



INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL

ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA
UNIDAD TICOMÁN
CIENCIAS DE LA TIERRA

**SEMINARIO DE ACTUALIZACIÓN CON OPCIÓN DE
TITULACIÓN DE “PERFORACIÓN, TERMINACIÓN Y
REPARACIÓN DE POZOS PETROLEROS”**

TESIS

**PROCEDIMIENTO PARA EL ASENTAMIENTO DE
TR's**

**A FIN DE OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO PETROLERO**

P R E S E N T A N

**ESPAÑA VILLALÓN URIEL IVÁN
MONTES BENAVIDES JUAN CARLOS
MORA MEDINA HÉCTOR OMAR
RAMÍREZ RAMÍREZ DULCE REYNA
TABACO ROMERO JUAN LUIS**

DIRECTORES

**ING. MANUEL TORRES HERNÁNDEZ
ING. ALBERTO ENRIQUE MORFÍN FAURE**



CIUDAD DE MÉXICO

MAYO 2019



Instituto Politécnico Nacional
"La Técnica al Servicio de la Patria"

SECRETARÍA ACADÉMICA
DIRECCIÓN DE EDUCACIÓN SUPERIOR

"1919. Año del Escudo de los Estados Unidos"
"1945. Año de la Unidad Profesional Adolfo López Mateos"
"El Aniversario del IESU" No. 3 "Catorce de Abril" No. 4
"El Año de la UPN" Unidad Once, unificación gubernamental
"El Aniversario del IESU" No. 4 "Unidad Profesional"

Folio: DES/2366/2019

Asunto: Impartición de Seminario.

Ciudad de México, a 29 de abril de 2019

DR. ARTURO ORTIZ UBILLA
DIRECTOR DE LA ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA
Y ARQUITECTURA (ESIA), UNIDAD TICOMÁN
DEL INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL
P R E S E N T E

Con fundamento en el Artículo 84, Fracción VII del Reglamento Orgánico; Artículo 5, Fracción III del Reglamento General de Estudios; Artículo 12 del Reglamento de Titulación Profesional del Instituto Politécnico Nacional; en atención a su oficio DET/799/2019, le comunico que se autoriza la impartición del Seminario de Actualización con Opción a Titulación:

"PERFORACIÓN, TERMINACIÓN Y REPARACIÓN DE POZOS PETROLEROS"

Folio de Autorización: DES/ESIA-TIC/S/433-22/2019-2019
Vigencia del seminario: 22 de marzo de 2018 al 22 de marzo de 2020
Duración: 150 horas.
Período de impartición: Del 8 de mayo al 2 de junio de 2019
Horario: Lunes a viernes de 14:00 a 20:00 y sábados de 9:00 a 15:00 horas.
Sede: ESIA-TICOMÁN.
Expositores: Ing. Manuel Torres Hernández, Quím. Rosa de Jesús Hernández Álvarez e Ing. Alberto Enrique Morán Pauro

Debiendo observar lo siguiente:

- Enviar la lista inicial oficial de participantes, firmada y sellada por el Coordinador del Seminario y el Subdirector Académico dentro de los primeros diez días hábiles posteriores a la fecha del inicio del seminario.



Instituto Politécnico Nacional
"La Técnica al Servicio de la Patria"

SECRETARÍA ACADÉMICA
DIRECCIÓN DE EDUCACIÓN SUPERIOR

"Dr. Alfredo González del Río, Cárdenas Escobar"
20 años de la Unidad Politécnica de Estudios de Maestría
20 años de la UNED (UNEP) No. 2 "Unidad de Estudios de Maestría"
40 años de la UNED (UNEP) No. 1 "Unidad de Estudios de Maestría"
40 años de la UNED (UNEP) No. 3 "Unidad de Estudios de Maestría"

- Dar a conocer a los participantes el folio de autorización correspondiente, para trámites de titulación ante la Dirección de Administración Escolar.
- Al concluir el programa del seminario enviar la relación de asistencia, de evaluación final y de trabajos finales, en un plazo no mayor a 20 días hábiles, para la emisión de las constancias a los participantes.

Cabe señalar que tanto la información emitida para la autorización de vigencia, como los datos de los participantes utilizados en la emisión de constancias, está sustentada en los anexos adjuntos al oficio enviado por usted, por lo que solicito verificarla a detalle previamente a su trámite.

Sin otro particular, le envío un cordial saludo.

ATENTAMENTE
"La Técnica al Servicio de la Patria"

Rosalía María del Consuelo Pineda Trejo

M. EN C. ROSALÍA MARÍA DEL CONSUELO PINEDA TREJO
DIRECTORA



INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL
Dirección de Educación Superior

C.C.P. Dr. Jorge Yves González - Secretario Académico del IIN,
Lic. Mariela delora Rojas - Directora de Administración Escolar IIN,
División de Operaciones de Unidades Académicas de la DES.

2- 1823

Rosalía María del Consuelo Pineda Trejo

INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL
PRESENTE

Bajo protesta de decir verdad los que suscriben: España Villalón Uriel Iván, Montes Benavides Juan Carlos, Mora Medina Héctor Omar, Ramírez Ramírez Dulce Reyna, Tabaco Romero Juan Luis, manifiestan ser autores y titulares de los derechos morales y patrimoniales de la obra titulada "Procedimiento para el Asentamiento de TR's ", en adelante "LA TESIS" y de la cual se adjunta copia, por lo que por medio del presente y con fundamento en artículo 27 fracción II, inciso b) de la Ley Federal del Derecho de Autor, otorgo al Instituto Politécnico Nacional, en adelante EL IPN, autorización no exclusiva para comunicar y exhibir públicamente total o parcialmente en medios digitales (publicación en línea) "LA TESIS" por un periodo de un año contando a partir de la fecha de la presente autorización, dicho periodo se renovará automáticamente en caso de no dar aviso expreso a "EL IPN" de su terminación.

En virtud de lo anterior, "EL IPN" deberá reconocer en todo momento la calidad de los autores de la "LA TESIS".

Adicionalmente, y en calidad de autores y titulares de los derechos morales y patrimoniales de "LA TESIS", manifestamos que la misma es original y que la presente autorización no contraviene ninguna otorgada por el suscrito respecto a "LA TESIS", por lo que deslindo de toda responsabilidad a EL IPN en caso de que el contenido de la "LA TESIS" o la autorización concedida afecte o viole derechos autorales, industriales, secretos industriales, convenios o contratos de confidencialidad o en general cualquier derecho de propiedad intelectual de terceros y asumo las consecuencias legales y económicas de cualquier demanda o reclamación que pueda derivarse del caso.

Atentamente

ESPAÑA VILLALÓN URIEL IVÁN
MONTES BENAVIDES JUAN CARLOS
MORA MEDINA HÉCTOR OMAR
RAMÍREZ RAMÍREZ DULCE REYNA
TABACO ROMERO JUAN LUIS



Ciudad de México, Mayo de 2019

AGRADECIMIENTOS

Me gustaría agradecer en estas líneas la ayuda que muchas personas y colegas me han prestado durante el proceso de investigación y redacción de este trabajo. En primer lugar, quisiera agradecer a mis padres que me han ayudado y apoyado en todo mi desarrollo escolar, a los profesores Ing. Manuel Torres Hernández y al Ing. Alberto Enríque Morfín Faure por haberme orientado en la elaboración del presente trabajo.

Así mismo, deseo expresar mi reconocimiento y aprecio al Instituto Politécnico Nacional por haber brindado las facilidades de estudiar una ingeniería y haber facilitado los catedráticos para mi formación.

A todos mis amigos y futuros colegas que me ayudaron de una manera desinteresada, gracias infinitas por toda su ayuda y buena voluntad.

A todos los profesores que se tomaron en serio tu labor como docentes y tuvieron la vocación e interés verdadero de transmitir sus conocimientos de la manera más clara y concisa.

Atentamente

ESPAÑA VILLALÓN URIEL IVÁN

MONTES BENAVIDES JUAN CARLOS

MORA MEDINA HÉCTOR OMAR

RAMÍREZ RAMÍREZ DULCE REYNA

TABACO ROMERO JUAN LUIS

Contenido

RESUMEN

ABSTRACT

OBJETIVO GENERAL

OBJETIVOS PARTICULARES

INTRODUCCIÓN

CAPÍTULO 1	1
PROVINCIA PETROLERA	1
1.1 Cuenca de Burgos.	2
1.2 Cuencas del Sureste.	3
1.4 Cuenca de Golfo de México Profundo.....	4
1.6 Cuenca de Tampico Misantla.....	6
1.7 Reservas de Crudo por Provincia Petrolera.	7
1.8 Reservas de Gas por Provincia Petrolera.....	9
CAPÍTULO 2	11
VENTANA OPERATIVA	11
2.1 Conceptos Básicos.	11
2.1.1 Presión.	11
2.1.2 Presión hidrostática.....	11
2.1.3 Gradiente de presión.	12
2.1.4 Densidad.....	12
2.2 Principio de Terzaghi.....	12
2.3 Geopresiones.	14
2.3.1 Presión de sobrecarga.....	15
2.3.2 Esfuerzo efectivo o de matriz (σ).	16
2.3.3 La Presión de poro.	16
2.3.4 Presión de fractura.	17
2.4 Ventana Operativa.....	20
2.5 Metodología práctica para el cálculo de las presiones de sobrecarga, poro y fractura.	21
2.5.1 Determinar la presión de sobrecarga (P_{sc}).....	21
2.5.2 Determinación de la presión de poro (P_p) por el método de Eaton	22
2.5.3 Determinación de la presión de poro (P_p) por el método de Hottman y Johnson (H&J).	23
2.5.4 Calculo de presión de poro (P_p) Método de Foster y Whale o de profundidad equivalente.	25
2.5.5 Calculo de presión de fractura por el método de Eaton.....	27
CAPÍTULO 3	29
TUBERÍA DE REVESTIMIENTO	29
3.1 Clasificación de la tubería de revestimiento.	30
3.1.1 Tubería superficial.....	30

3.1.2 Tubería intermedia	30
3.1.3 Tubería de explotación.	31
3.1.4 Camisa o liner.	31
3.2 Fallas en la tubería de revestimiento.	32
3.2.1 Presión interna.	32
3.2.2 Presión de colapso.	33
3.2.2.1 Colapso por cedencia.	34
3.2.2.2 Colapso plástico.	35
3.2.2.3 Colapso por transición.	36
3.2.2.4 Colapso elástico.	37
3.2.3 Tensión.	37
3.3 Determinación de la profundidad de asentamiento de la tubería de revestimiento.	38
3.3.2 Efecto a la tolerancia al brote	41
3.4.1 Asentamiento con márgenes de seguridad	44
.....	44
3.5 Factores de diseño.	45
3.5.1 Diseño de tubería de revestimiento superficial.	45
3.5.2 Diseño de la tubería de revestimiento intermedia.	50
3.5.3 Diseño de la tubería de revestimiento intermedia y tubería corta.	55
3.5.4 Diseño de la tubería de revestimiento de explotación.	56
3.6 Esfuerzos biaxiales en TR's.	58
3.7 Esfuerzos triaxiales.	61
CAPÍTULO 4	68
CEMENTACIÓN DE TUBERÍA DE REVESTIMIENTO	68
4.1 Definición de la cementación.	68
4.2 Clasificación.	68
4.2.1 Cementación primaria.	69
4.2.1.1 Cementación de tubería superficial.	69
4.2.1.2 Cementación de tubería intermedia.	70
4.2.1.3 Cementación de tubería de explotación.	71
4.2.2 Cementación secundaria.	72
4.2.3 Tapones de cemento.	73
4.2.3.1 Tapón de desvío.	75
4.2.3.2 Tapón de abandono.	76
4.2.3.3 Tapón por pérdida de circulación.	77
4.2.3.4 Tapón para pruebas de formación.	78
4.3 Clasificación de cemento.	79

4.4 Principios de diseño de cementación de pozo.....	79
4.5 Procedimiento de diseño.	81
4.5.1 Cálculo del volumen de lechada para cementación primaria.....	81
4.5.2 Cálculo de cemento, agua y aditivos.....	82
4.5.3 Cálculo del requerimiento de materiales.	83
4.5.4 Volúmenes de del bache lavador y separador.	84
4.6 Estado mecánico.....	84
CAPÍTULO 5	86
CASO PRÁCTICO	86
CONCLUSIONES.	110
RECOMENDACIONES.	111
BIBLIOGRAFÍA.	112

ANEXOS DE TABLAS

Tabla 1. Márgenes de control para la presión de fractura	43
Tabla 2. Márgenes de control para la presión de fractura	44
Tabla 3. Factores de diseño para tubería de revestimiento	45
Tabla 4. Efectos biaxiales	58
Tabla 5. Cálculo de cemento, agua y aditivos	83
Tabla 6. Etapas con su lodo de perforación	88
Tabla 7. Presiones para graficar	89
Tabla 8. Datos para graficar	91
Tabla 9. Datos para graficar la tensión	93
Tabla 10. Características de TR propuesta	94
Tabla 11. Datos para graficar	97
Tabla 12. Datos para graficar	99
Tabla 13. Datos para graficar la tensión	101
Tabla 14. Datos para graficar	103
Tabla 15. Datos para graficar	104
Tabla 16. Datos para graficar	106

ANEXOS DE FIGURAS

Figura 1. Mapa de provincias petroleras	1
Figura 2. Provincia Petrolera Burgos en Mapa Tectónico de México de Padilla y Sánchez (2013)	2
Figura 3. Cuenca del sureste (PEMEX 2009)	3
Figura 4. Cuenca Veracruz (PEMEX 2009)	4
Figura 5. Cuenca de Golfo de México Profundo	5
Figura 6. Sabinas-Burro-Picachos	6
Figura 7. Cuenca Tampico – Misantla	7
Figura 8. Reservas 1P, 2P y 3P de crudo por Provincia Petrolera de 2004 a 2016.....	9
Figura 9. Reservas 1P, 2P y 3P de gas natural por Provincia Petrolera de 2004 a 2016	10
Figura 10. Muestra la presión de sobrecarga y esfuerzo de la roca	16
Figura 11. Proceso de sedimentación	18
Figura 12. Comportamiento de los indicadores de presión vs profundidad	19
Figura 13. Ventana operativa real con los valores de Pp, Pfr y Psc	20
Figura 14. Tendencia real vs. Tendencia normal	23
Figura 15. Correlación de H&J para tiempo de tránsito de lutitas	24
Figura 16. Correlación de H&J para resistividad de lutitas	25
Figura 17. Tendencia real vs tendencia normal	26
Figura 18. Arreglos de tubería de revestimiento	31
Figura 19. Esfuerzos en la tubería de revestimiento	32
Figura 20. Presión interna	33
Figura 21. Colapsos	34
Figura 22. Tensión en la tubería	38
Figura 23. Margen por presión diferencial	41
Figura 24. Efecto al brote	42
Figura 25. Asentamiento de las tuberías de revestimiento con márgenes de seguridad.....	44
Figura 26. Consideraciones de diseño por presión interna para TR superficial.....	46
Figura 27 (a y b). Diseño por presión interna TR superficial	48
Figura 28. Consideraciones de diseño por presión de colapso	48
Figura 29. Presión de colapso TR superficial	50
Figura 30. Consideraciones de presión interna para la tubería de revestimiento intermedia	51
Figura 31. Presión interna para tubería intermedia	52
Figura 32. Condiciones de colapso para tubería de revestimiento intermedia.....	53
Figura 33. Presión de colapso para TR intermedia	54
Figura 34. Línea de diseño para TR intermedia	54
Figura 35. Presión interna para TR intermedia y liner	56
Figura 36. Presión al colapso para TR intermedia y liner	56

Figura 37. Consideraciones de Diseño por presión interna para TR de explotación.....	57
Figura 38. Consideraciones de Diseño por colapso para TR de explotación.....	58
Figura 39. Representación de los esfuerzos biaxiales	59
Figura 40. Representación de los esfuerzos triaxiales	61
Figura 41. Representación API	62
Figura 42. Representación de la elipse de Von Mises	63
Figura 43. Representación de la elipse de Von Mises con factor de seguridad	63
Figura 44. Representación de la elipse de Von Mises parte superior	64
Figura 45. Representación de la elipse de Von Mises parte inferior.....	66
Figura 46. Esquema final de una cementación de un pozo petrolero	68
Figura 47. Tubería de Revestimiento superficial	70
Figura 48. Tubería intermedia	71
Figura 49. Tubería de explotación	72
Figura 50. Tapón de cemento	74
Figura 51. Tapón de Desvió	76
Figura 52. Tapón de abandono	77
Figura 53. Tapón para pruebas de formación	78
Figura 54. Ejemplo de un estado mecánico	85
Figura 55. Ventana Operativa con asentamiento de TR's por el método con márgenes de seguridad	87
Figura 56. Diseño por presión interna	56
Figura 57. Diseño por colapso	92
Figura 58. Diseño por tensión	94
Figura 59. Von Misses de TR de 20"	95
Figura 60. Diseño por presión interna	98
Figura 61. Diseño presión de Colapso	100
Figura 62. Diseño por Tensión	101
Figura 63. Von Misses para TR 13 5/8"	102
Figura 64. Diseño por presión interna	103
Figura 65. Diseño por colapso	105
Figura 67. Diseño por tensión	107
Figura 68. Estado mecánico del caso práctico	109

RESUMEN

El asentamiento de tubería revestimiento es una operación de vital importancia para la explotación y aprovechamiento de un yacimiento ya que permite ir perforando el pozo por etapas, proteger las zonas perforadas, aislar las zonas problemáticas, controlar las presiones durante la perforación, etc.

El presente trabajo tiene como finalidad dar a conocer la metodología teórica y práctica para el asentamiento, diseño y cementación de la tubería de revestimiento en cada etapa de perforación de un pozo. Para ello se aborda en los primeros capítulos la teoría para realizar la ventana operativa, posteriormente se utiliza el método gráfico para realizar el asentamiento de cada tubería, su diseño por esfuerzos uniaxiales y la cementación.

En el capítulo uno, se aborda el tema de las cuencas de México, ubicación y reservas.

En el capítulo dos, se mencionan los conceptos fundamentales para la elaboración de la ventana operativa y los métodos para hacerla.

En el capítulo tres, se comenta lo referente a la tubería de revestimiento y se analiza los esfuerzos a los que está sometida cuando se va a asentar.

En el capítulo cuatro, aborda el tema de cementación, así como su clasificación.

Por último, en el capítulo cinco, se realiza un caso práctico, con los conceptos abordados en los capítulos anteriores.

ABSTRACT

The settlement of the casing is an operation of vital importance for the exploitation and the use of a place that allows it to drill the well in stages, protect the perforated areas, isolate the problem areas, control the pressures during drilling, etc.

The present work has as objective to present the theoretical and practical methodology for the settlement, the design and the cementation of the pipe of the installation of each stage in the drilling of a well. For this purpose, the theory to carry out the operative window is addressed in the first chapters, then the graphic method is used to make the settlement of each of the parts, its design for the uniaxial stresses and the cementation.

In chapter one we address the issue of the basins of Mexico, their location and reserves.

In chapter two, the fundamental concepts for the elaboration of the operative window and the methods to do it are mentioned.

In chapter three we talk about the casing and analyze the efforts to which it is at some point when it is going to settle.

In chapter four he discusses the subject of cementation, as well as its classification. Finally, in chapter 5 a practical case is made, the concepts addressed in the previous chapters are implemented in practice.

OBJETIVO GENERAL

Recopilar y analizar la metodología para la aplicación de técnicas para un óptimo asentamiento y diseño de tuberías de revestimiento en pozos petroleros.

OBJETIVOS PARTICULARES

1. Identificar las cuencas petroleras de México para la estimación de la columna estratigráfica a perforar.
2. Conocer los diferentes métodos de cálculo de geopresiones.
3. Aplicar y desarrollar el método de asentamiento gráfico con margen de seguridad.
4. Describir los diferentes procesos de cementación en cada etapa de tubería.

INTRODUCCIÓN

Desde el momento que el coronel Edwin L. Drake perforó el primer pozo petrolero en 1859 a 21 metros de profundidad y desencadenó el interés por el hidrocarburo las compañías a nivel mundial han investigado y desarrollado las mejores metodologías y estrategias para la óptima exploración y explotación de campos de interés petrolero.

Dicha investigación ha desarrollado la metodología para una perforación de pozos petroleros de forma segura, rentable y eficaz a través de un estudio de la profundidad a perforar, número total y tipo de tuberías, densidades a utilizar, cálculo de geopresiones, estudio de la columna estratigráfica, estimación de tiempos de perforación.

Sabiendo que las tuberías representan del 20 al 40 % del costo total de un pozo es de suma importancia realizar un correcto diseño del pozo y sus respectivas tuberías con todo lo que eso conlleva, es decir conocer todas las especificaciones que la tubería necesita para la solvencia técnica y económica para la construcción de un pozo seguro, íntegro y rentable.

Un correcto diseño de tuberías de revestimiento asegura la integridad del pozo, de los fluidos y del personal que se encuentra operando en las instalaciones.

La metodología de diseño comúnmente usada en la industria mexicana consiste en el cálculo de geopresiones mediante el método de Eaton, asentamiento de tuberías de revestimiento a través del método gráfico con márgenes de seguridad y el diseño de tuberías a partir del cálculo de sus presiones (presión interna, colapso, compresión y tensión)

CAPÍTULO 1

PROVINCIA PETROLERA

Una Provincia Petrolera se define como el área donde ocurren cantidades comerciales de petróleo o en la que se han identificado condiciones favorables para la acumulación de hidrocarburos (PEP, 2013). En México se han identificado 12 Provincias Petroleras (Figura 1).

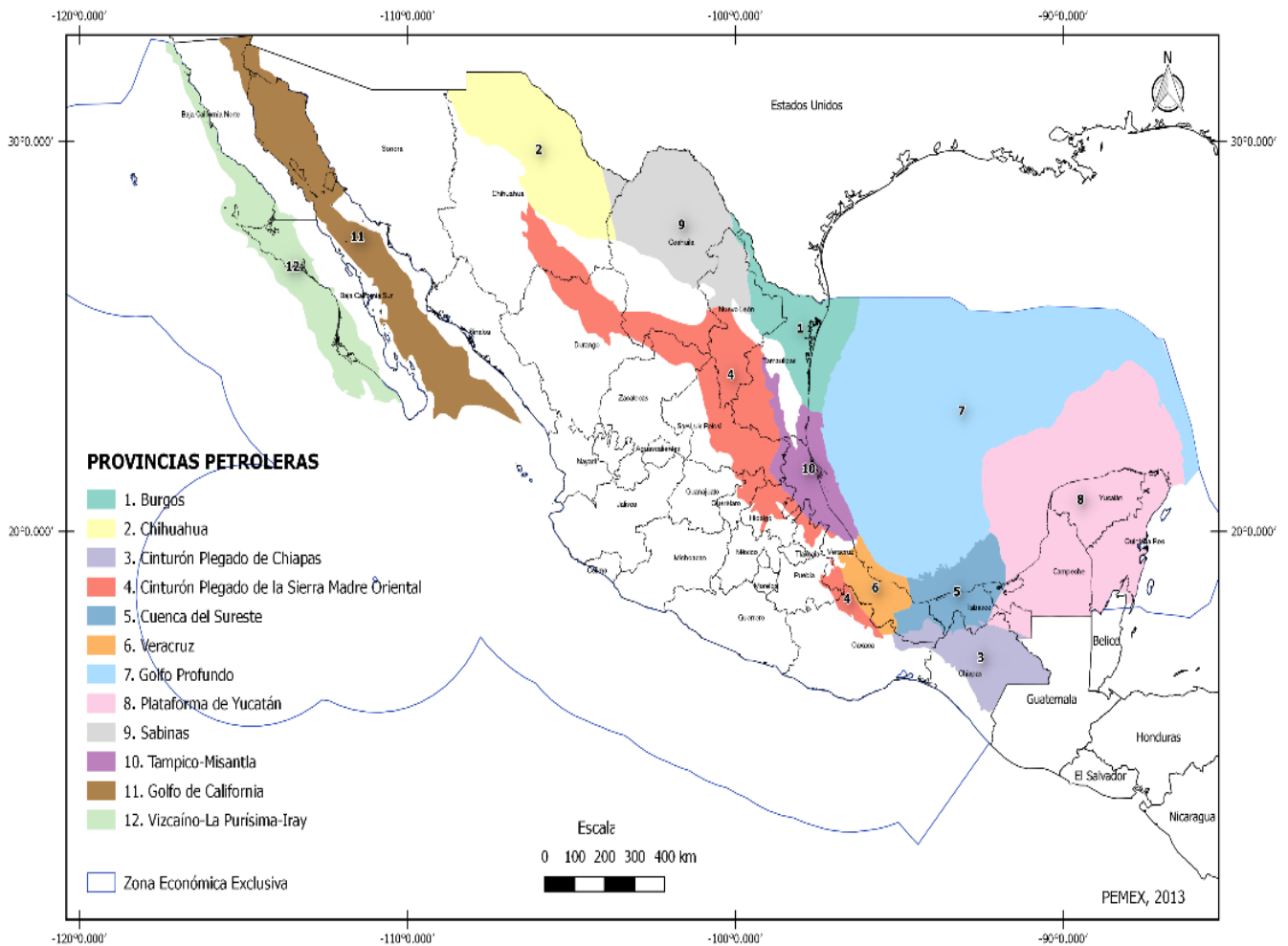


Figura 1. Mapa de provincias petroleras.

Las cuencas de mayor interés petrolero son las siguientes:

1.1 Cuenca de Burgos.

La Cuenca de Burgos es una provincia geológica terciaria, productora en etapa de desarrollo, se localiza en la margen noreste de la República Mexicana y colinda al norte con los Estados Unidos de Norteamérica. Geológicamente, la Cuenca Terciaria se extiende al norte hacia los Estados Unidos de Norteamérica y forma parte del denominado "Río Grande Embayment" ; al oriente, se extiende hacia la Plataforma Continental del Golfo de México y al poniente, cubre la porción oriental de la Plataforma Mesozoica del Burro-Picachos.

Esta provincia cubre una superficie aproximada de 110,000 km². La provincia es la principal productora de gas no asociado y contiene los sistemas petroleros: Tithoniano- Cretácico-Paleógeno, Paleógeno-Paleógeno, Figura 2 (PEP, 2013a).



Figura 2. Provincia Petrolera Burgos en Mapa Tectónico de México de Padilla y Sánchez (2013).

1.2 Cuencas del Sureste.

Las cuencas petroleras del sureste mexicano, cubren una extensión aproximada de 65,100 kilómetros cuadrados, incluyendo su porción marina. Los trabajos exploratorios con objetivos específicos iniciales datan de 1905, cuando se perforaron los pozos Capocacán-1 y San Cristóbal-1. A partir de la década de los setentas del siglo pasado, estas cuencas en su conjunto han sido las principales productoras de aceite de México. Están conformadas por cinco provincias (PEMEX, 2009).

La provincia petrolera Cuencas del Sureste se ubica en el sureste de México, en los Estados de Tabasco, Veracruz, Campeche, Norte de Chiapas y Golfo de México hasta la isobata 500 m. La Provincia petrolera está integrada por tres provincias geológicas: Pilar Reforma Akal, Salina del Istmo y Macuspana.

Las cuencas del Sureste es la principal provincia productora de crudo y gas asociado; los sistemas petroleros conocidos de esta provincia son: Oxfordiano-Oxfordiano, Tithoniano-Kimmeridgiano, Tithoniano-Cretácico y Tithoniano-Terciario, Mioceno Inferior-Mioceno Medio-Superior-Plioceno y los sistemas hipotéticos Cretácico Inferior-Medio-Superior, Figura 3 (PEP, 2013c).

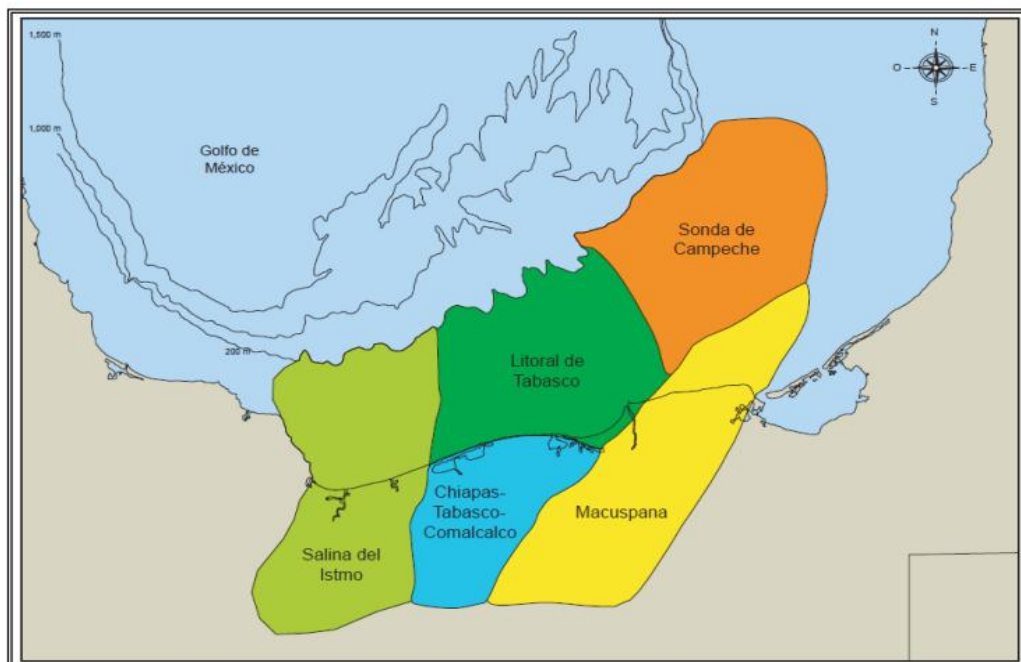


Figura 3. Cuenca del sureste (PEMEX 2009).

1.3 Cuenca de Veracruz.

La provincia de Veracruz se ubica en el oriente de México, en el Estado de Veracruz, parte Norte de Oaxaca y hasta aproximadamente a la isobata 200 del Golfo de México, comprende un área aproximada de 38000 km². Comprende dos sub provincias: el Frente Tectónico Sepultado y la Cuenca Terciaria de Veracruz (Escalera, 2010).

En la provincia se identifican cuatro sistemas petroleros principales: Cretácico Medio – Cretácico Medio-Superior, Tithoniano – Eoceno, Tithoniano–Neógeno y Mioceno – Mioceno/Plioceno, Figura 4 (PEP, 2013d).

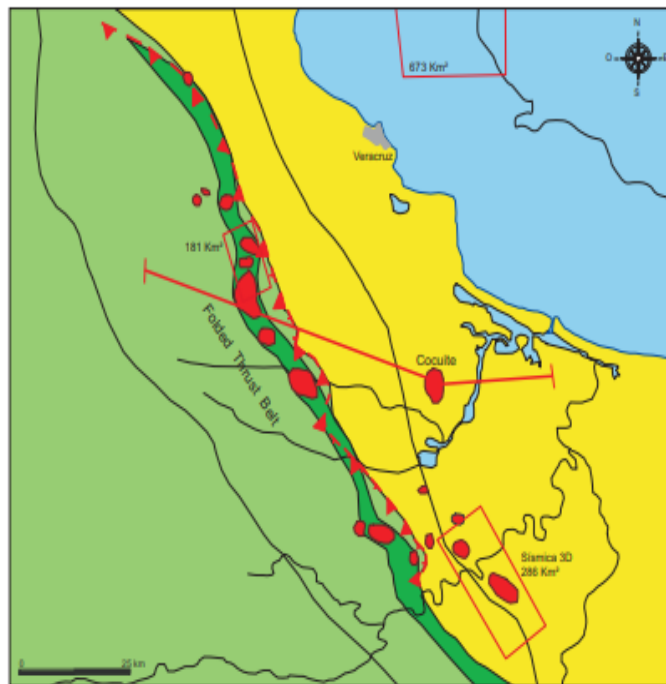


Figura 4. Cuenca Veracruz (PEMEX 2009).

1.4 Cuenca de Golfo de México Profundo.

La provincia Petrolera Golfo de México Profundo se ubica en la Zona Económica Exclusiva del Golfo de México hasta la isobata 500 m, con un área aproximada de 570,000 km². Comprende siete provincias geológicas: Salina del Bravo, Cinturón

Plegado Perdido, Cordilleras Mexicanas, Salina del Istmo, Cinturón Plegado Catemaco, Escape de Campeche y Abisal del Golfo de México (Escalera, 2010). La Provincia se encuentra en etapas iniciales de exploración ya que solo en 2004 iniciaron las primeras perforaciones (Barbosa, 2008). Hasta el momento se ha definido con potencial de aceite ligero para el área de Salina del Bravo y Cinturón Plegado Perdido, gas para área de Cordilleras Mexicanas y crudo pesado para Salina del Istmo. Se reconocen los sistemas petroleros Tithoniano-Kimmeridgiano y Cretácico-Paleógeno-Neógeno y los plays W4 Paleoceno Inferior Wilcox, W2 Paleoceno Superior Wilcox, W1A Eoceno Inferior Wilcox, Oligoceno, Mioceno Medio y Mioceno Superior (CNH, 2015).

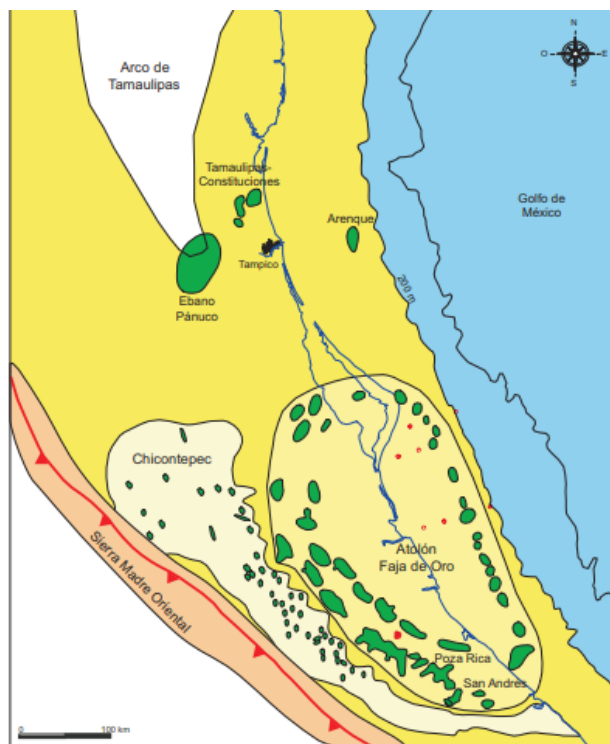


Figura 5. Cuenca de Golfo de México Profundo.

1.5 Cuenca de Sabinas-Burro-Picachos.

Esta provincia se ubica en el noreste de México y abarca parte de los estados de Coahuila y Nuevo León, con un área aproximada de 134,356 km². Comprende las provincias geológicas de Sabinas y Burro-Picachos.

En la provincia se conocen los sistemas petroleros Tithoniano - Oxfordiano-Kimmeridgiano-Cretácico Inferior, y se tiene como sistemas hipotéticos el Aptiano La Peña – Aptiano La Peña-Cupido, Turoniano Eagle Ford –Austin, Figura 5 (PEP, 2013b).

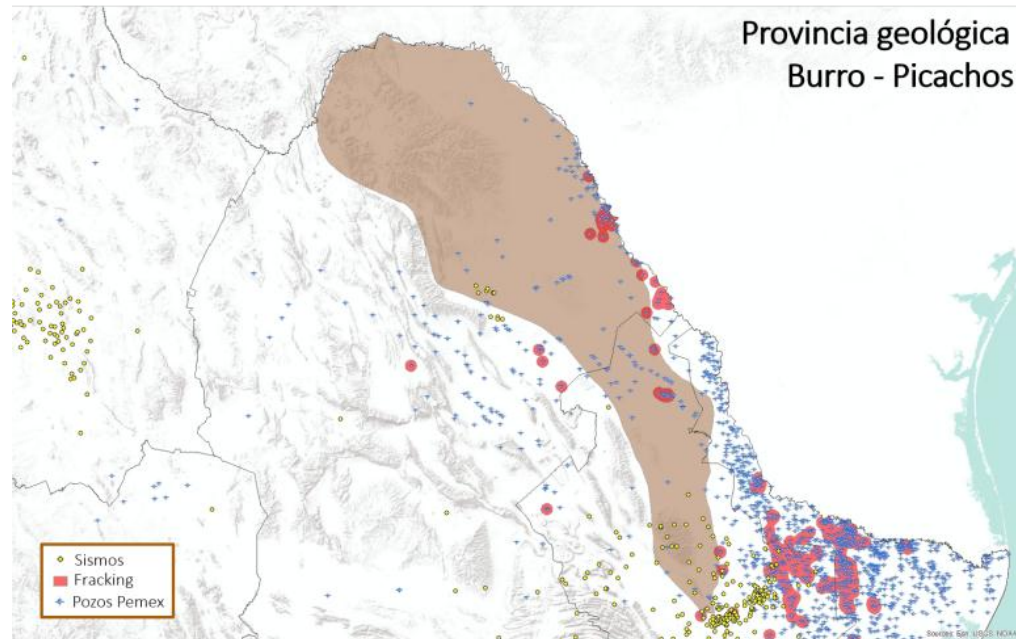


Figura 6. Sabinas-Burro-Picachos.

1.6 Cuenca de Tampico Misantla.

La Cuenca Tampico Misantla, se ubica en el oriente de México en los Estados de Tamaulipas, Veracruz, San Luis Potosí, Hidalgo y Puebla hasta la isobata de 200 m del Golfo de México, comprende un área aproximada de 61,569 km². Tampico-Misantla fue la primera provincia explotada de manera industrial, siendo el sustento petrolero de México durante los primeros periodos de la industria (1900 a 1958). La Provincia se caracteriza por su producción de crudo y gas, y se reconocen los siguientes Sistemas Petroleros: Jurásico Inferior-Medio – Jurásico Medio, Jurásico Superior – Jurásico Kimmeridgiano, Jurásico Superior – Cretácico Inferior, Jurásico Superior – Cretácico Medio, Jurásico Superior – Cretácico Superior, Jurásico Superior – Paleoceno-Eoceno y Jurásico Superior – Neógeno (PEP, 2010a). Las provincias comparten una estratigrafía e historia geológica vinculadas a la apertura del Golfo de México. Esta se caracteriza por depósitos de lechos rojos y evaporíticos

para el Jurásico Tardío; depósitos abundantes de lutitas y carbonatos ricos en materia orgánica para el Tithoniano; depósitos carbonatados de plataforma, rampa y arrecifales que predominan durante la transgresión marina del Cretácico; y un marcado cambio a sedimentación siliciclástica en facies de canales y abanicos de piso de cuenca para el Cenozoico, Figura 6 (Padilla 2007; Galloway, 2008).



Figura 7. Cuenca Tampico – Misantla.

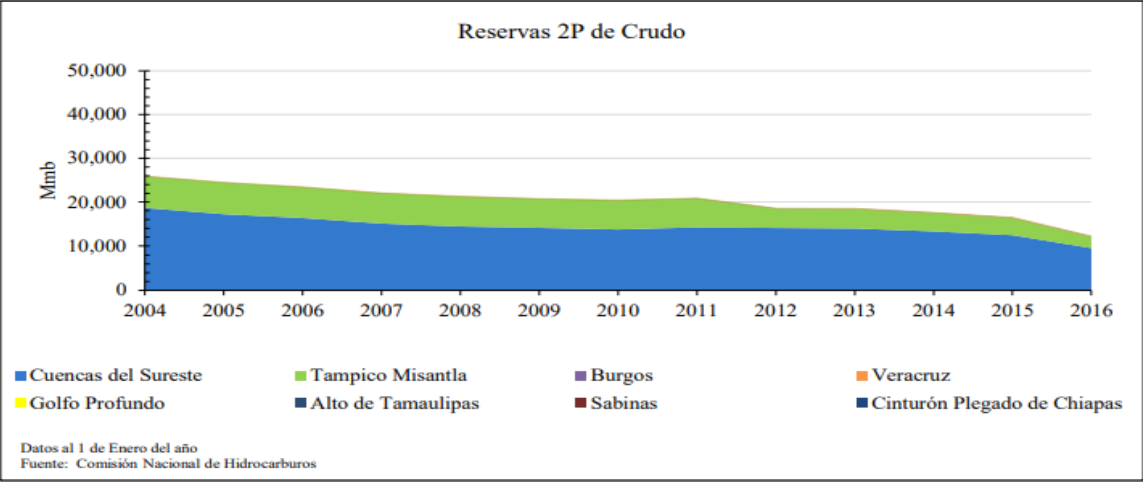
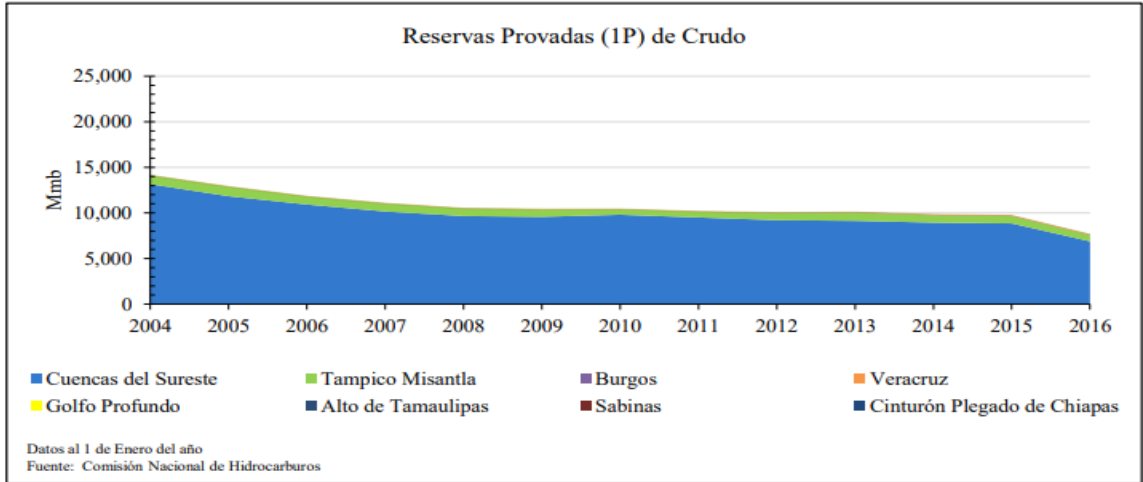
1.7 Reservas de Crudo por Provincia Petrolera.

Históricamente en promedio las reservas totales 3P de crudo constituyen el 70% del total de reservas nacionales. Las reservas 3P nacionales de crudo han declinado en el periodo VI, de 2004 a 2015, a una tasa anual del 5%. Al 1 de enero de 2004 se certificó un volumen de 34,389 mmb, los cuales decrecieron a 17,512 mmb en 2016. La disminución de las reservas 1P, 2P, y 3P fue del 21%, 26% y 32%, respectivamente entre 2015 y 2016, Figura 8.

La provincia Cuencas del Sureste concentró en promedio el 62.3% de las reservas 3P, 72% de las reservas 2P y 92% de las reservas 1P. La segunda provincia con mayores reservas es Tampico-Misantla, que representó el 36.8%, 28.1% y 7.7% de las reservas 3P, 2P y 1P, respectivamente. El resto de los recursos se encuentran distribuidos en las provincias de Veracruz, Burgos, Golfo Profundo, Alto de Tamaulipas, Sabinas y Cinturón Plegado de Chiapas.

Con respecto al Golfo Profundo es importante señalar que hasta la fecha no se han incorporado reservas probadas o probables, únicamente se han incorporado

reservas posibles en los años 2005 a 2016, por lo cual solo cuenta con reservas 3P. Como se mencionó en apartados anteriores, el alza en los precios del petróleo hizo factible la incorporación de reservas en aguas profundas, logrando un máximo histórico de 637 mmb en 2014. Sin embargo, las delimitaciones y la subsecuente caída de los precios del petróleo reducen las reservas a 258 mmb en 2016. Resulta un caso similar para yacimientos como Chicontepec, que aunque posee un gran volumen, tiene complicaciones petrofísicas y requerimientos tecnológicos que vuelven altamente vulnerable a los precios tanto las reservas como la factibilidad de la producción.



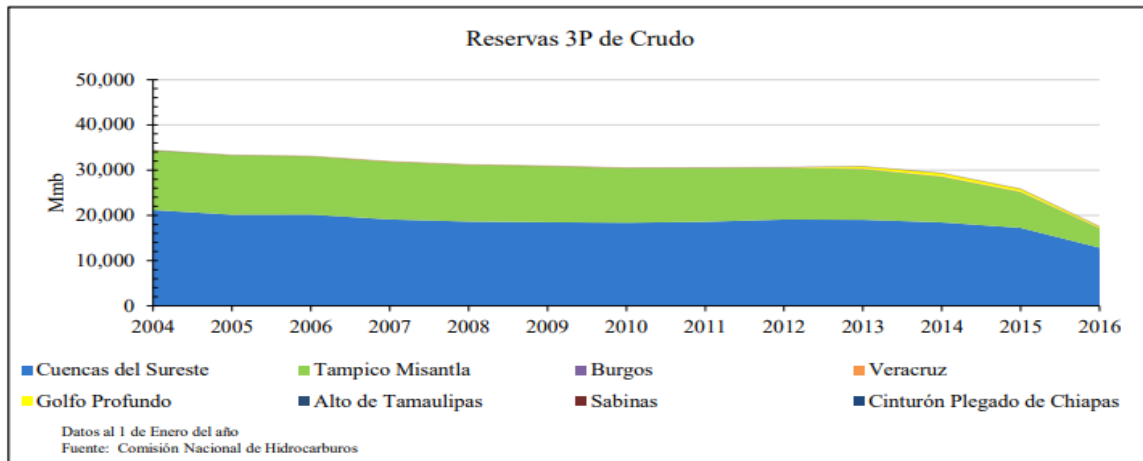


Figura 8. Reservas 1P, 2P y 3P de crudo por Provincia Petrolera de 2004 a 2016.

1.8 Reservas de Gas por Provincia Petrolera.

Las reservas de gas natural tienen una distribución más amplia en las provincias petroleras. Para el 1 de enero de 2016 se certificaron 31,905 mmmpc de reservas totales (3P), de las cuales el 48.7% se ubican en Cuencas del Sureste, 35.8% en Tampico-Misantla, 8.8% en Burgos, 3.5% en el Golfo Profundo, 2.1% en Veracruz y el resto en el Alto de Tamaulipas, Sabinas y Cinturón Plegado de Chiapas, Figura 8.

Del año 2004 a 2016 las reservas 3p y 2P declinaron a una tasa anual del 5%, mientras que las reservas 1P al 4%. La caída drástica en el volumen de reservas certificadas al 2016 se debió a una caída en los precios de los hidrocarburos. Al igual que en el crudo las provincias que mayor declinación de reservas registran por caída de los precios son Golfo Profundo, Tampico-Misantla y Burgos. Golfo Profundo reportaba en 2015 un máximo histórico de 8,360 mmmpc de reservas 3P, los cuales en 2016 se vieron reducidos a 1,132 mmmpc. En cuanto las reservas probadas se mantuvieron en 519 mmmpc.

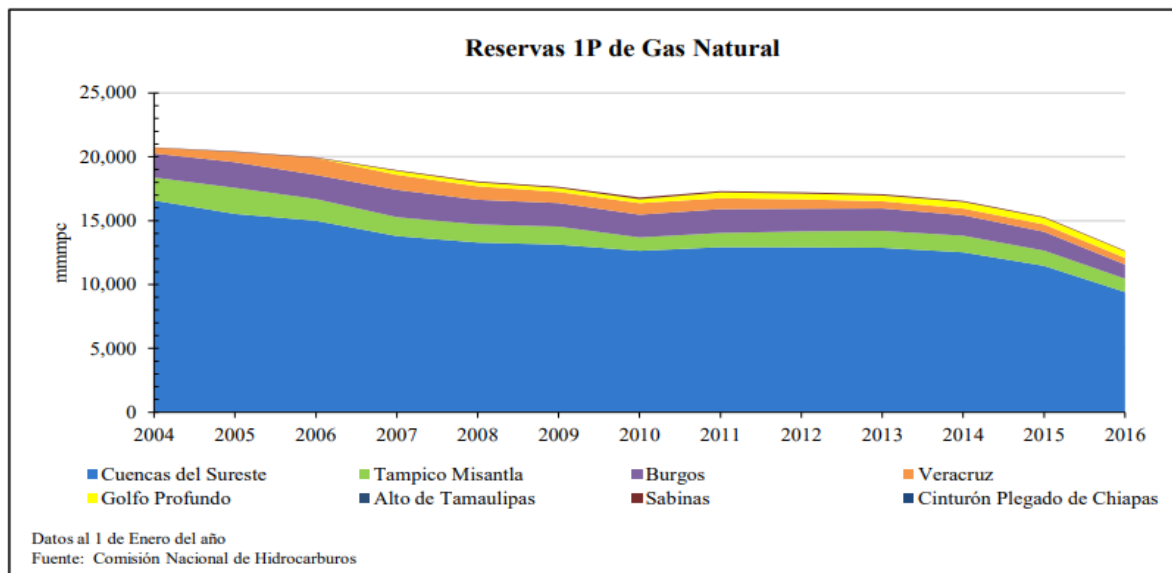
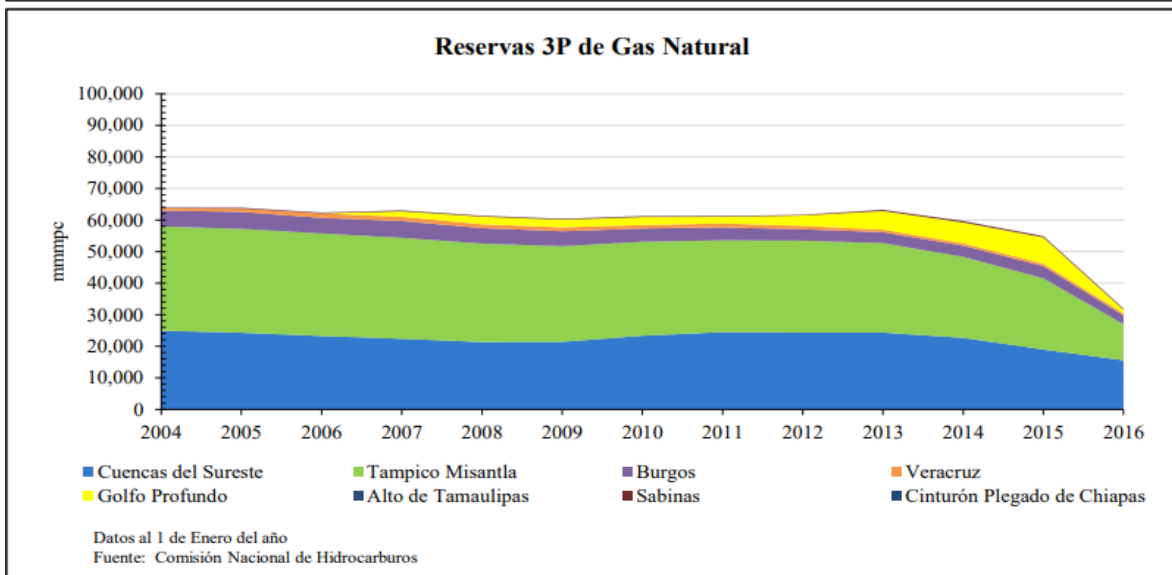
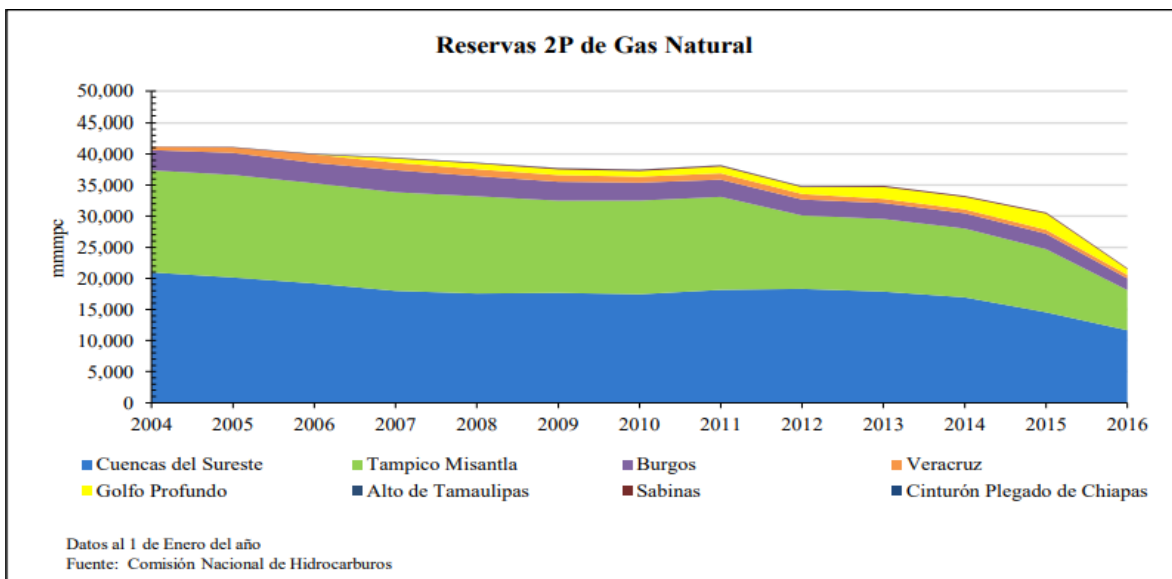


Figura 9. Reservas 1P, 2P y 3P de gas natural por Provincia Petrolera de 2004 a 2016.

CAPÍTULO 2

VENTANA OPERATIVA

2.1 Conceptos Básicos.

2.1.1 Presión.

Se define como la relación entre una fuerza aplicada sobre un área determinada. La cual esta expresada con la siguiente ecuación.

$$P = \frac{F}{A} \quad \text{Ec. 1.}$$

Dónde:

P = Presión (Pa).

F = Fuerza (N).

A = Área (m²).

2.1.2 Presión hidrostática

Es la presión ejercida por una columna de fluidos sobre un punto en particular. La cual esta expresada con la siguiente ecuación.

$$Ph = \frac{\rho * P}{10} \quad \text{Ec. 2.}$$

Donde:

Ph= Presión hidrostática (Kg/cm² o psi).

ρ = Densidad (gr/cm³).

P=Profundidad (m).

2.1.3 Gradiente de presión.

Se define como el cambio de presión hidrostática respecto a la profundidad.

La cual se expresa con la siguiente ecuación:

$$GP = \frac{Ph}{Prof} \quad \text{Ec. 3.}$$

Donde:

GP= Gradiente de presión (Psi/pies o kg/cm²/m).

Ph= Presión hidrostática (Psi o kg/cm²).

Prof= Profundidad (pies o m).

2.1.4 Densidad.

Relación entre masa y volumen de una sustancia, o entre la masa de una sustancia y la masa de un volumen igual de otra sustancia tomada como patrón. La cual se expresa con la siguiente ecuación:

$$\rho = \frac{m}{v} \quad \text{Ec. 4.}$$

Donde:

M= Masa (kg o g).

V= Volumen (m³ o cm³).

p= Densidad (kg/m³ o g/cm³).

2.2 Principio de Terzaghi.

Karl von Terzaghi, Ingeniero geólogo reconocido como el padre de la mecánica de suelos y de la ingeniería geotécnica.

Los esfuerzos en cualquier punto de una sección de una masa de suelo pueden calcularse de los esfuerzos principales totales σ_1 , σ_2 y σ_3 que actúan en ese punto. Si los vacíos del suelo están llenos de agua con un esfuerzo u , los esfuerzos totales principales consisten de dos partes. Una parte, u , actúa en el agua y en el sólido en todas direcciones con igual intensidad. Se denomina presión de poros. La diferencia $\sigma'_1 = \sigma_1 - u$; $\sigma'_2 = \sigma_2 - u$; y $\sigma'_3 = \sigma_3 - u$; representa un exceso sobre la presión de poros y ocurre exclusivamente en la fase sólida.

Esta fracción de los esfuerzos totales principales, será llamada esfuerzos efectivos principales... Un cambio en la presión de poros no produce cambio de volumen y prácticamente no influencia los esfuerzos en la falla... Los materiales porosos (arena, arcilla y concreto) reaccionan a un cambio en u como si fueran incompresibles y como si su fricción fuera igual a cero. Todos los efectos medibles de un cambio de esfuerzo, tales como compresión, distorsión y un cambio de resistencia cortante son exclusivamente debidos a cambios en los esfuerzos efectivos σ'_1 , σ'_2 y σ'_3 . Por lo tanto, cualquier investigación en la estabilidad de un cuerpo saturado de suelos requiere el conocimiento de tanto el esfuerzo total como la presión de poros.

El Principio de Esfuerzos Efectivos es de fundamental importancia en el desarrollo de la mecánica de suelos. En 1923, fecha en que Terzaghi utilizó la ecuación:

$$\sigma' = \sigma - u \quad \text{Ec. 5.}$$

Donde:

σ' = Presión efectiva.

σ = Presión total.

u = Presión neutra o intersticial.

Esta ecuación también es la base para diferentes áreas y aplicaciones una de ellas es en el cálculo de las geopresiones donde el principio cambia de la siguiente forma:

$$P_{sc} = P_p + \sigma \quad \text{Ec. 6.}$$

Donde:

P_{sc} = Presión de sobrecarga (psi o kg/cm^2).

P_p = Presión de poro (psi o kg/cm^2).

σ = Esfuerzo efectivo o de matriz (psi o kg/cm^2).

2.3 Geopresiones.

Los problemas que presenta un pozo cuando se perfora; son los flujos y el descontrol, pegaduras por presión diferencial, pérdidas de circulación, colapsos de tuberías de revestimiento, derrumbes de formación y en casos muy severos la pérdida total del pozo; ocasionando considerables incrementos en los tiempos de perforación y por ende en el incremento de costos del pozo, son generalmente causados por una deficiente predicción de las presiones de sobrecarga, poro y fractura (geopresiones) de las formaciones que atravesará el pozo, y cuya comprensión y conocimiento son elementales para definir la profundidad de asentamiento de las tuberías de revestimiento del pozo. En su correcta obtención asegurará el éxito de la planeación del pozo.

Para ello se deben conocer y entender perfectamente el comportamiento de las geopresiones y a su vez se requiere conocer los conceptos básicos para su perfecta comprensión.

¿Por qué es útil conocer las geopresiones?

- Planeación de la perforación: ningún programa o estimación de costos puede ser realizado sin la estimación de las geopresiones ya que proporciona la selección de herramientas necesarias para hacer una perforación efectiva, segura, rápida y a menor costo, así como el cuidado al medio ambiente.
- Seguridad en la perforación: Gracias a las geopresiones se conocen las zonas de presión, normal, anormal y subnormal que podrían causar problemas de no saber dónde se ubican, pero con la correcta interpretación de los resultados en las geopresiones se puede actuar y trazar un plan para evitar complicaciones.
- Costos en la perforación: Se debe tomar en cuenta para el asentamiento de tuberías de revestimiento ya que se lleva un 30 a 35% el costo total del presupuesto para la construcción de un pozo.

2.3.1 Presión de sobrecarga

Se puede definir como la presión total a cualquier profundidad, es el resultado del peso combinado de la roca de la formación y los fluidos contenidos en ella (aceite, gas o agua)

La cual se expresa con la siguiente ecuación:

$$S = W_r + W_f / A \quad \text{Ec. 7.}$$

Donde:

S= Presión de sobrecarga.

W_r = Peso de la matriz rocosa.

W_f = Peso de la formación.

A= Área de la formación.

2.3.2 Esfuerzo efectivo o de matriz (σ).

Es el esfuerzo generado por el contacto grano a grano de la matriz de roca, el cual está en función de la sobrecarga a la profundidad de interés. Figura 10.

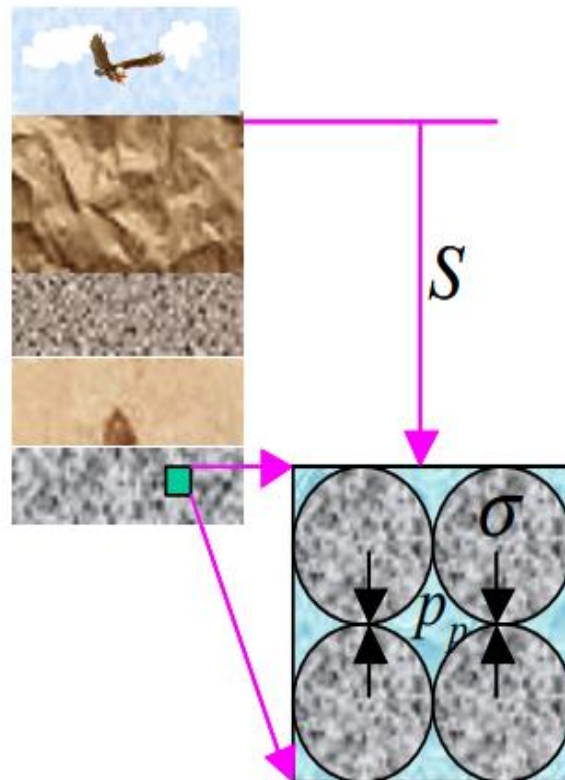


Figura 10. Muestra la presión de sobrecarga y esfuerzo de la roca.

2.3.3 La Presión de poro.

Es la presión natural, originada por los procesos geológicos de deposición y compactación, a la que se encuentran sometidos los fluidos contenidos en los espacios porosos (porosidad) de la formación.

Estas presiones que se encuentran en el pozo pueden ser normales, anormales (altas) o subnormales (bajas).

- *Normales*: Cuando son iguales a la presión hidrostática ejercida por una columna de fluidos de formación extendida hasta la superficie. Teniendo un gradiente de presión normal de 1.07g/cc en zonas costa fuera.
- *Subnormales*: Cuando son menores a la presión normal, es decir, a la presión hidrostática ejercida por la columna de fluidos de formación extendida hasta la superficie.
- *Anormales*: Cuando son mayores a la presión hidrostática de los fluidos de formación.

2.3.4 Presión de fractura.

La presión de fractura es la cantidad de presión necesaria para deformar permanentemente la estructura rocosa de la formación.

Durante el proceso de deposición normal, la presión de sobrecarga se incrementa conforme los sedimentos se acumulan. El incremento de la sobrecarga compacta los sedimentos, resultando en un decremento de la porosidad, (Figura 11). El proceso de compactación ocurre a medida que el agua de formación es expulsada del espacio poroso, y el esfuerzo de sobrecarga soportado por dicha agua de formación es transferido a la matriz de la roca reduciendo la porosidad.

En áreas donde la permeabilidad de la formación ha sido suficiente para permitir la migración de fluidos causada por la reducción de la porosidad, la presión de poro es normal y se considera aproximadamente igual a la presión hidrostática ejercida por una columna de agua de formación a la profundidad de interés.

Las zonas de presión de poro anormales se originaron durante el proceso de deposición y compactación, formándose una barrera impermeable que impidió la liberación del agua de la formación por debajo de esta barrera. Esta barrera impermeable se formó debido a que el proceso de sedimentación y compactación ocurrió a un ritmo más rápido que el movimiento ascendente del agua. Consecuentemente, la porosidad de la formación abajo de esta barrera impermeable difiere de la tendencia normal.

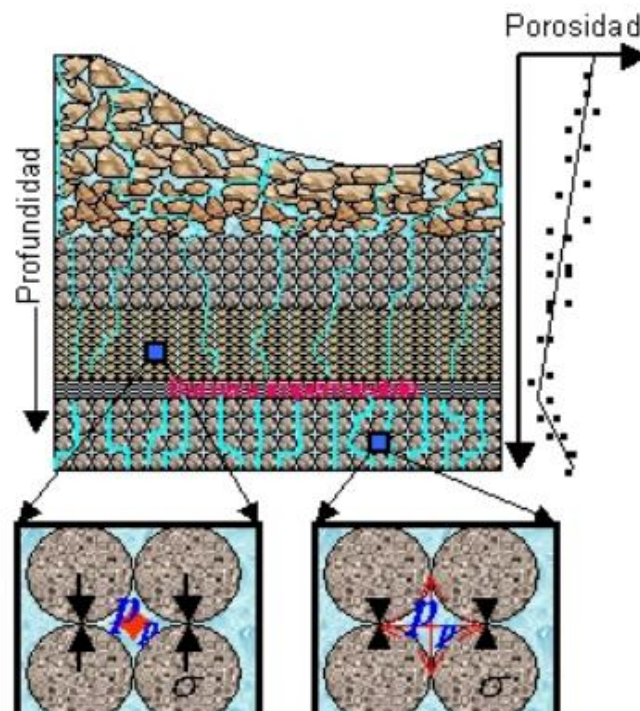
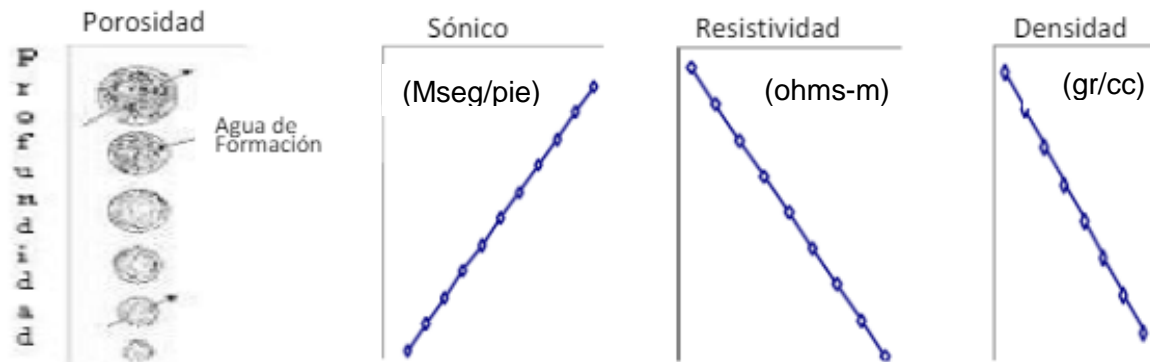


Figura 11. Proceso de sedimentación.

La Tendencia Normal de Compactación es la línea idealizada que deberían seguir los sedimentos en un ambiente de deposición cualquiera.

La tendencia de compactación normal y la determinación de la magnitud de los gradientes de presión de sobrecarga, formación y fractura juegan un papel muy importante dentro de la perforación de pozos petroleros.

Compactación Normal (Acumulación Normal)



Compactación Baja (Acumulación Rápida)

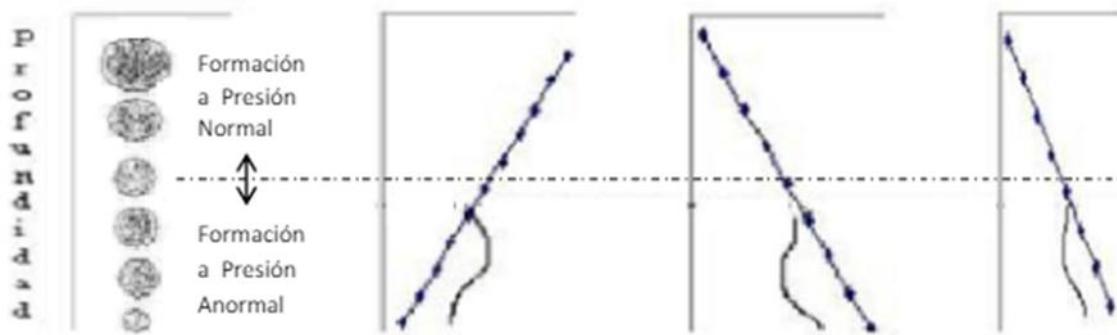


Figura 12. Comportamiento de los indicadores de presión vs profundidad.

Se traza una tendencia normal que respete el comportamiento normal del indicador de porosidad que se está utilizando: sí es resistividad la tendencia normal (TN) debe aumentar con respecto a la profundidad, sí es sónico debe disminuir con respecto a la profundidad.

Las propiedades de las lutitas medidas por los registros geofísicos (tiempo de tránsito, resistividad, densidad, temperatura y presión), así como la velocidad sísmica, están directamente relacionados con la porosidad de la formación. Cuando

estos valores se grafican con respecto a la profundidad la sección de presión normal sigue una tendencia lineal conforme la porosidad de la formación decrece con respecto a la profundidad. Una desviación de esta tendencia normal es una indicación de presión anormal. Esta desviación de la tendencia normal es el principio utilizado por los principales métodos de predicción de presión de poro.

2.4 Ventana Operativa.

Ventana operativa es la representación gráfica de las presiones que están sometidas las rocas a diferentes profundidades, como la Presión de Poro, Fractura y Sobrecarga que ya fueron abordadas en el capítulo anterior. De la misma manera se puede predecir las posibles formaciones que se encuentren, pudiendo así hacer una columna estratigráfica de las posibles zonas de interés y problemáticas.

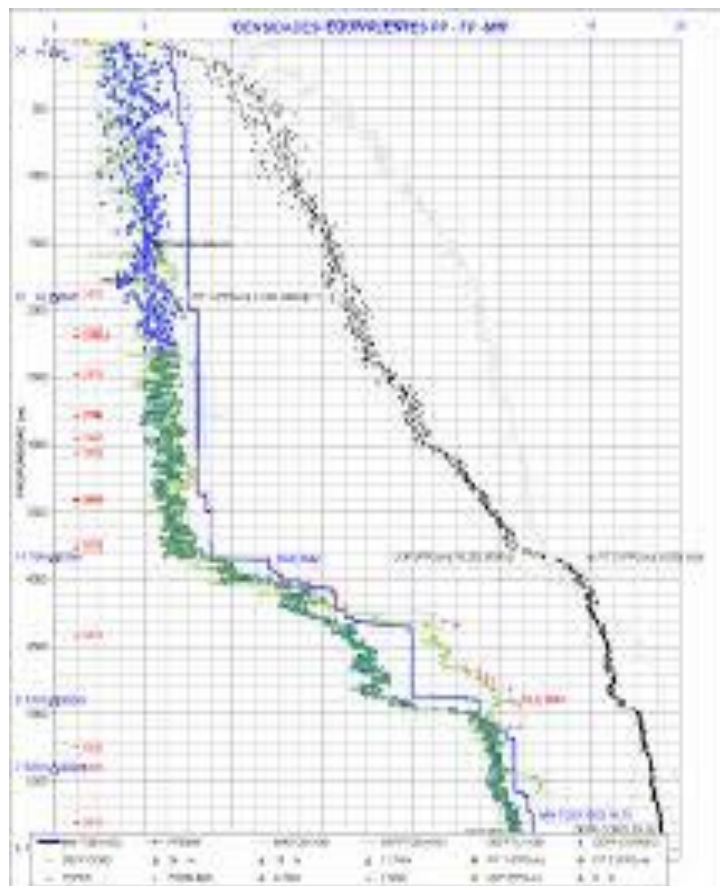


Figura 13. Ventana operativa real con los valores de Pp, Pfr y Psc.

2.5 Metodología práctica para el cálculo de las presiones de sobrecarga, poro y fractura.

1. Determinar la presión de sobrecarga (P_{sc}).
2. Determinar la presión de poro (p_p).
3. Determinar la presión de fractura (p_{FR}).
4. Calibrar las predicciones de las presiones de poro y fractura.

2.5.1 Determinar la presión de sobrecarga (P_{sc}).

$$S = \sum_{n=1}^n \rho_{Fi} \frac{(D_i - D_{i-1})}{10}$$

Ec. 8.

Donde:

ρ_{Fi} = Densidad promedio de las rocas (gr/cc).

D_i y D_{i-1} = Profundidades de interés (m).

ρ_{Fi} Se determina en forma directa del registro de densidad de pozos de correlación o con la siguiente correlación empírica, si únicamente se cuenta con el registro sísmico o información sísmica.

$$\rho_{Fi} = 0.0701 * V^{0.25} \quad \text{Ec. 9.}$$

Donde:

V = Velocidad de intervalo (m/s).

2.5.2 Determinación de la presión de poro (Pp) por el método de Eaton

El método de Eaton se basa en el principio que establece que la tendencia normal de compactación se altera en la zona de presión anormal. Eaton utilizó una gran cantidad de datos de registros geofísicos y mediciones de presiones de poro de diferentes áreas geológicas para desarrollar una serie de ecuaciones, las cuales relacionan directamente la presión de poro con la magnitud de desviación entre los valores observados y los obtenidos de la tendencia normal extrapolada.

Aun cuando el método de Eaton se basa en datos de áreas geológicas diferentes a las perforadas en México, es el más preciso y sencillo de utilizar.

Calcular la presión de poro a la profundidad de interés **D**, según el registro que se tenga, con las siguientes ecuaciones:

Sónico

$$P_{p(D)} = S_{(D)} - (S_{(D)} - P_{P(Dn)}) * \left(\frac{t_{tun}}{t_{tu}} \right)^{3.0}$$

Ec. 10.

Resistivo

$$P_{p(D)} = S_{(D)} - (S_{(D)} - P_{P(Dn)}) * \left(\frac{R_o}{R_{on}} \right)^{1.2}$$

Ec. 11.

Conductivo

$$P_{p(D)} = S_{(D)} - (S_{(D)} - P_{P(Dn)}) * \left(\frac{C_{on}}{C_o} \right)^{1.2}$$

Ec. 12.

2.5.3 Determinación de la presión de poro (P_p) por el método de Hottman y Johnson (H&J).

Con el uso de valores de tiempo de tránsito o resistividad y presiones de formación reales medidas en formaciones del Mioceno y Oligoceno de las costas de Texas y Louisiana, H&J desarrollaron dos correlaciones empíricas para la determinación de la presión de poro, como se indica a continuación.

A partir de la unión de las lecturas de puntos de lutitas limpias, graficar profundidad vs tiempo de tránsito o resistividad de lutitas limpias (línea azul en Figura 13).

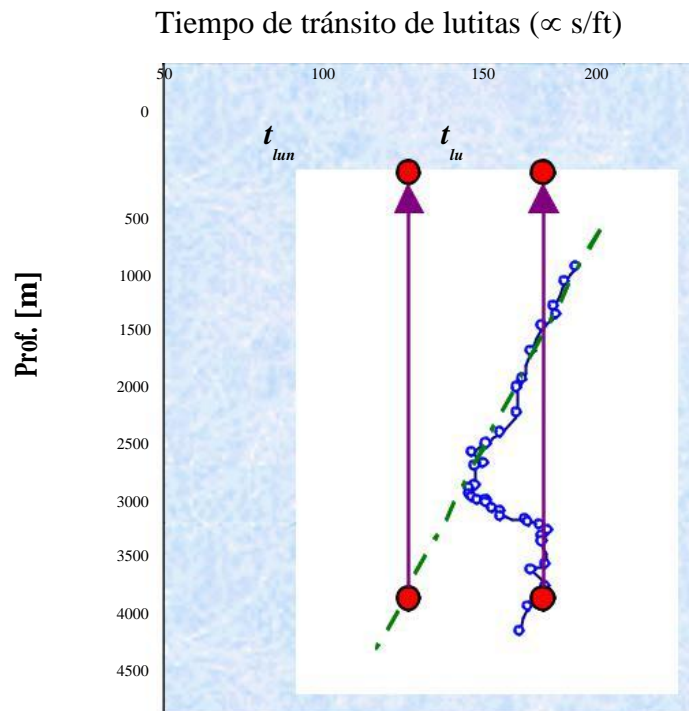


Figura 14. Tendencia real vs. Tendencia normal.

Trazar la línea de tendencia normal y extrapolarla hasta la profundidad total (línea verde en Figura 14).

- A la profundidad de interés, leer los valores de tiempo de tránsito o resistividad de la tendencia normal y de la curva graficada con los valores del registro.
- Se calcula la diferencia de lecturas de tiempo de tránsito ($t_{lu}-t_{lun}$) o la relación de resistividades (R_{on}/R_o) entre los valores reales del registro y los valores leídos de la línea de tendencia normal extrapolada.
- Con el valor obtenido en el punto se entra a la correlación de H&J (Figura 14 o 15) y se determina el gradiente de presión de poro.

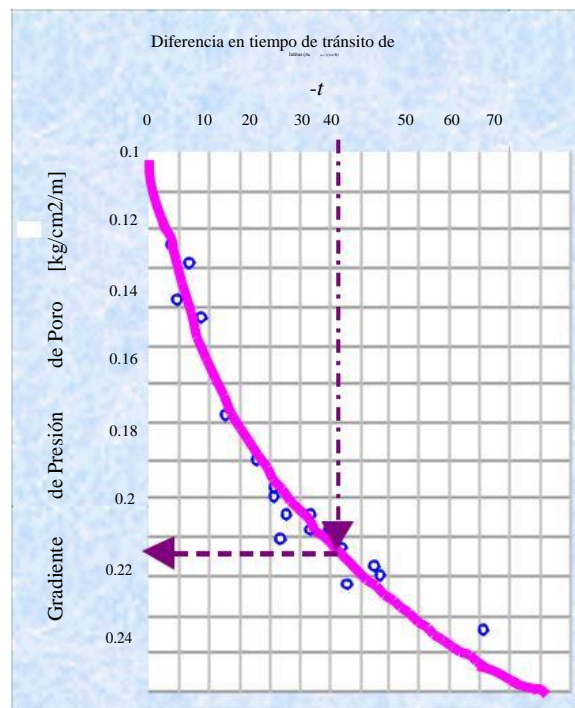


Figura 15. Correlación de H&J para tiempo de tránsito de lutitas.

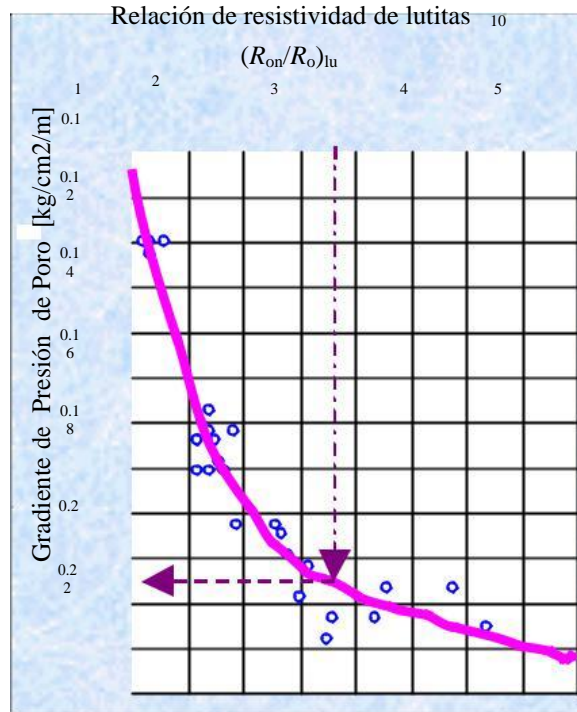


Figura 16. Correlación de H&J para resistividad de lutitas.

2.5.4 Calculo de presión de poro (Pp) Método de Foster y Whale o de profundidad equivalente.

Este método está basado en el principio que establece que formaciones con el mismo valor de la propiedad dependiente de la porosidad (tiempo de tránsito, resistividad, densidad, etc.) se encuentran bajo el mismo esfuerzo efectivo σ . El método se explica a continuación.

- A partir de la unión de las lecturas de puntos de lutitas limpias, graficar profundidad vs tiempo de tránsito o resistividad de lutitas limpias (línea azul en Figura 17).
- Trazar la línea de tendencia normal y extrapolarla hasta la profundidad total (línea verde en Figura 17).

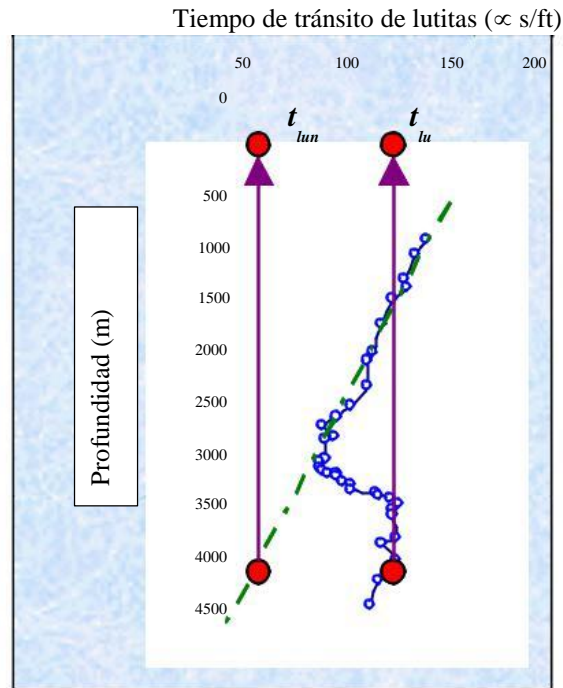


Figura 17. Tendencia real vs tendencia normal.

A la profundidad de interés D , leer el valor extrapolado t_{lun} y observados t_{lu} . Posteriormente, de la lectura observada trazar una línea vertical hacia arriba hasta interceptar la línea de tendencia normal y leer la profundidad correspondiente D_n .

Se calcula el esfuerzo efectivo a la profundidad D_n , el cual es igual al esfuerzo efectivo a la profundidad de interés.

Se calcula el esfuerzo efectivo a la profundidad D_n , el cual es igual al esfuerzo efectivo a la profundidad de interés.

$$\sigma_{(D)} = \sigma_{(Dn)} = S_{(Dn)} - p_{p(Dn)} \quad \text{Ec. 13.}$$

$$P_{p(Dn)} = \frac{\rho_{FF} * Dn}{10} \quad \text{Ec. 14.}$$

Donde ρ_{FF} es la densidad del fluido de formación en la zona de presión de poro normal, que se considera aproximadamente igual a 1.03 gr/cm^3 , cuando no se tiene información de la densidad del agua de formación de pozos de correlación.

Finalmente se calcula la presión de poro a la profundidad de interés.

$$P_{p(D)} = S_{(D)} - \sigma_{(D)} \quad \text{Ec. 15.}$$

2.5.5 Calculo de presión de fractura por el método de Eaton.

La presión necesaria para vencer la presión de formación y la resistencia de la roca se denomina presión de fractura. Para determinar esta presión se propone emplear el método de Eaton. La ecuación de Eaton para el cálculo de la presión de fractura (P_{fr}) está en función de la presión de poro (P_p) y la sobrecarga (S), previamente calculadas, así como de la relación de Poisson (ν).

Calcular la relación de Poisson, la cual es una propiedad mecánica de la formación que relaciona la deformación lateral de la roca con respecto a su deformación axial, cuando se somete a un esfuerzo. Para el cálculo se tienen dos opciones:

$$P_{FR(D)} = P_{P(D)} + \left(\frac{\nu}{1-\nu} \right) [S_{(D)} - P_{P(D)}] \quad \text{Ec. 16.}$$

A partir del registro sísmico dipolar:

$$\nu = \frac{0.5 \left(\frac{t_s}{t_c} \right)^2}{\left(\frac{t_s}{t_c} \right)^2 - 1} \quad \text{Ec. 17.}$$

Donde t_s es tiempo de tránsito de corte (microseg/pie) y t_c es tiempo de tránsito compresional (microsegundo/pie).

- 1) A partir del nomograma de Eaton, el cual se expresa en la siguiente ecuación para cada profundidad de interés:

$$v = 0.0645 * \ln(D) - 0.0673 \quad \text{Ec. 18.}$$

Donde:

D= Profundidad de interés.

CAPÍTULO 3

TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

Son tubería de acero, las cuales se fabrican en varios diámetros, longitudes, espesor de pared y con distintas conexiones, desempeña funciones importantes en la perforación y terminación de un pozo petrolero. Previene el derrumbe durante la perforación, mantiene la integridad estructural y mantiene los fluidos de la formación fuera del pozo.

La tubería de revestimiento es una de las partes más caras en el programa de perforación, estudios indican que el costo promedio de los tubulares es cerca del 18% del costo promedio de la terminación de un pozo. Así que una responsabilidad importante para el ingeniero de perforación es diseñar un programa de tubería de revestimiento menos costoso sin poner en riesgo la integridad del pozo.

Funciones de la tubería de revestimiento:

- Evitar contaminaciones de acuíferos someros.
- Evitar derrumbes durante la perforación en el pozo.
- Mantener la estabilidad del pozo.
- Proporcionar un medio para instalar las conexiones superficiales de control.

Durante la perforación de los pozos se atraviesan formaciones con situaciones y problemáticas diferentes, de las cuales las más comunes son las formaciones con bajo gradiente de fractura, las zonas sobrepresionadas y depresionadas, y los acuíferos someros y profundos. Por lo tanto, a medida que se profundiza un pozo, surge la necesidad de aislar los intervalos para permitir la perforación.

Clasificación y objetivo de las tuberías de revestimientos.

Cuando se perfora un pozo se pueden encontrar condiciones adversas como son: zonas de presión anormal, formaciones fracturadas y acumulaciones de sal. Por

esta razón, los pozos se perforan en varias etapas con el objetivo de aislar zonas problemáticas, y poder alcanzar la profundidad de interés.

3.1 Clasificación de la tubería de revestimiento.

Las tuberías de revestimiento tienen un objetivo específico y se clasifican de la siguiente manera:

Tubería conductora:

Es la primera que se introduce y puede ser hincada o cementada. Su objetivo es establecer un medio de circulación para el fluido de perforación y es la de mayor diámetro que se utiliza. Sus principales funciones son:

- Evitar derrumbes de formaciones someras no consolidadas.
- Evitar la contaminación de agua dulce con el fluido de perforación.

3.1.1 Tubería superficial.

El objetivo de esta tubería es aislar acuíferos superficiales, zonas de pérdida y zonas de gas somera, esta tubería se cementa hasta la superficie. Su profundidad de asentamiento varía de 30 metros a 1000 metros dependiendo de la profundidad final y el diseño de terminación del pozo. Sus funciones más importantes son:

- Servir de soporte para la instalación del equipo de seguridad.
- Proteger las formaciones acuíferas superficiales.
- Proporcionar un gradiente de fractura suficiente para permitir la perforación del pozo.

3.1.2 Tubería intermedia.

Tiene como finalidad aislar zonas de presión normal y anormal, lo cual permite incrementar o disminuir la densidad del fluido de perforación para continuar con la siguiente etapa. Dependiendo de la profundidad del pozo o de los problemas que se presenten durante la perforación, se necesitará colocar una o más tuberías de revestimiento. Sus funciones más importantes son:

- Aislar formaciones problemáticas como, lutitas hinchables.
- Facilitar el control del pozo en zonas de presiones anormales.
- Cubrir zonas con pérdidas de circulación.

3.1.3 Tubería de explotación.

Tiene como finalidad aislar las zonas productoras y permitir una explotación selectiva del yacimiento. 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. Sus principales funciones son:

- Aislar la zona de interés de otras formaciones y sus fluidos.
- Proteger a la tubería de producción.

3.1.4 Camisa o liner.

Es una tubería de revestimiento corta la cual no llega hasta la superficie, por lo que se cuelga de otra tubería. Permite reducir costos y mejorar la hidráulica en perforaciones más profundas. La mayoría de revestimiento cortos son de 4 ½ “.

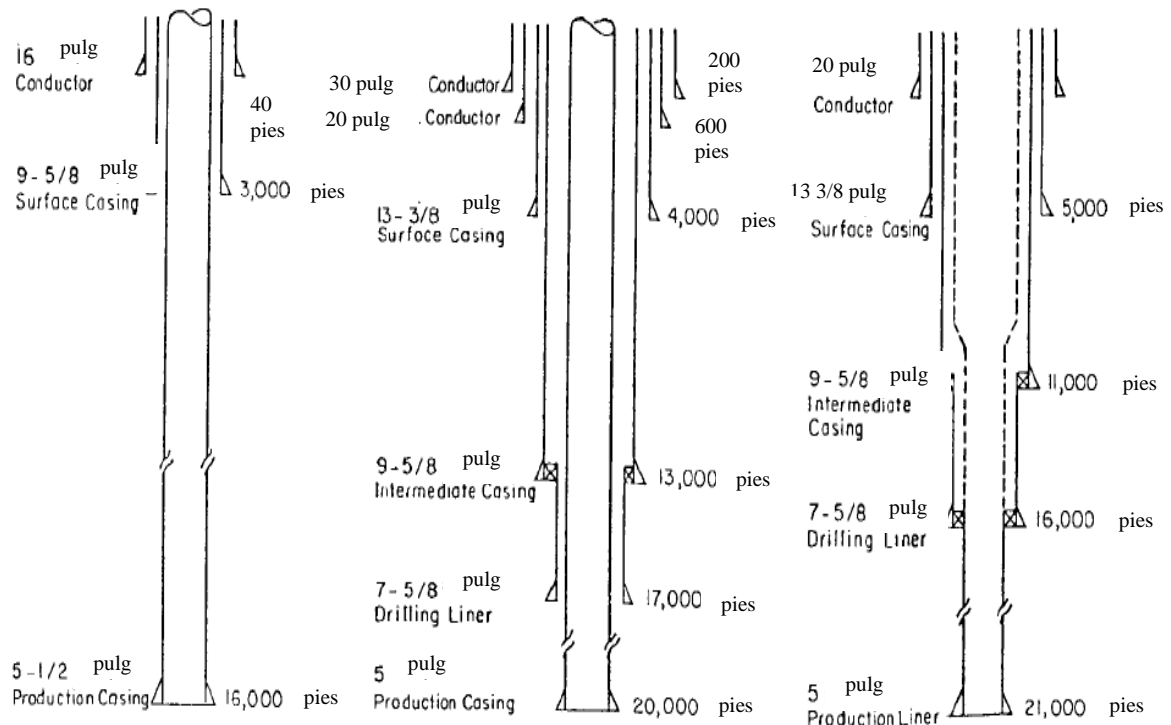


Figura 18. Arreglos de tubería de revestimiento.

3.2 Fallas en la tubería de revestimiento.

La tubería de revestimiento se diseña para resistir:

- Presión interna.
- Presión de colapso.
- Tensión.

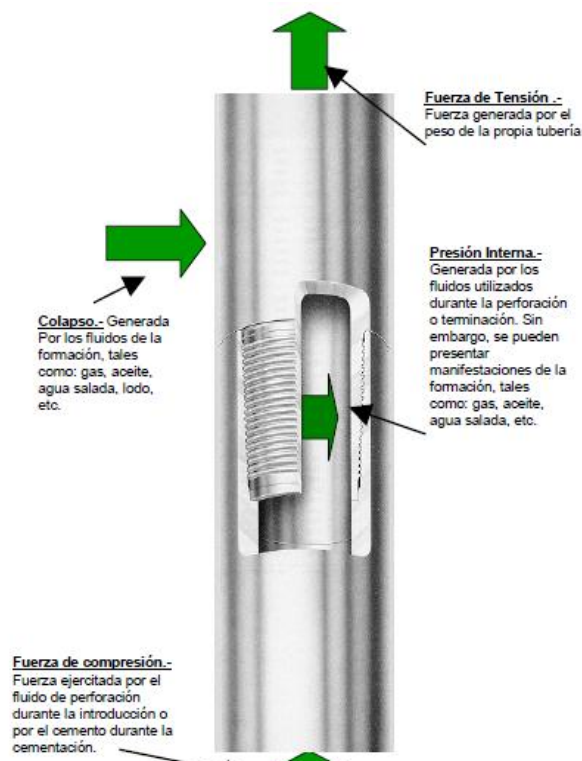


Figura 19. Esfuerzos en la tubería de revestimiento.

3.2.1 Presión interna.

Debe ser considerada en primero lugar, dado que considera las condiciones iniciales en el diseño de la tubería de revestimiento. La presión hidrostática que se genera por el fluido de perforación y presiones generadas en superficie dentro de la tubería de revestimiento como estimulaciones y cementaciones generan esfuerzos, los cuales se evalúan para tener la seguridad que no exceda la resistencia a la presión interna de la tubería seleccionada.

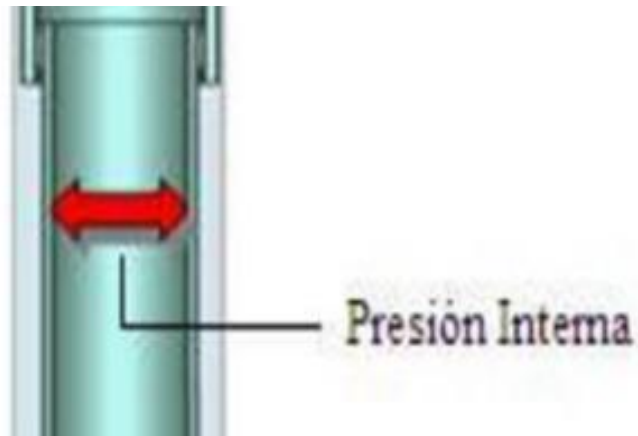


Figura 20. Presión interna.

La fórmula para calcular la presión interna de cualquier tubería es la siguiente:

$$P_i = \left(\frac{2Y * t}{D} \right)$$

Ec. 19.

Donde:

P_i = Presión interna (psi).

Y = Esfuerzo de cedencia de la tubería (pg).

t = Espesor de la tubería (pg).

D = Diámetro interior de la tubería (pg).

3.2.2 Presión de colapso.

Es la fuerza mecánica capaz de deformar un tubo por el efecto de las presiones externas. La resistencia al colapso de una tubería es función del esfuerzo de cedencia (Y_p) y el de la relación entre el diámetro externo (D_e) y el espesor de la pared (t), al cual se conoce como esbeltez.

La presión de colapso es generada por la columna hidrostática de los fluidos que se encuentran fuera de la tubería como son; cemento, fluidos de la formación, etc. Es

el segundo criterio que debe evaluarse y las secciones deberán ser recalculadas de ser necesario.

Tipos de colapso.

En la industria petrolera y de acuerdo al A.P.I 5C3 existen 4 tipos de colapso los cuales son:

- Colapso por cedencia.
- Colapso plástico.
- Colapso por transición.
- Colapso elástico.

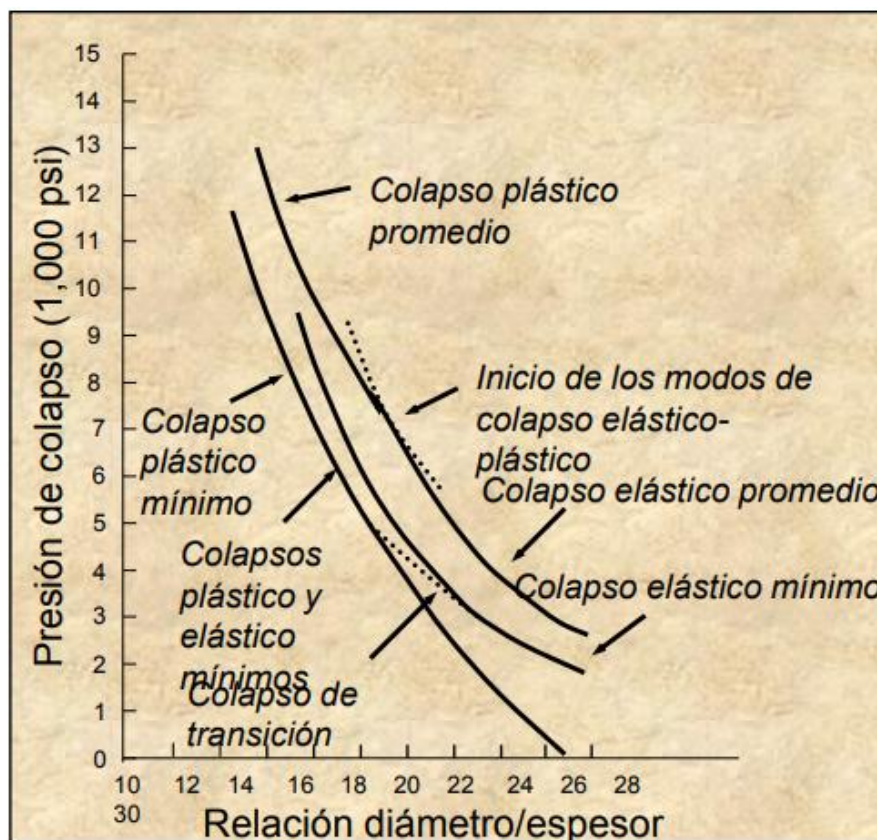


Figura 21. Colapsos.

3.2.2.1 Colapso por cedencia.

Tipo de colapso que depende la cedencia del material y el espesor de la tubería se presenta en tuberías cuyo rango de esbeltez sea menor a 15 dependiendo del grado.

La fórmula para calcular el colapso por cedencia es:

$$P_{CC} = 2 * \sigma_Y * \left[\frac{\left(\frac{D}{t}\right) - 1}{\left(\frac{D}{t}\right)^2} \right]$$

Ec. 20.

Donde:

P_{CC} = Presión de colapso por cedencia (psi).

σ_Y = Esfuerzo de cedencia (psi) x 1000.

t = Espesor de la tubería (pg).

D = Diámetro externo (pg).

3.4.2.2 Colapso plástico.

Se basó en 2,488 pruebas de laboratorio aplicadas a tuberías K-55, N-80 y P-110, fallaran al aplicarse una presión de colapso mayor a la presión de colapso plástica mínima.

La fórmula para calcular el colapso plástico es:

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

Ec. 21.

Donde:

P_{CP} = Presión de colapso plástico (psi).

σ_Y = Esfuerzo de cedencia (psi) x 1000.

t = Espesor de la tubería (pg).

D= Diámetro externo (pg).

A, B Y C son constantes obtenidas de forma experimental dependientes del esfuerzo de cedencia de la tubería.

A, B y C se obtienen de las siguientes ecuaciones.

$$A = 2.8762 + 0.10679 * 10^{-5} * \sigma_Y + 0.21301 * 10^{-10} \sigma_Y^2 - 0.53132 * 10^{-16} * \sigma_Y^3$$

$$B = 0.026233 + 0.50609 * 10^{-6} * \sigma_Y$$

$$C = -465.93 + 0.030867 * \sigma_Y - 0.10483 * 10^{-7} * \sigma_Y^2 + 0.36989 * 10^{-13} * \sigma_Y^3$$

3.2.2.3 Colapso por transición.

Se obtiene por una curva numérica ubicada entre el régimen elástico y plástico.

La fórmula para calcular el colapso por transición es:

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

Ec. 22.

P_{ct} = Presión de colapso por transición (psi).

σ_Y = Esfuerzo de cedencia (psi) x 1000.

t = Espesor de la tubería (pg).

D = Diámetro externo (pg).

A, B Y C son constantes obtenidas de forma experimental dependientes del esfuerzo de cedencia de la tubería las cuales se calculan con las ecuaciones.

F y G son constantes de forma experimental y son calculadas con las siguientes fórmulas:

$$F = \frac{46.95 * 10^6 \left[\frac{3 \left(\frac{B}{A}\right)}{2 + \left(\frac{B}{A}\right)} \right]^3}{\sigma_Y \left[\frac{3 \left(\frac{B}{A}\right)}{2 + \left(\frac{B}{A}\right)} - \left(\frac{B}{A}\right) \right] \left[1 - \frac{3 \left(\frac{B}{A}\right)}{2 + \left(\frac{B}{A}\right)} \right]^2}$$

Ec. 23.

$$G = \frac{F * B}{A}$$

Ec. 24.

3.2.2.4 Colapso elástico.

Se basa en la teoría de falla por inestabilidad elástica, este criterio es independiente del esfuerzo de cedencia del material.

El colapso elástico se calcula con la siguiente fórmula:

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

Ec. 25.

P_c = Presión de colapso elástico (psi).

σ_y = Esfuerzo de cedencia (psi) x 1000.

t = Espesor de la tubería (pg).

D = Diámetro externo (pg).

3.2.3 Tensión.

Es una condición mecánica (Tensionada) de una tubería que puede ocasionar la falla o fractura de la misma.

Los esfuerzos por tensión deben evaluarse en función del peso propio de la tubería y de la fuerza de flotación, tanto la tensión y la compresión afectan la resistencia a la presión interna y al colapso.

La resistencia a la falla por tensión de una tubería se determina con la siguiente ecuación:

$$F_T = \frac{\pi}{4} \sigma_y (D^2 - d^2)$$

Ec. 26.

zonas deleznable, zonas de pérdida de circulación y zonas de presión anormal, rigen los principales criterios de selección.

Son varios los criterios que se deben de tomar en cuenta para determinar la profundidad de asentamiento.

- Presión de poro.
- Presión de fractura.
- Experiencia en el área.
- Problemas de estabilidad del agujero.
- Zonas corrosivas.
- Consideraciones ambientales.

La recopilación de información es fundamental para la selección de tubulares. Es necesario recurrir a diferentes fuentes para recopilarla, como los programas iniciales de perforación, expedientes de pozo, etc. Los datos necesarios para el diseño de tuberías son:

- Trayectoria de pozo.
- Geopresiones.
- Programa de lodos.
- Geometría.
- Especificaciones de tuberías.
- Inventarios de tubería.
- Arreglos de pozos.

Con base a esta esta información se procede a generar un gráfico de gradientes de densidad equivalente de la presión de poro y fractura contra profundidad vertical.

Respecto al diseño de la tubería de revestimiento se consideran 3 aspectos:

1. Determinar el diámetro y longitud de la tubería de revestimiento.

2. Calcular el tipo y magnitud de esfuerzos que serán encontrados.
3. Seleccionar los pesos de la tubería de revestimiento que no fallaran al estar sujetos a las cargas.

Es por tal motivo que el diseño de los tubulares debe de hacerse por separado, esto es:

1. Diseñar la tubería superficial con tolerancia al brote.
2. Diseño de las tuberías intermedias.
3. Diseño de las tuberías de explotación.

3.3.1 Efecto por presión diferencial.

Es la diferencia entre la presión hidrostática del fluido de control y la presión de formación a cierta profundidad. Con base a ello, se determina para el asentamiento de tuberías de revestimiento consideraciones críticas con las variaciones de presión que se tienen al cambio de lodos de control, la cual tiene dos rangos a utilizar:

Para el asentamiento de la tubería de revestimiento en la zona de presión anormal:

$$\Delta p_{lim} < 210 \frac{kg}{cm^2}$$

Para el asentamiento de la tubería de revestimiento en la zona de presión normal o de transición:

$$\Delta p_{lim} < 140 \frac{kg}{cm^2}$$

Una presión diferencial excesiva provoca pegaduras de las tuberías de revestimiento, principalmente cuando se introduce dicha tubería, por lo tanto, se debe de seleccionar la profundidad de asentamiento de las tuberías de

revestimiento teniendo en consideración donde el lodo puede generar una fractura y/o una pegadura.

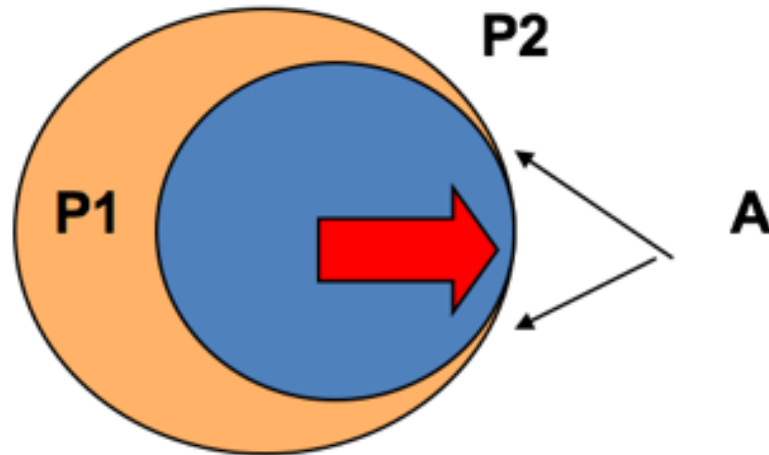


Figura 23. Margen por presión diferencial.

En la figura 23, se puede determinar que P1 es la presión de formación y P2 es la presión de poro, si P1 es mayor que P2 ocurre una pegadura de tubería, dado que se genera una diferencial superior, esto es:

$$\Delta_p = P_1 - P_2$$

Ec. 27.

Por lo tanto:

$$F = \Delta p * \text{area}$$

Ec. 28.

Para el asentamiento de la tubería de revestimiento de explotación esta se asienta hasta la profundidad total programada.

3.3.2 Efecto a la tolerancia al brote

Es el gradiente máximo de balance que puede ser tolerado a la profundidad vertical actual, sin fracturar la zapata al cerrar el pozo y permita la circulación del brote a la superficie de manera segura, es por tal motivo que la profundidad de asentamiento tenga la capacidad suficiente para soportar las presiones impuestas por un brote, para lo cual se considera lo siguiente:

1. Suponer una profundidad de asentamiento tentativo (D_i).
2. Con esta profundidad calcular la presión expresada en gradiente impuesta por un brote (E_b en gr/cc).
3. Determinar el gradiente de fractura para la profundidad seleccionada.
4. Comparar el efecto al brote con la profundidad de fractura, si los valores coinciden entonces la profundidad supuesta es la profundidad mínima para el asentamiento de la tubería de revestimiento.
5. Es caso que no coincidan estos valores, se debe de suponer otra profundidad y repetir el proceso hasta que coincidan los valores de gradiente expresados en densidad.

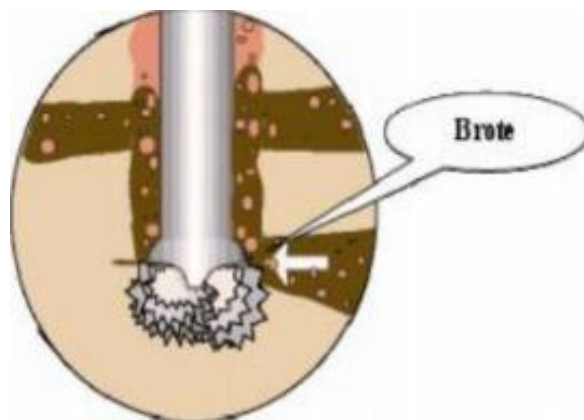


Figura 24. Efecto al brote.

La fórmula para calcular el efecto al brote es:

$$E_b = \left(\frac{D}{D_t}\right) * I_{fc} + PP_{ms}$$

Ec. 29.

Donde:

E_b = Efecto al brote (gr/cc).

I_{fc} = Incremento en el fluido de perforación para controlar el brote normalmente igual a 0.06 gr/cc.

PP_{ms} = Gradiente de presión de formación afectado por el margen de seguridad de la siguiente etapa o el mínimo de lodo (gr/cc).

D_t = Profundidad de asentamiento tentativo o de interés (m).

D = Profundidad de la siguiente etapa de perforación (m).

3.4 Metodología para el asentamiento de tuberías de revestimiento.

A los valores de gradientes de poro y fractura se les deberá considerar un margen de control o de seguridad por efectos de viaje (pistoneo y succión) y la posible ocurrencia de un brote, además se debe de conocer detalladamente la trayectoria a perforar para determinar el programa final a seguir en los asentamientos de las tuberías de revestimiento.

Los márgenes de control o de seguridad sobre el gradiente de poro y fractura durante los viajes de las tuberías de revestimiento.

Margen sobre la Pp	Valores publicados (gr/cc)	Valores recomendados (gr/cc)
Viaje	0.024 – 0.060	0.030
Seguridad	0.024 - 0.036	0.0255
Total		0.055

Tabla 1. Márgenes de control para la presión de fractura.

Márgen sobre la Pf	Valores publicados (gr/cc)	Valores recomendados (gr/cc)
Viaje	0.024 – 0.060	0.030
Total		0..030

Tabla 2. Márgenes de control para la presión de fractura.

3.4.1 Asentamiento con márgenes de seguridad.

La forma de asentar las tuberías de revestimiento es la siguiente:

1. Se busca la presión de poro máxima y se proyecta una línea vertical hasta interceptar la curva de gradiente de fractura afectado por su margen de seguridad.
2. La profundidad de esta intersección define el asentamiento de la tubería intermedia más profunda.
3. El procedimiento continuo hasta alcanzar la tubería superficial (zona normal) y las tuberías debe ser revisadas por su diferencia de presión que generen para evitar alguna pegadura al introducir las tuberías de revestimiento.

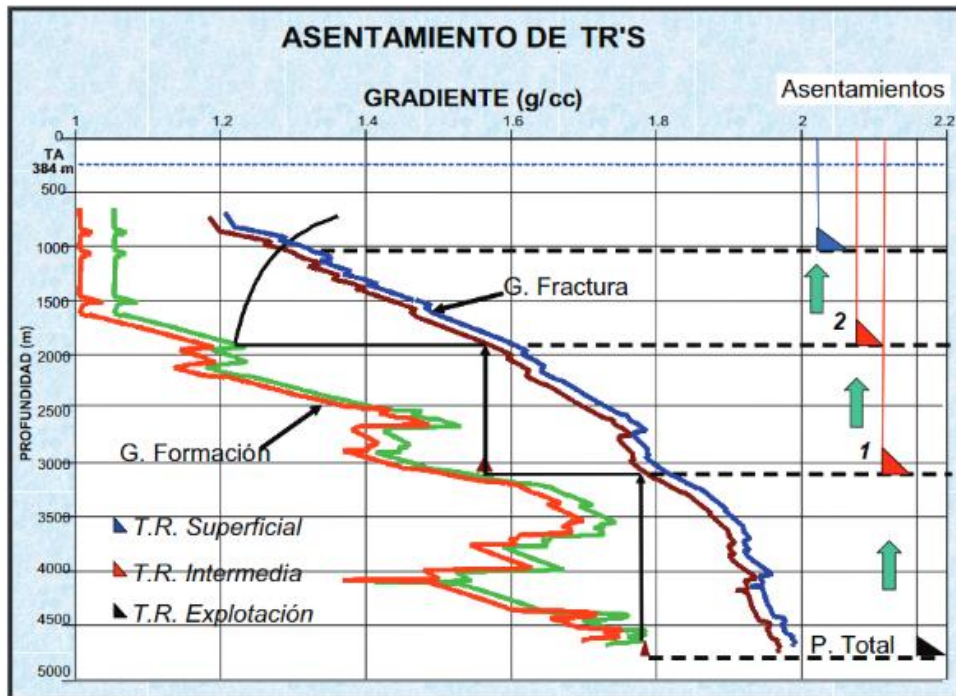


Figura 25. Asentamiento de las tuberías de revestimiento con márgenes de seguridad.

3.5 Factores de diseño.

La función del factor de diseño es tener un respaldo en la planeación, debido a la incertidumbre de las condiciones de carga reales, además del cambio de las propiedades del acero debido a la corrosión y el desgaste. A partir del análisis efectuado por 38 compañías, se obtienen los resultados indicados en la tabla 1 para cada condición de carga, y el valor recomendado.

Condiciones de carga.	Rango	Recomendado
Presión interna.	1.0-1.35	1.125
Colapso.	0.85-1.50	1.125
Tensión junta.	1.50-2.0	1.60
Tensión cuerpo.	1.30-2.0	1.50

Tabla 3. Factores de diseño para tubería de revestimiento.

El objetivo principal del proceso de diseño de tuberías es seleccionar los elementos tubulares que garanticen la integridad y seguridad del pozo. Los métodos de diseño se clasifican en analíticos y gráficos. Actualmente, el método de selección más práctico y con mayor uso es el de cargas máximas.

El diseño de la tubería de revestimiento debe hacerse por separado. Se debe hacer consideraciones especiales de acuerdo a la profundidad y el tipo de tubería de revestimiento para evaluar apropiadamente las cargas que actúan a lo largo del pozo.

3.5.1 Diseño de tubería de revestimiento superficial.

A presión interna:

Se deben considerar los siguientes puntos para determinar la línea de diseño:

- Para el control de un brote se procede con circulación normal, y al gas metano como fluido invasor.

- Punto crítico del brote, la tubería se considera llena de gas.
- El respaldo es la presión de formación normal del área.
- Efecto del cemento se considera despreciable, figura 26.

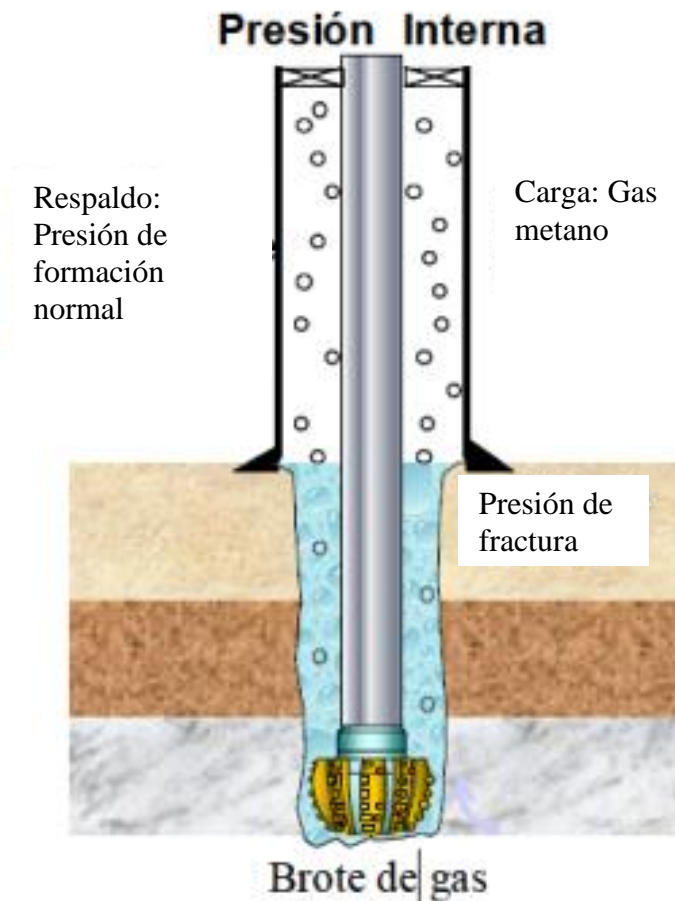


Figura 26. Consideraciones de diseño por presión interna para TR superficial.

Los esfuerzos por presión interna a la cual estará sujeta una tubería se establecen al definir las máximas presiones que se pueden presentar en el fondo y en superficie. Las máximas presiones que se pueden tener en el fondo y la superficie dependen del gradiente de fractura de la formación que este debajo de la zapata de la tubería de revestimiento; ya que este factor se elige como el punto débil, la tubería seleccionada debe tener una resistencia a la presión interna igual al gradiente de

fractura más un factor de seguridad, (0.12 gr/cm³ ,1 lb/gal). A esto se le conoce como presión de inyección.

$$P_{iny} = \text{Profundidad de la zapata} * (\text{gradiente de fractura} + 0.12)$$

Ec. 30.

La máxima presión superficial se presenta cuando ocurre un brote y el espacio anular se llena con gas. Si en determinado momento la presión en la zapata de la tubería de revestimiento es mayor que la presión de inyección, se tendrá como resultado una fractura (pérdida de circulación). Los fluidos que se encuentran fuera de la tubería de revestimiento suministran cierta contrapresión que ayuda a contrarrestar la presión interna. Aunque existe lodo o cemento, en el diseño se considera el caso más crítico, por lo cual usamos las densidades de los fluidos de la formación en un rango de 1 a 1.08 g/cm³.

El esfuerzo efectivo o resultante de la presión interna es igual a la presión interna dentro de la tubería de revestimiento menos la contrapresión de los fluidos fuera de ella; y al ser afectado por el factor de seguridad (1.250) se obtiene la línea de diseño.

$$\text{Presión interna resultante} = \text{Presión interna} - \text{contrapresión de respaldo}$$

Ec. 31.

Después de obtener estos valores, se seleccionan la tubería de revestimiento que resista dichos esfuerzos. En la figura 27(a), se observan las presiones de inyección, superficiales, de contrapresión y en la figura 27(b), así como la selección de la tubería de revestimiento.

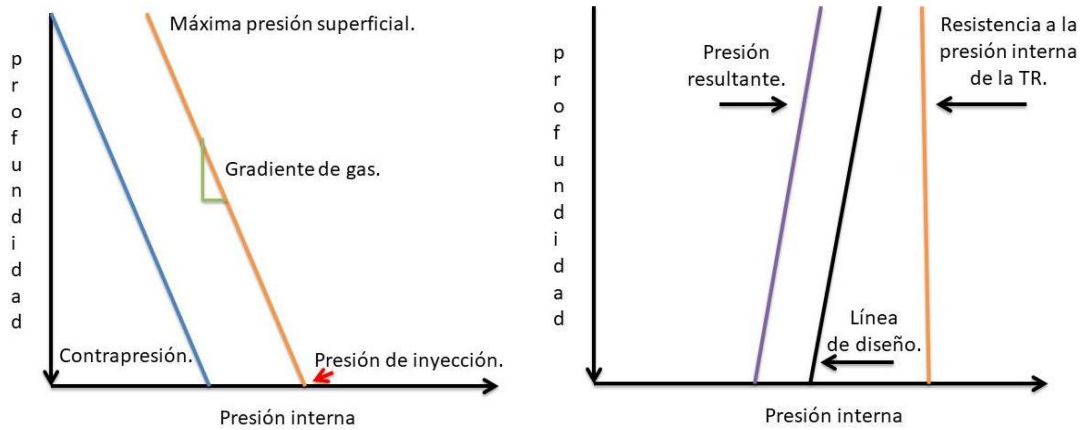


Figura 27 (a y b). Diseño por presión interna TR superficial.

Al colapso:

Se toman en cuenta la siguiente consideración:

- Se considera una pérdida de circulación (figura 28), quedando la columna del fluido de perforación a una profundidad equivalente a la zapata de la TR superficial.

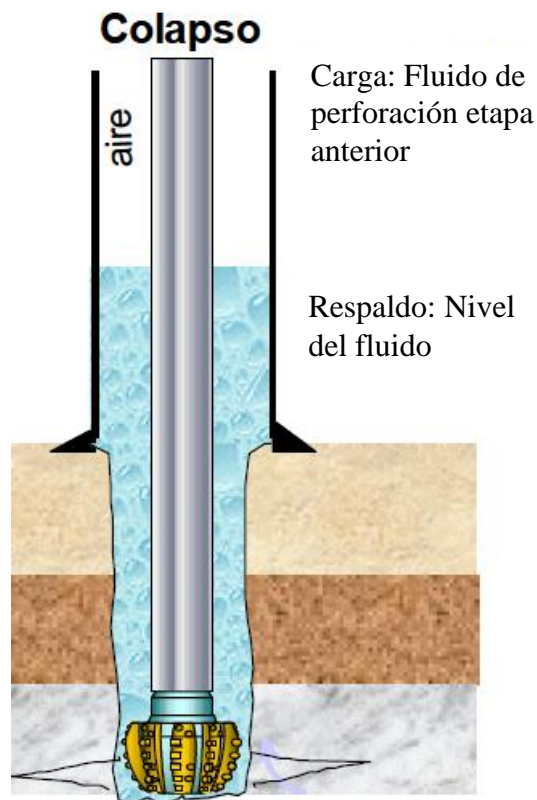
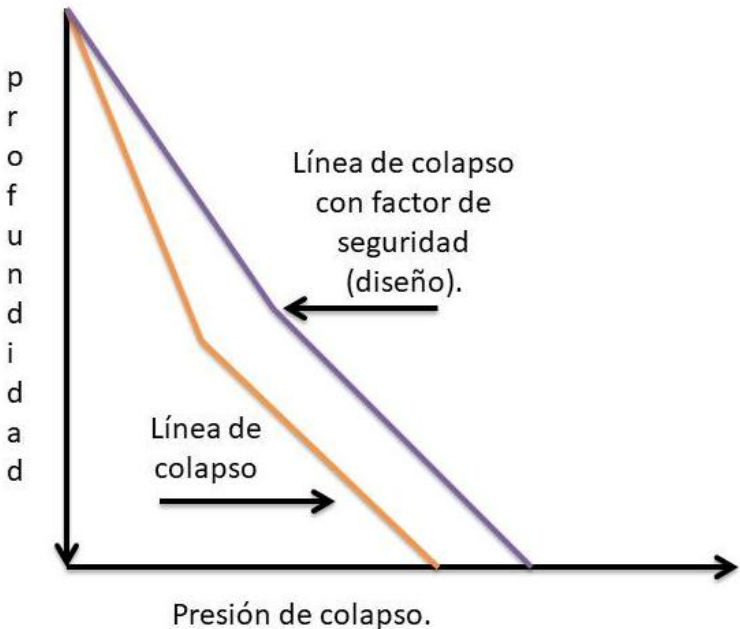
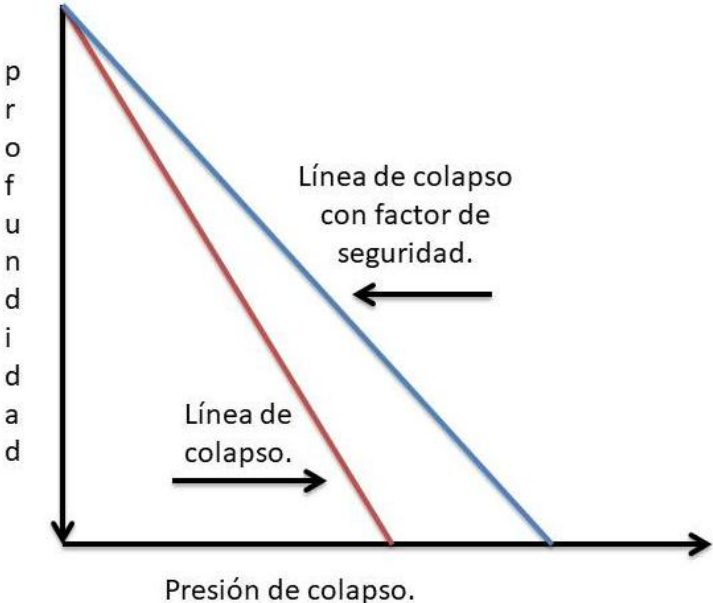


Figura 28. Consideraciones de diseño por presión de colapso.

La presión de colapso se debe al lodo y al cemento que se encuentra en el espacio anular entre la tubería de revestimiento y el pozo o entre una tubería de revestimiento y otra. Para efectos de diseño se considera el caso más crítico (TR vacía en su interior) y, por tanto, no existe ninguna contrapresión que ayude a disminuir el esfuerzo por colapso, con los fluidos de mayor densidad a utilizar en el exterior, que usualmente es la lechada de cemento. El factor de seguridad al colapso es de 1.125. La figura 29, ilustra la línea de esfuerzos por colapso de una tubería de revestimiento con lechada de una densidad y otra cementada con dos lechadas de diferente densidad.



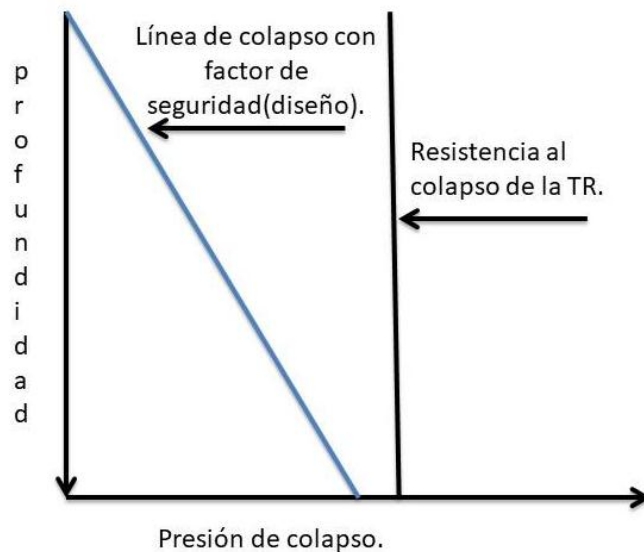


Figura 29. Presión de colapso TR superficial.

A la tensión:

Durante el diseño de la TR debe establecerse un margen de jalón para el caso de que se pegue durante su introducción. El factor de seguridad usual para el diseño es de 1.8.

3.5.2 Diseño de la tubería de revestimiento intermedia.

A presión interna:

En este caso se considera la existencia de un brote en el pozo con el espacio anular lleno de gas y de lodo. La tubería de revestimiento que se diseñe debe soportar con toda seguridad.

- Presión de brote.
- Presión de inyección en la zapata.
- Máxima presión de superficie.

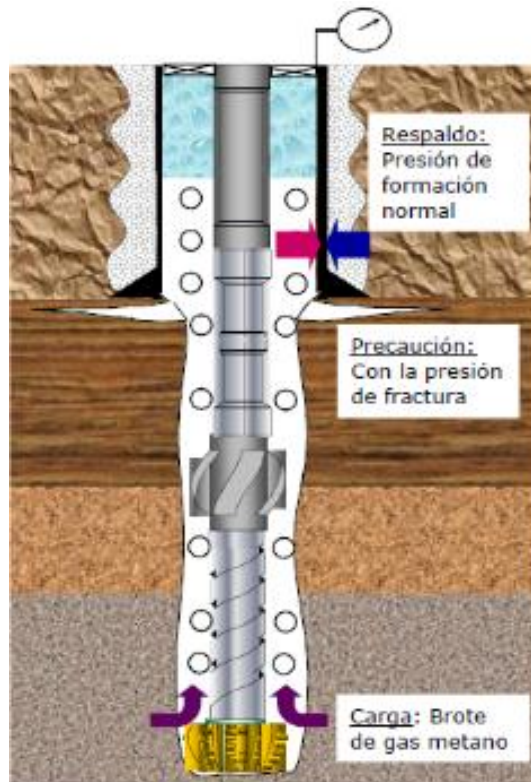


Figura 30. Consideraciones de presión interna para la tubería de revestimiento intermedia.

El caso más crítico considerado es la presión superficial máxima que se puede alcanzar cuando se tiene un brote. Esta presión no debe ser mayor que la presión de inyección para no generar un reventón subterráneo (fracturamiento). Se obtiene de la siguiente manera.

$$P_{iny} = P_s + X * G_L + Y * G_G$$

Ec. 32.

$$P_s = P_{iny} - X * G_L - Y * G_G$$

Ec. 33.

$$P_z = X + Y$$

Ec. 34.

Donde:

P_{iny} = Presión de inyección en la zapata (kg/cm², lb/pulgadas²).

P_s = Presión superficial (kg/cm², lb/pulgadas²).

G_L = Gradiente hidrostático del lodo (kg/cm³, lb/gal).

G_G = Gradiente hidrostático del gas (kg/cm³, lb/gal).

P_z = Profundidad vertical de la zapata (m, pie).

X = Altura del lodo en el espacio anular (m, pie).

Y = Altura del gas en el espacio anular (m, pie).

Con la solución de estas ecuaciones se determina la longitud de las columnas de fluido respectivas, y se obtiene la línea de carga máxima por presión interna, figura 31.

El esfuerzo efectivo por presión interna será la resultante del esfuerzo calculado con la ecuación anterior menos la contrapresión ejercida por la columna de fluidos de formación. La línea de contrapresión resultante se afecta con el factor de seguridad, por lo que se obtiene la línea de diseño con la cual se eligen las tuberías.

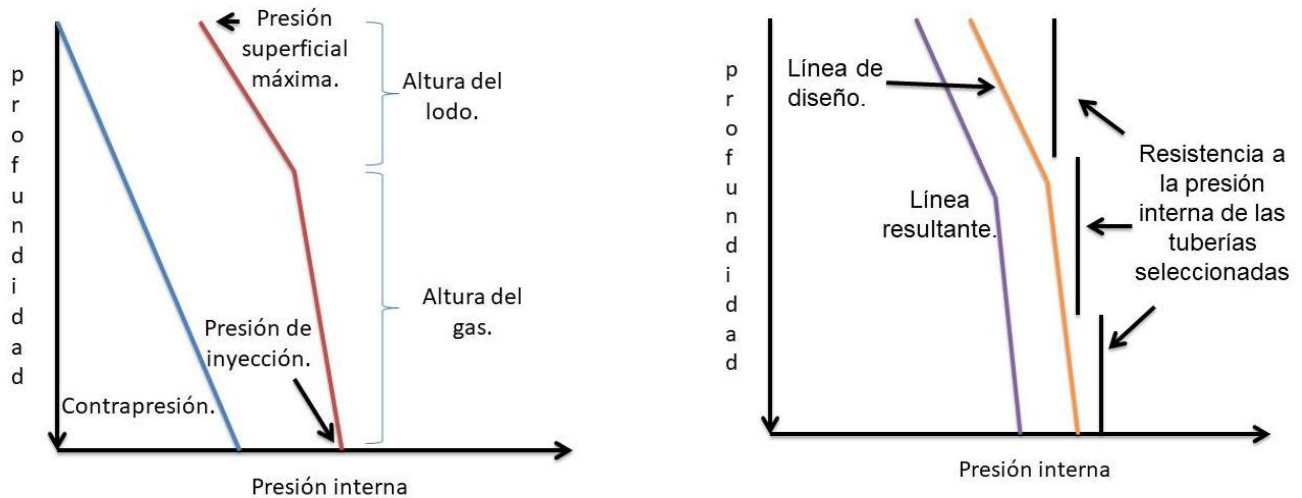


Figura 31. Presión interna para tubería intermedia.

Al colapso:

El esfuerzo por colapso de una tubería intermedia se calcula en función de la presión hidrostática generada por el lodo y el cemento del espacio anular al momento de cementar la tubería de revestimiento; en este caso, se considera que la tubería de

encuentra parcialmente vacía. El caso más crítico se considera cuando ocurre una pérdida y la zapata deba soportar una columna de fluidos de la formación; por tanto, el fluido de contrapresión se calcula como una columna del lodo más pesado de la siguiente etapa y cuya altura debe ser equivalente a la presión generada por la altura de los fluidos de la formación.

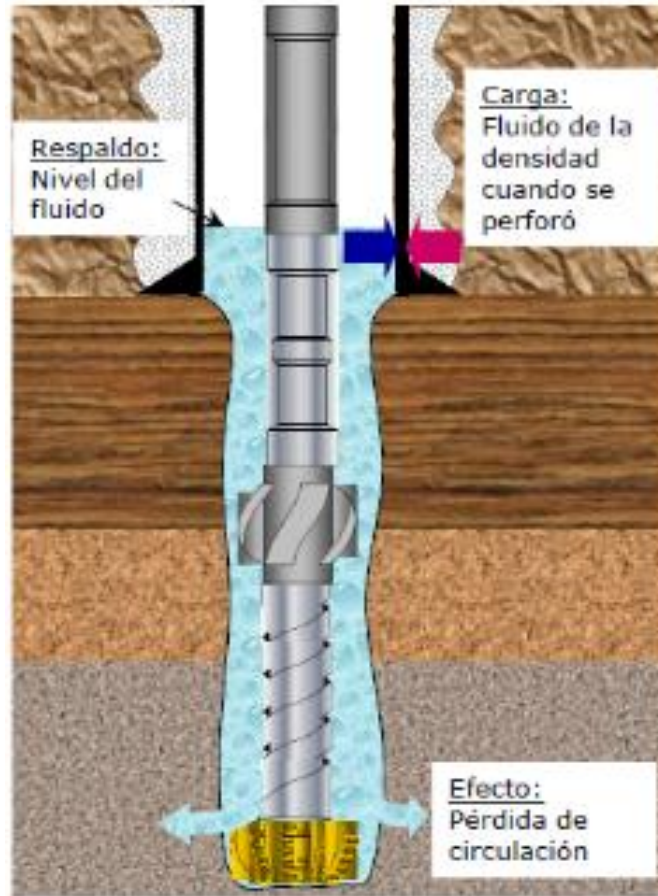


Figura 32. Condiciones de colapso para tubería de revestimiento intermedia.

La siguiente ecuación nos permite calcular la altura del lodo después de la pérdida

$$1.08 * P_z = D_L * L$$

Ec. 35.

1.08 = Densidad de los fluidos de formación (g/cm³).

P_z = Profundidad vertical de la zapata (m).

D_L = Densidad más alta del lodo en la siguiente etapa (g/cm³).

L = Altura de la columna del lodo (m).

En la figura 33, se observa las líneas de presión de colapso de la contrapresión y en la figura 34, el diseño al colapso, además de las tuberías seleccionadas.

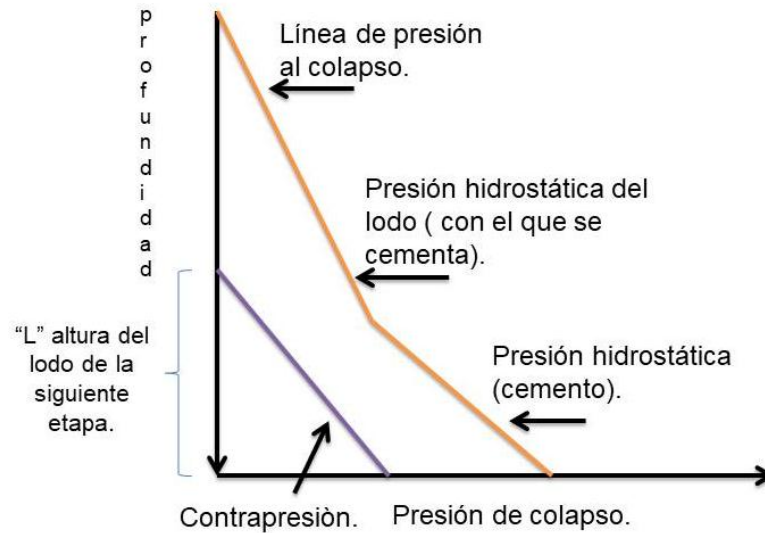


Figura 33. Presión de colapso para TR intermedia.

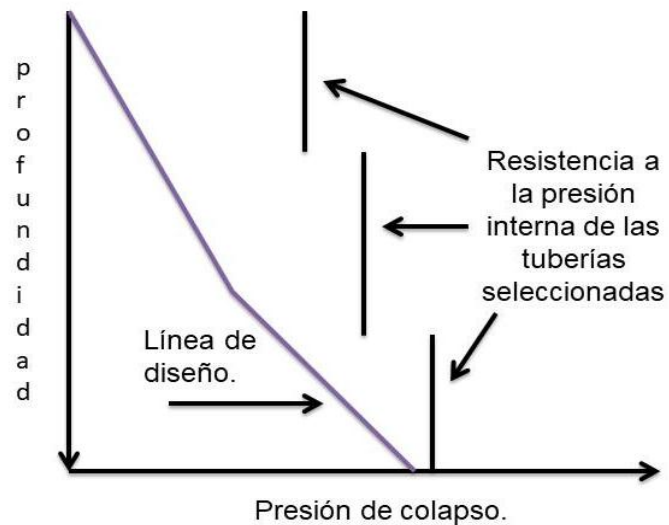


Figura 34. Línea de diseño para TR intermedia.

A la tensión:

Es similar al de la tubería de revestimiento superficial.

3.5.3 Diseño de la tubería de revestimiento intermedia y tubería corta.

El diseño de una tubería de revestimiento intermedia de la que se va a colgar una tubería corta es diferente en comparación de una en la que no se cuelga ninguna tubería.

A presión interna.

El esfuerzo por presión interna para ambas tuberías se calcula igual que para una tubería intermedia, con la única diferencia de que la presión de inyección se calcula en la zapata de la tubería de revestimiento corta.

Al colapso:

El cálculo de la presión de colapso requiere mucha atención, debido a las diferentes densidades de los fluidos en el espacio anular, que incluyen,

- Densidades del lodo y lechada del cemento usadas durante la cementación de la tubería de revestimiento intermedia.
- Densidades del lodo y cemento usadas para cementar la tubería de revestimiento corta.

A la tensión:

Los esfuerzos por tensión se calculan por separado. En la figura 35, se representan los esfuerzos a la presión interna y, en la 36 al colapso.

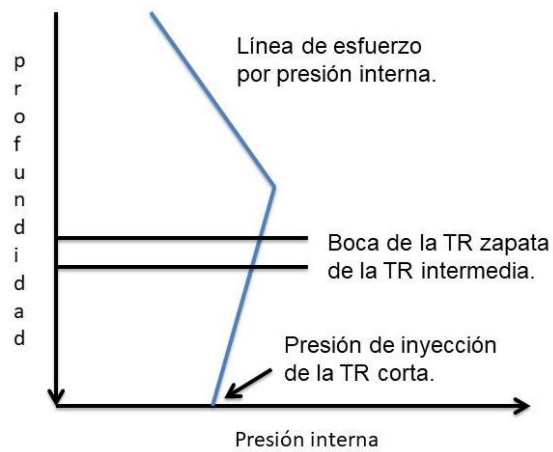


Figura 35. Presión interna para TR intermedia y liner.

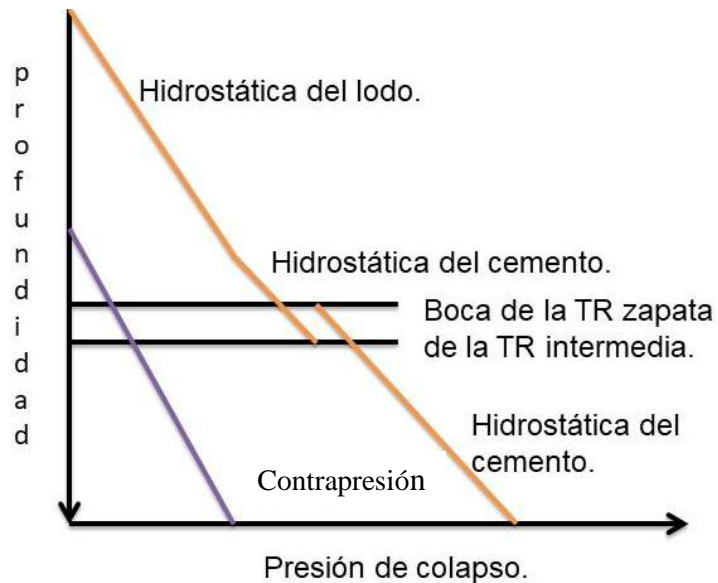


Figura 36. Presión al colapso para TR intermedia y liner.

3.5.4 Diseño de la tubería de revestimiento de explotación.

Por lo general, esta tubería se diseña para que pueda soportar la máxima presión de fondo de la formación productora y de las presiones que se manejen en el caso de realizar una estimulación o un fracturamiento.

A la presión interna.

La presión interna a la que estará sujeta la tubería de revestimiento de explotación será la máxima que se espera tener en la perforación, terminación y producción del

pozo. Esta presión puede originarse por un descontrol o control del pozo o por tratamiento que se realicen al mismo.

En el diseño de esta tubería, el caso más crítico es cuando se realiza una estimulación o un fracturamiento, y es igual a la presión máxima en cabeza más la presión hidrostática ejercida por el fluido de tratamiento menos la presión de respaldo.

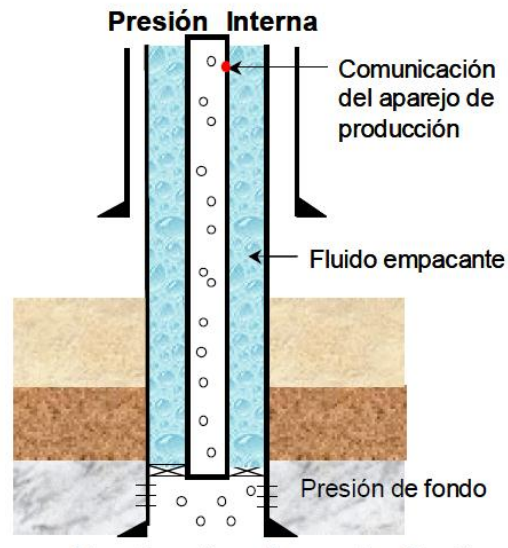


Figura 37. Consideraciones de Diseño por presión interna para TR de explotación.

Al colapso:

El caso más crítico para el esfuerzo al colapso en una tubería de explotación es cuando se efectúan las operaciones de inducción consistentes en el vaciado completo del pozo, con lo cual la tubería de revestimiento queda sin ningún respaldo al colapso y expuesta a la presión hidrostática de los fluidos de la formación (presión del yacimiento).

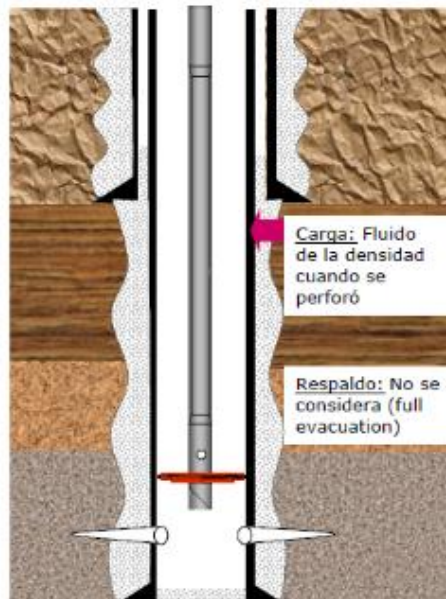


Figura 38. Consideraciones de Diseño por colapso para TR de explotación.

A la tensión:

Los esfuerzos por tensión y biaxiales se calculan de igual manera que para las demás tuberías.

3.6 Esfuerzos biaxiales en TR's

Cuando se definen los pesos, grados y longitudes solo queda determinar las modificaciones en la resistencia por presión interna y por colapso causado por la carga biaxial, estas modificaciones son obtenidas a través de la elipse de Holmquist y Nadai.

	Presión por colapso	Presión interna
Tensión	Reduce	Aumenta
Compresión	Aumenta	Reduce

Tabla 4. Efectos biaxiales.

Un esfuerzo biaxial se define como el cambio en el comportamiento de sus propiedades mecánicas que sufren las tuberías cuando son sometidas a las combinaciones de esfuerzos.

La tabla 4, representa que cuando una tubería se encuentra en tensión, la capacidad mecánica de la tubería a la presión interna aumenta mientras que la de

colapso disminuye y cuando se encuentra en compresión, la capacidad mecánica del colapso incrementa mientras que la presión interna disminuye.

Los esfuerzos combinados tienen su efecto más significativo en la reducción de la resistencia a la presión de colapso, por lo tanto es importante recalcular este valor y corregir la línea de diseño.

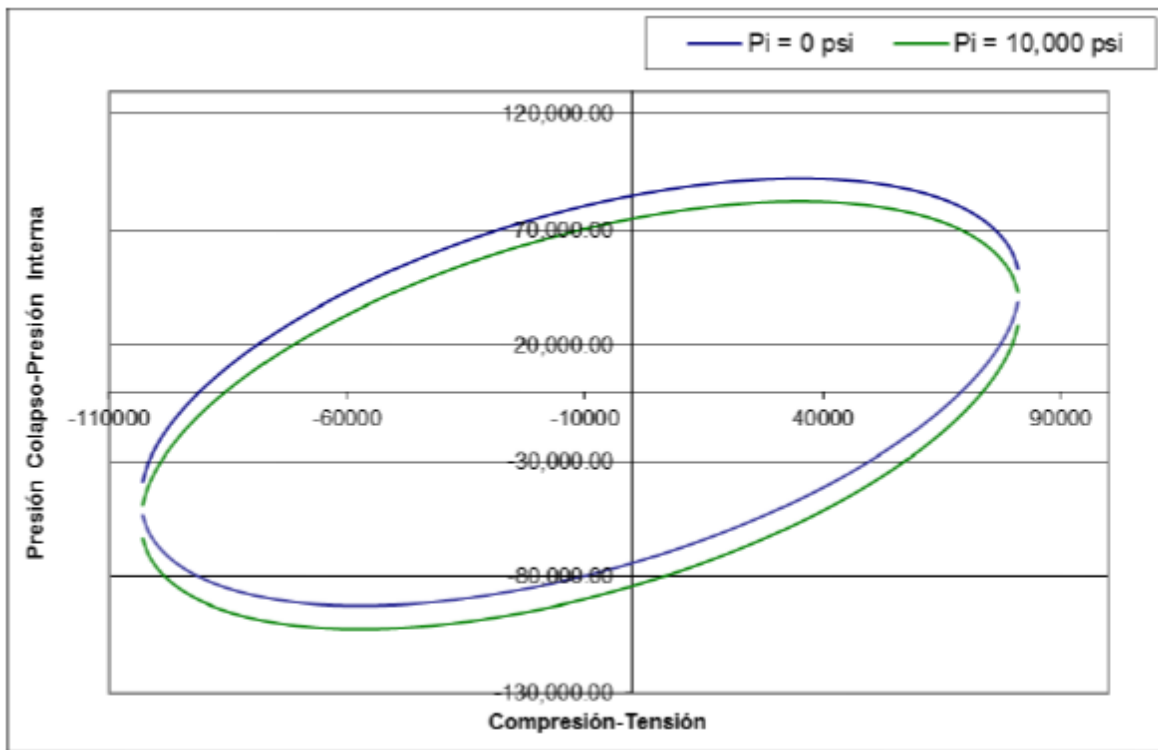


Figura 39. Representación de los esfuerzos biaxiales.

Primer método para esfuerzos biaxiales:

Para este método se utiliza la siguiente ecuación:

$$E_{biaxial} = \left(\left(\sqrt{1 - 0.75 * \left(\frac{\sigma}{\sigma_y} \right)^2} \right) + \left(0.5 * \left(\frac{\sigma}{\sigma_y} \right) \right) \right) * P_n$$

Ec. 36

Donde:

$E_{biaxial}$ = Efecto biaxial (psi)

P_n = Presión nominal de la tubería para presión interior o colapso (psi)

σ = Esfuerzo a la que se encuentra trabajando la tubería dentro del pozo (psi)

σ_Y = Esfuerzo de cedencia de la tubería (psi)

Segundo método para esfuerzos biaxiales:

Este método requiere las siguientes ecuaciones:

$$X = \frac{\sum L * W_{TR} * F_f}{Y_p * A_s}$$

Ec. 37

Donde:

X= variable (adimensional)

L= Longitud (pies)

W_{TR} = Peso de la tubería flotado (lb_f/pies)

F_f = Factor de flotación (adimensional)

Y_p = Esfuerzo de cedencia de la tubería (psi)

A_s = Área de la tubería (pg²)

Con este valor de X, se obtiene el valor de efectos biaxiales ($E_{biaxial}$) con la siguiente ecuación:

$$Y_{biaxial} = \left(\left(\sqrt{1 - 0.75 * (X)^2} \right) - (0.5 * X) \right)$$

Ec. 38

NOTA:

- ✓ Se tomara el valor de X positivo para presión de colapso.
- ✓ Se tomará el valor de X negativo para la presión interna.

3.7 Esfuerzos triaxiales

Con base a la teoría de la distorsión de la energía de deformación máxima propuesta por Hencky Von Mises, el cual estipula que existe un esfuerzo equivalente a partir del cual los tres esfuerzos principales actúan en un material los cuales están en equilibrio.

La elipse de Von Mises representa la cedencia del material con límites de resistencia a falla por esfuerzos radiales (colapso- presión interna) a diferentes condiciones de axial (tensión- compresión).

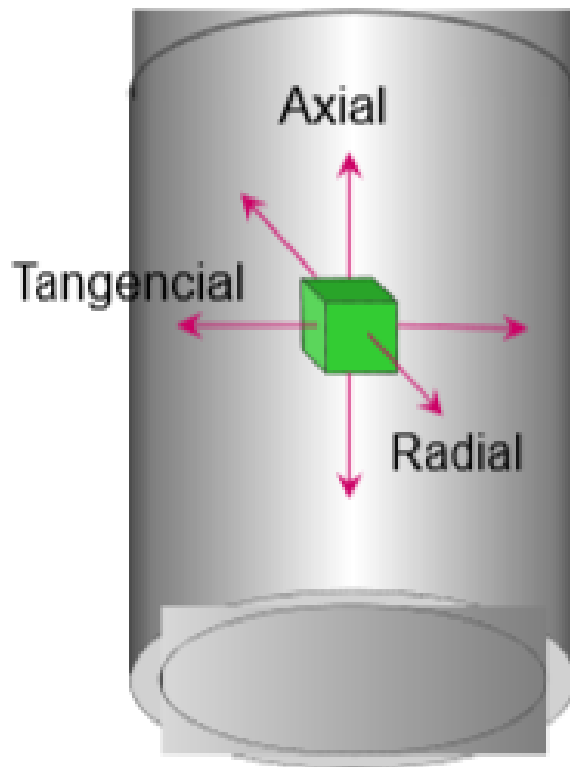


Figura 40. Representación de los esfuerzos triaxiales.

Utilizando la teoría clásica de elasticidad (ecuaciones de LAME) se obtienen para el esfuerzo tangencial y radial.

La representación gráfica de la elipse de Von Mises se muestra a continuación:

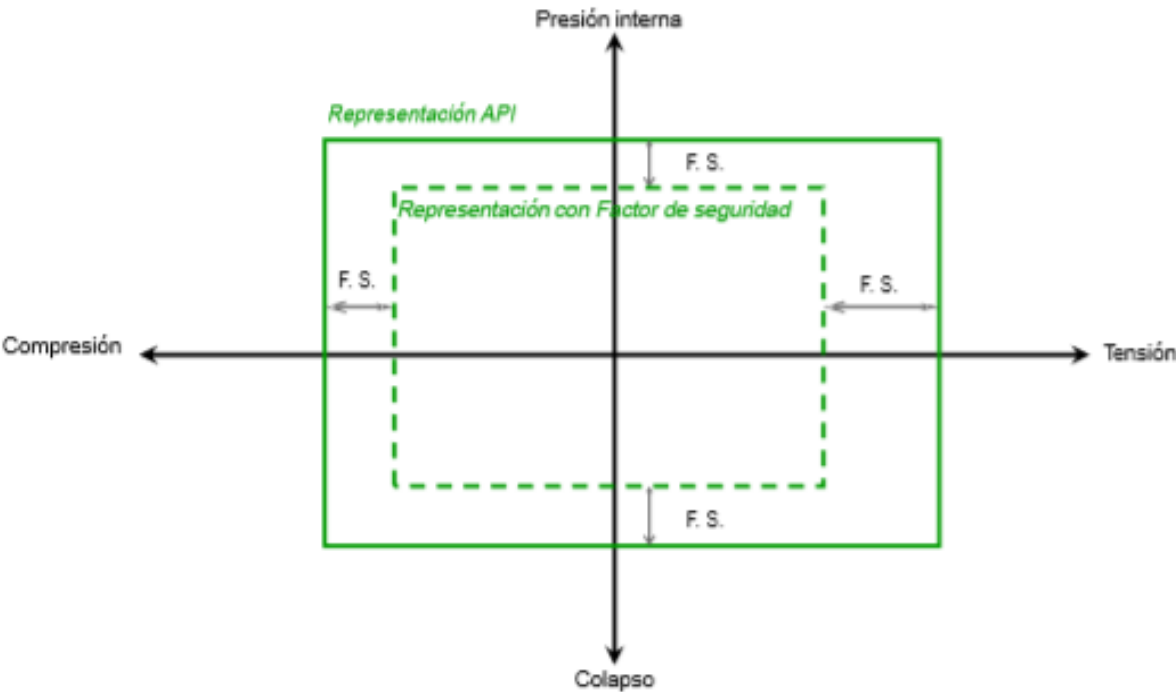


Figura 41. Representación API.

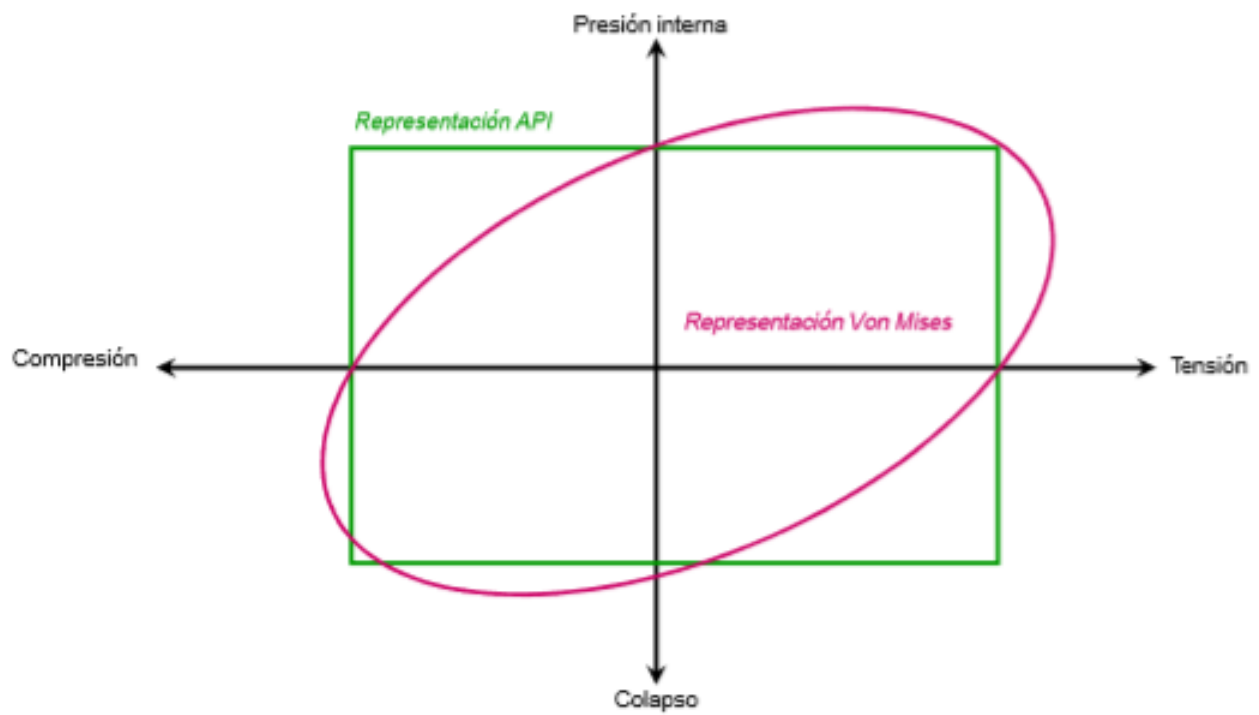


Figura 42. Representación de la elipse de Von Mises.

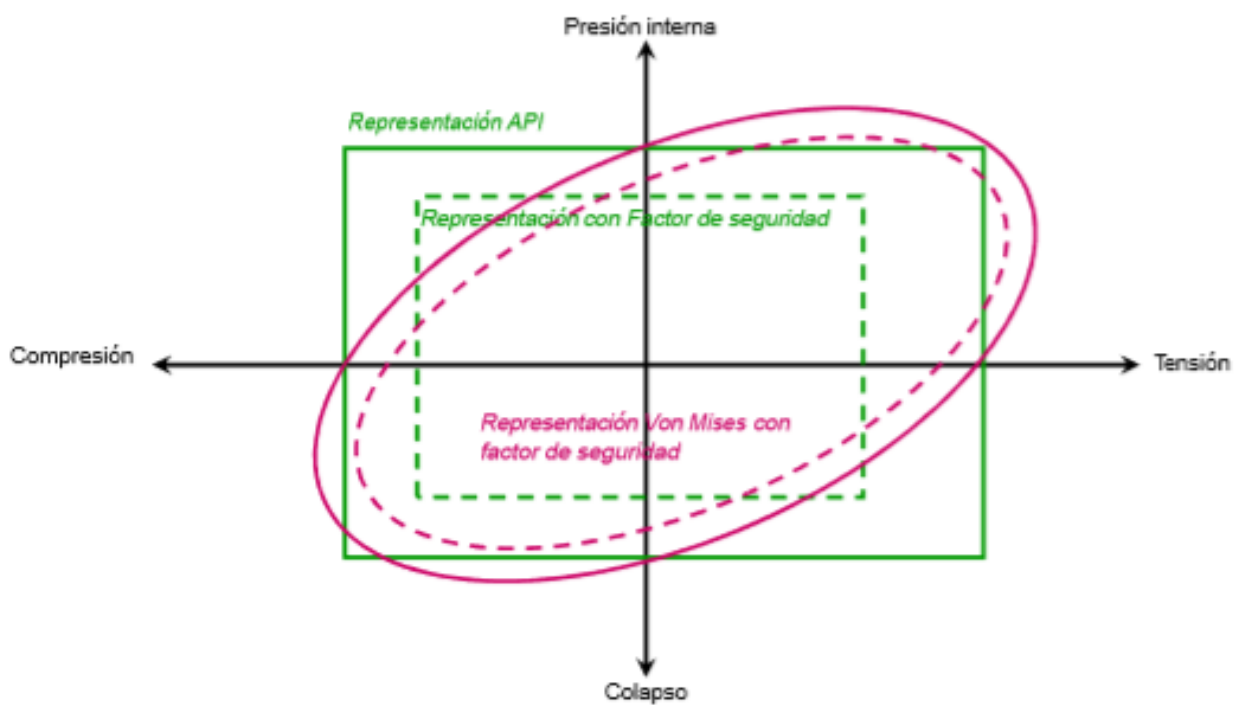


Figura 43. Representación de la elipse de Von Mises con factor de seguridad.

Las fórmulas para determinar la elipse de Von Mises se determinan para los dos cuadrantes superiores e los inferiores.

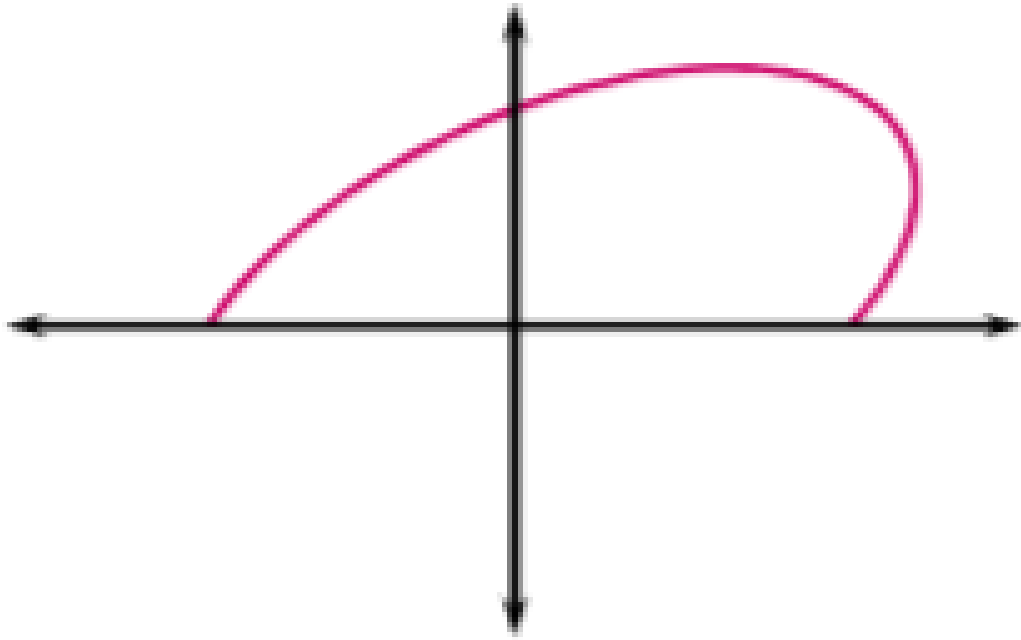


Figura 44. Representación de la elipse de Von Mises parte superior.

Las ecuaciones para los cuadrantes superiores ($P=0$) son:

$$P_i = \frac{-K_B + \sqrt{K_B^2 - 4 * K_A * K_C}}{2K_A}$$

Ec. 39.

$$K_{pi} = \frac{(D^2 + d^2)}{(D^2 - d^2)}$$

Ec. 40.

$$K_A = K_{Pi}^2 + K_{Pi} + 1$$

Ec. 41.

$$K_B = (1 - K_{Pi}) * \sigma_a$$

Ec. 42.

$$K_c = \sigma_a^2 - f_y^2$$

Ec. 43.

Donde:

D: Diámetro exterior de la tubería (pgs)

d: Diámetro interior de la tubería (pgs)

f_y : Esfuerzo de cedencia del material (psi)

P_i : Presión interna (psi)

σ_a : Esfuerzo axial de la tubería a la que está sometida (psi)

Para los cuadrantes inferiores se tiene lo siguiente:

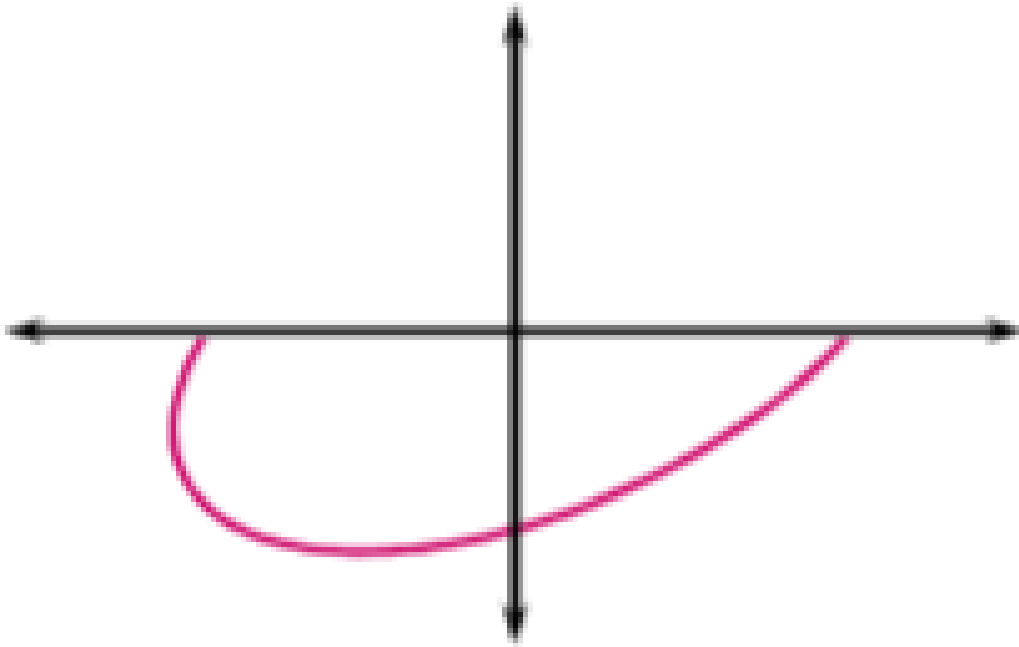


Figura 45. Representación de la elipse de Von Mises parte inferior.

Las ecuaciones para los cuadrantes superiores ($P_i = 0$) son:

$$P_o = \frac{K_B + \sqrt{K_B^2 - 4 * K_A * K_C}}{2K_A}$$

Ec. 44.

$$K_{po} = \frac{2 * D^2}{(D^2 - d^2)}$$

Ec. 45.

$$K_A = K_{Po}^2$$

Ec. 46.

$$K_B = K_{Po} * \sigma_a$$

Ec. 47.

$$K_c = \sigma_a^2 - f_y^2$$

Ec. 48.

Donde:

D: Diámetro exterior de la tubería (pgs)

d: Diámetro interior de la tubería (pgs)

f_y: Esfuerzo de cedencia del material (psi)

P_o: Presión externa (psi)

σ_a: Esfuerzo axial de la tubería a la que está sometida (psi)

Para determinar los diferentes esfuerzos (σ_a) a los que la tubería está expuesta, se determina con la siguiente ecuación:

$$\sigma_n = \sigma_{n-1} + \frac{(2 * f_y)}{49}$$

Ec. 49.

CAPÍTULO 4

CEMENTACIÓN DE TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

4.1 Definición de la cementación.

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

- Crear un aislamiento en zonas productoras, formaciones de alta o baja presión y acuíferos.
- Proveer soporte a la tubería dentro del pozo.
- Proteger a la tubería del proceso de corrosión.
- Proteger la formación de un posible colapso.
- Formar un sello hidráulico entre la T.R. y la formación.

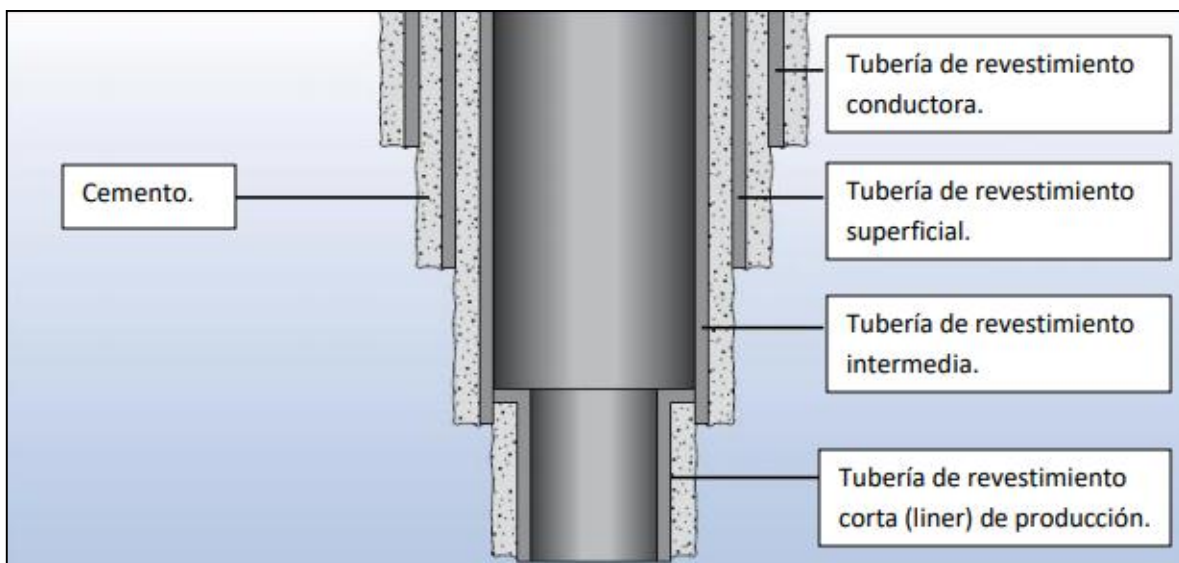


Figura 46. Esquema final de una cementación de un pozo petrolero.

4.2 Clasificación.

La cementación se clasifica en tres tipos:

4.2.1 Cementación primaria.

En esta operación se coloca la lechada de cemento en el espacio anular que comprende la tubería de revestimiento y la formación expuesta al pozo, de tal forma que realiza un sello completo y permanente al proporcionar 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 formación no consolidada, 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.

4.2.1.1 Cementación de tubería superficial.

La principal función de la cementación en la tubería superficial, es aislar una formación no consolidada y evitar la contaminación de mantos acuíferos que se encuentren a profundidades someras, mantener el pozo íntegro y evitar una probable migración de aceite, agua o gas de alguna arena productora superficial, además de permitir la continuación de la segunda etapa de perforación.

Cabe mencionar que la tubería conductora está incluida en las tuberías de revestimiento superficiales, su función principal es permitir circulación y evitar derrumbes de arenas poco consolidadas, además de ser el primer medio de circulación de lodo a la superficie. Esta tubería de revestimiento tiene la opción de cementarse o incarse según sean las condiciones del terreno.

En esta etapa se instalan los preventores para el control del pozo y tiene la particularidad de que existe un bajo gradiente de fractura, por lo que se debe tener mucho cuidado en el diseño de la lechada y así evitar pérdidas de circulación y daño a la formación o acuíferos que puedan existir cercanos al pozo.

La baja temperatura de la formación, retarda los tiempos de fraguado del cemento, además por la condición delicada del pozo, se dificulta la obtención de una eficiente remoción de lodo. Esta tubería es cementada hasta la superficie, al cemento se le

agrega un acelerador, no requiere la utilización de baches lavadores ni espaciadores y no utiliza accesorios para la cementación.

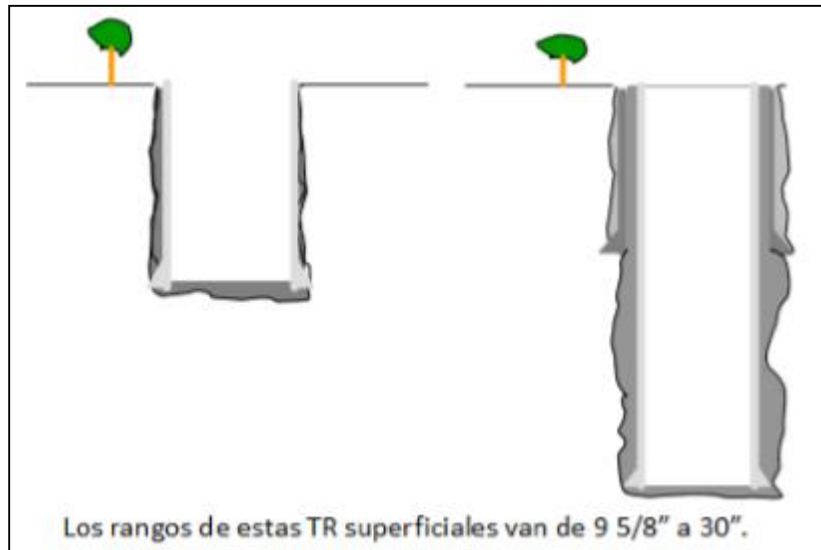


Figura 47. Tubería de Revestimiento superficial.

4.2.1.2 Cementación de tubería intermedia.

Esta tubería es indispensable para mantener la integridad del pozo al continuar con la perforación. Sus rangos de diámetro varían de 6 5/8" a 13 3/8" y su profundidad de asentamiento varia de 300 a 4,600 metros. Generalmente es la sección más larga de tubería del pozo y van corridas hasta la superficie, por lo que los preventores deben instalarse en estas tuberías para continuar perforando las siguientes etapas.

Las tuberías intermedias normalmente son empleadas para cubrir zonas débiles que pueden ser fracturadas con una densidad lodo mayor, que son necesarias al profundizar el pozo y así evitar pérdidas de circulación, también aíslan zonas de presión anormal y la cementación puede ser realizada con una sola lechada o con dos diseños si el gradiente de fractura y el pozo así lo requieren.

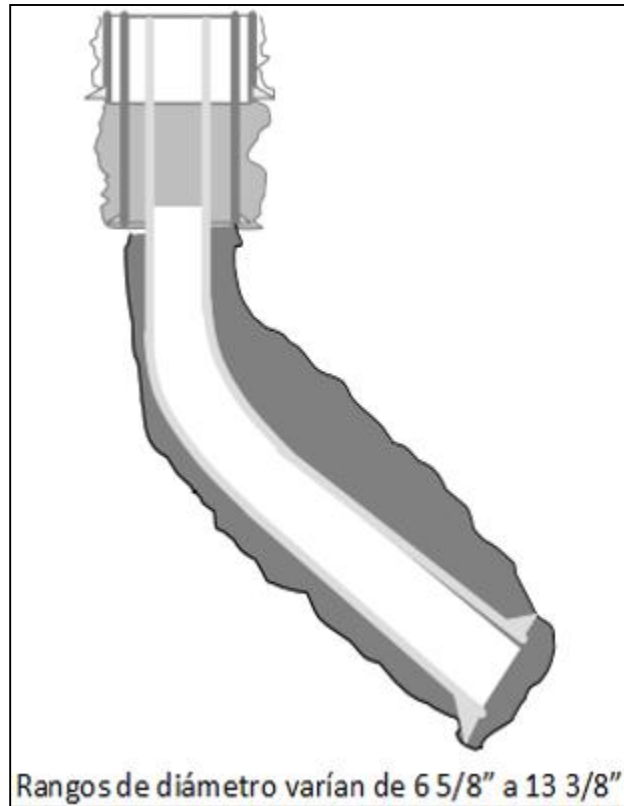


Figura 48. Tubería intermedia.

4.2.1.3 Cementación de tubería de explotación.

Se considera que la sarta de explotación es lo primordial del pozo y la profundidad de asentamiento de esta tubería es uno de los principales objetivos. Esta tubería tiene como función aislar el yacimiento de hidrocarburos de fluidos indeseables y ser el revestimiento protector de la sarta de producción y otros equipos utilizados en el pozo.

En la cementación de esta sarta de tubería se deben tener minuciosos cuidados debido a la calidad exigida y a los atributos requeridos para considerarse como una operación exitosa. El aislamiento eficiente de esta tubería nos permite efectuar apropiadamente tratamientos de estimulación necesarios para mejorar la producción del pozo.

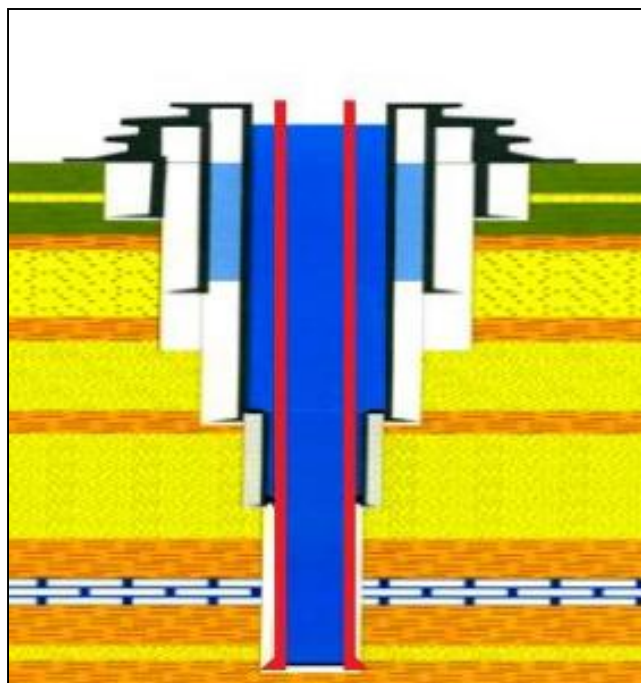


Figura 49. Tubería de explotación.

4.2.2 Cementación secundaria.

La cementación secundaria (o 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.

La cementación forzada tiene diversas aplicaciones durante las fases de perforación y terminación, entre las cuales destacan:

- Reparar un trabajo de cementación primaria.
- Eliminar la entrada de agua de la zona inferior y superior, dentro de una zona de hidrocarburos.
- Reducir la relación de gas aceite por aislamiento de la zona de gas, de un intervalo adyacente al intervalo de aceite.
- Reparar una fuga en la tubería de revestimiento debido a la corrosión de la misma en zonas expuestas.
- Abandonar una zona depresionada no productora.

- Taponar todo o parte de una zona o más de un pozo inyector con zonas múltiples, de tal forma que la dirección de los fluidos inyectados sea la deseada.
- Sellar zonas de pérdida de circulación.
- Evitar migración de fluidos entre las zonas productora y no productora de hidrocarburos.

La cementación forzada es necesaria por muchas razones, pero probablemente el uso más importante es el de aislar la producción de hidrocarburos de aquellas formaciones que producen otros fluidos. El elemento clave de una cementación forzada es la colocación del cemento en el punto deseado o en puntos necesarios para lograr el propósito. Puede ser descrita como el proceso de forzar la lechada de cemento dentro de los agujeros en la tubería de revestimiento y las cavidades detrás del mismo. Los problemas que soluciona una cementación forzada se relacionan con el objetivo de aislar zonas productoras.

Una cementación forzada diseñada de forma adecuada, tiene como resultado la construcción de un sello sobre los agujeros abiertos en la formación y la tubería de revestimiento, dicho enjarre forma una pared casi impermeable. En los casos en que la lechada es colocada dentro de un intervalo fracturado, los sólidos del cemento deben desarrollar un enjarre sobre las caras de la fractura.

4.2.3 Tapones de cemento.

Los tapones de cemento son volúmenes de lechada que se colocan en el agujero o en el interior de la tubería de revestimiento, con una técnica balanceada de volumen relativamente pequeño de cemento a través de una tubería de perforación, de producción, o con auxilio de herramientas especiales, en una zona determinada. Su finalidad es proveer un sello contra el flujo vertical de los fluidos o proporcionar una plataforma o soporte para el desvío de la trayectoria del pozo.

Objetivos de los tapones de cemento:

- Sirven para taponar parcial o totalmente un pozo.

- Ayudan a desviar la trayectoria del pozo arriba de un pescado o para inicio de perforación direccional.
- Es una solución a los pozos con alta pérdida de circulación.
- Se usan como protección durante operaciones especiales.
- Abandono de intervalos agotados o invadidos.

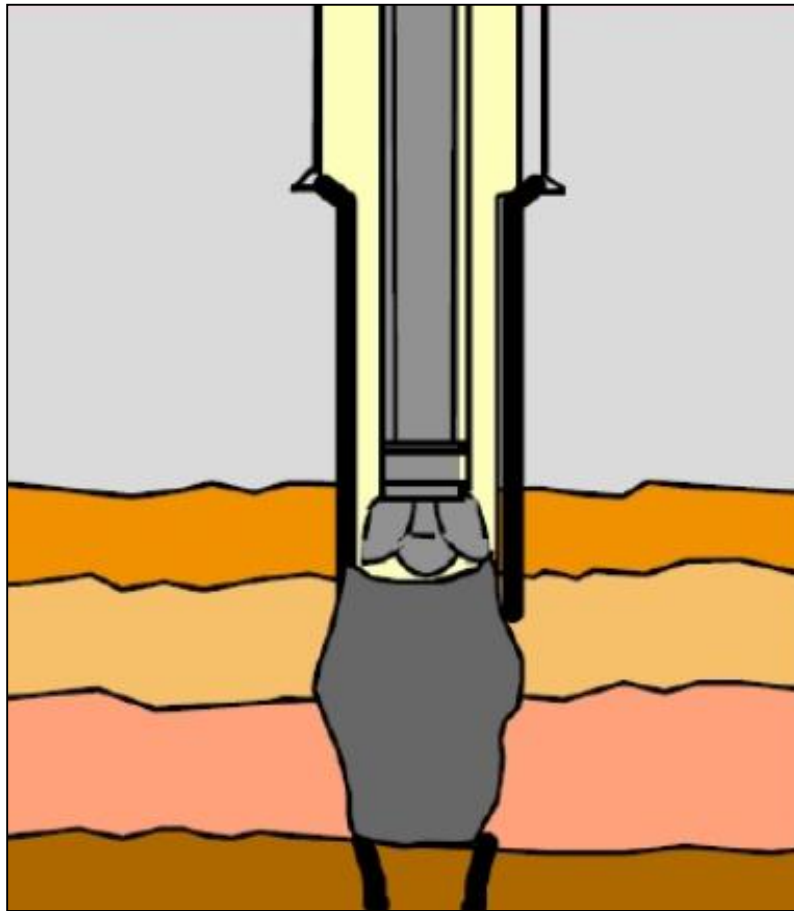


Figura 50. Tapón de cemento.

En la operación de cementación se emplean diferentes tipos de tapones de cemento, esto es en función del tipo de acción que se requiere en un determinado pozo, los principales tipos de tapones empleados son: Tapón de desvío, tapón de

abandono, tapón para evitar pérdidas de circulación y tapón para pruebas de formación.

4.2.3.1 Tapón de desvío.

Durante la operación de perforación direccional puede ser difícil alcanzar el ángulo y dirección correctos cuando se perfora a través de una formación suave. Es común colocar un tapón de desvío en la zona para alcanzar el objetivo y el curso deseado. Además, cuando una operación de pesca no se puede llevar a cabo por diferentes motivos, la única solución disponible para alcanzar el objetivo del pozo es el desvío por arriba del pez.

El éxito de un buen tapón de desvío es su alto esfuerzo compresivo. Las lechadas de agua reducida con dispersantes alcanzan una densidad de hasta 2.16 [g/cm³] y proveen los mejores resultados. Son cementos muy duros, densos y de baja permeabilidad. Esta lechada desarrolla altos esfuerzos compresivos que se alcanzan en periodos cortos por lo que se puede reducir el tiempo de espera de fraguado del cemento. La pérdida de filtrado es reducida y tienen mejor resistencia a la contaminación con los fluidos del pozo.

Existen ciertos criterios técnicos que aseguran tener mejor esfuerzo compresivo a través del uso de la arena silica, está comprobado que la arena no ayuda a aumentar el esfuerzo compresivo cuando se colocan varios tapones antes de obtener alguno lo suficientemente fuerte para desviar, se debe a la inestabilidad de una lechada de alta densidad colocada sobre un lodo de baja densidad. La incidencia de fallas de tapones se puede reducir utilizando los métodos correctos de colocación. En tapones de desvío, después de varios intentos de pesca, es común que el agujero se haya lavado y haya creado una caverna en donde los registros geofísicos no pueden llegar, por lo tanto, será difícil estimar correctamente el volumen de cemento requerido para balancear el tapón. El éxito del tapón se debe en gran parte a la experiencia. La cima del tapón o de inicio de desviación debe colocarse frente a una formación fácilmente perforable, en donde la barrena pueda ser orientada en una nueva dirección sin caer en el agujero original. Una consideración importante en la colocación de tapones de desvío es que la longitud necesaria para asegurar que la

barrena este lejos del agujero original en el momento que sobrepase la longitud del tapón.

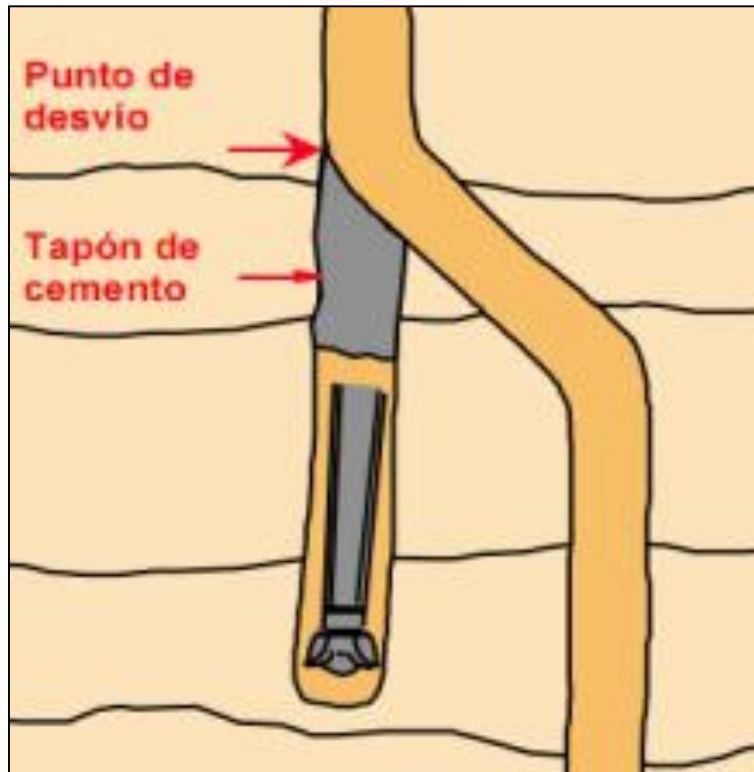


Figura 51. Tapón de Desvío.

4.2.3.2 Tapón de abandono.

Cuando se requiere abandonar un pozo y prevenir la comunicación entre zonas y la migración de fluidos que pueden contaminar los mantos acuíferos, se coloca un tapón de cemento a diversas profundidades. Los pozos productores con presión insuficiente para producir también se abandonan con tapones de cemento. El tapón de abandono de los pozos se coloca generalmente frente a la zona potencial de alta presión. Se pone un tapón en la zapata de la tubería de revestimiento anterior y se colocan los necesarios hasta la superficie con algún tapón mecánico.

Si se planea abandonar intervalos grandes de agujero descubierto, entonces se requiere la colocación de varios tapones de cemento dentro del pozo.

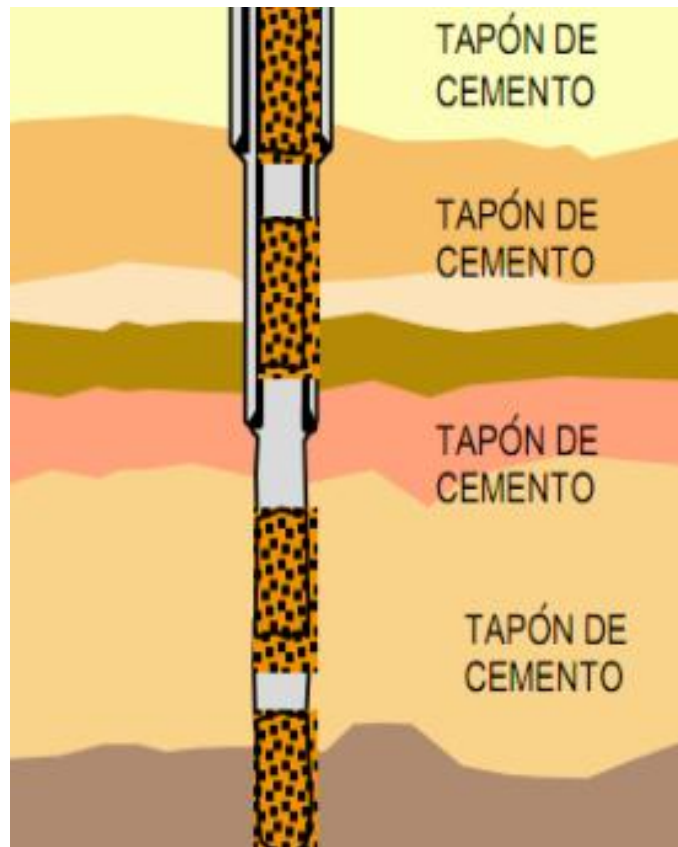


Figura 52. Tapón de abandono.

4.2.3.3 Tapón por pérdida de circulación.

La pérdida de fluido de circulación puede ser detenida si se coloca correctamente un tapón de cemento frente a la zona de pérdida. Aunque la lechada se puede perder, también se puede endurecer y consolidar la formación. Un tapón de cemento también se puede colocar encima de una zona para prevenir su fractura debido a la presión hidrostática que puede desarrollarse durante la cementación de una tubería de revestimiento.

Las lechadas de cemento puro son efectivas para solucionar una pérdida menor y brindan un esfuerzo compresivo muy alto. Para cemento más ligero con mejores propiedades mecánicas se utilizan cemento espumado o con microesferas. Estos tienen la ventaja natural de la tixotropía por lo que es menos probable que se pierdan. La lechada tixotrópica es altamente utilizada, su habilidad es para desarrollar geles conforme el movimiento disminuye, ayuda a prevenir pérdidas

hacia la formación y libera de presión hidrostática a una zona débil. La adición de materiales para la pérdida de circulación también ayuda en el éxito de los trabajos de taponamiento, para ayudar a la colocación del cemento en el agujero se utilizan los sistemas duales, con cemento y sistemas para pérdida de circulación.

4.2.3.4 Tapón para pruebas de formación.

Cuando se tiene programada una prueba de formación por debajo del intervalo a probar existe la presencia de una formación suave o débil, o que aporte a la prueba fluidos indeseables, se colocan tapones de cemento para aislar la formación por probar. Esto permite evitar el fracturamiento de la zona débil.

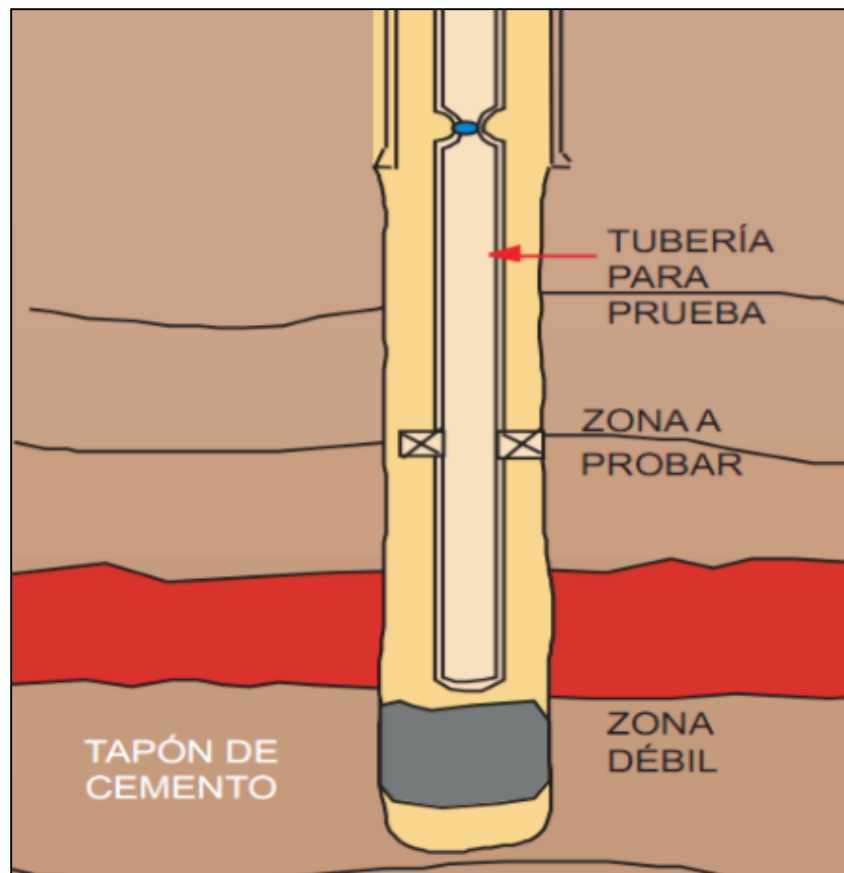


Figura 53. Tapón para pruebas de formación.

4.3 Clasificación de cemento.

Clase A:

Ideal cuando no se requieren propiedades especiales. Aplicable en un rango de profundidad desde la superficie hasta 6,000 pies. La aplicación de aditivos a lechadas con clase A, permite alcanzar requerimientos especiales que van más allá de su comportamiento básico.

Clase B:

Ideal cuando las condiciones del pozo requieren moderada resistencia a los sulfatos y estabilidad de la lechada. Aplicable en un rango de profundidad desde la superficie hasta 6,000 pies. La aplicación de aditivos a lechadas con clase B, permite alcanzar requerimientos especiales que van más allá de su comportamiento básico.

Clase G:

Ideal cuando se requieren altas resistencias a los sulfatos, condiciones especiales y mayor estabilidad de la lechada. Como cemento base, resulta aplicable en un rango de profundidad desde la superficie hasta los 8,000 pies, se utiliza con aceleradores y retardadores para cubrir un amplio rango de profundidad y temperatura del pozo.

Clase H:

Es un cemento apropiado para ser usado bajo condiciones extremas de temperatura y de presión. Ideal cuando se requieren medianas resistencias a los sulfatos, condiciones especiales y gran estabilidad de la lechada. Como cemento base, resulta aplicable en un rango de profundidad desde la superficie hasta los 12,000 pies, puede ser usado con aceleradores y retardadores para cubrir un amplio rango de profundidad y temperatura del pozo.

4.4 Principios de diseño de cementación de pozo.

En las operaciones de perforación de pozos, la información es parte esencial para una buena cementación. La planeación de gabinete nos permite predecir el

comportamiento mediante la simulación de la cementación del pozo. La información que se requiere es la siguiente:

- Definir el objetivo particular de la operación, si se trata de una cementación primaria, secundaria o un tapón de cemento.
- Recopilar información del pozo:
 - Estado mecánico.
 - Historia de perforación.
 - Diseño de TR.
 - Programa de introducción de TR (accesorios, combinaciones, centradores).
- REGISTROS
 - Calibración y desviación con temperatura de fondo del pozo.
 - Información litológica.

Información de laboratorio:

La información básica de laboratorio se refiere al diseño de la lechada, en función de la tubería que se va a cementar.

Cemento:

Diseño de lechada que va a utilizarse en el pozo. Para hacerlo se deben considerar parámetros reológicos en función del fluido de control de la perforación, valor de filtrado, agua, tiempo de bombeo y resistencia a la compresión, de acuerdo con los diseños de laboratorio.

Bache de limpieza:

Normalmente se bombean dos tipos: un bache lavador y un bache espaciador con la finalidad de lavar y de acarrear los recortes que genera la barrena. El bache lavador normalmente tiene densidad de 1.0 [g/cm³] y el bache espaciador

dependerá de la densidad que tenga el fluido de control que se tenga en el pozo. De tal manera que los baches reúnen requisitos como: tipo, volumen, densidad y compatibilidad con el fluido de control y con la lechada.

Materiales:

Los materiales utilizados en la cementación de las tuberías de revestimiento son similares a los empleados en las tuberías superficial, intermedia y de explotación. Éstos dependen de la tubería que se va a cementar.

4.5 Procedimiento de diseño.

Obtención del diámetro promedio del pozo.

El diámetro promedio del agujero se define por medio de un registro de calibración reciente del pozo que se va a cementar. Se consideran secciones en donde predomine cierto diámetro o dividiendo en secciones cortas de igual longitud, determinando en cada sección un diámetro promedio o predominante. Otro procedimiento es tomar el diámetro de la barrena y adicionar un porcentaje de exceso que variará en función del tipo de formación del 10 al 50%, para una roca compacta a poco consolidada, respectivamente.

4.5.1 Cálculo del volumen de lechada para cementación primaria.

El volumen de la lechada es función directa de la geometría del pozo, del diámetro de la tubería que se va a cementar y de la longitud de espacio anular por cubrir. Con el diámetro promedio del pozo, determinado de acuerdo con el punto anterior, y el diámetro externo de la tubería que se va a cementar, se puede calcular la capacidad del espacio anular por unidad de longitud, por medio de la fórmula:

$$Volumen [m^3] = 0.785 * (D_{EA}^2 [m] - D_{Ext Tub}^2 [m]) * h [m]$$

Ec. 50.

Donde:

D_{EA} = Diámetro del espacio anular.

$D_{Ext Tub}$ = Diámetro externo de la tubería.

h = Longitud de la sección que se desea cementar.

El volumen de lechada por emplear es la suma de los volúmenes calculados, según el caso.

Definición de la densidad de la lechada.

La densidad de la lechada debe ser, invariablemente, un poco mayor que la densidad del fluido de perforación para mantener el control del pozo.

La densidad del fluido de perforación está directamente ligada a la presión de fractura de la formación y a la existencia de una zona de presión anormal o existencia de una zona débil, por lo cual, la densidad de la lechada no puede diferir drásticamente de este juego de presiones. La diferencia de densidades entre la lechada de cemento y el fluido de perforación generalmente está en el orden de 0.1 a 0.4 [g/cm³].

4.5.2 Cálculo de cemento, agua y aditivos

La cantidad de cemento idónea para obtener el volumen de lechada necesario, se calcula sobre la base del rendimiento que se obtiene de cada saco de cemento. Se debe considerar el diseño por medio de un balance de materiales, como se presenta en el siguiente ejemplo:

Si la densidad del fluido de perforación es igual a 1.70 [g/cm³] y la temperatura estática del fondo, es mayor de 100 [°C], se emplea una densidad de lechada de 1.93 [g/cm³].

Material	Peso (Kg)	Agua (lt)	Rendimiento (lt/saco)
Cemento H	50	38%--19	15.8
Harina de sílice (35%)	17.5	40%--7	6.6
Suma de agua	26	26	26
Total			48.4

Tabla 5. Cálculo de cemento, agua y aditivos.

Del balance anterior, se desprenden los siguientes parámetros:

$$Densidad \left(\frac{gr}{cm^3} \right) = \frac{Peso (Kg)}{Volumen (lt)} = \frac{93.5 Kg}{48.4 lt} = 1.93 \left(\frac{gr}{cm^3} \right)$$

Ec. 51.

Rendimiento = 48.4(lt/saco); Agua = 26 (lt/saco)

4.5.3 Cálculo del requerimiento de materiales.

Suponiendo que se deseara tener un volumen de lechada de 90,000 [lt] con características apropiadas para obtener un flujo turbulento o poder desplazar al mayor gasto posible. Empleando los datos de la lechada a usar, determinados en el balance de materiales se tiene:

$$\# Sacos de cemento = \frac{vol. lechada (lt)}{Rendimiento \left(\frac{lt}{saco} \right)} = \frac{9000 lt}{48.4 \left(\frac{lt}{saco} \right)} = 1860 (sacos)$$

Ec. 52.

Peso de cemento = 1,860 [sacos] x 50 [kg/saco] = 93,000 [kg] = 93 [ton]

Harina sílica = 1,860 [sacos] x 17.5 [kg/saco] = 32,550 [kg] = 32.55 [ton]

Agua de mezcla = 1,860 [sacos] x 26 [lt/saco] = 48,360 [lt] = 48.36 [m³]

4.5.4 Volúmenes de del bache lavador y separador.

El objetivo principal de emplear un bache lavador es dispersar el lodo de perforación del espacio anular. Para lograrlo se incorpora al flujo el fluido floculado que se encuentra depositado en regiones del anular en donde no exista circulación. Si no se centra la tubería que se va a cementar, o si se desprende gran parte de la película de lodo (enjarre), generalmente la densidad del bache lavador es igual a la del agua o muy próxima. Otros de los objetivos de emplear un bache separador es levantar el lodo dispersado por el bache lavador eliminándolo del espacio anular por cubrir con cemento, en función a su viscosidad; también separar el fluido de perforación de la lechada de cemento, ya que su incompatibilidad normal puede originar alta viscosidad e, inclusive, un problema de fraguado prematuro o de no fraguado, dependiendo de la base del lodo, de las sales que contenga y del porcentaje de contaminación.

4.6 Estado mecánico.

El estado mecánico de un pozo es una representación gráfica de cómo se espera que quede el pozo terminando, también es un programa a seguir para la construcción del mismo, en el cual se muestran elementos como: los diámetros de las tuberías, grado de las tuberías, profundidades en mV (metros verticales), y/o en mD (metros desarrollados), alturas de cemento, liners, traslapes, herramientas, entre otras.

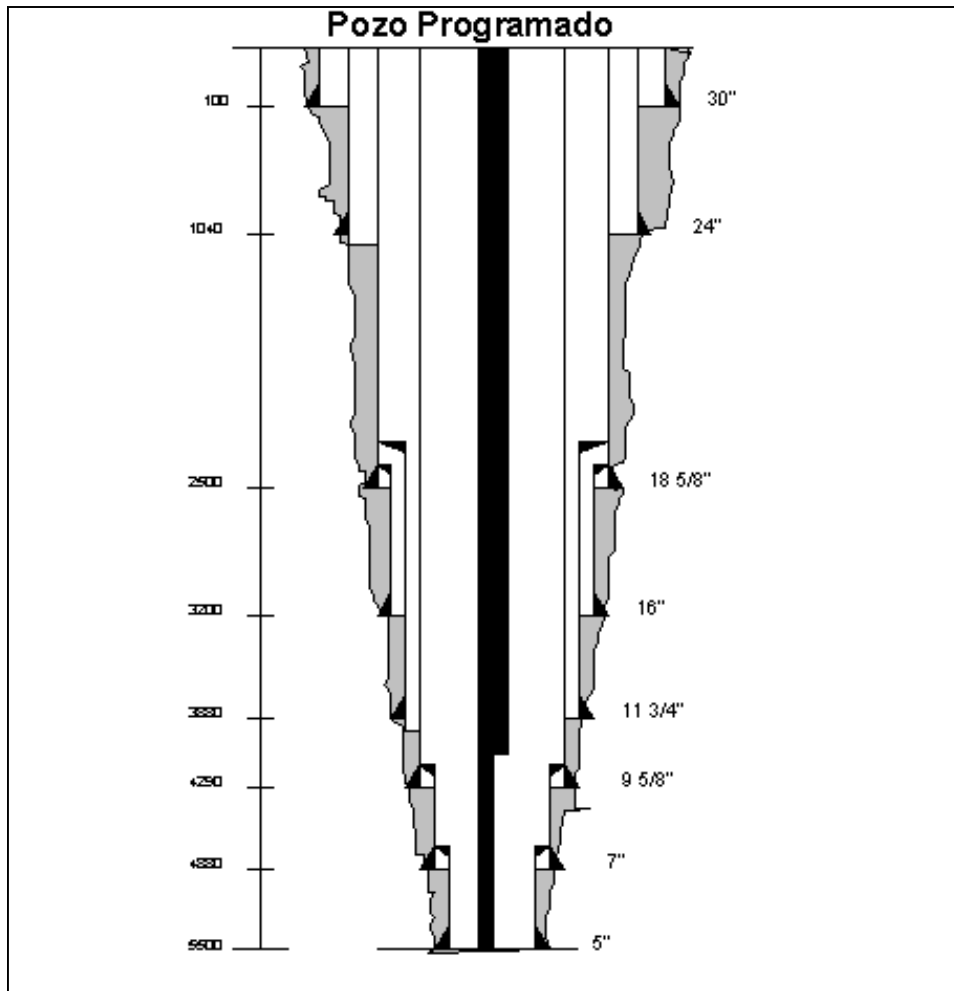


Figura 54. Ejemplo de un estado mecánico.

CAPÍTULO 5

CASO PRÁCTICO

A partir de los siguientes datos, de un pozo petrolero, se realiza la ventana operativa, asentamiento por método con márgenes de seguridad, diseño de TR´s y cementación.

Profundidad	Gp (gr/cm3)	Gf (gr/cm3)
200	1.07	1.47
300	1.07	1.58
400	1.1	1.62
500	1.12	1.66
600	1.13	1.69
700	1.13	1.72
800	1.14	1.69
900	1.14	1.72
1000	1.15	1.73
1100	1.18	1.74
1200	1.2	1.75
1300	1.23	1.75
1400	1.25	1.75
1500	1.27	1.77
1600	1.29	1.91
1700	1.3	1.91
1800	1.32	1.93
1900	1.31	1.93
2000	1.32	1.94
2100	1.33	1.95
2200	1.34	1.96
2300	1.35	1.97
2400	1.37	1.98
2500	1.38	1.99
2600	1.38	1.99
2700	1.4	2
2800	1.42	2.02
2900	1.44	2.02
3000	1.46	2.03
3100	1.66	2.07
3200	1.68	2.08
3300	1.68	2.09
3400	1.7	2.09

3500	1.72	2.1
3600	1.74	2.11
3700	1.75	2.11
3800	1.79	2.12
3900	1.8	2.13
4000	1.81	2.13
4100	1.82	2.14
4200	1.84	2.15
4300	1.86	2.15
4400	1.89	2.17
4500	1.91	2.19
4600	1.96	2.2
4700	1.99	2.22
4800	2.04	2.24
4900	2.08	2.24
5000	2.11	2.26

Para el método con márgenes seguridad a la presión de poro se suma un factor de seguridad de 0.55 gr/cc, y para el la presión de fractura se suma un factor de seguridad de 0.55

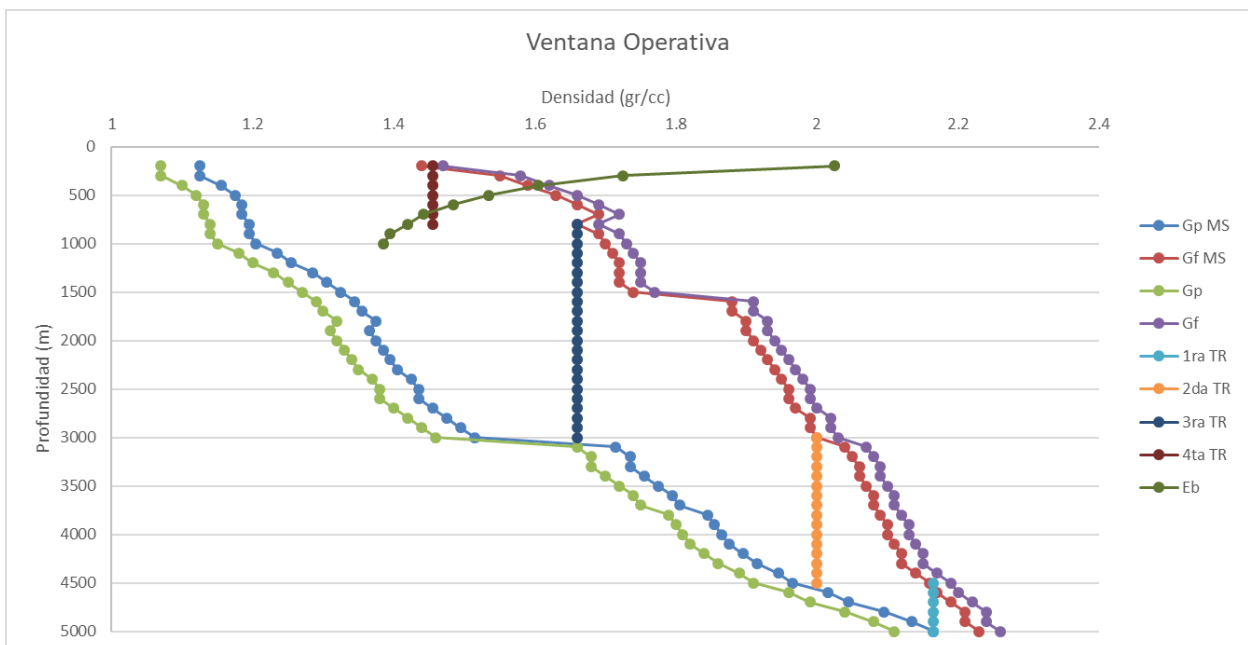


Figura 55. Ventana Operativa con asentamiento de TR's por el método con márgenes de seguridad.

Profundidad	Densidad Lodo	Densidad Poro	Densidad Fractura
800	1.2	1.195	1.66
3000	1.5	1.455	1.97
4500	1.7	1.965	2.16
5000	2.2	2.165	2.23

Tabla 6. Etapas con su lodo de perforación.

$$\begin{aligned} \text{Delta de presión} &= \frac{(5000 \text{ m}) \left(2.2 \frac{\text{gr}}{\text{cc}}\right) \left(2.165 \frac{\text{gr}}{\text{cc}}\right)}{10} = 17.5 \text{ kg/cm}^2 \\ \text{Delta de presión} &= \frac{(4500 \text{ m}) \left(2.2 \frac{\text{gr}}{\text{cc}}\right) \left(1.965 \frac{\text{gr}}{\text{cc}}\right)}{10} = 105.75 \text{ kg/cm}^2 \\ \text{Delta de presión} &= \frac{(3000 \text{ m}) \left(1.7 \frac{\text{gr}}{\text{cc}}\right) \left(1.455 \frac{\text{gr}}{\text{cc}}\right)}{10} = 17.5 \text{ kg/cm}^2 \\ \text{Delta de presión} &= \frac{(800 \text{ m}) \left(1.5 \frac{\text{gr}}{\text{cc}}\right) \left(1.195 \frac{\text{gr}}{\text{cc}}\right)}{10} = 17.5 \text{ kg/cm}^2 \end{aligned}$$

*Como ningún diferencial sobrepasa los 140 kg/cm², los lodos de perforación son correctos.

A partir de estas profundidades de asentamiento, se diseña la tubería de revestimiento.

Diseño de la TR superficial de 20”:

Profundidad = 800 m.

Diámetro de la TR = 20”.

Gradiente de fractura en la zapata = 1.66 g/cm³.

Densidad del lodo de perforación = 1.22 g/cm³.

Gradiente del gas metano = 0.27 g/cm³.

Densidad del fluido de formación = 1.07 g/cm³.

Factor de seguridad a la tensión (fst) = 1.800.

Factor de seguridad a la presión interna (fsp) = 1.1.

Factor de seguridad al colapso (fspc) = 1.125.

Solución.

1.- Construimos la línea de presión interna.

$$\text{Presión de inyección} = \frac{\left(1.66 \frac{\text{gr}}{\text{cm}^2} + 0.12\right) (800 \text{ m})}{10} = 142.4 \frac{\text{kg}}{\text{cm}^2} = 2024.928 \text{ psi.}$$

$$\begin{aligned} \text{Presión en superficie} &= P_i - Phg = 142.4 \frac{\text{kg}}{\text{cm}^2} - \frac{0.27 \text{ gr}}{\text{cm}^2 (800 \text{ m})} = 120.8 \frac{\text{kg}}{\text{cm}^2} \\ &= 1717.776 \text{ psi} \end{aligned}$$

2.- Se construye la línea de contrapresión (de respaldo):

$$\text{Parte superior} = 0 \frac{\text{kg}}{\text{cm}^2} \text{ no hay respaldo.}$$

$$\text{Parte inferior} = \frac{(1.07)(800)}{10} = 85.6 \frac{\text{kg}}{\text{cm}^2} = 1217.232 \text{ psi}$$

3.- Se calcula las presiones resultantes:

$$\text{Parte superior} = P_{\text{superf}} - P_{\text{resp}} = 120.8 \frac{\text{kg}}{\text{cm}^2} - 0 = 120.8 \frac{\text{kg}}{\text{cm}^2} = 1717.776 \text{ psi}$$

$$\text{Parte inferior} = P_i - Ph = 142.4 \frac{\text{kg}}{\text{cm}^2} - 85.6 \frac{\text{kg}}{\text{cm}^2} = 56.8 \frac{\text{kg}}{\text{cm}^2} = 807.696 \text{ psi.}$$

4.- Se establece la línea de diseño con factor de seguridad:

$$\text{Parte superior} = P_i * F_{\text{spi}} = 120.8 \frac{\text{kg}}{\text{cm}^2} (1.1) = 132.88 \frac{\text{kg}}{\text{cm}^2} = 1889.5536 \text{ psi.}$$

$$\text{Parte inferior} = 56.8 \frac{\text{kg}}{\text{cm}^2} (1.1) = 62.48 \frac{\text{kg}}{\text{cm}^2} = 888.465 \text{ psi.}$$

5.- Se obtienen los siguientes datos:

	Presión (psi).	Profundidad (m).
Presión de inyección.	1717.7112	0
	2024.928	800
Presión de respaldo.	0	0
	1217.232	800
Presión resultante.	1717.7112	0
	807.696	800
Presión de diseño.	1889.4823	0
	888.465	800

Tabla 7. Presiones para graficar.

6.- Con los datos obtenidos en el punto anterior se selecciona una tubería de revestimiento. Se elige la TR J-55 de 106.5 lb/pie, con una resistencia a la presión interna de 2410 psi.

Se realiza la gráfica:

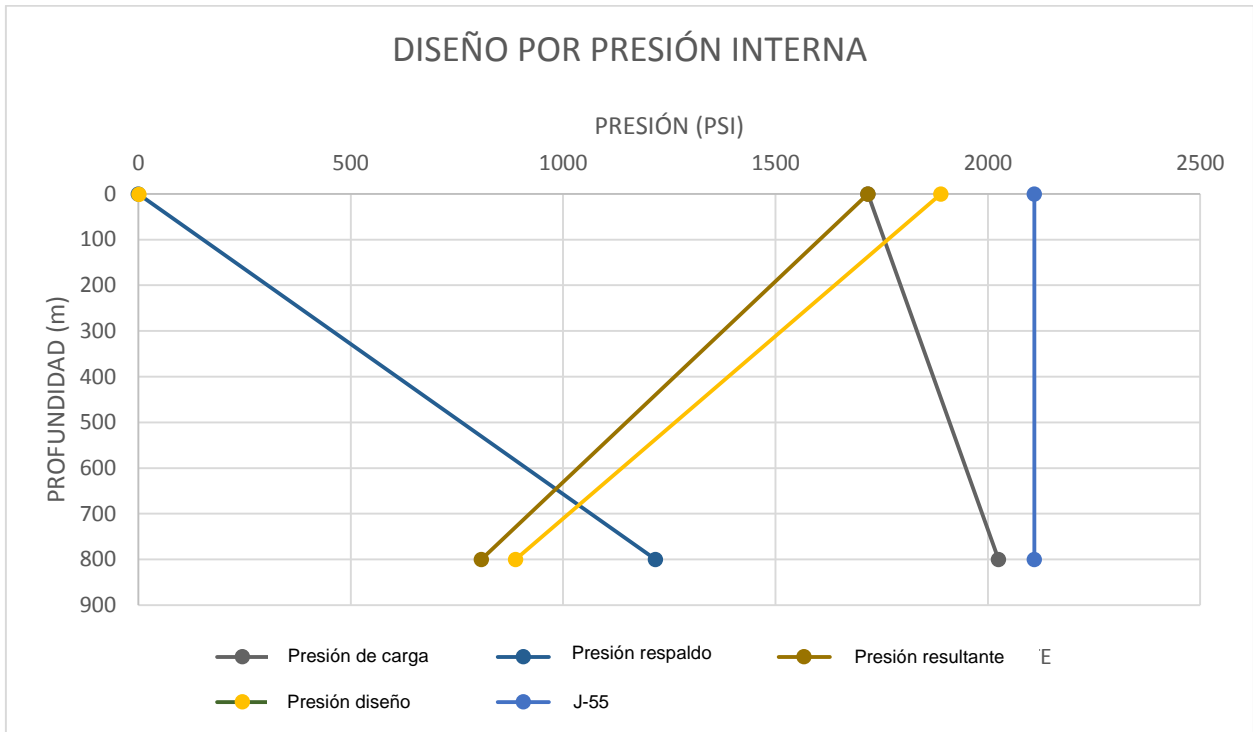


Figura 56. Diseño por presión interna.

6.- Se calcula la presión de carga o inyección en el fondo y superficie:

$$P_{carga\ fondo} = \frac{(1.22)(800)}{10} = 97.6 \frac{kg}{cm^2} = 1387.872 \text{ psi.}$$

$$P_{carga\ superficie} = \frac{(1.22)(0)}{10} = 0 \frac{kg}{cm^2} = 0 \text{ psi.}$$

7.- Se procede a buscar el nivel de fluido:

$$\Delta P = \frac{(1.5 - 1.07) * 800}{10} = 34.4 \frac{kg}{cm^2} = 489.168 \text{ psi}$$

$$N_{fluidos} = \frac{34.4 * 10}{1.5} = 229.333 \text{ m}$$

8.- Presión de respaldo:

$$Pr = \frac{1.5(800 - 229.33) * 14.22}{10} = 1217.239 \text{ psi.}$$

9.- Presión resultante:

$$P_{resultantesup} = 0 \text{ psi}$$

$$P_{229.33} = \frac{1.22 * 229.33}{10} = 27.978 \frac{kg}{cm^2} = 397.85 \text{ psi}$$

$$P_{resultantefondo} = \frac{1.22 \cdot 800}{10} - \frac{1.5(800 - 229.33)}{10} = 11.999 \frac{kg}{cm^2} = 170.632 \text{ psi.}$$

10.- Presión resultante con factor de seguridad.

$$P_{resultantesup} = 0 \text{ psi}$$

$$P_{229.33} = 397.85 \text{ psi}(1.125) = 447.58 \text{ psi}$$

$$P_{resultantefondo} = 170.632 \text{ psi}(1.125) = 191.96 \text{ psi}$$

Se obtiene los siguientes datos:

	Presión (psi).	Profundidad (m).
Presión de carga.	0	0
	1387.872	800
Presión de respaldo.	0	229.33
	1217.239	800
Presión resultante.	0	0
	397.85	229.33
	170.632	800
Presión de diseño.	0	0
	447.58	229.33
	191.96	800
Nivel de fluidos.	0	229.33
	1387.872	229.33

Tabla 8. Datos para gráficar.

8.- Se evalúa la TR seleccionada a la presión de colapso.

Se realiza la gráfica siguiente:

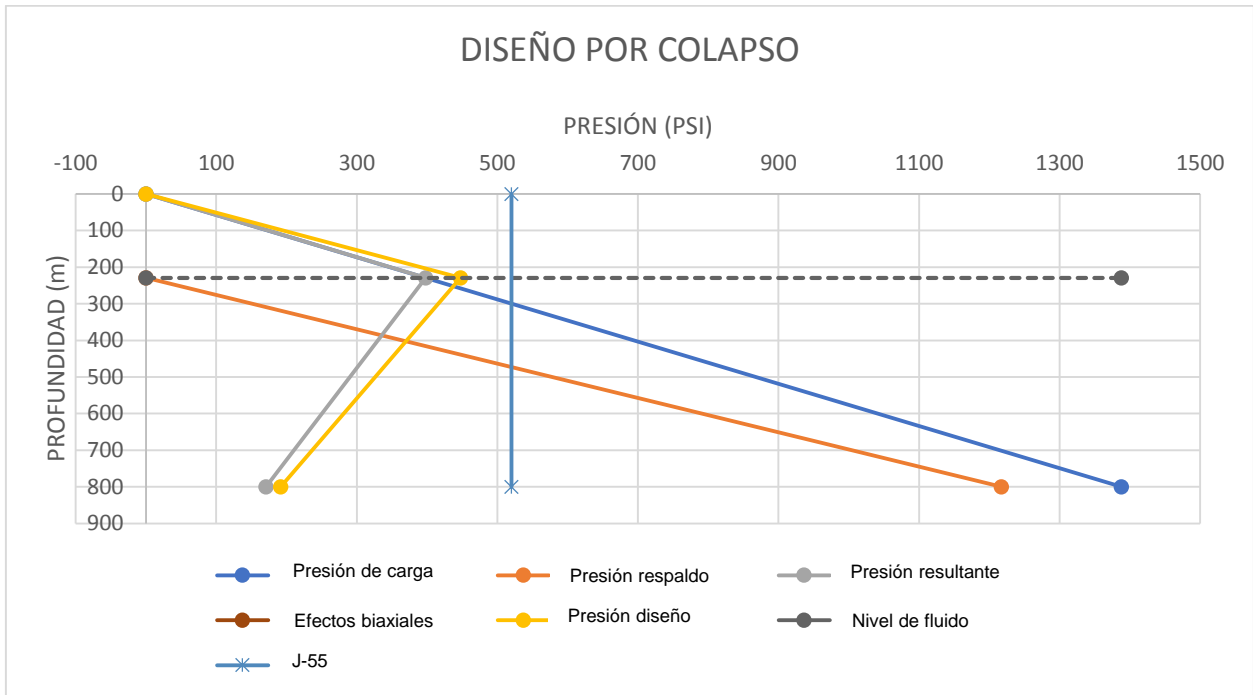


Figura 57. Diseño por colapso.

En la gráfica, se observa que la tubería de revestimiento seleccionada no cumple con la presión de colapso, ya que a partir de los 605 m se colapsa, por lo que se selecciona una nueva tubería que cumpla con el objetivo y esa tubería es una N-80 de 72 lb/pie, con una resistencia al colapso de 188 kg/cm². En la misma figura se aprecian los diseños gráficos.

9.- Determinar los esfuerzos de tensión:

Calcular el peso de la TR en el aire:

$$W_x = L_x(m) * 3.28 * P_x \left(\frac{lb}{pie} \right).$$

$$W_{TR} = 800 m * 3.28 \frac{pie}{m} * 94 \frac{lb}{pie} = 246\ 656 lb.$$

Calcular el área:

$$A = \frac{\pi}{4} (De^2 - di^2) = \frac{\pi}{4} (20^2 - 19.124^2) = 26.917 pg^2$$

Calcular la presión hidrostática:

$$Ph = 1.22 \frac{g}{cm^3} * 800 m * 1.422 = 1387.872 psi$$

Se determinamos la fuerza de compresión:

$$F_c = -26.917 pg^2 * 1387.872 psi = -37\ 357.35 lb$$

Se considera la tensión en superficie:

$$F_T = -37\ 357.35 lb + 246\ 656 lb = 209\ 298.65 lb$$

Calcular el esfuerzo de tensión en superficie:

$$\sigma_y = \frac{209\ 298.65 lb}{26.917 pg^2} = 7\ 775.70 psi$$

Determinamos el punto neutro:

$$PN = \frac{209\ 298.65 lb}{94 \frac{lb}{pie} * 3.28} = 678.835 m$$

Datos obtenidos.

Fuerza (lb)*1000	Profundidad.	FS(lb)*1000
209.29865	0	376.7375
-37.35735	800	-37.2432

Datos obtenidos para el punto neutro.

Fuerza (lb)*1000	Profundidad.
209.29865	678.835
-37.35735	678.835

Tabla 9. Datos para gráficar la tensión.

La siguiente figura ilustra las líneas de tensión y de diseño.

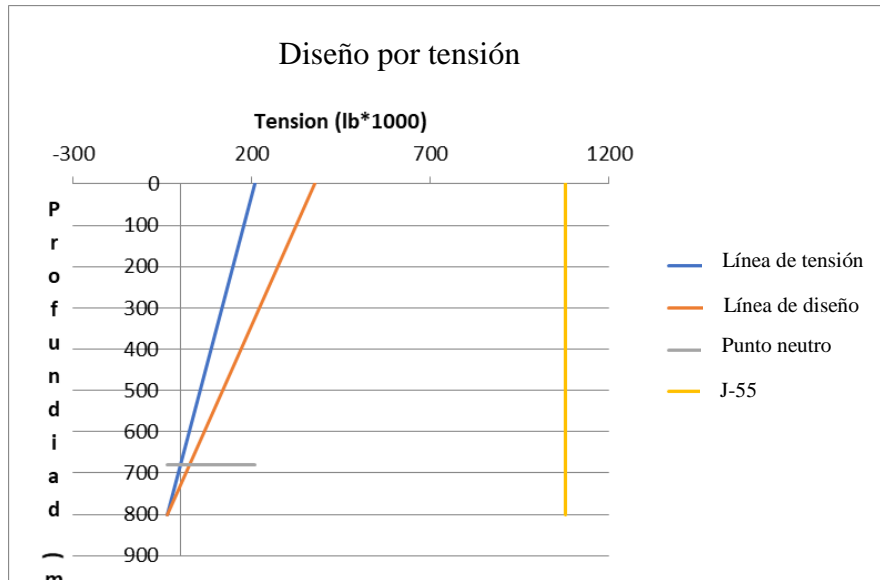


Figura 58. Diseño por tensión.

Sin tomar en cuenta los efectos biaxiales, el diseño final de la TR superficial queda como se indica a continuación.

Sección	De (m)	Hasta (m)	Longitud(m)	Grado.	Peso(lb/pie)
1	0	800	800	J-55	94

Tabla 10. Características de TR propuesta.

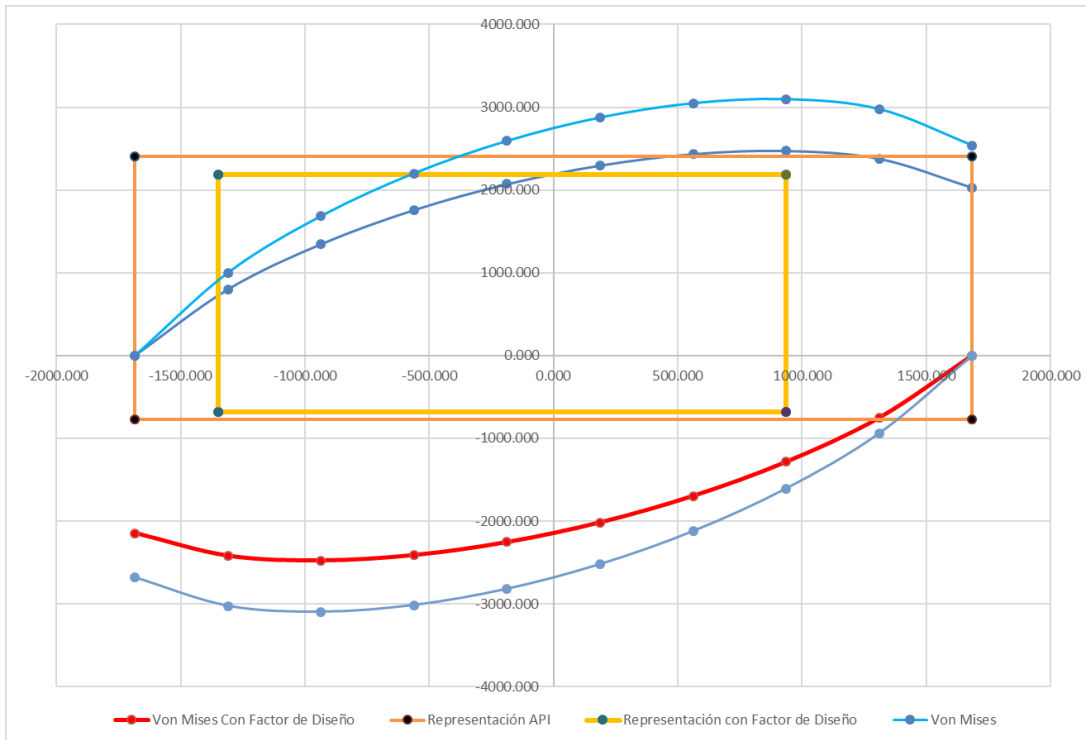


Figura 59. Von Mises de TR de 20"

Diseño de la TR superficial de 13 5/8":

Profundidad = 3000 m.

Diámetro de la TR = 17.5".

Diámetro de la barrena para la siguiente etapa = 12 ¼.

Gradiente de fractura en la zapata = 1.97 g/cm³.

Densidad del lodo de perforación = 1.5 g/cm³.

Densidad de la siguiente etapa = 1.7 g/cm³.

Gradiente del gas metano = 0.27 g/cm³.

Presión máxima esperada en superficie = 220 kg/cm².

Densidad del fluido de formación = 1.07 g/cm³.

Factor de seguridad a la tensión (fst) = 1.800.

Factor de seguridad a la presión interna (fsp) = 1.1.

Factor de seguridad al colapso (fspc) = 1.125.

1.- Se calcula la presión de inyección en la zapata:

$$P_{iny} = \frac{(1.97 + 0.12) * 3000}{10} = 627 \frac{kg}{cm^2} = 8915.94 \text{ psi.}$$

2.- Se determina la altura del lodo (X_L) y gas (Y_g) en un brote:

$$P_{iny} = P_{sup} + X_L(G_L) + Y_g(G_G)$$

$$P_{iny} = 220 + X_L(0.17) + Y_g(0.027)$$

$$627 = 220 + X_L(0.17) + Y_g(0.027)$$

De donde:

$$X_L = \frac{407 - 0.027 * Y_g}{0.17}$$

Como:

$$X_L + Y_g = 3000$$

$$X_L = 3000 - Y_g$$

Resolviendo:

$$3000 - Y_g = \frac{407 - 0.027 * Y_g}{0.17}$$

$$(3000 - Y_g)(0.17) = 407 - 0.027 * Y_g$$

$$510 - Y_g 0.17 = 407 - 0.027 * Y_g$$

$$510 - 407 = -0.027 * Y_g + 0.17 * Y_g$$

$$103 = 0.143 * Y_g$$

$$Y_g = \frac{103}{0.143} = 720 \text{ m}$$

$$X_L + 720 = 3000 \text{ m}$$

$$X_L = 3000 - 720 = 2280 \text{ m}$$

3.- Se encuentra la presión de respaldo (P_r) para la presión interna.

$$P_r = \frac{L * d}{10} = \frac{3000 * 1.07}{10} = 321 \frac{kg}{cm^2} = 4564.62 \text{ psi}$$

4.- Se calcula las presiones resultantes:

$$Presión \text{ en superficie} = Presión \text{ máxima esperada} = 220 \frac{kg}{cm^2} = 3128.4 \text{ psi}$$

$$presión @ 2280 \text{ m} = P_{sup} + P_{hl} - P_r$$

$$Presión @ 2280 \text{ m} = 220 + 387.6 - 243.96 = 363.64 \frac{kg}{cm^2} = 5170.96 \text{ psi}$$

$$Presión \text{ en el fondo} = P_{sup} + P_{hl} + P_{hg} - P_r$$

$$\text{Presión en el fondo} = 220 + 387.6 + 19.44 - 321 = 306 \frac{kg}{cm^2} = 4351.32 \text{ psi}$$

5.- Se determina la línea de diseño (con factor de seguridad):

$$\text{Presión en superficie} = 220 \frac{kg}{cm^2} * 1.100 = 242 \frac{kg}{cm^2} = 3441.24 \text{ psi}$$

$$\text{Presión @ 2280 m} = 363.64 \frac{kg}{cm^2} * 1.100 = 400 \frac{kg}{cm^2} = 5688 \text{ psi}$$

$$\text{Presión en el fondo} = 306 \frac{kg}{cm^2} * 1.100 = 336.6 \frac{kg}{cm^2} = 4786.452 \text{ psi}$$

Datos obtenidos:

PRESIÓN CARGA	
0	0
6399	3000
PRESIÓN RESPALDO	
0	800.00
5318.28	3000
PRESIÓN RESULTANTE	
0	0
1706.40	800.00
1080.72	3000
PRESIÓN DISEÑO	
0	0
1919.7	800.00
1215.81	3000
NIVEL FLUIDO	
0	800.00
4000	800.00

Tabla 11. Datos para graficar.

Con los datos que se obtienen en el punto anterior se selecciona una tubería de revestimiento. Se elige la TR L-80 de 88.2 lb/pie, con una resistencia a la presión interna de 6420 psi, presión de colapso de 3980 psi y tensión de 2040 (lb*1000).

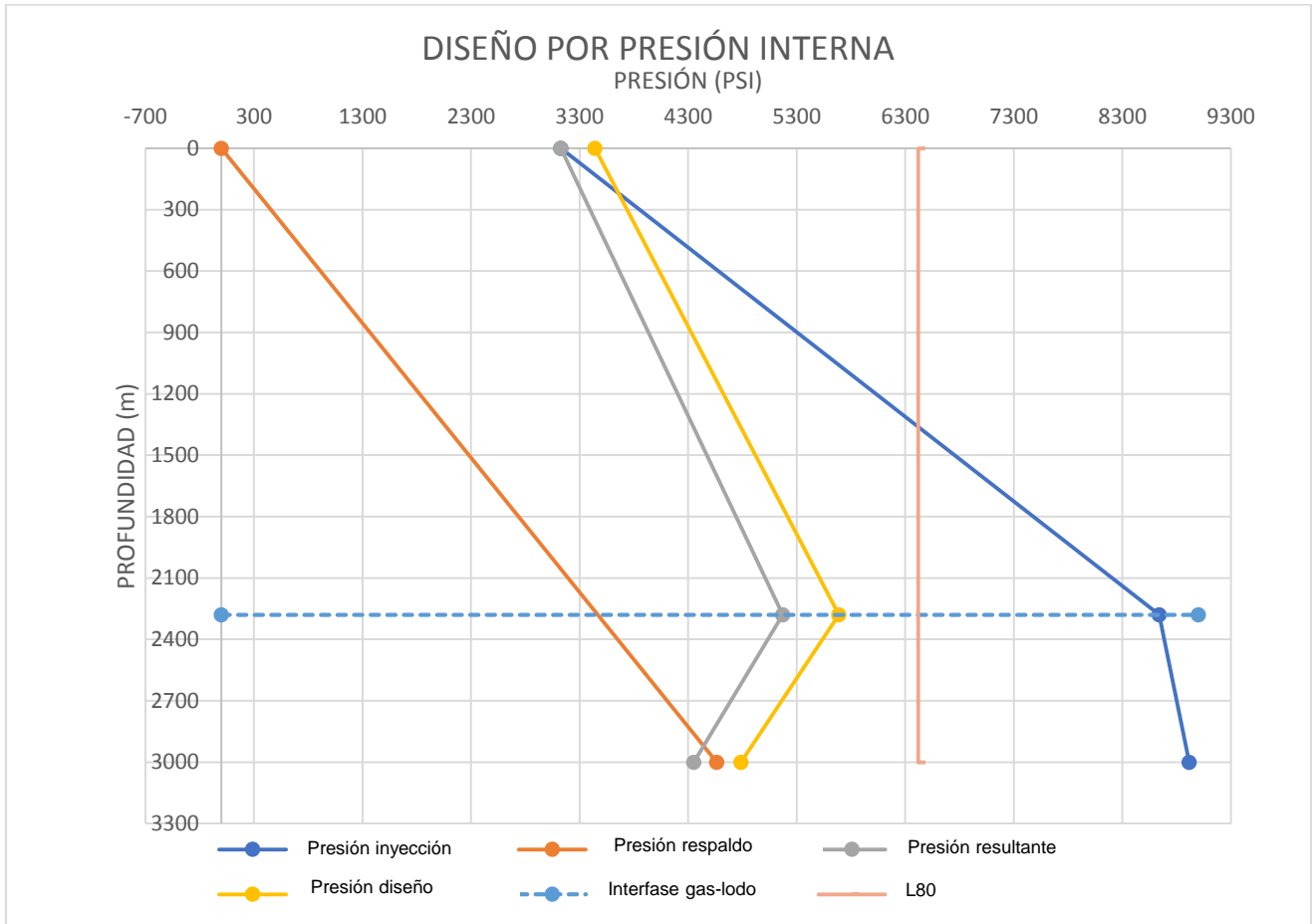


Figura 60. Diseño por presión interna.

6.- Se calcula la presión de carga o inyección en fondo y superficie.

$$P_{cargafondo} = \frac{1.5 * 3000}{10} * 14.22 = 6399 \text{ psi}$$

$$P_{cargasup} = 0 \text{ psi}$$

Se continúa con buscar el nivel de fluidos:

$$\Delta P = \frac{(1.7 - 1.07) * 3000}{10} = 189 \frac{\text{kg}}{\text{cm}^2} = 2687.58 \text{ psi}$$

$$N_{fluidos} = \frac{189 * 10}{1.7} = 1111.76 \text{ m}$$

Se continúa con el cálculo de presión de respaldo en fondo y a nivel de fluidos.

$$P_{\text{respaldofondo}} = \frac{1.7 * (3000 - 1111.76)}{10} * 14.22 = 4564.6313 \text{ psi}$$

La presión de respaldo a nivel de fluidos es 0 psi:

La presión resultante en nivel de fluidos.

$$P_{\text{resultante Nfluido}} = \frac{1.5 * (1111.76)}{10} * 14.22 = 2371.38 \text{ psi}$$

La presión resultante en el fondo.

$$P_{\text{resultantefondo}} = 6399 - 4564.63 = 1834.37 \text{ psi}$$

Se calculan las presiones de diseño para superficie, nivel de fluido y fondo.

La presión de diseño en superficie es 0 psi.

$$P_{\text{diseñonivelfluido}} = 2371.38 \text{ psi} * 1.125 = 2667.80 \text{ psi}$$

$$P_{\text{diseñofondo}} = 1834.37 \text{ psi} * 1.125 = 2063.66 \text{ psi}$$

	Presión (psi).	Profundidad (m).
Presión de carga.	0	0
	6399	3000
Presión de respaldo.	0	1111.76
	4564.63	3000
Presión resultante.	0	0
	2371.38	1111.76
	1834.37	3000
Presión de diseño.	0	0
	2667.80	1111.76
	2063.66	3000
Nivel de fluidos.	0	1111.73
	6399	1111.73

Tabla 12. Datos para graficar.

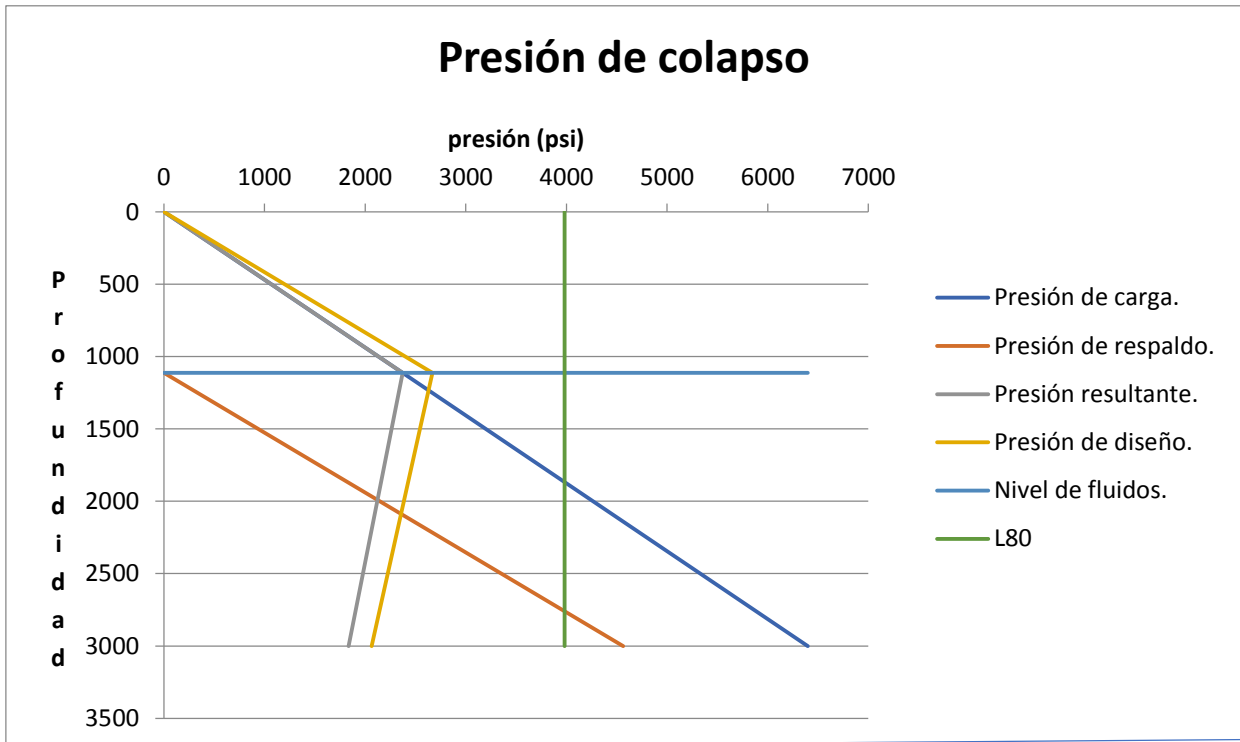


Figura 61. Diseño presión de Colapso.

Se calcula la fuerza de tensión.

Calcular el peso de la TR en el aire:

$$W_x = L_x(m) * 3.28 * P_x \left(\frac{lb}{pie} \right).$$

$$W_{TR} = 3000 m * 3.28 \frac{pie}{m} * 88.2 \frac{lb}{pie} = 867\,888 lb.$$

Calcular el área:

$$A = \frac{\pi}{4} (De^2 - Di^2) = \frac{\pi}{4} (13.625^2 - 12.375^2) = 25.525 pg^2$$

Calcular la presión hidrostática:

$$Ph = 1.5 \frac{g}{cm^3} * 3000 m * 1.422 = 6399 psi$$

Se determina la fuerza de compresión:

$$Fc = -25.525 pg^2 * 6399 psi = -163\,334.475 lb$$

Se determina la tensión en superficie:

$$F_T = -163\,334.475 lb + 867\,888 lb = 704\,553.525 lb$$

Calcular el esfuerzo de tensión en superficie:

$$\sigma_y = \frac{704\,553.525 \text{ lb}}{25.525 \text{ pg}^2} = 27\,602.488 \text{ psi}$$

Se determina el punto neutro:

$$PN = \frac{704\,553.525 \text{ lb}}{88.2 \frac{\text{lb}}{\text{pie}} * 3.28} = 2435.40 \text{ m}$$

Datos obtenidos.

Fuerza (lb)*1000	Profundidad.	FS(lb)*1000
704.553	0	1268.1954
-163.334	3000	-294.00

Datos obtenidos para el punto neutro.

Fuerza (lb)*1000	Profundidad.
704.553	2435.40
-163.334	2435.40

Tabla 13. Datos para gráficar la tensión.

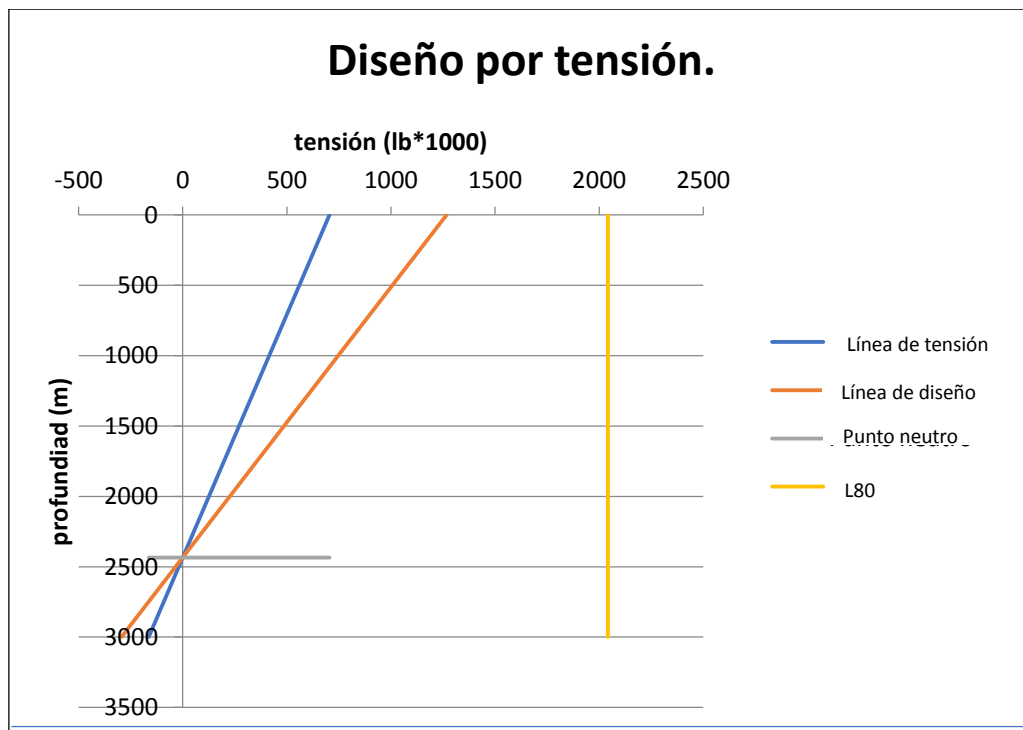


Figura 62. Diseño por Tensión.

En las gráficas se observa que la tubería de revestimiento seleccionada se cumple con la presión de colapso, presión interna y tensión.

Sin tomar en cuenta los efectos biaxiales el diseño final de la TR superficial queda como se indica a continuación.

Sección	De (m)	Hasta (m)	Longitud(m)	Grado.	Peso(lb/pie)
1	0	3000	3000	L-80	88.2

Tabla 14. Características de TR propuesta.

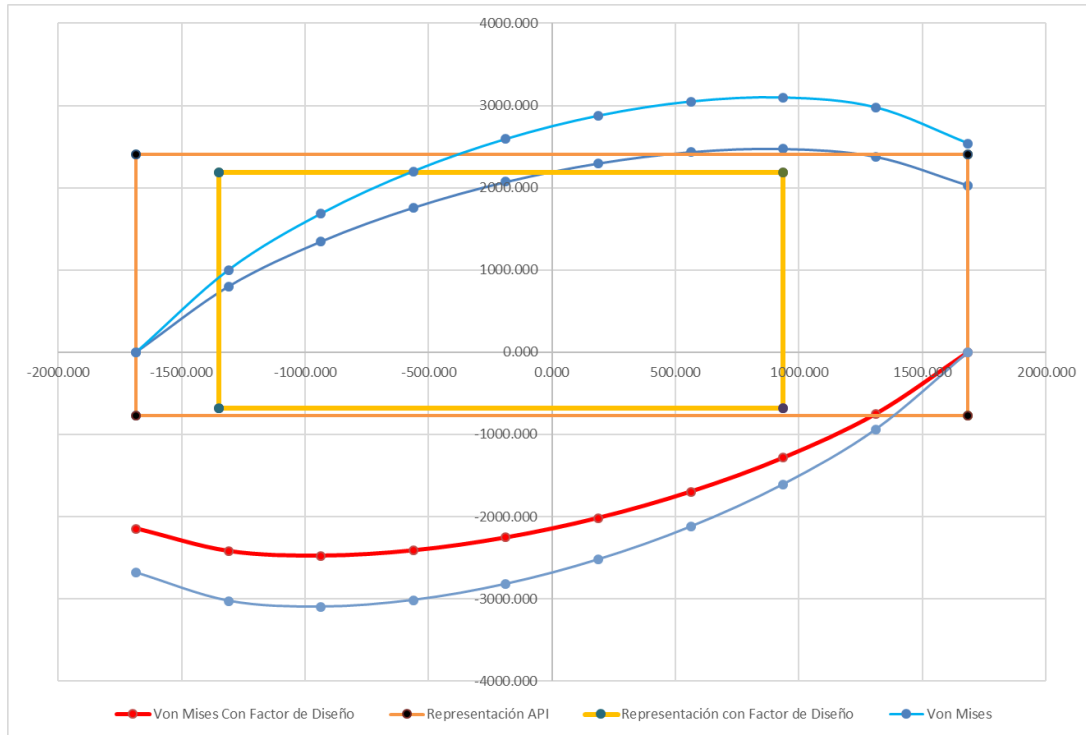


Figura 63. Von Mises para TR 13 5/8"

Diseño de la TR explotación de 7":

Profundidad = 5000 m.

Diámetro de la TR = 7".

Gradiente de fractura en la zapata = 2.23 g/cm³.

Densidad del lodo de perforación = 2.2 g/cm³.

Gradiente del gas metano = 0.27 g/cm³.

Densidad del fluido de formación = 1.07 g/cm³.

Factor de seguridad a la tensión (fst) = 1.800.

Factor de seguridad a la presión interna (fsp) = 1.1.

Factor de seguridad al colapso (f_{spc}) = 1.125.

1.- Se calcula la presión de carga o inyección en fondo y superficie:

$$P_{inyfondo} = \frac{2.165 * 5000}{10} = 1082.5 \frac{kg}{cm^2} = 15\,393.15 \text{ psi}$$

$$P_{inysup} = 15\,393.15 \text{ psi} - \frac{0.27 * 5000 * 14.22}{10} = 13\,473.45 \text{ psi}$$

No existe un respaldo ni un resultante en este tipo de tubería.

2.- Presión de diseño para fondo y superficie:

$$P_{diseño\ fondo} = 15\,393.15 \text{ psi} * 1.1 = 16\,932.465 \text{ psi}$$

$$P_{diseño\ sup} = 13\,473.45 \text{ psi} * 1.1 = 14\,820.795 \text{ psi}$$

Datos obtenidos:

	Presión	Profundidad.
Presión de carga o inyección	13 473.45	0
	15 393.15	5000
Presión de diseño.	14 820.795	0
	16 932.465	5000

Tabla 15. Datos para gráficar.

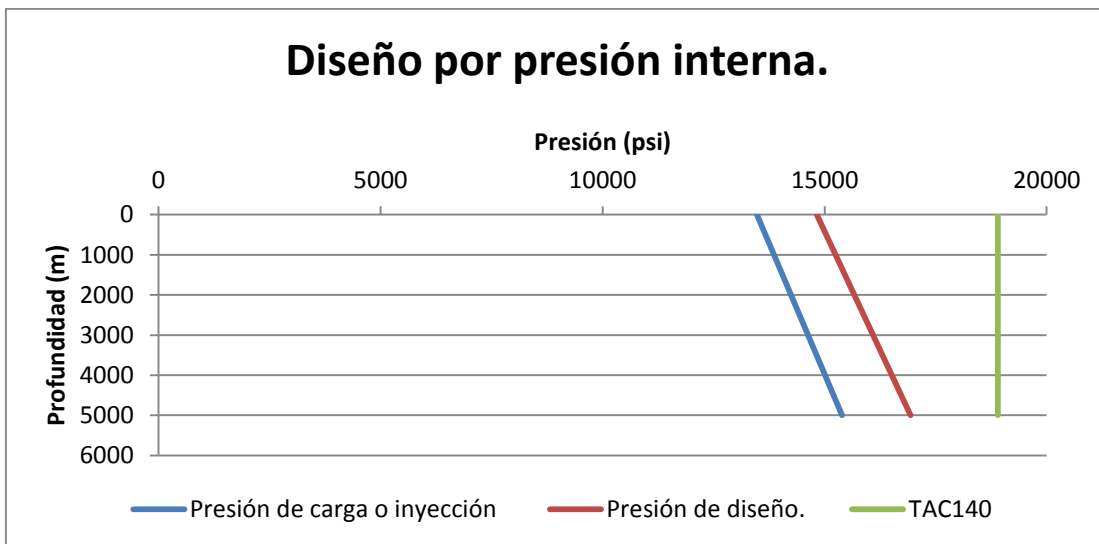


Figura 64. Diseño por presión interna.

Con los datos que se obtienen en el punto anterior se selecciona una tubería de revestimiento. Se elige la TR TAC 140 de 38 lb/pie, con una resistencia a la presión interna de 18900 psi, presión de colapso de 19640 psi y tensión de 1534 (lb*1000).

Se calcula la presión de carga o inyección en fondo y superficie.

$$P_{carga\ fondo} = \frac{2.165 * 5000}{10} = 1082.5 \frac{kg}{cm^2} = 15\ 393.15\ psi$$

$$P_{inysup} = \frac{2.165 * 0 * 14.22}{10} = 0\ psi$$

Se calcula las presiones de diseño para superficie y fondo.

La presión de diseño en superficie es 0 psi.

$$P_{diseño\ fondo} == 15\ 393.15\ psi * 1.125 = 17\ 931.375$$

	Presión	Profundidad.
Presión de carga	0	0
	15393.15	5000
Presión de diseño.	0	0
	17931.375	5000

Tabla 16. Datos para gráficar.

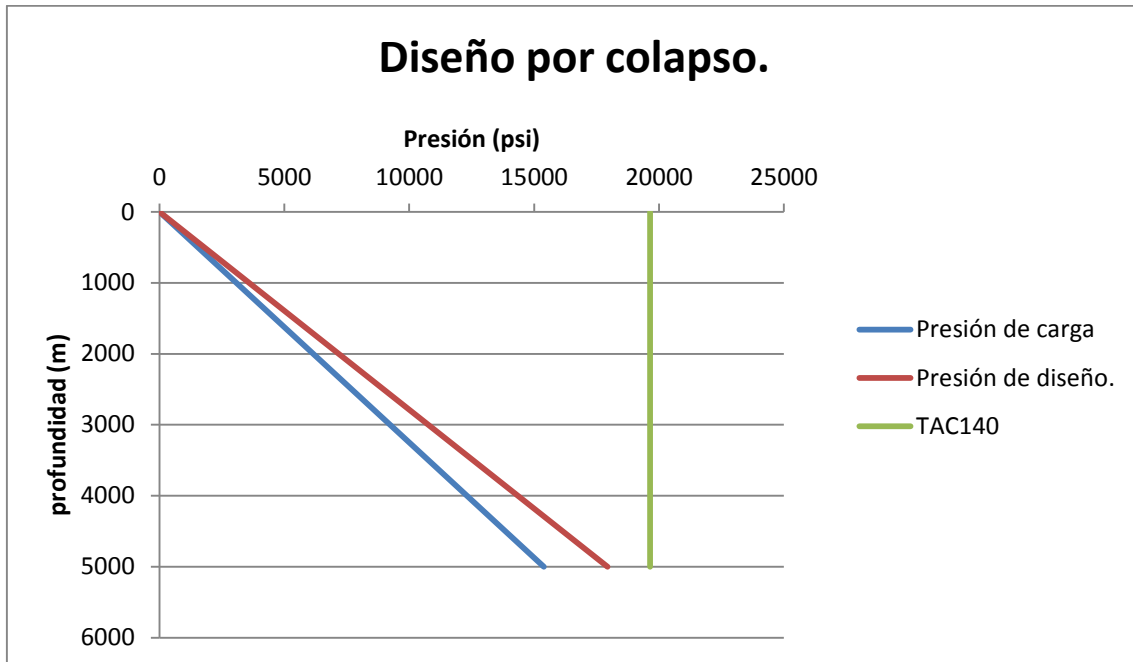


Figura 65. Diseño por colapso.

Determinar los esfuerzos de tensión:

Calcular el peso de la TR en el aire:

$$W_x = L_x(m) * 3.28 * P_x \left(\frac{lb}{pie} \right).$$

$$W_{TR} = 5000 \text{ m} * 3.28 \frac{pie}{m} * 38 \frac{lb}{pie} = 623 \text{ 200 lb.}$$

Calcular el área:

$$A = \frac{\pi}{4} (De^2 - di^2) = \frac{\pi}{4} (7^2 - 5.92^2) = 10.959 \text{ pg}^2$$

Calcular la presión hidrostática:

$$Ph = 2.2 \frac{g}{cm^3} * 5000 \text{ m} * 1.422 = 15 \text{ 642 psi}$$

Se determina la fuerza de compresión:

$$F_c = -10.959 \text{ pg}^2 * 15642 \text{ psi} = - - 171\ 420.678 \text{ lb}$$

Se determina la tensión en superficie:

$$F_T = -171420.678 \text{ lb} + 623200 \text{ lb} = 451779.322 \text{ lb}$$

Calcular el esfuerzo de tensión en superficie:

$$\sigma_y = \frac{451779.322 \text{ lb}}{10.959 \text{ pg}^2} = 41224.50 \text{ psi}$$

Se determina el punto neutro:

$$PN = \frac{451779.322 \text{ lb}}{38 \frac{\text{lb}}{\text{pie}} * 3.28} = 3624.673 \text{ m}$$

Datos obtenidos:

Fuerza (lb)*1000	Profundidad.	FS(lb)*1000
451.779	0	813.20
-171.420	5000	-308.55

Datos obtenidos para el punto neutro:

Fuerza (lb)*1000	Profundidad.
451.779	3625
-171.420	3625

Tabla 17. Datos para gráficar.

La siguiente figura ilustra las líneas de tensión y de diseño.

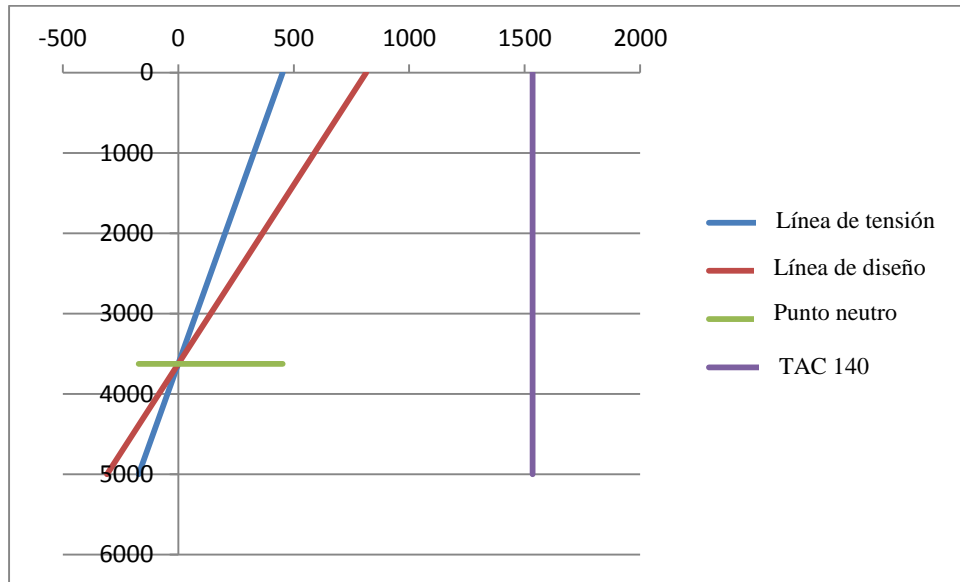
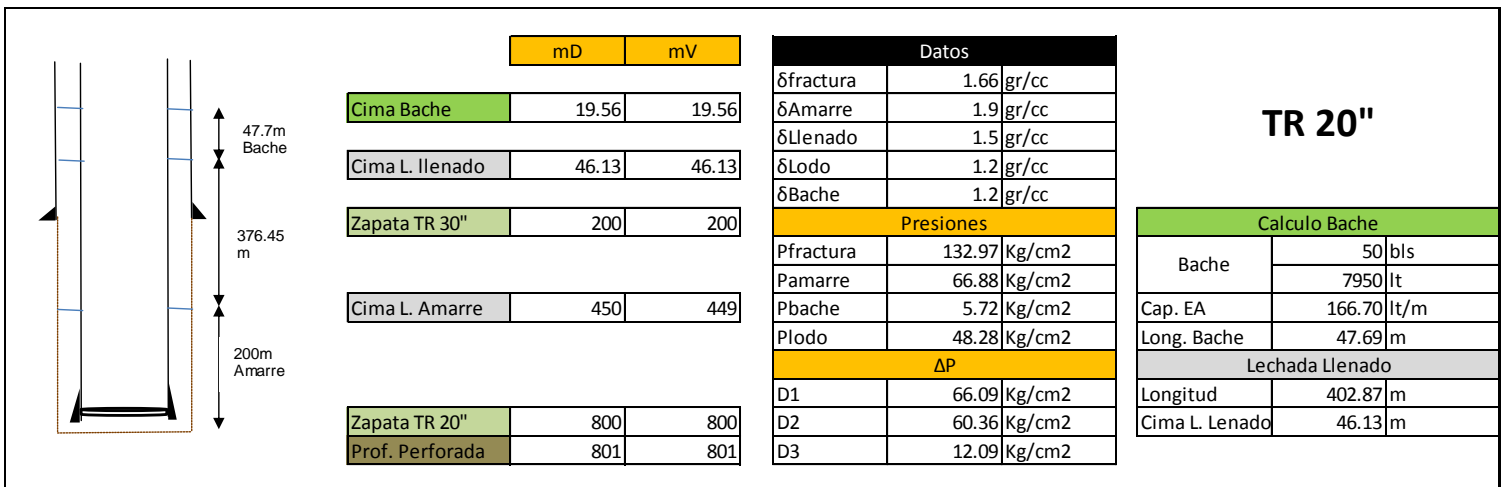


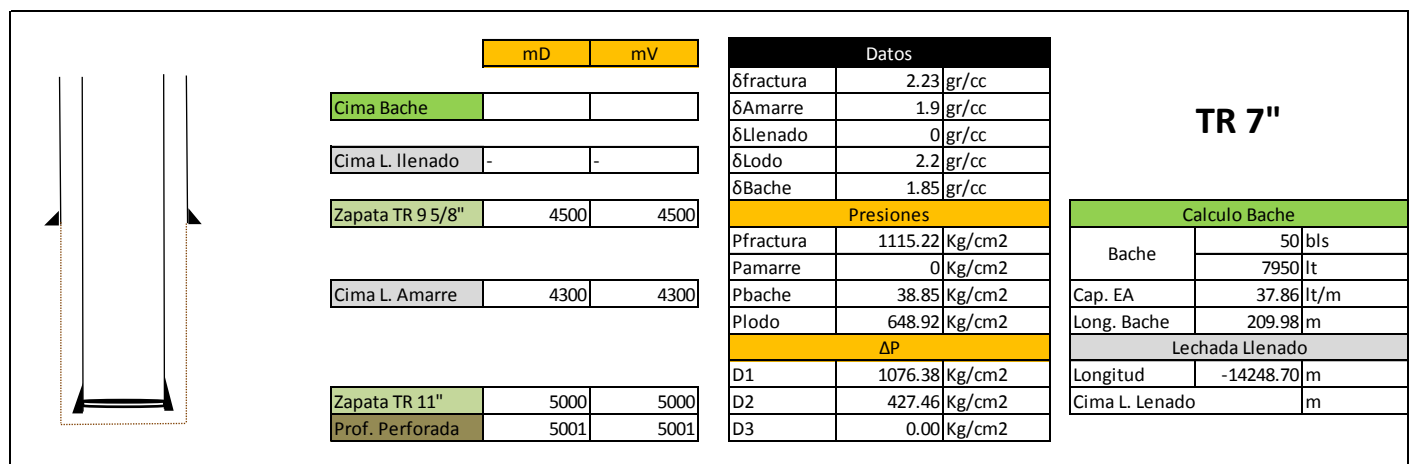
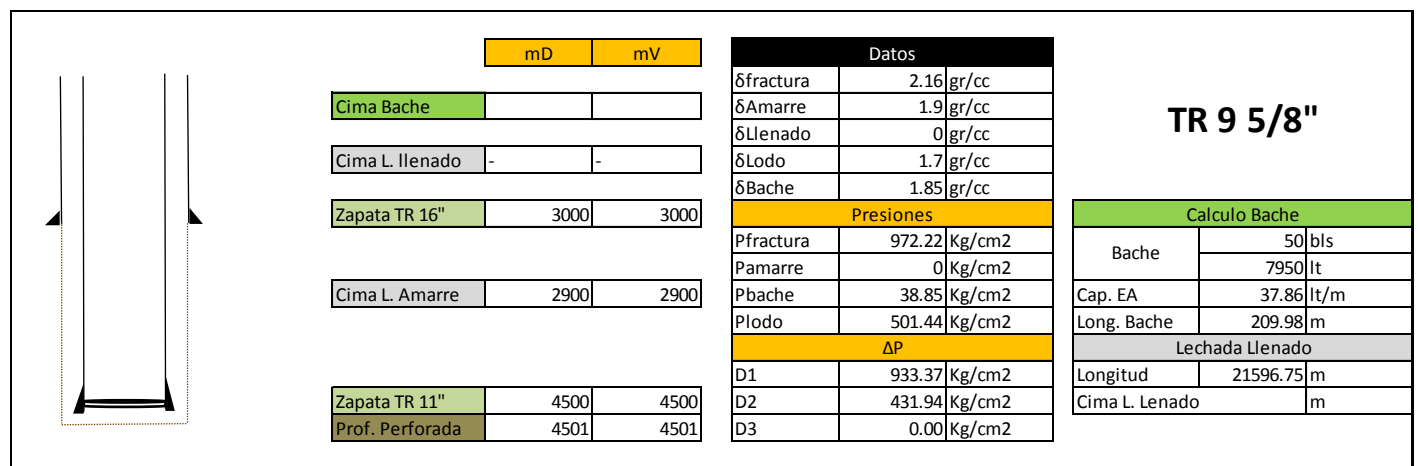
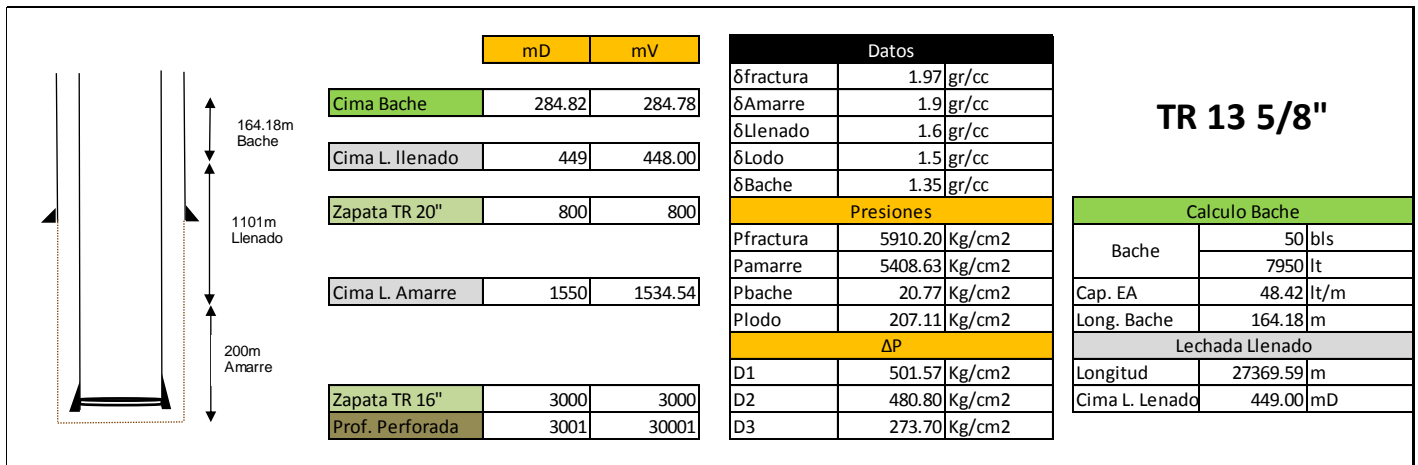
Figura 67. Diseño por tensión.

El diseño de la TR de explotación queda de la siguiente manera:

Sección	De (m)	Hasta (m)	Longitud(m)	Grado.	Peso(lb/pie)
1	0	5000	5000	TAC 140	38

Con sus respectivas cementaciones:





ESTADO MECÁNICO FINAL DEL CASO PRÁCTICO.

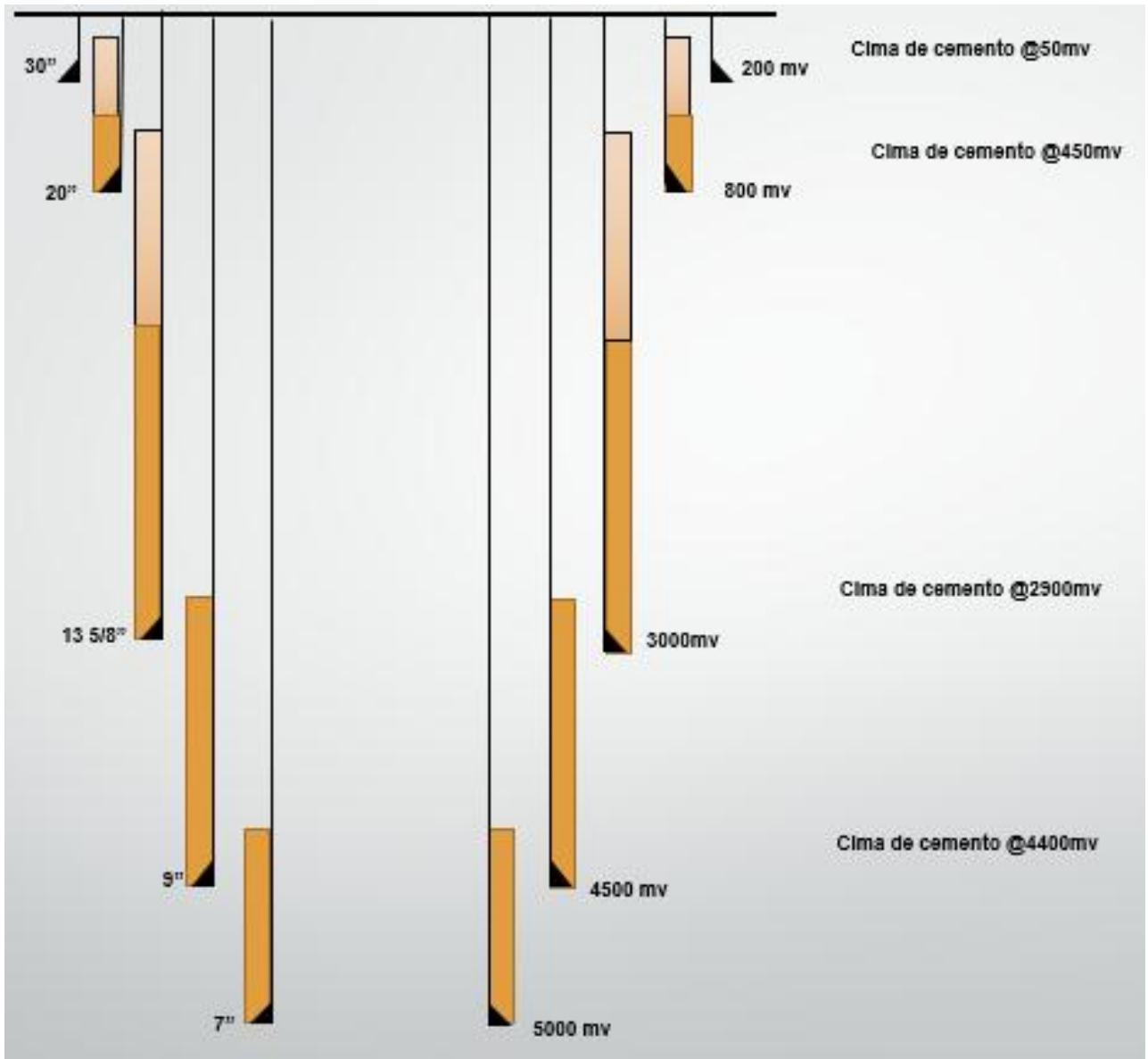


Figura 68. Estado mecánico del caso práctico.

CONCLUSIONES.

En este trabajo se encuentran las bases para poder realizar un asentamiento, desde el análisis de geopresiones hasta los procesos de diseño de tuberías.

La tecnología avanza rápidamente para la industria, ahorrando tiempo, dinero y esfuerzo, pero esta no siempre está disponible para la comunidad estudiantil, por lo que es primordial conocer y comprender las bases del diseño de un pozo, aunque las tecnologías cambian uno cuenta con las bases.

Aunque los métodos explicados son válidos y prácticos, facilita la comprensión de los efectos y esfuerzos presentes durante el diseño.

Es importante siempre contar con material de apoyo donde se consideren los métodos de manera práctica, a fin de facilitar su asimilación y tener un mayor panorama de su uso y aplicación.

RECOMENDACIONES.

- Corroborar que se ha obtenido un correcto cálculo de las geopresiones, conforme al método que se decidió usar.
- Identificar, reconocer y entender los fenómenos físicos que crean las diferentes geopresiones.
- Contar con apoyo del geofísico y geólogo para asegurarse de que el estrato en que se asienta y cementa la tubería de revestimiento sea el adecuado.
- Utilizar el método con márgenes de seguridad en el asentamiento de tuberías de revestimiento en pozos de los cuales ya se tenga información de pozos de correlación.
- Utilizar el método sin márgenes de seguridad para pozos exploratorios.

BIBLIOGRAFÍA.

- Olvera, M. (2016). *Diseño de pozos tipo en un proyecto de explotación en Pemex, aplicando la metodología FEL* (tesis). Universidad Nacional Autónoma de México, Ciudad de México, México.
- Albarrán, D, & Hernández, L. (2012). *Cementación de pozos petroleros en aguas profundas* (tesis). Universidad Nacional Autónoma de México, Ciudad de México, México.
- Trejo, M. (2009). *Aplicación de la geomecánica en la estabilidad del agujero de un pozo de la región sur* (tesis de posgrado). Universidad Nacional Autónoma de México, Ciudad de México, México.
- Terzaghi, K., *Theoretical Soil Mechanics*, John Wiley & Sons, Inc., New York (1943).
- Yoshida, C., Ikeda, S., and Eaton, B. A.: *An Investigative Study of Recent Technologies Used for Prediction, Detection, and Evaluation of Abnormal Formation Pressure and Fracture Pressure in North and South America*, IADC/SPE 36381, 1996.
- Castro Robles, Y., Illian Avalos, C. A., Lugo Bobadilla, K., Meza Gonzáles, L. M., & Mondragón, G. T. (2013). *Guía de diseño para el asentamiento y diseño de tuberías de revestimiento*. Ciudad de México: IPN
- PEMEX, G. (1991). *Manual de diseño de tuberías de revestimiento México*
- PEMEX, G.U. (2008) *Guía de diseño para el asentamiento y diseño de tuberías de revestimiento*. México.
- Torres Ramos, Emilio de la. *Manual de perforación de pozos petrolíferos*. México: Trillas, 2017.