. La solución de simulación ideal es aquella que permite escalar su uso por un amplio número de usuarios, abarcando un gran número de profesores, estudiantes o investigadores. [27]

Los programas de análisis de elemento finito, permiten obtener soluciones aproximadas de problemas que sean susceptibles de ser representados por un sistema de ecuaciones diferenciales. En ingeniería la mayoría de los procesos actuales están definidos de dicha forma, por lo que dichos programas nos permitirán obtener productos de calidad superior a un menor coste, o para mejorar procesos existentes, o para estudiar el fallo de un componente estructural o un equipo.

Si se utiliza un programa de elemento finito se puede ayudar a reducir el tiempo total de desarrollo de un producto, reduciendo el número de ciclos prototipos-pruebas-ensayos- evaluación. Incluso en algunos casos, no es deseable o práctico elaborar un prototipo (aplicaciones biomédicas, aeroespaciales etc.). [28]

Los elementos finitos consisten en un método de análisis en ingeniería que permite reproducir virtualmente a un componente o sistema mecánico en situación de trabajo real ofreciendo las ventajas de la reducción de costes, tiempo, equipamiento y accesibilidad necesarios en un análisis real (*figura 17*). Actualmente el método ha logrado desarrollarse en casi todos los campos de la ingeniería por lo que un análisis con elementos finitos puede aplicarse a casi todos los problemas de la industria. Habitualmente el manejo del método ha requerido un profundo conocimiento físico-matemático, pero en la actualidad la disponibilidad de software y hardware han puesto al alcance de los usuarios esta potente herramienta.

Los programas disponibles para un análisis usando elementos finitos son fáciles de operar, pero requiere entender su metodología para producir resultados de calidad. [29]

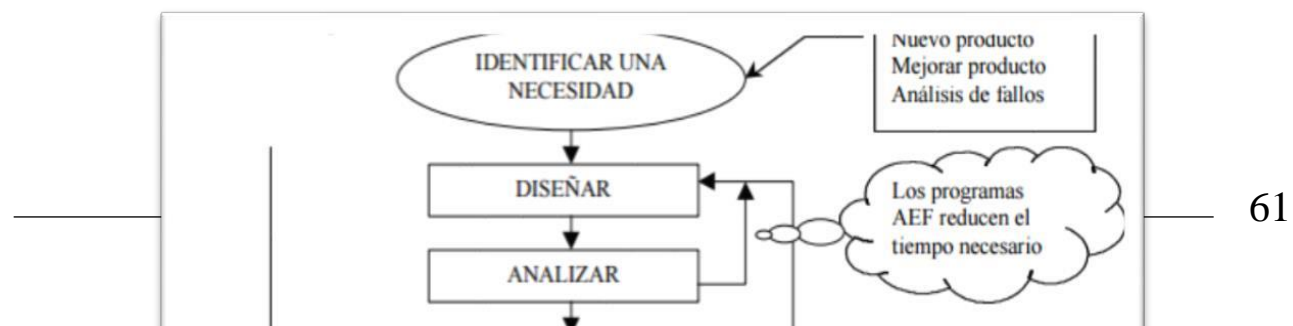


Fig.17. Metodología de un análisis de elemento finito

3.3. Programas de elemento finito

El método de los elementos finitos (MEF en castellano o FEM en inglés) es un método numérico general para la aproximación de soluciones de ecuaciones diferenciales parciales muy utilizado en diversos problemas de ingeniería y física. Está pensado para ser usado en computadoras y permite resolver ecuaciones diferenciales asociadas a un problema físico sobre geometrías complicadas. Se usa en el diseño y mejora de productos y aplicaciones industriales, así como en la simulación de sistemas físicos y biológicos complejos.

Permite obtener una solución numérica aproximada sobre un cuerpo, estructura o dominio (medio continuo) —sobre el que están definidas ciertas ecuaciones diferenciales en forma integral que caracterizan el comportamiento físico del problema— dividiéndolo en un número elevado de subdominios no-intersectantes entre sí denominados «elementos finitos».

El conjunto de elementos finitos forma una partición del dominio también denominada discretización. Dentro de cada elemento se distinguen una serie de puntos representativos llamados «nodos». Dos nodos son adyacentes si pertenecen al mismo elemento finito; además, un nodo sobre la frontera de un elemento finito puede pertenecer a varios elementos. El conjunto de nodos considerando sus relaciones de adyacencia se llama «malla». ^[29]

Los cálculos se realizan sobre una malla de puntos (llamados nodos), que sirven a su vez de base para discretización del dominio en elementos finitos. La generación de la malla se realiza usualmente con programas especiales llamados generadores de mallas, en una etapa previa a los

cálculos que se denomina pre-proceso. De acuerdo con estas relaciones de adyacencia o conectividad se relaciona el valor de un conjunto de variables incógnitas definidas en cada nodo y denominadas grados de libertad. El conjunto de relaciones entre el valor de una determinada variable entre los nodos se puede escribir en forma de sistema de ecuaciones lineales (o linealizadas). La matriz de dicho sistema de ecuaciones se llama matriz de rigidez del sistema. El número de ecuaciones de dicho sistema es proporcional al número de nodos. Típicamente el análisis de los elementos finitos se programa computacionalmente para calcular el campo de desplazamientos y, posteriormente, a través de relaciones cinemáticas y el método de los elementos finitos es muy usado debido a su generalidad y a la facilidad de introducir dominios de cálculo complejos (en dos o tres dimensiones). Además, el método es fácilmente adaptable a problemas de transmisión de calor, de mecánica de fluidos para calcular campos de velocidades y presiones (mecánica de fluidos computacional) o de campo electromagnético. Dada la imposibilidad práctica de encontrar la solución analítica de estos problemas, con frecuencia en la práctica ingenieril los métodos numéricos y, en particular, los elementos finitos, se convierten en la única alternativa práctica de cálculo. ^[30]

3.4. Análisis por elementos finitos

En general, hay tres fases en cualquier tarea asistida por computador:

Pre-procesamiento. Definir el modelo de elementos finitos y las condiciones de carga que influyen en él.

Solución del análisis. Solucionar el modelo de elementos finitos.

Post-procesamiento de resultados usando herramientas de visualización.

3.4.1. Pre-procesamiento

El primer paso es el pre-procesamiento, es construir un modelo de elementos finitos de la estructura a ser analizada. Muchas veces se requiere de la entrada de una descripción topológica de las características geométricas de la estructura. Ésta puede ser 1D, 2D, o 3D. El objetivo principal del modelo es replicar de manera realista los parámetros importantes y características del modelo real. Una vez se ha creado la geometría, se utiliza un procedimiento para definir y dividir el modelo en "pequeños" elementos. En general, un modelo de elementos finitos está definido por una malla, la cual está conformada por elementos y nodos. Los nodos representan puntos en los cuales se calcula el desplazamiento (análisis estructural). El programa enumera los nodos como una herramienta de identificación.

Los elementos están determinados por conjuntos de nodos, y definen propiedades localizadas de masa y rigidez. Los elementos también están definidos por la numeración de la malla, la cual permite referenciar la correspondiente deflexión o esfuerzo (en análisis estructural) para una localización específica.

3.4.2 Análisis (cómputo de la solución)

En la siguiente etapa en el proceso de análisis de elementos finitos se lleva a cabo una serie de procesos computacionales que involucran fuerzas aplicadas, y las propiedades de los elementos de donde producir un modelo de solución. Tal análisis estructural permite la determinación de efectos como lo son las deformaciones, desplazamientos o esfuerzos que son causados por fuerzas estructurales aplicadas como lo son la fuerza, la presión y la gravedad

3.4.3. Post-procesamiento (visualización)

Estos resultados entonces pueden ser estudiados utilizando herramientas visuales, para ver y para identificar completamente las implicaciones del análisis. Herramientas numéricas y gráficas permiten la localización precisa de información como esfuerzos y deformaciones a ser identificadas.

3.5. Programas para elementos finitos

Algunos programas de elemento finito son:

Abaqus, *Ansys*, *Patran*, Inventor, Flux, code_bright, *Cosmos*, Staad.pro, Catia v5, Cype, Dlubal RFEM, Sap2000, Algor, HKS/Abaqus/Simulia, CAELinux, Elmer, FEAP, Phase2, *Nastran*, Stampack, Kratos Multi-Physics, I-deas, Femap, Pro/ENGINEER Mechanical, Elas2D, Comsol, Castem, *SolidWorks*, SOFiSTiK, FreeFem, OpenFEM, OpenFlower, OpenFOAM, Calculix, Tochnog, Gmsh-GetDP, Z88, CYMECAP, Architrave, etc. Son algunos de los programas de elementos finitos existentes. Sin embargo, solo se mencionarán algunos de estos.

3.5.1 Abacus

El software de elementos finitos conocido como ABAQUS fue desarrollado a finales de la década de los setenta por David Hibbitt, Dr. Bengt Karlsson y P. Sorensen. Hoy en día, ABAQUS se utiliza en diversos sectores industriales tales como el nuclear, automóvil, aeroespacial, eólico, biomedicina e industrias de consumo, etc. Constituye una herramienta eficaz para crear modelos de elementos finitos de forma interactiva, visualizar resultados de los análisis. Puede crear el modelo de elementos finitos a partir de geometría creada en el propio programa o importarla directamente a partir de los formatos CAD más comunes.

Permite resolver los tradicionales análisis de elementos finitos de tipo implícito tales como, análisis estáticos, dinámicos a baja velocidad (tanto en el dominio del tiempo como de la frecuencia), térmicos, etc. incluyendo contactos y no linealidades de material.

Es un módulo que permite realizar análisis de fluidodinámica o CFD (Computational Fluid Dynamics) integrado en el pre y post procesador. Resaltar la capacidad de realizar simulaciones acopladas con interacción fluido-estructura tanto de tipo estructural como térmico. ^[31]

3.5.2. Nastran

Es un programa de cálculo estructural que aplica el método de los elementos finitos, ofrece un conjunto completo de capacidades de análisis estáticos y dinámicos lineales a lo largo con un apoyo sin precedentes para súper elementos. Nastran también ofrece un conjunto completo de capacidades implícitas y explícitas de análisis no lineal, acústica y térmicas interiores- exteriores y de acoplamiento entre disciplinas como la interacción térmica, estructural y de fluidos.

3.5.3. Patran

Es un programa de ingeniería asistido por computadora (CAE) que proporciona una interfaz gráfica al pre- y pos procesamiento de modelos de elementos finitos y sus resultados. Proporciona un rico conjunto de herramientas que simplifican la creación de modelos de análisis lineal no lineal, dinámico explícito, térmica y otras soluciones de elementos finitos. Desde herramientas de limpieza de la geometría que hacen que sea fácil para los ingenieros hacer frente a las lagunas y las astillas en CAD, a las herramientas de modelado de sólidos

3.5.4. SolidWorks

Utiliza el método de formulación de desplazamientos de elementos finitos para calcular desplazamientos, deformaciones y tensiones de los componentes con cargas internas y externas. La geometría que se analiza se individualiza con elementos tetraédricos (3D), triangulares (2D) y de vigas, y se resuelve con un solver Direct Sparse o iterativo. También ofrece el supuesto de simplificación en 2D para las opciones de tensión o deformación de plano, extruidas o axisimétricas. Incluye una herramienta de producción para las mallas de lámina llamada “Administrador de vaciados”, que permite gestionar varias definiciones de vaciado de su documento de pieza o de ensamblaje. Mejora el flujo de trabajo para la organización de vaciados en función del tipo, el grosor o el material, y mejora la visualización y la verificación de las propiedades de vaciado. El análisis por elementos finitos con SOLIDWORKS permite conocer la geometría exacta durante el proceso de mallado, y se integra con el software de CAD en 3D de SOLIDWORKS. Además, cuanto más precisión exista entre el mallado y la geometría del producto, más precisos serán los resultados del análisis.

Utiliza métodos de análisis por elementos finitos para calcular los desplazamientos y las tensiones de su producto debido a cargas operativas como las siguientes: fuerzas, presiones, aceleraciones, temperaturas, contacto entre componentes.

Las cargas pueden importarse desde estudios de simulación térmica, de flujo y de movimiento para realizar análisis multifísicos. Brinda la posibilidad de mallar la geometría de CAD en elementos tetraédricos (de primer y segundo orden), triangulares (de primer y segundo orden), de viga o de armadura. La malla puede constar de un tipo de elemento o de varios, en el caso de las mallas mixtas. ^[32]

3.5.5. Ansys

Ansys ofrece una suite de software integral que abarca toda la gama de la física, que proporciona acceso a prácticamente cualquier campo de la simulación de ingeniería que requiere un proceso de diseño. Organizaciones de todo el mundo confían en Ansys para ofrecer el mejor valor por su inversión en software de simulación de ingeniería. Las soluciones de Ansys abarcan desde la simulación del comportamiento de dinámica de fluidos, electromagnetismo, resistencia de materiales, etc.

Ansys es un software de Elementos Finitos que permite realizar tareas como: construir o importar modelos de estructuras, productos, componentes o sistemas, aplicar cargas al elemento creado, estudiar las respuestas físicas, tales como niveles de esfuerzos, distribuciones de temperatura o campos electromagnéticos, optimizar diseños existentes, realizar pruebas virtuales sobre componentes en etapa de diseño y ofrece una interfaz gráfica sencilla. ^[33]

CAPÍTULO IV. ANÁLISIS DE ELEMENTO FINITO



4.1. Análisis Estructural

Para la realización del análisis estructural, la tubería de revestimiento se dibujó en dos dimensiones, considerando un análisis axisimétrico, una tubería de 30 pulgadas de diámetro con una longitud aproximada de 150 metros y una tubería de 20 pulgadas con la misma longitud, la tercera tubería es de 16 pulgadas con una longitud de 800 m, la cuarta es de 11 7/8 de pulgadas con longitud de 2500 m, y la última es de 9 5/8 de pulgadas con una longitud de 3500 m. En el análisis se introducen las propiedades mecánicas (*tabla 12*) de los dos materiales, concreto y acero al carbono y se considera una temperatura constante del fluido de 300°C (*figura 18*).

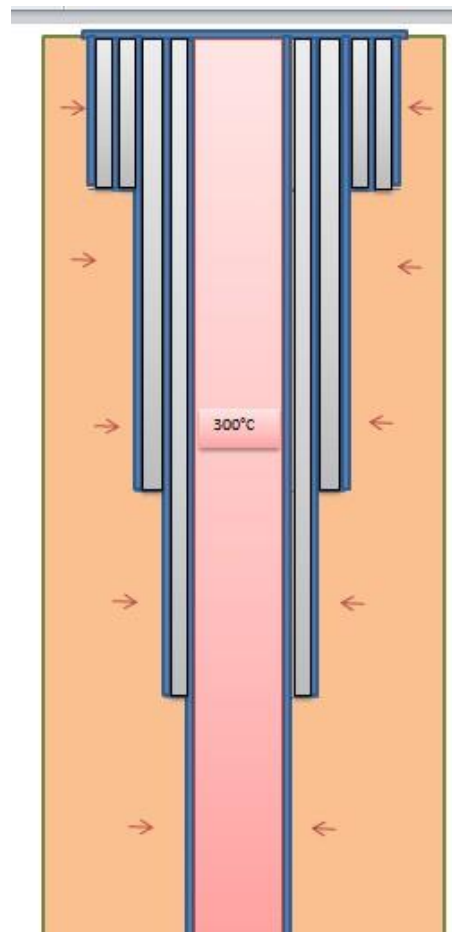


Fig.18. Modelo de la tubería

Tabla 12. Propiedades mecánicas de la tubería y concreto.

| ANÁLISIS ESTRUCTURAL | | |
|------------------------------|------------------------------|------------------------------|
| Propiedades Mecánicas | Concreto | Acero al carbón |
| <i>Módulo de Young</i> | <i>27 GPa</i> | <i>205 GPa</i> |
| <i>Relación de poisson</i> | <i>0.15 y 0.20</i> | <i>0.3</i> |
| <i>Conductividad térmica</i> | <i>0.40 W/m°C</i> | <i>43 W/m°C</i> |
| <i>Expansión térmica</i> | <i>1.2 x 10⁻⁵</i> | <i>6.5 x 10⁻⁶</i> |
| <i>Calor específico</i> | <i>837 J/°C</i> | <i>473 J/°C</i> |
| <i>Densidad</i> | <i>2200 kg/m³</i> | <i>7850 kg/m³</i> |

4.1.1. Análisis de tubería de revestimiento API K55 con ANSYS

La tubería de revestimiento/producción API 5CT K55 es muy similar a la de tipo J55. No existe ninguna diferencia en cuanto a la composición química y límite elástico, pero la resistencia a la tensión del acero K55 es mayor que el J55. En las ventas reales, el precio de estos dos materiales se ha mantenido prácticamente igual, y el propósito muy similar. En la extracción de petróleo, la tubería de revestimiento API K55 es un tipo relativamente común. Debido a su bajo grado de carbono, se utiliza principalmente en la extracción superficial de petróleo y gas, especialmente de gas natural y la explotación de metano. También se utiliza con gran frecuencia en los pozos poco profundos, pozos geotermales y pozos de agua. Para la realización del análisis estructural de la tubería se consideraron las propiedades mecánicas del concreto y el acero al carbono, las dimensiones de la tubería de revestimiento (*tabla 13 y 14*), y espesores de la tubería (*tabla 15*) y temperaturas a las cuales se encuentra sometido el pozo

Tabla 13. Dimensiones de las tuberías de revestimiento API K55

| Tubería (in) | Diámetro exterior | Diámetro interior | Espesor (m) | Longitud (m) |
|---------------------|--------------------------|--------------------------|--------------------|---------------------|
| 30 | 0.762 m | 0.7366 m | 0.0254 | 2 |
| 20 | 0.508 m | 0.486 m | 0.022 | 2 |
| 13 3/8 | 0.3397 m | 0.3237 m | 0.016185 | 1000 |
| 9 5/8 | 0.2444 m | 0.2244 m | 0.1122 | 2300 |
| 7 | 0.1778 m | 0.16608 m | 0.08304 | 3500 |

Tabla 14. Espesores entre cemento y tubería.

| Barrena (in) | Tubería (in) | Espesor de cemento (in a m) |
|---------------------|---------------------|------------------------------------|
| 15 | 13 3/8 | 6.625 in / 0.1682 m |
| 11 | 9 5/8 | 1.375 in / 0.03492 m |
| 10 | 7 | 3 in / 0.0762 m |

4.1.2. Especificaciones tubería de revestimiento API K55

Entre las especificaciones de la tubería de revestimiento API K55 se tiene como datos principales el límite elástico de 379 MPa y una resistencia a la tensión de 655 MPa, tiene un contenido de sulfuro y fosforo inferior a 0.030%. Y su longitud varía desde los 4 hasta casi los 15 metros.

| | | |
|---|--|---|
| <p>Grosor de la pared 5.21 a 16.13 mm</p> <p>Tipo de rosca SC (rosca corta) LC (rosca larga) BC (rosca en diente de sierra)</p> | <p>Longitud R1(4.88-7.62m), R2 (7.62-10.36 m), R3 (10.36-14.63m)</p> <p>Composición química fracción másica % Fosforo 0.3 Azufre 0.3</p> | <p>Requisitos de tensión Alargamiento total bajo carga 0.5%</p> <p>Limite elástico 379 MPa</p> <p>Resistencia a la tensión 655 MPa</p> |
|---|--|---|

Para el análisis térmico de la tubería por elemento finito se consideraron 2 materiales principales, el concreto que funcionará como aislante y el acero al carbono para la tubería de revestimiento

Tabla 15. Diámetros y espesores de la tubería de revestimiento API K55 [34]

| Diámetro en in | Espesor en in | Espesor en m |
|----------------|---------------|--------------|
| 20 | 0.438 | 0.011 |
| 13 3/8 | 0.330 | 0.008 |
| 11 7/8 | 0.582 | 0.015 |
| 9 5/8 | 0.395 | 0.010 |

Las figuras 19 y 20 muestran el modelo de un pozo de perforación y sus dimensiones aproximadas, tanto de un pozo geotérmico como petrolero, las dimensiones utilizadas comúnmente en CFE y PEMEX.

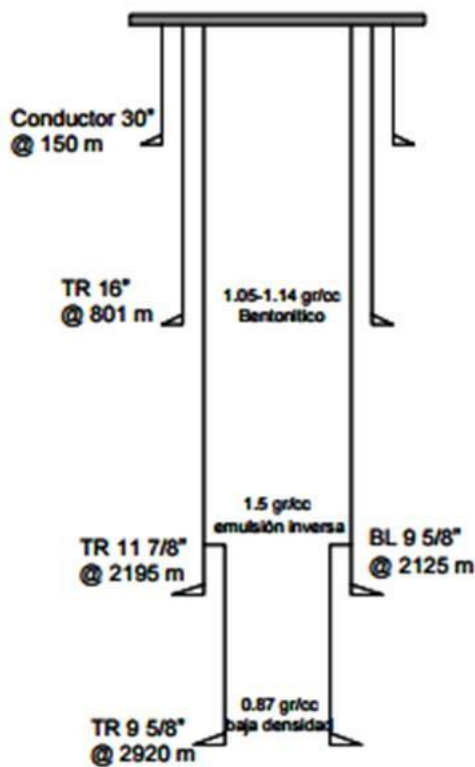


Fig. 19. Modelo de pozo petrolero

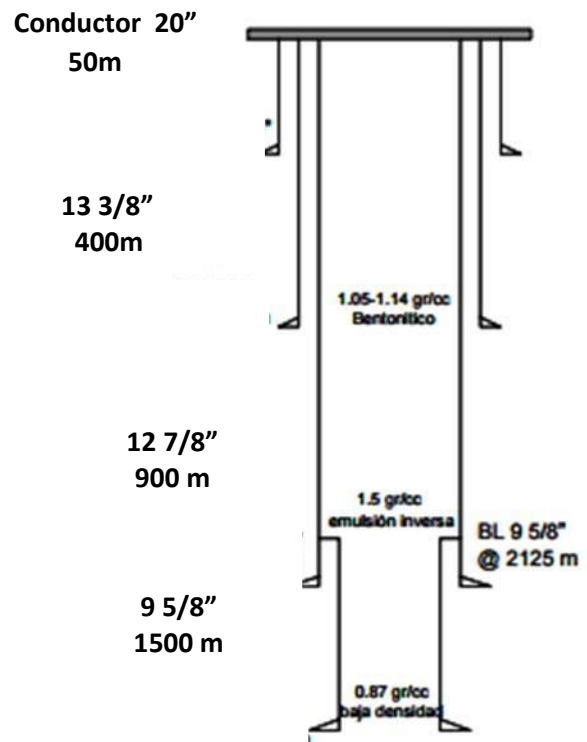


Fig.20. Modelo de pozo geotérmico

4.2 Análisis de fallas en los procesos de cementación de las tuberías de revestimiento en pozos geotérmicos.

Una tubería de revestimiento comúnmente sufre diferentes daños, la cementación es el proceso mediante el cual se mezcla y se bombea la lechada de cemento hacia el fondo del pozo a través de la tubería de revestimiento, con el objetivo de llenar el espacio anular existente entre la tubería de revestimiento y la pared del pozo, es una de las operaciones críticas durante la perforación de un pozo, debido a que una mala operación puede afectar su vida productiva, al momento de diseñar el revestimiento y cementar un pozo se deben tomar en cuenta las nuevas técnicas, así como las mejores prácticas operacionales dirigidas hacia ambos procesos. Además, la cementación protege la tubería de revestimiento de acero contra la corrosión producida por los fluidos de formación. ^[35] El Análisis de las fallas en los procesos de la cementación de las tuberías de revestimiento en pozos geotérmicos es un factor importante para establecer los parámetros y variables de simulación numérica.

El desarrollo de la perforación en el Campo Geotérmico de Cerro Prieto, ha sufrido diferentes cambios; estos cambios siempre han sido ocasionados por problemas y deficiencias detectadas en cada una de las etapas de perforación. Los cambios más significativos se pueden resumir en: utilización de roscas especiales y dentro de ese aspecto modificaciones por el grado de los aceros en las tuberías, que en algunos casos significó un incremento importante en el espesor de la pared de las tuberías, diferentes tipos de mezclas en cemento y aditivos químicos, la utilización de distintos modelos y diseños en accesorios para tuberías. ^[26]

Las causas de dichas modificaciones se agrupan en dos: fallas mecánicas en las tuberías, ocasionadas por esfuerzos de tensión y compresión debidas a las elevadas temperaturas habituales en el reservorio geotérmico. Un segundo grupo han sido incrustaciones tanto dentro de la tubería de producción como en algunos casos en las tuberías cortas ranuradas, y el problema más grave, habiendo transcurrido cierto tiempo después de la construcción de los pozos, ha sido la corrosión en las tuberías, asociado a la degradación de los cementantes que en su oportunidad se utilizaron.

Entre los problemas principales en la perforación y terminación de un pozo, podemos señalar de forma breve los problemas más severos presentados en los últimos años, estos son: pérdidas en los fluidos de perforación, derrumbes durante la perforación y/o corridas de las tuberías de ademe. Este problema en algunos de los pozos ha sido extremadamente grave, y tal parece que es el resultado de dos causas: una mecánica, asociada a fracturas, fallas, sumada a cierta dosis de filtración de fluidos y, sobre todo, a un aparente efecto de choque térmico.

Todo esto sumado y dentro de un periodo de tiempo relativamente corto, han provocado en ocasiones derrumbes exagerados y que únicamente se han podido controlar recementando todo lo perforado en la zona afectada. Las altas temperaturas en zonas productoras son también parte de los problemas principales, ya que gran parte de las fallas en materiales, equipos, empacamientos, problemas de corrosión, tanto en ademes como en instalaciones superficiales, están necesariamente asociadas a las temperaturas elevadas. Las pérdidas de circulación al cementar tubería de ademe, es uno de los puntos más importantes a ser analizados, ya que se originan con mucha facilidad puesto que en este tipo de pozos deben cementarse los ademes desde su profundidad total hasta la superficie; de no hacerlo así, fácilmente se originan colapsos y aun fracturas de los mismos. ^[21]

Dado que la debilidad de las formaciones asociadas a los reservorios geotérmicos es excesiva, si además consideramos una cierta canalización o disolución de ciertas formaciones que ocasionan fluidos hidrotermales, se entiende la facilidad con la que las lechadas, dada su densidad, rompen las formaciones o simplemente se pierden, impidiendo en forma definitiva el lograr una cementación satisfactoria que cumpla con los requerimientos técnicos, dejando así comprometida la capacidad mecánica de los ademes.

Además de las pérdidas que ya señalamos, es frecuente que las zapatas, los coples flotadores, los coples especiales, tapones, etc., que son necesarios para realizar las cementaciones, sufran con gran frecuencia daños o alteraciones que finalmente impiden su operación para la que fueron diseñados; por esto, y como ya es muy conocido dentro de la perforación petrolera, cementaciones de dos, tres o más etapas han sido poco eficaces, ya que se estiman las fallas de las mismas en por lo menos de un 60% a 70%, y solamente cementaciones en una etapa han operado con mejores resultados; sin embargo, cuando es necesario realizar cementaciones de columnas de ademes a

2,000 metros de profundidad, es materialmente obligado planear cementaciones en dos etapas. [26]

La cementación es la operación efectuada en un pozo, donde se mezcla y desplaza una lechada de cemento entre la tubería de revestimiento y la formación expuesta del agujero o revestidores anteriores con el fin de cumplir con los siguientes objetivos:

1. Crear un aislamiento de zonas productoras, formaciones de alta o baja presión y acuíferos.
2. Proveer soporte al revestidor dentro del pozo.
3. Proteger al revestidor del proceso de corrosión.
4. Proteger el hoyo de un posible colapso.
5. Formar un sello hidráulico entre la tubería de revestimiento y la formación.

Se clasifican en tres tipos principales, cementación primaria, cementación secundaria y cementación forzada. [36]

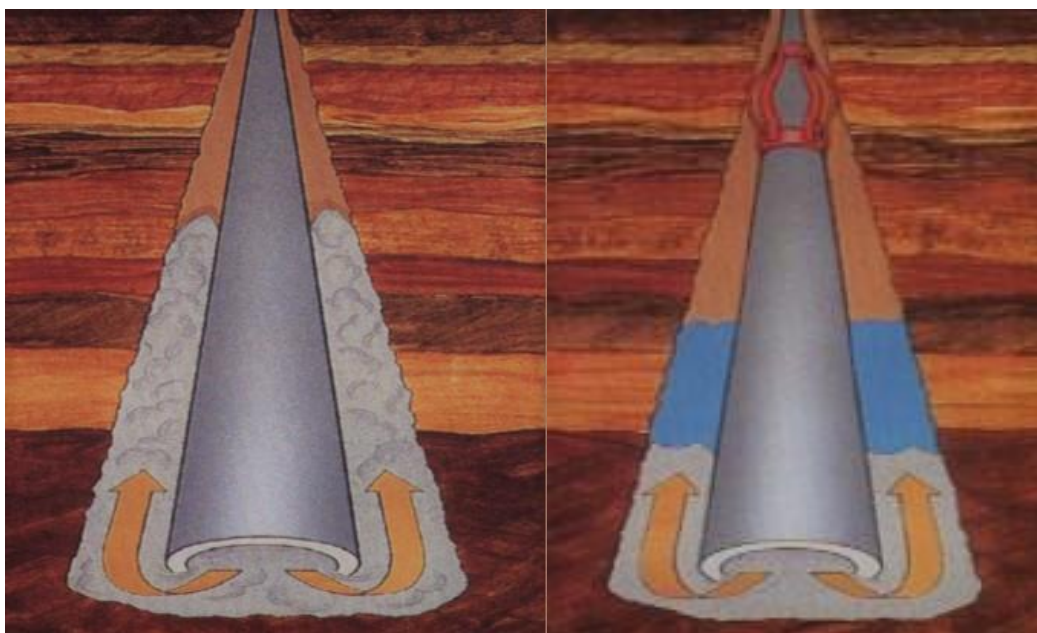


Fig.21. Cementación primaria y secundaria respectivamente.

4.2.1. Cementación primaria.

En esta operación se coloca la lechada de cemento en el espacio anular que está comprendido por la tubería de revestimiento y la formación expuesta del agujero, de tal forma que realiza un sello completo y permanente proporcionando aislamiento entre las zonas del pozo que contienen gas, aceite y agua. Una de las principales funciones de la cementación primaria es evitar derrumbes de la pared de formaciones no consolidadas, dar soporte a la tubería de revestimiento y proporcionar una reducción en el proceso corrosivo de esta con los fluidos del pozo y con los fluidos inyectados en casos de estimulación. ^[37]

4.2.2. Cementación secundaria

Es el proceso de forzamiento de la lechada de cemento en el pozo, que se realiza principalmente en reparaciones o en tareas de terminación de pozos. Puede ser: cementaciones forzadas y taponos de cemento (*figura 21*).

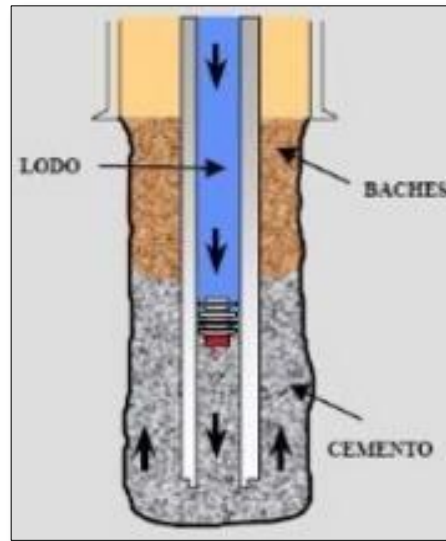
4.2.3. Cementación forzada

La cementación forzada es la operación donde se inyecta cemento a presión hacia el espacio anular a través de los disparos previamente realizados en la tubería de revestimiento, esta acción se usa como medida correctiva de la cementación primaria cuando esta no fue exitosa o en diversas reparaciones. ^[35]

4.3. Proceso de perforación

Lo primero que se hace es el contra pozo, con una tubería que sirve como guía de 30 pulgadas, con una longitud aproximada de 2 metros, seguido se coloca una tubería de 20 pulgadas que puede ser hincada y es de donde se detiene todo el equipo de perforación. Una vez puesto el equipo de perforación en el contrapozo empieza la perforación con una barrena de 15 pulgadas, aquí se introduce tubería de 13 3/8 de pulgada y ésta baja aproximadamente 1 km. Toda esta perforación se hace con bentonita para que no se derrumbe el pozo. Una vez colocada la tubería de 13 3/8 de pulgada, se introduce una barrena de 11 pulgadas para colocar tubería de 9 5/8 de pulgada la cual llega hasta unos 2300 metros (1300 m de tubería).

Se coloca un colgador en la parte inferior de la tubería de 13 3/8 y se introduce la tubería de 9 5/8, se vuelve hacer el mismo procedimiento, ahora con una barrena de 10 pulgadas para colocar tubería de 7" hasta una profundidad de 3500 metros (1200 m de tubería).^[31] Una vez colocada la tubería, se inyecta la lechada de concreto de baja densidad en la parte del fondo y se hace que fluya entre el espacio de la tubería y el orificio, se deja de bombear el concreto hasta que llegue a la superficie como se muestra en la *figura 22*.^[21]



Fuente: Completación de pozos, Paul Jacome
Fig. 22. Proceso de cementación

4.4. Simulación Numérica

Uno de los puntos de la investigación, es que la tubería de revestimiento sufre un daño mecánico debido a la pérdida de circulación y mal anclaje, obviamente la cementación nunca es uniforme, se inyecta el concreto hasta que llegue a la superficie, de esta manera se supone que queda cubierta la tubería, sin embargo se sabe que, pueden existir pérdidas de circulación, y que la tubería no queda completamente cubierta, y este problema está asociado a fracturas, fallas, filtración de fluidos y choque térmico, teniéndose que volver a intervenir el pozo.^[37] Para analizar los resultados de simulación numérica, primero se tiene que definir, que son los esfuerzos de tracción, esfuerzos de compresión, colapso, cedencia, pandeo, mencionados anteriormente.

4.4.1. Esfuerzos de tracción y compresión

La tubería puede sufrir esfuerzos de tracción, los cuales se dan cuando un cuerpo se somete a dos fuerzas iguales y de sentido contrario que tienden a estirar o alargar el cuerpo de forma análoga, el esfuerzo de compresión se da cuando las fuerzas están ejercidas hacia el cuerpo de forma que tienden a comprimirlo, en ambos casos el esfuerzo es la fuerza dividida por el área transversal. Si no actúan otras fuerzas, la fuerza neta sobre el cuerpo es nula, por lo que el objeto continuara en reposo, pero en cambio, el cuerpo puede deformarse. Cuando la tubería se encuentra a compresión la capacidad mecánica de la tubería de revestimiento al colapso se incrementa, mientras que la presión interna disminuye (figura 23). Si la tubería se encuentra a tensión, la capacidad mecánica de la tubería de revestimiento a la presión interna se incrementa, mientras que al colapso disminuye (figura 24).

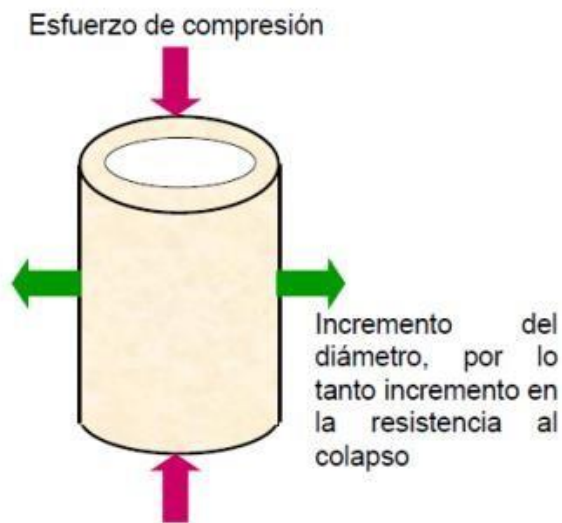


Fig.23. Esfuerzo de compresión.

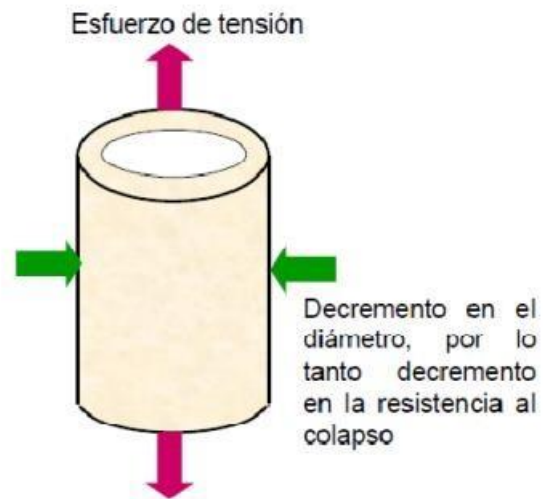


Fig.24. Esfuerzo de tensión.

4.4.2. Cedencia y pandeo

La cedencia también conocida como fluencia, es aquella propiedad o condición del material para soportar la deformación elástica o bien la resistencia que opone el material a la deformación ante la exposición de una carga. Se dice que un material alcanza la cedencia o fluencia cuando experimenta una carga que le provoca una deformación permanente. Antes de esta deformación, el material recupera su estado original, se dice entonces que el material es elástico. Finalmente, el punto a partir del cual el material se fractura o se rompe es cuando se alcanza el último valor de resistencia mecánica.

Así mismo, a la deformación mecánica que experimenta una tubería por la acción de las fuerzas compresionales desarrolladas sobre el cuerpo de la misma se le conoce como pandeo. Puede entenderse que existe un límite de fuerza compresional, similar al de una resistencia, para establecer el inicio de la deformación de pandeo de la tubería.

4.5. Resultados del análisis numérico

La tubería de revestimiento al estar en contacto con el vapor se calienta, provocando que esta se expanda e incremente su volumen, comprimiendo las paredes del concreto, alcanzando esfuerzos a compresión de 101 GPa, en las áreas internas del arreglo de tuberías y el concreto. Por otra parte los esfuerzos a los que está expuesta la tubería en general van del rango de los 67 MPa a compresión hasta los 200 MPa a tensión, estando por debajo del esfuerzo de fluencia del material de 379 MPa, por tal motivo la tubería no sufre deformación plástica alguna (*Figura 25*). Así mismo en dicha figura se tienen las tuberías de 20 y 30 pulgadas, con longitudes de 150 metros de profundidad, la cual es la más cercana a la superficie y la que soporta el equipo y herramientas de perforación del pozo.

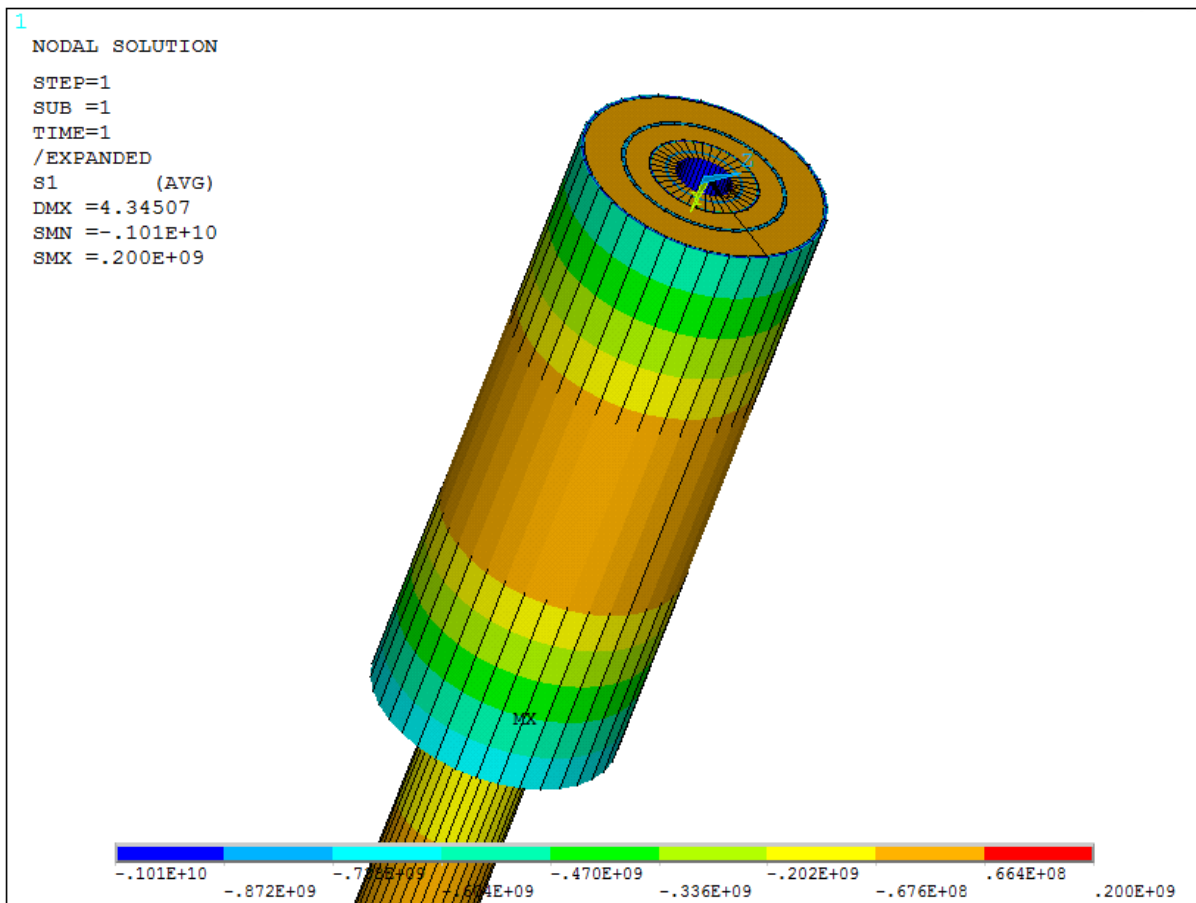


Fig.25. Tubería sometida a esfuerzos de compresión.

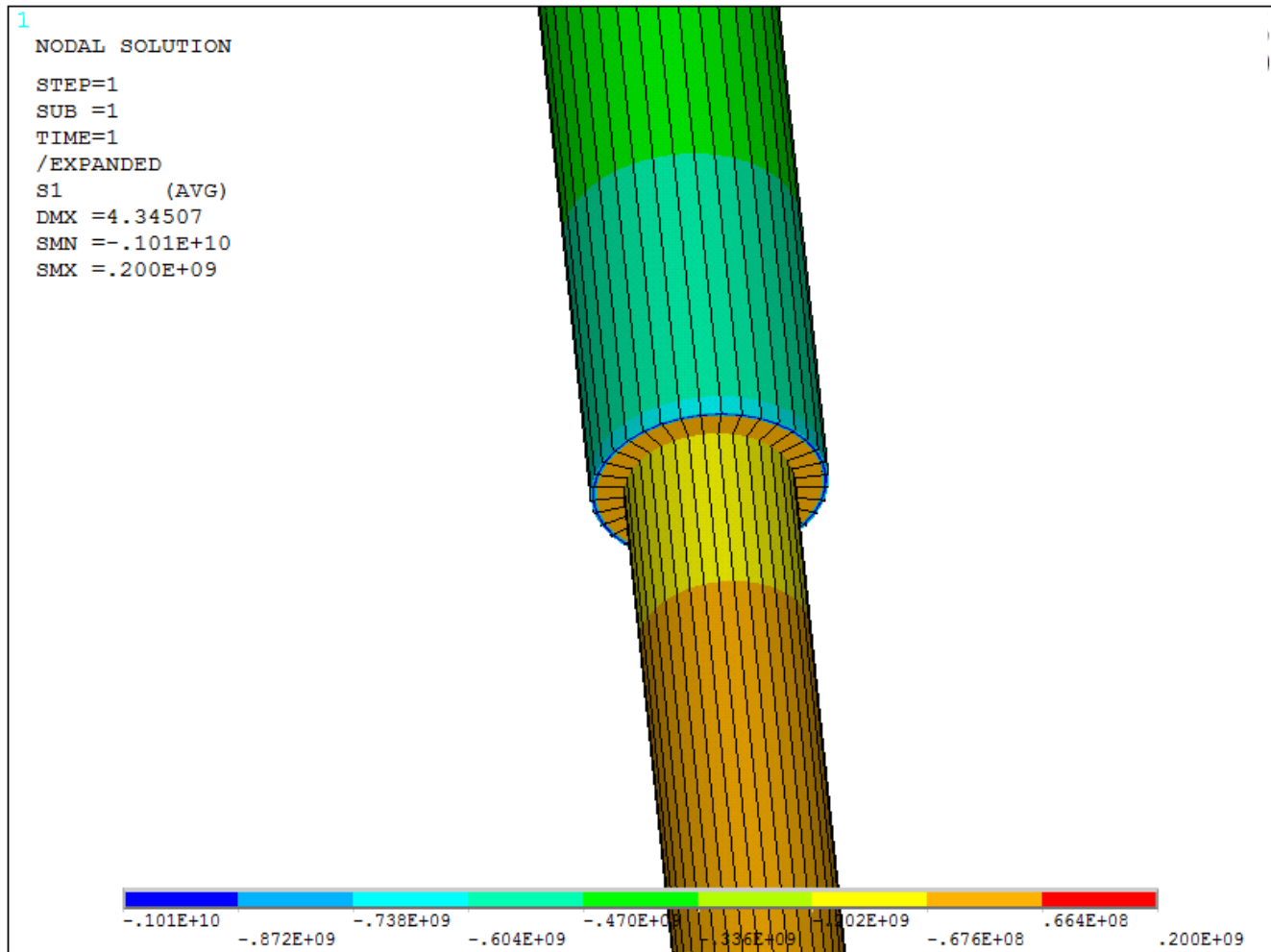


Fig. 26.. Tubería de revestimiento segundo cabezal del pozo.

La figura 26 muestra la tubería de un diámetro de 16 pulgadas con una longitud de 800 metros de profundidad (color azul y verde) la cual se encuentra en un rango de 67 MPa a 336 MPa a compresión por sus signos negativos. La parte de la tubería mostrada de naranja y amarillo, viene siendo la tubería, con una longitud de 2500 m, presentando esfuerzos similares en las conexiones de la tubería de 9 5/8 de pulgada a 3500 metros, como se muestra en las figuras 27 y 28.

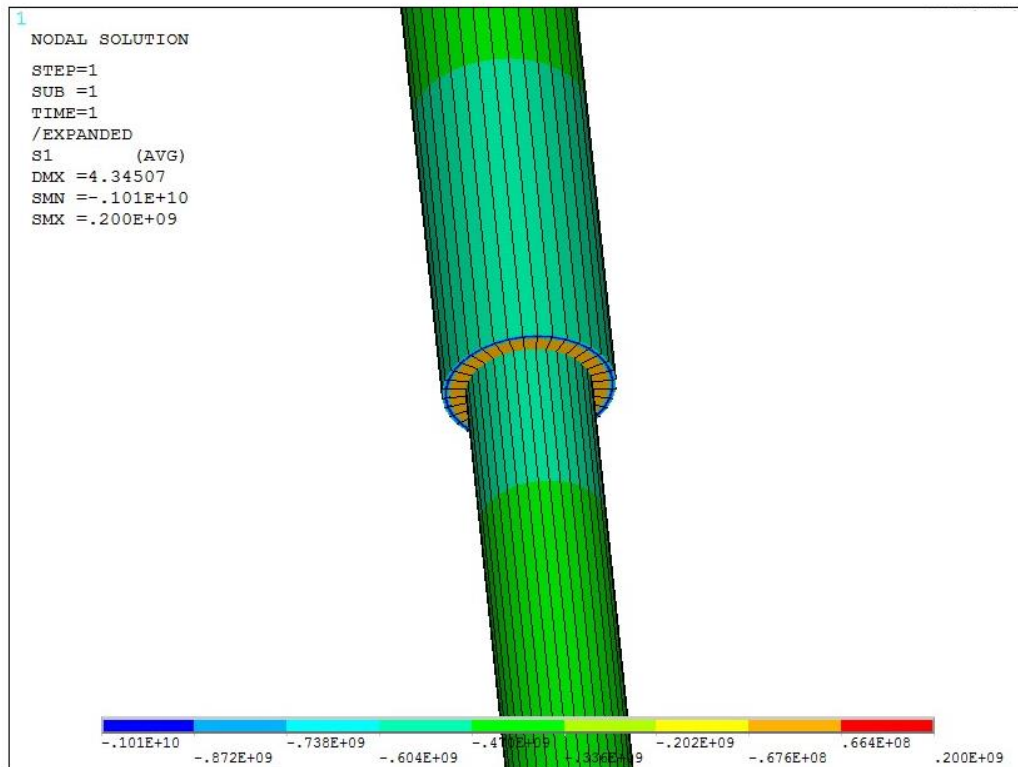


Fig. 27. Tubería tercer cabezal

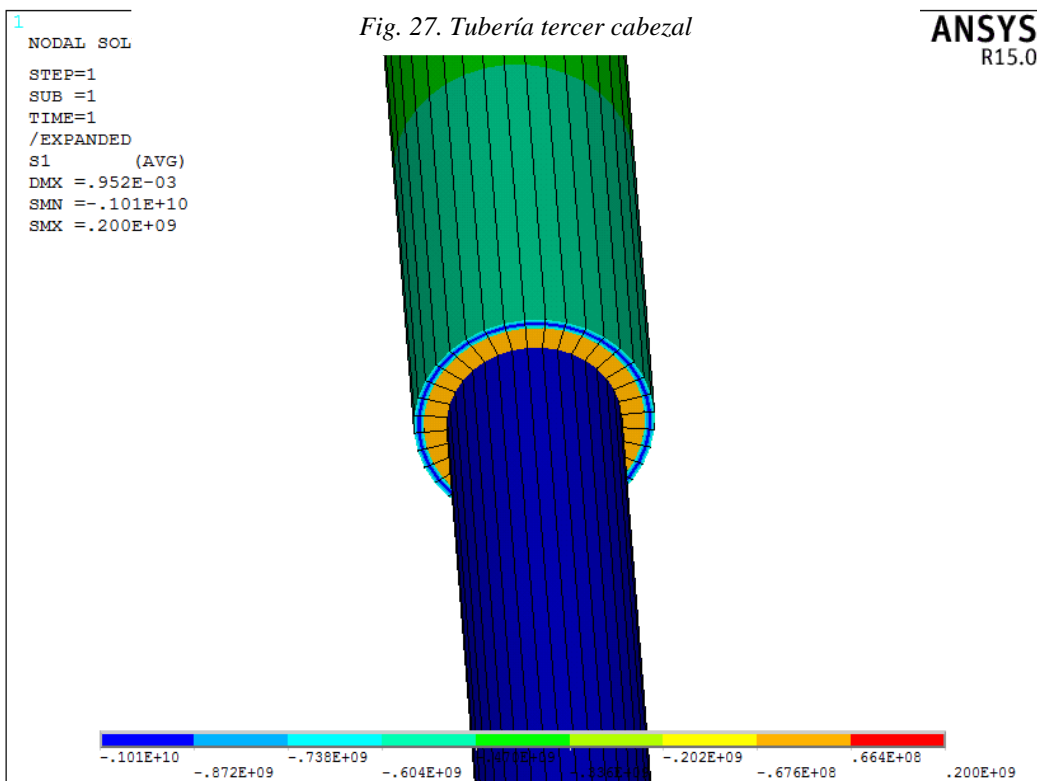


Fig.28. Tubería de 11 5/8 pulgada con 2500 metros de profundidad.

La tubería del fondo del pozo (*figura 29*) tiene una longitud de 3500 metros de profundidad con un diámetro de 7 pulgadas, la cual es encargada de transportar el fluido del pozo geotérmico hasta la superficie, por tal motivo es la tubería que soporta mayor temperatura. El crecimiento total de la tubería al ser expuesta a los 300°C, se incrementa hasta 4.345 metros, por lo que es importante que dicho extremo no se tope con ningún obstáculo, que le impida el crecimiento de los 4.345 metros, para que no se provoquen los pandeos de dicha tubería y por consiguiente el daño estructural, además de provocar la mala circulación del fluido geotérmico.

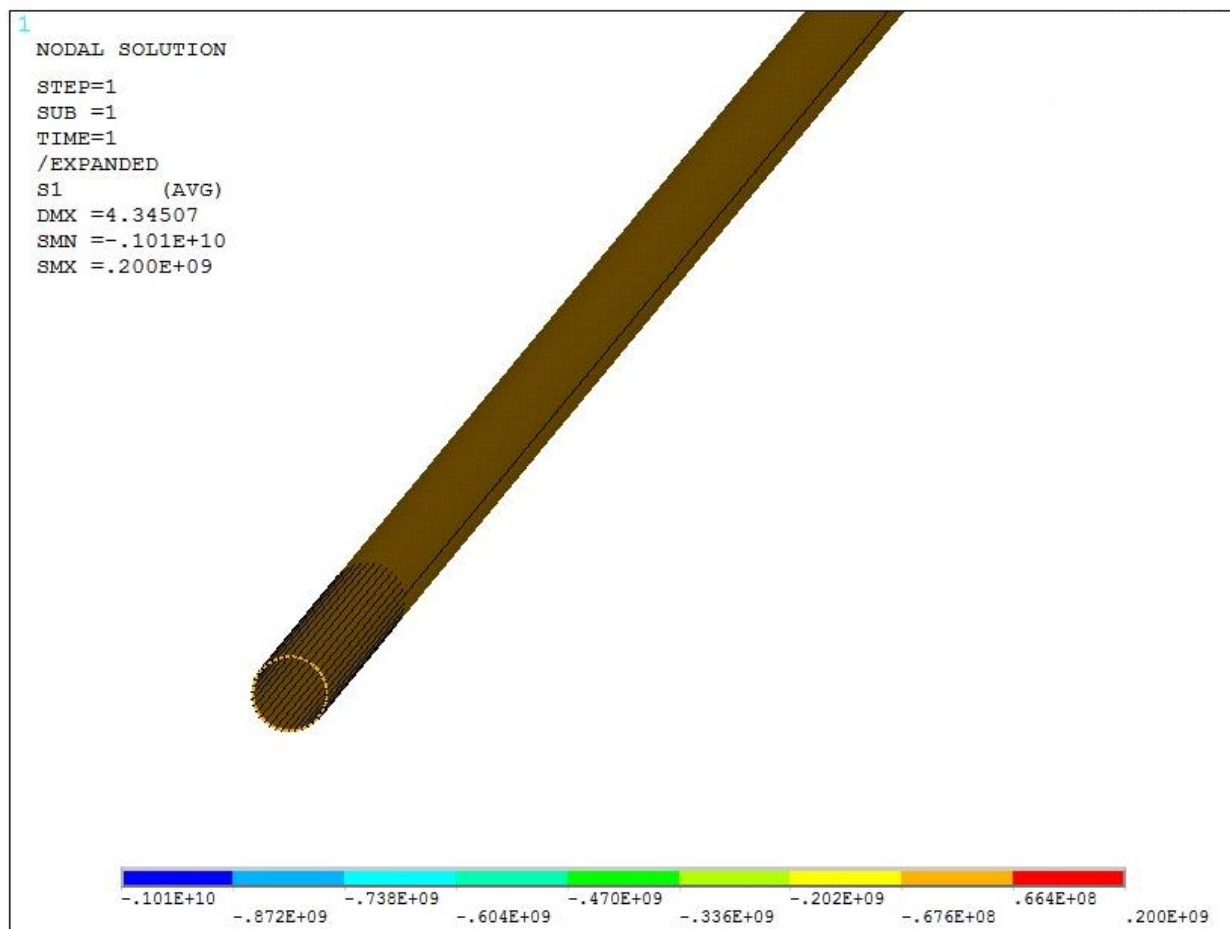


Fig.29. Tubería de fondo con longitud de 3500 m.

Conclusiones

Los resultados obtenidos por el método de elementos finito arrojaron promedios de 336 MPa a compresión hasta esfuerzos a 200 MPa a tensión, estando estos valores por debajo del esfuerzo de fluencia del material, lo que no provoca ningún daño estructural a la tubería.

Sin embargo el crecimiento de la tubería debido a la dilatación térmica es de 4.345 metros, por lo que es muy importante que no exista ningún obstáculo que impida dicho crecimiento, ya que provocaría pandeos y daño estructural, además de provocar mala circulación de fluido. Este fenómeno se presenta como uno de los más graves problemas después de la construcción del pozo, así como corrosión y degradación de los cementantes, provocando problemas catastróficos.

Recomendaciones para trabajos futuros

- Se recomienda simular numéricamente un caso térmico estructural, considerando la velocidad de corrosión de la tubería siendo este de 0.23 mm/año. [Carlos Miranda, Saucedo Israel. Corrosión en tuberías de acero al carbono expuesto a fluido geotérmico]
- Así mismo realizar un análisis de fatiga, considerando los daños por corrosión.

Referencias

- [1]. Castro R. Yoban, M. T. (27 de marzo de 2013). Guia de Diseño para el asentamiento y diseño de tuberías de revestimiento. Mexico, Tecamachalco, Mexico.
- [2]. Villacres Andres, (2007). Procedimiento de inspeccion de tuberias de perforación causados por diferentes problemas dentro de un pozo en las instalaciones de insepeccacia.
- [3]. Articulo de revista. Bjarne Bennetzen, F.J. Diseño de tuberias de revestimiento.Oilfield Review (Otoño 2010), vol.22. no.3.
- [4]. Informe. Jose P.H. Revestidores (Enero 2012).
- [5]. Jose Manuel Meza Padilla, (Abril 2015). Tuberia, conceptos y fundamentos tecnicos.
- [6]. Libro.Carlos Miranda, Saucedo Israel. Corrosion en tuberias de acero al carbono expuesto a fluido geotermico. (mayo 2014), Mexicali B.C. Editorial academica española.
- [7]. Emma Martinez. Mexicali.org. (2012 junio 23). url:<http://mexicali.org/planta-de-energia-geotermica-de-cerro-prieto/>.
- [8]. Revista Mexicana de Geoenergía ISSN 0186-5898 Volumen 22, No.2 julio-diciembre 2009. Corrosion en tuberias de linea y revestimiento de pozos del Campo Geotermico de Cerro Prieto
- [9]. Comision Federal de electricidad. libro blanco. Perforacion de 30 pozos en el campo geotermico de cerro prieto, B.C. 12 Octubre 2012
- [10]. Sergio Meana, Energia Geotermica una de las apuestas Fuertes del futuro. Abril 2014.
- [11]. Prospectiva de las Energías Renovables 2012-2026
- [12]. Prospectiva de petroleo crudo 2012- 2026. SENER
- [13]. Bravo V. Christian, G.I, L.O, Capacidad de resistencia de tuberias petroleras. Instituto Politecnico Nacional, (2013) Mexico D.F.
- [14]. Arrieta Mario, "Completación de pozos petroleros (Abril 2010)
- [15]. Augusto Aules. Estudio de la factibilidad del cambio de conexión BTC por TSH- ER en tuberias de revestimiento de 20" y 13 3/8" para pozos a perforar en el CSSFD. Facultad de Ingenieria en Geologia y Petroleos. Quito, diciembre 2013.
- [16]. Tesis. Velazquez T. Armando, De los Santos M. Analisis de la perforacion no convencional con tuberia de revestimiento y control anticorrosivo en laa tuberia de revestimiento.(2014) Mexico D.F.
- [17]. Ortega M. Antonio. Tuberias y accesorios industriales. FIME (UV), Xalapa Veracruz. Febrero 2014

- [18]. Ochoa V. Nicolás. Análisis de la deformación y colapso de la tubería de revestimiento en los campos del Piedemonte llanero operado en BP. Universidad Industrial de Santander. (2008). Colombia.
- [19]. Alfonsina Bassante Muñoz. Evaluación y optimización de tuberías de revestimientos para pozos a perforar en los campos Shushufindi y Oso. Escuela Politécnica Nacional (26 Marzo 2013). Quito.
- [20]. Comisión Federal de Electricidad. Tuberías de revestimiento para pozos geotérmicos, NRF-072-CFE-2009. México. (2009)
- [21]. B. Domínguez A., G. Sánchez G., “Comentarios de algunos problemas de perforación y terminación de pozos geotérmicos en Cerro Prieto, Comisión Federal de Electricidad, pp. 433-435.
- [22]. M.H. Rodríguez R., Revista Mexicana de Geoenergía Vol.19, No.1 Enero-Junio 2006. Relación entre la terminación de pozos y la producción de vapor para el campo geotérmico de Cerro Prieto.
- [23]. Comisión Federal de Electricidad. Tuberías de revestimiento para pozos geotérmicos, NRF-072-CFE-2009. México. (2009)
- [24]. Geofísica internacional, 1994, Fuente de Calor en el Campo Geotérmico de Cerro Prieto y su relación con la anomalía magnética Nuevo León México.
- [25]. Revista Mexicana de Geoenergía Vol.24. No.1 Enero-Junio 2011
- [26]. M. Helio Rodríguez R., “Presencia de flujo cruzado en el Campo Geotérmico de Cerro Prieto, B.C”, Comisión Federal de Electricidad, Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos, Geotermia, Vol.24, No.1, (2011).
- [27]. ANSYS Iberia, Académicos, página de internet
http://www.ansys.com/es_es/Industrias/Acad%C3%A9micos
- [28]. Rafael Manuel Jiménez Rodríguez, “Estudio y simulación por elementos finitos del comportamiento de discos cerámicos. Universitat Politècnica de Catalunya. UPC
- [29]. Rafael Jiménez R. estudio y simulación por elementos finitos del comportamiento de discos cerámicos. Universidad Politécnica de Catalunya UPC.
- [30]. Revista Mexicana de Geoenergía Vol.24. No.1 Enero-Junio 2011
- [31]. Comisión Federal de Electricidad. libro blanco. Perforación de 30 pozos en el campo geotérmico de Cerro Prieto, B.C. 12 Octubre 2012
- [32]. Abramh Ormad, Cerro Prieto Geothermal power plant complex
- [33]. Adrian Martín Rodríguez. Simulación mediante el método de los elementos finitos de una estructura metálica. Universidad Carlos III de Madrid. (Noviembre 2010).
- [34]. Sergio Meana, Energía Geotérmica una de las apuestas fuertes del futuro

-
- [35]. Erick B. Nelson, “Fundamentos de la cementación de pozos” Vol.24, No.2, pp. 63-65.
- [36]. D. Albarrán F., L. Hernández S., “Cementación de Pozos petroleros en aguas profundas”, pp. 30-49, (2012).
- [37]. Juan Guerrero. “Opciones de taponamiento para abandono de pozos petroleros”. Universidad Autónoma de México. México D.F. 2014.