



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**ESTADO DEL ARTE DE LA PERFORACIÓN Y
DISEÑO DE POZOS EN AGUAS PROFUNDAS PARA
YACIMIENTOS DE PRÉ-SAL**

TESIS

Que para obtener el título de

Ingeniero Petrolero

P R E S E N T A

Israel Hinojosa Montes de Oca

DIRECTOR DE TESIS

M.I. Leonardo Cruz Espinosa

CO-DIRECTOR DE TESIS

M.I. Alejandro Cortés Cortés



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2016

RESUMEN

Para la elaboración de esta tesis, se llevó a cabo una investigación acerca del estado del arte en el diseño de pozos en aguas profundas con presencia de sal. El contenido de esta describe los fenómenos que originaron los grandes espesores, las propiedades y características de las evaporitas en la cuenca de Santos, Brasil. Se presentan los riesgos al perforar pozos con objetivos en yacimientos de *Pré-sal*, así como, las mejores prácticas, sistemas y desempeños para garantizar la integridad del pozo. A manera de ejemplo práctico, se mencionan, describen y ejecutan los criterios de asentamiento para TR's (tuberías de revestimiento) en aguas profundas, aplicando metodologías de diseño basadas en normas internacionales para la selección de revestidores, destacando las consideraciones por fluencia de la sal e incremento de la presión por expansión térmica dentro de los anulares.

Esta tesis ha sido redactada tomando como principales fuentes hemerográficas: artículos técnicos de la Sociedad de Ingenieros Petroleros, por sus siglas en inglés SPE (Society of Petroleum Engineers), la norma de diseño para pozos en aguas profundas de (N-2752), la recomendación práctica API-RP 96 "Construcción y diseño de pozos en aguas profundas", además, de la asesoría a través de la comunicación personal con el Maestro en Ingeniería Alejandro Cortés Cortés.

Este trabajo se sustenta bajo el hecho que México ha comenzado a explorar posibles acumulaciones de hidrocarburos en formaciones debajo de cuerpos de sal, en las aguas profundas del Golfo de México. El objetivo de esta tesis es contribuir con la academia e industria en el desarrollo de ingenieros petroleros, aportando un trabajo escrito en el idioma español de referencia y consulta sobre el estado del arte en el diseño de pozos en aguas profundas, sustentándose en los trabajos realizados por PETROBRAS (Petróleo Brasileiro, S. A.) para pozos con objetivos en yacimientos de *Pré-sal*.

SUMMARY

For this thesis it was carried out a research of the-state-of-the-art about deepwater well design, with the presence of salt sections. This thesis describes the events which originated at great salt layers, salt behavior in the Santos basin, Brazil. Risks while drilling, best practices, systems and performances are presented in this work about drilling wells with objectives in *pré-salt* reservoirs. They are presented described and execute assessment casing criteria for deepwater wells, applying design methodologies based on international standards for casing selection, especially emphasizing the salt creep and annular pressure build up considerations.

This thesis has been written using as main bibliographic sources: technical articles for the SPE (Society of Petroleum Engineers), (N-2752), standard design for deepwater wells, API recommended practice 96 "Deepwater well design and construction" and personal communication with Master of Engineering Alejandro Cortés Cortés.

This work is sustained on the fact that Mexico has started to explore possible hydrocarbon accumulations in formations below salt in the deepwater Gulf of Mexico. The objective of this thesis is to contribute to academia and industry, in the development of petroleum engineers, providing a thesis in the Spanish language, about the state of the art in deepwater well design, sustained it in the PETROBRAS (Petróleo Brasileiro, S. A.) experience about drilling wells with targets in *pré-salt* reservoirs.

INTRODUCCIÓN

La industria petrolera, a nivel mundial, ha extendido los trabajos de exploración y extracción de hidrocarburos a condiciones extremadamente complejas, ejemplo de ello es la perforación de pozos en aguas profundas (tirante de agua mayor a 500 m).

A inicios de los años dos mil, en busca de sustentabilidad energética, la compañía petrolera, PETROBRAS, comenzó la perforación de pozos en aguas profundas en busca de crudo. Fue en el año 2006, cuando PETROBRAS descubrió grandes acumulaciones de hidrocarburos en la Cuenca de Santos en yacimientos carbonatados sellados por debajo de grandes espesores de evaporitas (sal).

Si bien, en la década de 1980 y 1990, en otras zonas petroleras como el Golfo de México o Mar del Norte, ya se habían perforado cuerpos de sal alóctonos en busca de hidrocarburos, los descubrimientos registrados en Brasil tuvieron gran relevancia en la industria petrolera debido a que estos yacimientos son clasificados como súper gigantes, yacen por debajo de grandes espesores de sal autóctona a profundidades verticales mayores a 5 000 m y con tirantes de agua mayores a 2000 m. Otras localizaciones donde pueden encontrarse cuerpos salinos son las áreas marinas de: Angola, Canadá, Madagascar, México, Marruecos y Yemen.

Para este trabajo, es importante señalar que en la literatura de habla inglesa el termino *sal*, hace referencia al cloruro de sodio, halita. En esta tesis, el término *sal*, hace alusión al conjunto de sales denominado evaporitas.

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1. Ubicación de la Cuenca de Santos [Tomado de Beasley, 2010].....	2
Figura 1.2. Proceso de halocinesis [Modificado de Trusheim, 1960].....	3
Figura 1.3. Yacimientos de Post- Sal, Sub-Sal y Pré-Sal [Tomado de Beasley, 2010].....	4
Figura 1.4. Estratigrafía de la Cuenca de Santos. [Tomado de Chang <i>et al.</i> , 2008].....	7
Figura 1.5. Secuencia de depositación de la sal [Tomado de Bryan, 2012]....	10
Figura 1.6. Precipitación de las evaporitas [Hinojosa, 2016].....	12
Figura 1.7. Secuencia de evaporitas en la Cuenca de Santos [Tomado de Poiate, 2006]	13
Figura 1.8. Gradiente térmico típico en el Pré-sal de Brasil. [Modificado de Poiate <i>et al.</i> , 2006]	15
Figura 1.9. Registro de densidad y sónico para identificar evaporitas [Modificado de Santos y Toledo, 2009]	18
Figura 2.1. Diagrama de fase de los hidratos [Modificado de Collet, 2000]....	26
Figura 2.2. Conector del cabezal de alta presión H4. [Modificado por Akers, 2009].....	30
Figura 2.3. Formación de hidratos [Modificado de Akers, 2009; Trial Graphix, 2014].....	30
Figura 3.1. Zonas de pérdida de circulación o formaciones sobrepresionadas asociadas al movimiento de la sal [Modificado de Jackson, 1994]	34
Figura 3.2. Riesgos al perforar la sal [Tomado de Aburto et al., 2009]	41
Figura 4.1. Barrenas Híbridas. [Modificado de Hbaieb y Azar, 2013].....	48
Figura 4.2. Desempeño de las barrenas híbridas. [Modificado de Besson, 2001]	48
Figura 5.1. Estados mecánicos para pozos de Pré-sal	52
Figura 5.2. Estado mecánico típico de un pozo convencional.....	54

Figura 5.3. Estado mecánico típico de un pozo robusto.....	58
Figura 5.4. Cargas de diseño para los revestidores [Modificado de Tenaris, 2011)	61
Figura 5.5. Elipse de tensiones [Modificado de Aadnoy, 2010]	63
Figura 6.1. Gradiente de sobrecarga para diferentes tirantes de agua	79
Figura 6.2. Estado mecánico del pozo Pré-sal-1A.....	93
Figura 6.3. Perfiles de presión por colapso para la TR de 20".....	99
Figura 6.4. Perfiles de presión por estallido de la TR de 20"	107
Figura 6.5 Selección del grado de acero por estallido TR de 20"	108
Figura 6.6. Selección del grado de acero por colapso TR de 20".....	109
Figura 6.7. Diagrama de cuerpo libre TR de 20"	110
Figura 6.8. Cargas por tensión TR de 20"	113
Figura 6.9. Efectos biaxiales por estallido TR 20"	117
Figura 6.10. Efectos biaxiales por colapso TR 20"	118
Figura 6.11. Perfiles de presión por colapso del revestidor de 10 ³ / ₄ "	121
Figura 6.12. Perfiles de presión por estallido de la TR de 10 ³ / ₄ "	128
Figura 6.13. Selección del grado de acero por estallido TR de 10 ³ / ₄ "	129
Figura 6.14. Selección del grado de acero por colapso TR de 10 ³ / ₄ ".....	130
Figura 6.15. Diagrama de cuerpo libre TR de 10 ³ / ₄ ".....	131
Figura 6.16. Cargas por tensión TR de 10 ³ / ₄ "	133
Figura 6.17. Efectos biaxiales por estallido TR 10 ³ / ₄ "	136
Figura 6.18. Efectos biaxiales por colapso TR 10 ³ / ₄	137
Figura 6.19. Perfiles de presión por colapso del <i>liner</i> de 7"	141
Figura 6.20. Perfiles de presión por estallido del <i>liner</i> de 7"	144
Figura 6.21. Selección del grado de acero por estallido del <i>liner</i> de 7"	145
Figura 6.22. Selección del grado de acero por colapso del <i>liner</i> de 7".....	146
Figura 6.23. Diagrama de cuerpo libre del <i>liner</i> de 7"	147
Figura 6.24. Carga por tensión <i>liner</i> de 7".....	149
Figura 6.25. Estado mecánico del pozo Pré-sal-1A	150
Figura 6.26. Perfil de temperatura correspondiente al pozo Pré-sal – 1A	154

Figura 6.27. Selección del grado de acero por estallido de la TR de 10 3/4” debido a efectos termodinámicos	165
Figura 6.28. Selección del grado de acero por colapso de la TR de 10 3/4” debido a efectos termodinámicos	166
Figura 6.29. Selección del grado de acero por tensión de la TR de 10 3/4” debido a efectos termodinámicos	167
Figura 6.30. Efectos biaxiales por estallido asociados a efectos termodinámicos TR 10 3/4”.	168
Figura 6.31. Efectos biaxiales por colapso asociados efectos termodinámicos TR 10 3/4”.	169
Figura 6.32. Selección del grado de acero por estallido de la TR de 20” debido a efectos termodinámicos	171
Figura 6.33. Selección del grado de acero por tensión de la TR de 20” debido a efectos termodinámicos	172
Figura 6.34. Efectos biaxiales por estallido asociados a efectos termodinámicos TR 20”.	173
Figura 6.35. Efectos biaxiales por colapso asociados a efectos termodinámicos TR 20”.	174
Figura 6.36. Estado mecánico final del pozo Pré-sal-1A.....	175
Figura A.1. Elipse de tensión para la TR de 20”.....	177
Figura A.2. Elipse de tensión para la TR de 10 3/4”... ..	178
Figura B.1. Datos de entrada para la predicción del perfil de temperaturas del pozo Pré-sal-1A”.....	179
Figura B.2. Radios de las tuberías y conductividad térmica para la predicción del perfil de temperaturas del pozo Pré-sal-1A.	179
Figura B.3. Resultados de la predicción de la temperatura para el pozo Pré-sal-1A.....	180

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1.	Porcentaje de sales en las evaporitas	11
Tabla 1.2.	Registros eléctricos para identificar intervalos de evaporitas	16
Tabla 1.3.	Valores de rayos gamma, densidad, tiempo de tránsito y porosidad	17
Tabla 2.1.	Condiciones metoceánicas en Brasil, Golfo de México y Mar del Norte.....	20
Tabla 2.2.	Consecuencias debidas a la presencia de gas o flujo de agua hacia el pozo	22
Tabla 2.3.	Herramientas geofísicas usadas para determinar condiciones geológicas en el relieve marino y por debajo del lecho marino	23
Tabla 2.4.	Objetivos de un pozo piloto	24
Tabla 2.5.	Problemas asociados a la disociación de hidratos <i>in situ</i>	27
Tabla 2.6.	Prácticas adoptadas para mitigar riesgos mientras se perforan zonas de hidratos <i>in situ</i>	27
Tabla 2.7.	Formación de hidratos en los sistemas de perforación submarinos.....	28
Tabla 2.8.	Métodos para la disolución de los hidratos	29
Tabla 2.9.	Sistemas y desempeños para optimizar la sección de Post-sal	32
Tabla 3.1.	Riesgos al perforar la sal.....	33
Tabla 3.2.	Factores que afectan la fluencia de la sal	35
Tabla 3.3.	Evaporitas más comunes presentes en la Cuenca de Santos	36
Tabla 3.4.	Sistemas y desempeños para optimizar La perforación en la sección de sal	44
Tabla 4.1.	Sistemas para optimizar la perforación en la sección de pré-sal...	47
Tabla 4.2.	Sistemas a desarrollar en la sección de Pré-sal.....	49
Tabla 4.3.	Sistemas y barrenas usados para optimizar y perforar la sección de pré-sal	50

Tabla 5.1.	Parámetros para el diseño de pozos en aguas profundas	51
Tabla 5.2.	Etapas y objetivos para pozos con objetivos en yacimientos de Pré-sal	53
Tabla 5.3.	Técnicas para perforar y asentar la tubería conductora en aguas profundas	56
Tabla 5.4.	Ventajas al perforar un pozo robusto	60
Tabla 5.5.	Métodos para el diseño de revestidores.....	62
Tabla 5.6.	Factores de diseño para los revestidores.....	64
Tabla 5.7.	Consideraciones para el diseño y asentamiento de la tubería conductora	65
Tabla 5.8.	Escenarios de diseño por estallido para el revestidor superficial e intermedio	67
Tabla 5.9.	Escenarios de diseño por colapso para el revestidor superficial e intermedio	69
Tabla 5.10.	Escenarios de diseño por estallido para el revestidor de producción.....	71
Tabla 5.11.	Escenarios de diseño por colapso para el revestidor de producción.....	72
Tabla 5.12.	Consideraciones de diseño para los revestidores en zonas de sal.....	73
Tabla 6.1.	Factores que influyen en el asentamiento de los revestidores.....	81
Tabla 6.2.	Datos de asentamiento pozo Pré-sal-1A.....	85
Tabla 6.3.	Valores de tolerancia al influjo para el pozo Pré-sal-1A	91
Tabla 6.4.	Parámetros para el diseño de la TR de 20”.....	94
Tabla 6.5.	Efectos de la tensión sobre el estallido y colapso	114
Tabla 6.6.	Parámetros para el diseño del revestidor de 10¾”	119
Tabla 6.7.	Parámetros para el diseño del <i>liner</i> de 7”	138
Tabla 6.8.	Profundidades de asentamiento, diámetros de revestidores y densidad del fluido correspondiente al pozo Pré-sal-1A.....	151
Tabla 6.9.	Propiedades térmicas del fluido de perforación.....	155

CONTENIDO

RESUMEN	III
SUMMARY	V
INTRODUCCIÓN	VII
ÍNDICE DE FIGURAS	IX
ÍNDICE DE TABLAS	XIII
CONTENIDO	XV
CAPÍTULO 1. EL <i>PLAY</i> DE <i>PRÉ-SAL</i> EN BRASIL.....	1
1.1. Yacimientos de <i>Pré-sal</i>	1
1.2. Estratigrafía de la Cuenca de Santos	4
1.3. Depositación de las evaporitas en la Cuenca de Santos	8
1.4. Precipitación y secuencia de las evaporitas	10
1.5. Características de la sal	14
1.6. Identificación de las evaporitas mediante registros eléctricos	16
CAPÍTULO 2. SECCIÓN DE POST-SAL	19
2.1. Riesgos al perforar la sección de Post-sal	19
2.1.1. Condiciones metaoceánicas	20
2.1.2. Condiciones de relieve marino	21
2.1.3. Flujo de aguas someras-gas somero y/o superficial	21
2.1.4. Hidratos de metano <i>in situ</i>	26
2.1.5. Formación de hidratos en los sistemas submarinos de perforación	28
2.2. Sistemas y desempeños	31
CAPÍTULO 3. SECCIÓN DE SAL	33
3.1. Riesgos al perforar la sección de sal	33
3.1.1. Entrada a la sal	33
3.1.1.1. Zonas de pérdidas de circulación o zonas de presión anormal	34
3.1.2. Perforación del interior de la sal	35
3.1.2.1. Fluencia de la sal	35
3.1.2.2. Disolución de la sal	40
3.1.2.3. Incrustaciones de arenas y lutitas	42
3.1.2.4. Intercalaciones de evaporitas	42
3.1.3. Salida de la sal	43
3.2. Sistemas y desempeños	43
CAPÍTULO 4. SECCIÓN DE <i>PRÉ-SAL</i>	45

4.1.	Riesgos al perforar la sección de <i>Pré-sal</i>	45
4.1.1.	Pérdidas de circulación	45
4.1.2.	Incrustaciones de silicatos y formaciones abrasivas	46
4.2.	Sistemas y desempeños de perforación	47
CAPÍTULO 5. ARQUITECTURA DE POZOS		51
5.1.	Estados mecánicos	52
5.1.1.	Pozo convencional	54
5.1.2.	Pozo robusto.....	58
5.2.	Consideraciones de diseño para tuberías de revestimiento	61
5.2.1.	Tubería conductora	64
5.2.2.	Tubería superficial e intermedia.....	65
5.2.3.	Tubería de explotación	70
5.2.4.	Diseño de revestidores en zonas de sal	73
5.2.5.	Incremento de la presión debido a la expansión térmica de los fluidos atrapados en los anulares	73
CAPÍTULO 6. DISEÑO DEL POZO		77
6.1.	Geopresiones	77
6.1.1.	Gradiente de sobrecarga	77
6.1.2.	Presión de poro	77
6.1.3.	Presión de fractura	78
6.1.4.	Influencia del tirante de agua en el gradiente de sobrecarga	78
6.1.5.	Influencia de las evaporitas en las geopresiones	79
6.2.	Asentamiento de tuberías de revestimiento	81
6.2.1.	Criterios para determinar la densidad del fluido de control	81
6.2.2.	Evaluación de las profundidades de asentamiento.....	84
6.2.2.1.	Margen de seguridad del <i>riser</i>	84
6.2.2.2.	Tolerancia al influjo	87
6.3.	Diseño de tuberías de revestimiento	92
6.3.1.	Diseño de la tubería de revestimiento superficial de 20"	94
6.3.2.	Diseño de la tubería de revestimiento intermedia de 10 3/4"	119
6.3.3.	Diseño del <i>liner</i> de explotación de 7"	138
6.4.	Diseño de tuberías de revestimiento por incremento de la presión debido a la expansión térmica de los fluidos confinados en los anulares	149
6.4.1.	Incremento de la presión en el anular A	158
6.4.2.	Incremento de la presión en el anular B	161
6.4.3.	Efectos termodinámicos sobre el diseño del revestidor de 10 3/4"	164
6.2.2.	Efectos termodinámicos sobre el diseño del revestidor de 20" ...	170
APÉNDICE A		177
APÉNDICE B		179
CONCLUSIONES		181

RECOMENDACIONES	193
REFERENCIAS.....	195

CAPÍTULO 1. EL PLAY DE PRÉ-SAL EN BRASIL

El objetivo del Capítulo 1 es: definir un yacimiento de *Pré-sal*, así como, mencionar las principales características y propiedades de las evaporitas.

1.1. Yacimientos de Pré-sal

Según Beltrão *et al.* (2009), el término Pré-sal surge en el año 2006 a raíz de los descubrimientos de hidrocarburos en las aguas profundas de Brasil, particularmente, con el descubrimiento del Campo petrolero Tupí en la Cuenca de Santos, Brasil [1].

De acuerdo con Parshall (2010), el campo petrolero Tupí se encuentra ubicado en el Bloque BM-S-11 de la Cuenca de Santos. El pozo 1-RJS-628A descubrió una zona productora cuando fue perforado hasta una profundidad total verdadera por sus siglas en inglés TVD (True Vertical Depth) de 4 895 m, con un tirante de agua de 2 126 m por debajo de una capa de sal de gran espesor, estos espesores de sal pueden tener hasta 2 000 m [2].

Según la Administración de Información de Energía de EUA, se ha confirmado en este campo, un volumen de petróleo recuperable de 6 500 mmbpce, clasificándose como un yacimiento súper gigante, lo cual atrajo la atención mundial hacia el play presalino de Brasil [3].

En la figura 1.1, se muestra la localización de la Cuenca de Santos ubicada a 250 km de Río de Janeiro.

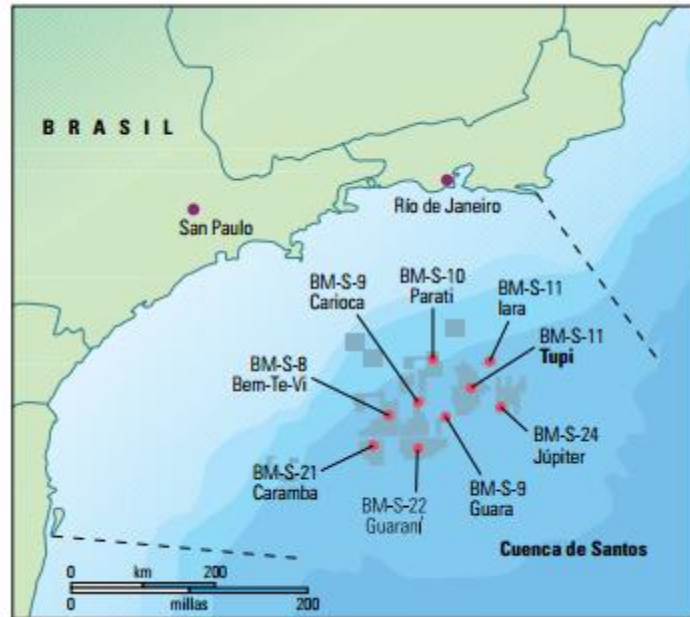


FIGURA 1.1. Ubicación de la Cuenca de Santos. [Tomado de Beasley, 2010].

De acuerdo con Beasley *et al.* (2010), los cuerpos salinos pueden estar formados por sal autóctona y sal alóctona. La sal autóctona es aquella que se depositó por evaporación de agua de mar y que permanece en su nivel estratigráfico original, (sal madre). La sal alóctona tiende a desprenderse de la cama de la sal autóctona y levantarse a través de las capas suprayacentes para formar cuerpos salinos alóctonos [4].

Como se muestra en la figura 1.2.a, podemos observar una cama de sal autóctona (amarillo) conforme las capas de sedimentos se depositan por encima de la sal autóctona, estas comienzan a compactarse, al igualarse las densidades tanto del cuerpo salino, como la de los estratos suprayacentes, la sal comienza a fluir como se muestra en la figura 1.2.b. Si los estratos ofrecen poca resistencia al desplazamiento de la sal, esta se eleva y se forman los cuerpos de sal alóctona, ver figura 1.2.c, a este proceso se le denomina halocinesis (Jackson, Vendeville y Schultz-Ela, 1994 y Halbouty, 1979) [66] [68].

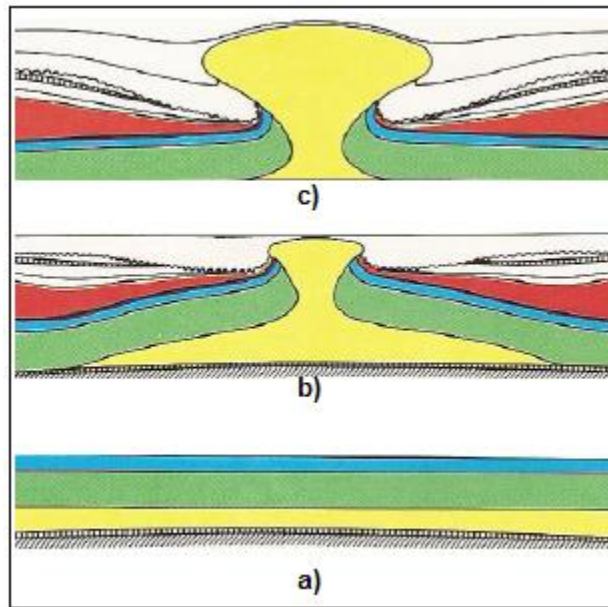


FIGURA 1.2. Proceso de halocinesis [Modificado de Trusheim, 1960].

Para identificar con mayor facilidad los yacimientos en aguas profundas que se encuentran en presencia de cuerpos salinos, se han utilizado tres términos: 1) Post-sal. 2) Sub-sal. 3) Pré-sal [4].

En la figura 1.3, se ilustran estos tres yacimientos [4].

1) Los yacimientos post-salinos se han definido como aquellas acumulaciones de hidrocarburos que se encuentran por encima de un cuerpo salino.

2) Los yacimientos subsalinos son aquellos que se encuentran por debajo de la sal alóctona.

3) Los yacimientos de Pré-sal o pre-salinos son aquellos que yacen por debajo de la sal autóctona.

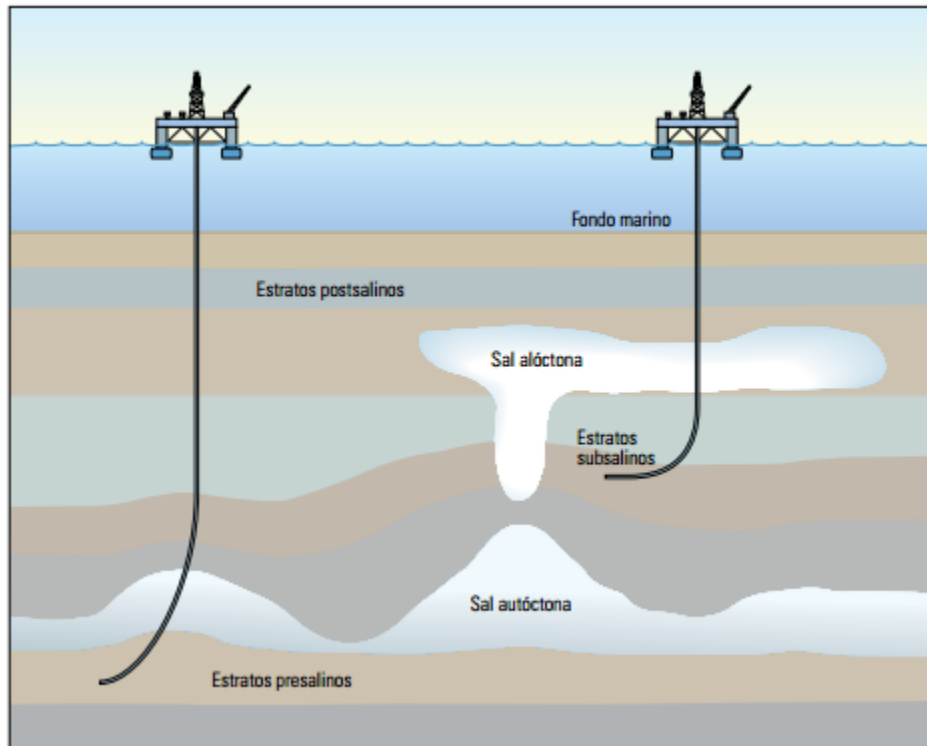


FIGURA 1.3. Yacimientos de Post- Sal, Sub-Sal y Pré-Sal. [Tomado de Beasley, 2010].

1.2. Estratigrafía de la Cuenca de Santos

Para verificar los horizontes estratigráficos de la Cuenca de Santos, en la figura 1.4, se muestra la carta estratigráfica de esta cuenca, la cual se describe de forma breve a continuación.

En la figura.1.4, sección H0, de acuerdo con la publicación de Chang, *et al.* (2008), observamos, por debajo de los depósitos sedimentarios, basalto producto del vulcanismo que se tenía en el Cretácico Inferior [6].

En la sección (H0-H0.1), se depositaron rocas con alto contenido en materia orgánica, dominando las lutitas y en menor proporción las areniscas. Por encima

de este intervalo, se depositaron carbonatos como consecuencia de las condiciones lacustres del Aptiano, sección (H0.1-H0) [6] [7].

En la sección (H1-H2), se observa la secuencia de evaporitas. Por arriba de las evaporitas, sección (H2-H3), se depositaron siliciclastos y hacia las partes más profundas de la cuenca los carbonatos [6].

Para la sección (H3-H4), de acuerdo con las publicaciones realizadas por Vivers y Azevedo (1988) y Pereira (1994), correspondiente al Albiano Superior, tenemos lutitas y carbonatos en la parte más profunda de la cuenca [8].

Según Chang (1990), esta sección (H3-H4), se caracteriza por la presencia de margas y areniscas en la zona somera de la cuenca, la plataforma carbonatada sufre subsidencia poniendo fin a la depositación de carbonatos y las areniscas continúan depositándose hasta el inicio del Cenomaniano [9]. Según Chang (2008), del Albiano Superior al Turoniano se tienen cuerpos salinos alóctonos, por lo tanto, se pueden encontrar yacimientos en los carbonatos del Albiano inferior [6]. La sección H5 no se muestra en este trabajo.

Para la sección (H4-H6], podemos ver dos niveles de lutitas ricas en materia orgánica, terminando en el Senoniano Superior. Las arenas turbidíticas del Senoniano se depositaron en bajos estructurales generados por el ascenso de diapiros de sal [6].

De acuerdo con Pereira *et al.* (1986); Pereira y Macedo (1990); Macedo (1990), ANP (2003) y Módica y Brush (2004), en el inicio del Campaniano, sección (H6-H7.2), se originó un magno evento que está relacionado con el surgimiento de la Sierra de Mar, en esta misma sección las condiciones de abanicos aluviales, ríos y depósitos costeros, interactuando con los sistemas marinos, dieron como resultado la depositación de las areniscas, principalmente [11] [12] [13] [14]. Estas áreas son importantes yacimientos de la época, Pereira *et al.* (1986) [10].

El inicio del Terciario, sección (H 7.2), está marcado por una discordancia [6].

En el Eoceno se instaló un sistema de cuñas, dando origen a la formación de yacimientos turbidíticos en la base de estas cuñas. La sección del Terciario Medio está marcada por dos discordancias [6]:

- 1) Oligoceno Inferior-Oligoceno Medio
- 2) Oligoceno Medio-Mioceno Medio

En general, la sección terciaria de esta cuenca está formada por deltas en forma de abanicos, formándose carbonatos y areniscas en la plataforma continental, continuando con depósitos de talud, en su mayoría lutitas [6].

1.3. Depositación de las evaporitas en la Cuenca de Santos

De acuerdo a los autores Bryant *et al.* (2012), para generar un depósito salino estratificado de gran espesor se requieren tres condiciones [7]:

- 1) Una cuenca de, aproximadamente, 1 500 m (4 900 pies) de profundidad.
- 2) Un aporte continuo de agua del océano cargada con minerales.
- 3) Cambio de climas de cálidos a áridos.

La figura 1.5 muestra la secuencia de depositación de las evaporitas (sal), la cual se describe de forma breve a continuación [7]:

- 1) Durante la fase de hundimiento inicial, se forman los lagos de agua dulce en el margen continental en expansión. (El océano en desarrollo se encuentra a la izquierda de cada panel).
- 2) El nivel del océano se reduce y los lagos se profundizan conforme los márgenes continentales en expansión disminuyen su espesor y se hunden. La barrera que separa el océano de los lagos incrementa su relieve con respecto al fondo del lago.
- 3) El nivel del mar se eleva y el agua del océano se desborda sobre la barrera y se mezcla con el agua de los lagos (aproximadamente 123 millones de años).
- 4) En el Aptiano Inferior, el nivel del océano se reduce en 50 m (80 pies) y aísla las aguas de las cuencas de las aguas del océano abierto.
- 5) La tasa de evaporación de las cuencas es más alta que la tasa de flujo del agua proveniente de: ríos, precipitaciones pluviales y de los manantiales de

agua del océano que emanan de la barrera con filtraciones; dichas filtraciones son el resultado de la presencia de fracturas y fisuras.

- 6) El nivel del agua de la cuenca disminuye y la salinidad del agua aumenta gradualmente hasta que el nivel de salinidad de la salmuera alcanza la concentración de saturación del componente menos soluble de la salmuera, que comienza a depositarse como un mineral de sal (blanco).

Durante la depositación de la sal, se forman capas de sal a medida que se modifica la química de la salmuera. La salinidad y las concentraciones de saturación dependen del equilibrio hídrico climático de las cuencas y del ingreso de agua del mar en estas, a través de la barrera con filtraciones.

La precipitación de minerales de sal comienza con el componente químico menos soluble de la salmuera; este componente se precipita hasta que se agota. Los componentes más solubles se precipitan, posteriormente. De esta manera, las capas de sal se acumulan gradualmente y rellenan las cuencas para formar secuencias salinas estratificadas de gran espesor.

- 7) El último episodio de depositación de la sal es indicado por la presencia de una salmuera terminal (púrpura) de alta salinidad, supersaturada con el componente menos soluble en ese momento.
- 8) Finalmente, el nivel del océano se eleva lo suficiente como para inundar los márgenes continentales; las condiciones del mar abierto se restablecen por encima de las cuencas salinas y detienen la depositación de la sal [10].

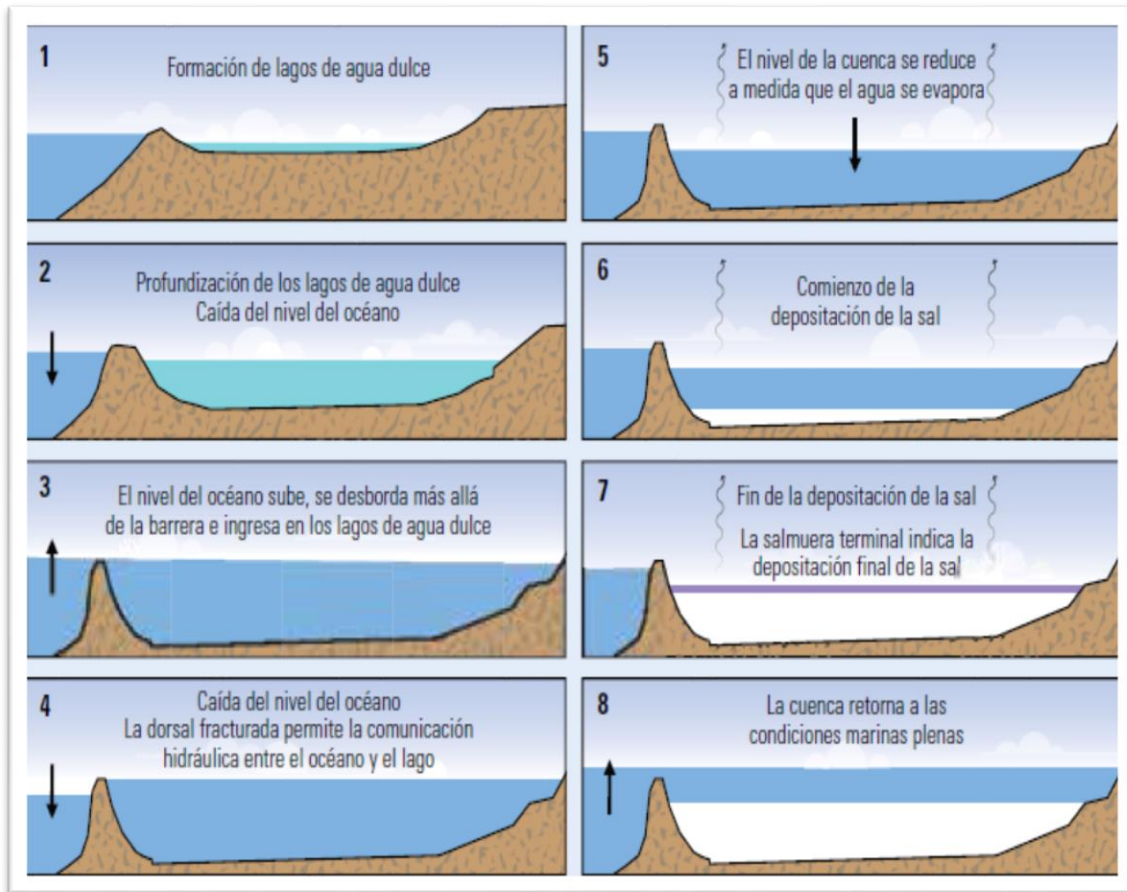


FIGURA 1.5. Secuencia de deposición de la sal. [Tomado de Bryant, 2012]

1.4. Precipitación y secuencia de las evaporitas

Las evaporitas son rocas sedimentarias de precipitación química que, se forman por cristalización de sales disueltas en lagos y mares. Las evaporitas están principalmente formadas por cloruros (Cl), sulfatos (SO₄) y carbonatos (CO₃) (Bjorlykke, 2010) [16].

En la tabla 1.1, se puede ver que los cloruros predominan en casi el 90 % y tienen un 77.76 % de halita (NaCl), los sulfatos abundan en un 10% y la presencia de carbonatos es menor al 1 % [16].

TABLA 1.1. Porcentaje de sales en las evaporitas			
Tipo de sal	Fórmula química	Peso %	ppm
Cloruro de sodio	NaCl	77.76	27 213
Cloruro de magnesio	MgCl ₂	10.88	3807
Sulfato de magnesio	MgSO ₄	4.74	1658
Sulfato de calcio	CaSO ₄	3.60	1260
Sulfato de potasio	K ₂ SO ₄	2.46	863
Carbonato de calcio	CaCO ₃	0.35	123
Bromuro de magnesio	MgBr ₂	0.22	76

De acuerdo con Usiglio (1849), a continuación, se describe, de forma breve, la secuencia de precipitación de las evaporitas, como se muestra en la figura 1.6 [17]:

- Se tiene un volumen del 100% de agua, figura 1.6.a. Cuando la concentración de agua de mar se reduce en un 50%, pequeñas cantidades de óxido de hierro y carbonatos; principalmente, calcita y dolomita se precipitan, como se observa en la figura 1.6.b.
- Cuando el volumen original se reduce a un 20%, comienza la precipitación de sulfatos, comúnmente, yeso y anhidrita, como se observa en la figura 1.6.c.
- Cuando se llega cerca del 10% del volumen original, se precipitan cloruros en su mayoría halita como se observa en la figura 1.6.d [13].
- Finalmente, en la figura 1.6.e, se muestra ya solo el 4% del volumen original que, de acuerdo con Bryant *et al.* (2012), los niveles de salinidad del agua pueden incrementarse, aún más, hasta alcanzar el punto de saturación en el que las sales complejas comienzan a precipitarse. Estas sales complejas son las evaporitas

ricas en contenido de potasio, calcio y magnesio, tales como, la silvita, carnalita y taquihidrita.

En la literatura de habla inglesa, a estas sales complejas se les denomina *squeezing salts*, debido a su alta tasa de movilidad. La precipitación de sales complejas necesita un clima, extremadamente árido [7].

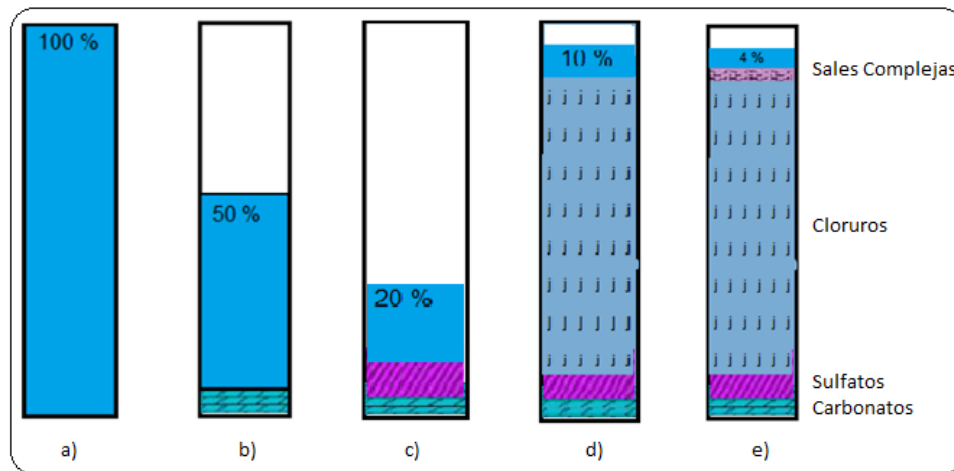


FIGURA 1.6. Precipitación de las evaporitas [Hinojosa, 2016].

De acuerdo con Folsta *et al.* (2011), en el Pré-sal brasileño las sales más comunes son halita (NaCl), anhidrita (CaSO_4), carnalita ($\text{KMgCl}_3 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$) y taquihidrita ($2\text{MgCl}_2 \cdot 12\text{H}_2\text{O}$) [18].

Según Poiate *et al.* (2006), en la figura 1.7, se ilustra la secuencia de evaporitas típica al perforar un pozo de Pré-sal, en la Cuenca de Santos. Se observa que en la base de las evaporitas, existe presencia de anhidrita (azul), por encima de este sulfato, halita (verde) y, por encima de este cloruro, anhidrita (azul) [20].

Según Montaron y Tapponnier (2009), esta secuencia de sulfatos, cloruros y, nuevamente, sulfatos es debida a que el clima se vuelve más húmedo, el incremento de la admisión de agua dulce proveniente de ríos y lluvias reduce la

salinidad lo suficiente como para detener la precipitación de halita y, así, comenzarán a precipitarse, nuevamente, los sulfatos, en este caso anhidrita (azul) [19].

La salinidad se incrementó de nuevo hasta el punto de la precipitación de la halita; esta es la secuencia estratificada que se observa en los 600 m inferiores de las evaporitas en la Cuenca de Santos. La tasa de precipitación de halita fue de 2 a 3 cm por año y pueden haberse requerido entre 20 000 y 30 000 años para la depositación de los primeros 600 m de evaporitas en la Cuenca de Santos [19].

Por encima de este último nivel de halita, existen, al menos, nueve ciclos de precipitación de diferentes sales; estos ciclos contiene sales complejas, específicamente, taquihidrita (naranja). Finalmente, en la cima de la secuencia de evaporitas, se tiene la presencia de anhidrita [20].

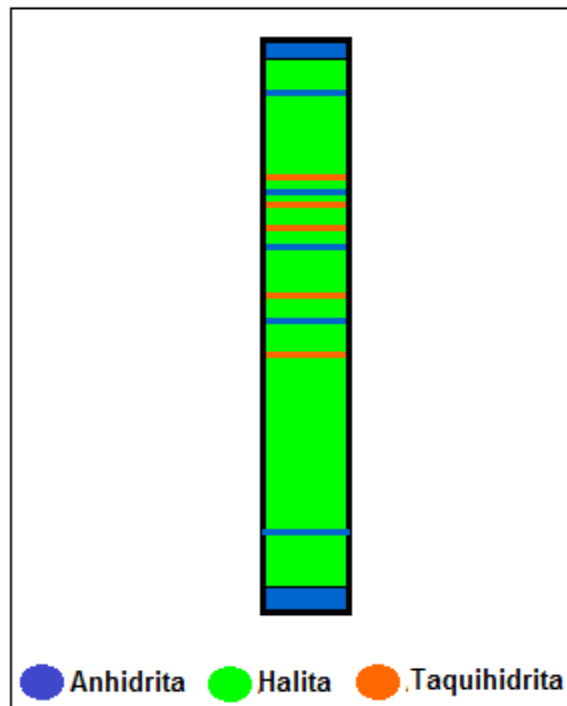


FIGURA 1.7. Secuencia de evaporitas en la Cuenca de Santos
[Tomado de Poiate *et al.*, 2006].

Con la apertura definitiva del Atlántico Sur, se interrumpió la depositación de evaporitas, dando lugar a los sedimentos post-salinos, los cuales se vieron afectados por el fenómeno de halocinesis en el que la sal fluye y se deforma, creando, hoy, lo que se ha denominado: Post-sal, Sub-sal y Pré-sal [7].

1.5. Características de la sal

A continuación, se mencionan las principales características de las evaporitas que se presentan al perforar los cuerpos salinos.

Una de las principales características al perforar cuerpos salinos es: el comportamiento plástico de estos, es decir, la capacidad de la sal a deformarse, esta deformación se traduce en la movilidad de la sal [5] [20] [25].

De acuerdo con Fossum y Fredrich (2002), la velocidad a la cual la sal fluye, está en función de la profundidad, temperatura, composición mineralógica, contenido de agua, presencia de impurezas (arcillas) y de los diferentes esfuerzos a los que esté sometido el cuerpo salino, a este comportamiento se le denomina fluencia o por su término en inglés *creep* [21]. Según Unger (1986), se han registrado velocidades de fluencia de 2.54 cm/h [22].

Según Muecke y Kiji (1993), las sales con contenido de agua, potasio y magnesio, tales como, bischofita, carnalita, kieserita, silvita y taquihidrita son las más movibles, estas sales son denominadas sales escurridizas, por su término en inglés, *squeezing salts*. La halita tiene una menor tendencia al flujo, siendo la anhidrita la menos movible de todas las sales. Los carbonatos como calcita y dolomita, prácticamente, no fluyen [23].

Los mecanismos de deformación de la sal actúan en rangos de 20 °C a 200 °C, con presiones de confinamiento relativamente bajas, del orden de 145 lb/pg² y esfuerzos desviadores mayores a 2 175 lb/pg² (Cristescu 1998; Cristescu y

Hunsche 1998; Peach *et al.* 2001 y Peach and Spiers 1996, citados por Littke, Bayer, Gajewski y Nelskamp, 2008) [24].

La halita en rangos de temperatura de 100 °C a 200 °C, puede deformarse incluso a presiones de confinamiento menores a 1 450 lb/pg² (Urai, Schlöder, Spiers y Kukla, 2008, citados por Littke, Bayer, Gajewski y Nelskamp, 2008) [24].

En el campo petrolero Tupí, la temperatura de la capa de sal no excede los 64°C, esta temperatura es relativamente baja respecto a otras localizaciones de Pré-sal [20].

En un estudio realizado por Poiate (2006), en la Cuenca de Santos, se obtuvo un gradiente térmico como se muestra en la figura 1.8, obteniéndose como resultados una temperatura de aproximadamente 48°C en la cima y en la base de 61°C, dando una variación de 13°C en casi 2 000 m de evaporitas [20].

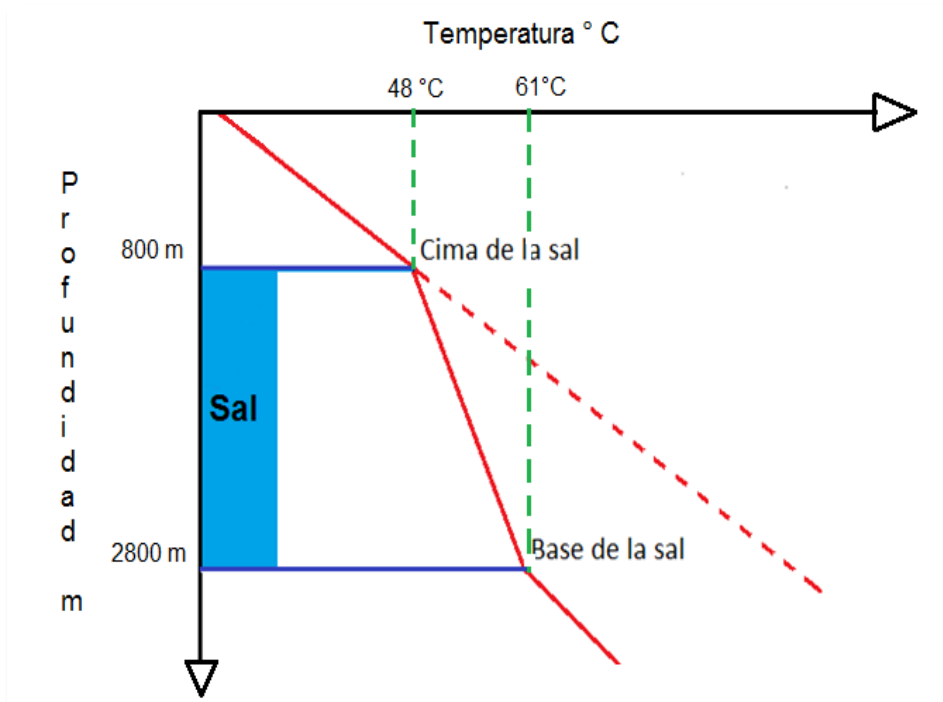


FIGURA 1.8. Gradiente térmico típico en el Pré-sal de Brasil
[Modificado de Poiate *et al.*, 2006].

1.6. Identificación de las evaporitas mediante registros eléctricos

La combinación de registros eléctricos, tales como, rayos gamma, neutrón, sónico, densidad y caliper permiten identificar los intervalos de la sal. En la tabla 1.2, se muestran los principales registros eléctricos, así como, una pequeña descripción del principio de medición de cada uno de estos [25].

TABLA 1.2. Registros eléctricos empleados para identificar intervalos de sal		
Registro	Principio de medición	Unidad de medición
Densidad (ρ_b)	Denota la densidad de la formación, en función del número de electrones por centímetro cúbico de la formación	gr/cm ³
Sónico (Δ_t)	Este registro representa el tiempo en microsegundos requerido para que una onda compresional viaje a través de un pie de formación	μ s/pie
Neutrón (θ_N)	Responde a la interacción entre el neutrón emitido por la herramienta y la formación, en función de la cantidad de hidrógeno	%
Resistividad (R_t)	Responde a la propiedad de la formación de oponerse al flujo de la corriente eléctrica	Ohm/m
Rayos Gamma(γ -ray)	Mide la radioactividad de la formación, principalmente, en función del contenido de potasio (K), torio (Th) y uranio (U)	API
Caliper	Mide el aumento en el diámetro del agujero, en el caso de las evaporitas es causado por la disolución	pg

La tabla 1.3 muestra los valores de radioactividad, densidad, tiempo de tránsito y porosidad de las principales evaporitas, minerales y rocas sedimentarias [24] [25]. Para las evaporitas, se destacan los valores de densidad de 2.04 y 2.98 gr/cm³

para la halita y anhidrita, respectivamente. Por su alta movilidad, se destacan: taquihidrita, carnalita, bischofita y con una menor movilidad la halita [20]. El signo negativo en los valores de porosidad no tiene interpretación física, este signo es debido a que el registro se calibra con calizas saturadas de agua.

TABLA 1.3. Valores de rayos gamma, densidad, tiempo de tránsito y porosidad

	Fórmula química	Rayos gama API	Densidad gr/cm ³	Tiempo de tránsito µs/pie	Porosidad %	Fluencia de la sal
Evaporitas						
Cloruros						
Bischofita	MgCl ₂ 6H ₂ O	0	1.54	100	60+	alto
Carnalita	KMgCl ₃ 6H ₂ O	220	1.57	78	65	alto
Silvita	KCl	500	1.86	74	-3	alto
Halita	NaCl	0	2.04	67	-3	medio
Taquihidrita	Mg ₂ CaCl ₆ 12H ₂ O	-----	-----	-----	-----	alto
Sulfatos						
Kainita	MgSO ₄ KCl 3H ₂ O	245	2.12	-----	45	nulo
Yeso	CaSO ₄ 2H ₂ O	0	2.35	52	60+	nulo
Kieserita	MgSO ₄ H ₂ O	0	2.59	-----	38	bajo
Polihalita	K, Mg, CaSO ₄ H ₂ O	180	2.79	57	15	nulo
Langbeinita	K ₂ SO ₄ 2MgS ₄	275	2.82	52	0	nulo
Anhidrita	CaSO ₄	0	2.98	50	-2	nulo
Epsomita	MgSO ₄ 7H ₂ O	0	1.71	-----	60+	bajo
Carbonatos						
Calcita	CaCO ₃	0	2.71	49	-1	nulo
Dolomita	CaCO ₃ MgCO ₃	0	2.87	44	1	nulo
Minerales (θ=0)						
Calcita	CaCO ₃	0	2.710	47.5	0	
Dolomita	CaMg(CO ₃) ₂	0	2.876	43.5	4	
Cuarzo	SiO ₂	0	2.648	51.5	-4	
Rocas Sedimentarias(θ=10)						
Calizas		5-10	2.54	62	10	
Dolomitas		10-20	2.683	58	13.5	
Areniscas		10-30	2.485	65.3	3	
Lutitas		80-140	2.2-2.75	70-150	25-60	

En la figura 1.9, se muestra una sección de evaporitas de dos mil metros de espesor; se observa que en la cima y en la base de la sección se tiene presencia de anhidrita; y, aproximadamente, a 3 600 m y 4 600 m se tiene una incrustación de anhidrita y carnalita, respectivamente. En esta misma figura, se muestra el bosquejo de un registro de densidad, en el cual se observa que en las incrustaciones de anhidrita se registran valores de 2.98 g/cm^3 , mientras que en las secciones de halita se registran valores de 2.04 g/cm^3 y para la incrustación de carnalita se registran valores de 1.57 g/cm^3 . En el registro sísmico se observan valores de 50, 67 y $78 \text{ }\mu\text{s/pie}$ para anhidrita, halita y carnalita, respectivamente [25].

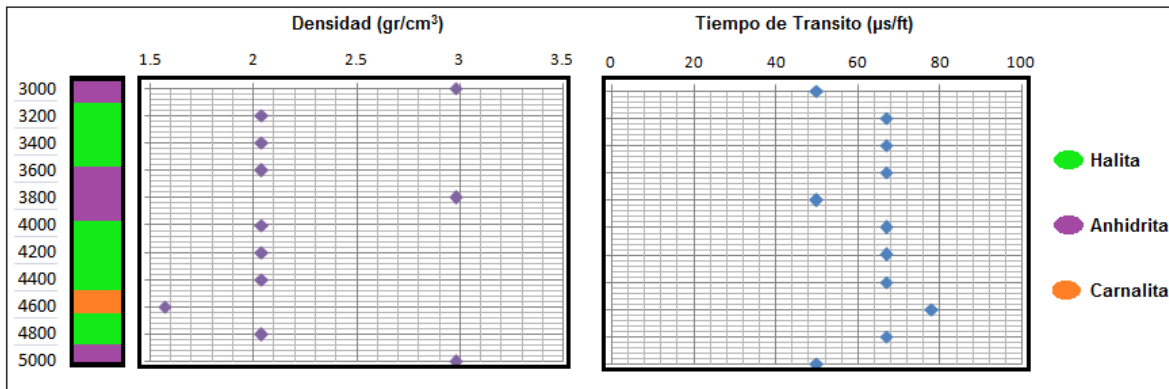


FIGURA 1.9. Registro de densidad y sísmico para identificar evaporitas [Modificado de Santos y Toledo, 2009]

CAPÍTULO 2. SECCIÓN DE POST-SAL

El objetivo del Capítulo 2 es: describir los riesgos al perforar la sección de Post-sal, además de, mencionar los sistemas y desempeños para optimizar la perforación de esta sección.

2.1. Riesgos al perforar la sección de Post-sal

Durante la fase inicial de un pozo en aguas profundas, las operaciones son realizadas sin el uso del *riser* (tubo ascendente o carrete de retorno de fluidos), a esta técnica se le denomina perforación sin carrete de retorno de fluidos por el término en inglés *Riserless* [50].

Lo anterior, quiere decir que las operaciones son realizadas a través de la columna de agua de mar sin la protección del tubo ascendente que permite el retorno de los fluidos; de esta manera, todos los elementos corridos a través de la columna de agua, revestidores, cabezales, sartas de perforación, conexiones y otros elementos están sometidos y diseñados para soportar corrientes marinas y otras condiciones metaoceánicas [25] [28] [50].

API 17-D proporciona los criterios de diseño para los equipos submarinos de cabeza de pozo.

Para la sección de Post-sal, de acuerdo con API RP-96 (2013), los principales riesgos y condiciones inherentes al perforar un pozo en aguas profundas son [28]:

- 1) Condiciones metaoceánicas
- 2) Condiciones de relieve marino
- 3) Flujo de aguas someras y gas superficial
- 4) Hidratos de metano *in situ*
- 5) Formación de hidratos en los sistemas submarinos de perforación

2.1.1. Condiciones metaoceánicas

Las condiciones metaoceánicas son características meteorológicas y condiciones oceanográficas que influyen en el diseño y selección del equipo y sistemas submarinos de perforación [25].

Según Aird (s.f), las principales condiciones metaoceánicas en las aguas profundas de Brasil son [53]:

- 1) Vientos de hasta 126 km/h
- 2) Altura de las olas de entre 7 m y 15 m
- 3) Corrientes marinas de 7 km/h en superficie a 2 km/h en el lecho marino
- 4) Temperatura de 30 °C en superficie a 4 °C en el lecho marino

En la tabla 2.1, se presenta un comparativo de las condiciones metaoceánicas entre las aguas profundas de Brasil, Golfo de México y Mar del Norte, las mediciones fueron realizadas en tirantes de agua de 2 000 m para las primeras dos localizaciones y 1 000 m para el Mar del Norte [53].

TABLA 2.1. Condiciones metoceanicas en Brasil, Golfo de México y Mar del Norte			
Parámetro	Brasil	Golfo de México	Mar del Norte
Viento (km/h)	126	145	130
Altura del oleaje (m)	7 a 15	12 a 23	16 a 32
Corrientes en superficie (km/h)	7	11	7
Corrientes en lecho marino (km/h)	2	2	2
Temperatura en superficie (°C)	30	30	14
Temperatura en lecho marino (°C)	4	4	2

2.1.2. Condiciones de relieve marino

Las condiciones de relieve marino son características geológicas e hidrológicas presentes en el suelo marino, estas condiciones pueden influir en la selección del sitio a perforar [25]. De acuerdo con Santos y Toledo (2009), los principales riesgos asociados a las condiciones del relieve marino son:

- 1) Actividad sísmica
- 2) Derrumbes
- 3) Gas somero
- 4) Flujo de sedimentos
- 5) Pendientes asociadas a fallas
- 6) Volcanes de lodo

2.1.3. Flujo de aguas someras - gas somero y/o superficial

El flujo de agua somera o por su término en inglés SWF (Shallow Water Flow), según Cameron (2005), se define como flujo de agua que es debido a arenas sobrepresionadas con profundidades promedio de entre 30 a 80 m por debajo del lecho marino, es decir, mientras se perfora y cementa la tubería conductora [54].

Según Adams y Kuhlman (1991), el riesgo debido al gas somero y/o superficial, se define como el flujo de bolsas de gas contenidas en arenas sobrepresionadas con profundidades promedio de 30 m por debajo del lecho marino hasta la profundidad de asentamiento de la tubería superficial, alrededor de 1 000 m debajo de lecho marino [25] [55].

Estos influjos están en función de:

- 1) Presiones anormales
- 2) Espesor de la arena
- 3) Volumen de fluidos contenidos en la arena

4) Alta permeabilidad de la formación

El principal factor que da lugar a estas arenas sobrepresionadas es; el de las arenas que se depositaron por debajo de una capa impermeable de arcilla, la cual actuó como sello, impidiendo el flujo de fluidos, sobrepresionando, así, a esta arena [7]. En la tabla 2.2, de acuerdo con Cameron (2005;) Adams y Kuhlman (1991) y Roller (2003), se mencionan algunas consecuencias debidas a la presencia de gas o flujo de agua hacia el pozo [54] [55] [56].

TABLA 2.2. Consecuencias debidas a la presencia de gas superficial o flujo de agua somero hacia el pozo
Formación de cráteres en el lecho marino
Erosión de la formación
Ensanchamiento del agujero
Problemas en los trabajos de cementación
Colapso del revestidor
Formación de hidratos
Pérdida del agujero

La presión de poro en arenas someras sobrepresionadas tiene valores entre 8.6 a 9.5 lb/gal, la presión de fractura valores de 10 o 12 lb/gal, por lo que, este margen tan estrecho dificulta el control del pozo [54]. En la industria es común que los gradientes de presión sean expresados en unidades de densidad, como lb/gal o gr/cm³, para que sea posible una comparación directa con la densidad del fluido de perforación. En este caso, el gradiente de presión es llamado: *peso de fluido equivalente*, *densidad equivalente* o simplemente *peso del fluido* [25].

Se han documentado densidades de control del orden de 10.5 a 14.5 lb/gal. Estas operaciones requieren grandes volúmenes de fluido de control, del orden de 25 000 barriles, aunque, se ha documentado un caso histórico en el Golfo de México de 65 000 barriles de 10.5 lb/gal. Por tal motivo, el equipo de perforación deberá tener gran capacidad de almacenamiento y el adecuado sistema de bombeo [54] [55] [56].

Según Collett, Lewis y Uchida (2000), la solución correcta a los problemas de control de pozos relacionados con riesgos someros está íntimamente relacionada con la habilidad de prevenir el encuentro con estos mismos [57]. De tal manera que, para evitar zonas potenciales de riesgos geológicos y seleccionar el sitio adecuado para perforar, API RP-96 (2013) recomienda las siguientes acciones como principales métodos preventivos [28]:

- 1) Estudios de sísmica.
- 2) Perforación de un pozo piloto.

A continuación, se describen, de forma breve, estos métodos preventivos:

1) Para identificar riesgos asociados al relieve marino y riesgos geológicos someros es necesario el apoyo de diferentes herramientas geofísicas usadas para definir: el tirante de agua, topografía del suelo marino y condiciones geológicas por debajo del lecho marino. En la tabla 2.3, se mencionan algunas de estas herramientas [25] [28].

TABLA 2.3. Herramientas geofísicas usadas para determinar condiciones geológicas en el relieve marino y por debajo del lecho marino	
Herramienta	Objetivo
Velocímetro	Registro del tirante de agua
Barrido y mapeo batimétrico (Swath-Mapping-Bathymetric, SMB)	Adquirir imágenes del relieve del fondo marino
Sistemas de perfil del fondo marino (Sub-bottom Profiler Systems, SPS)	Obtener condiciones geológicas con rangos de penetración de 60 m a 300 m
Sonares de barrido lateral (Side-Scan-Sonar, SSS)	Obtención de imágenes del fondo marino

De acuerdo con el manual de perforación para equipos flotantes de Chevron (2002), en adición a las herramientas anteriores, será necesario obtener información sísmica para evaluar zonas potenciales de riesgos. Los principales estudios de sísmica utilizados para evaluar los riesgos por debajo del lecho marino son los siguientes: exploración sísmica 3D de alta resolución, correlaciones de sísmica 3D, exploración sísmica 2D de alta resolución [58].

2) Pozo piloto: agujero de diámetro pequeño perforado, principalmente, en pozos exploratorios con la finalidad de reducir la incertidumbre sobre la presencia de riesgos someros [25].

Según Volstad *et al.* (2014), Rajnauth (2012), Adams y Kuhlman (1991), en la tabla 2.4, se mencionan los principales objetivos de perforar un pozo piloto [55] [59] [60].

TABLA 2.4. Objetivos de un pozo piloto
Confirmar la ausencia o presencia de riesgos geológicos
Optimizar el programa de jeteo del conductor de 30" o 36"
Establecer condiciones de agujero (presión de poro y gradiente de fractura) a la profundidad de asentamiento de la TR superficial
Depletar el pozo, es decir, disminuir el volumen y la presión del gas entrampado en la arena sobrepresionada

Generalmente, el pozo piloto se perfora con barrena de 8½", aunque, se han documentado casos donde se han usado diámetros de 9⁷/₈ o 12¼ [25] [55] [59] [60]. De acuerdo con Cortés (2015), el perforar un pozo piloto con barrena de 8 ½", ofrece un mayor ritmo de penetración respecto al uso de una barrena de 9 7/8" o 12¼ " [26].

El procedimiento para perforar un pozo piloto de acuerdo con Cortés (2015), es el siguiente: perforar con barrena de 8½/2 utilizando agua de mar, en cada conexión

de 9 m bombear un bache de fluido viscoso de aproximadamente 30 barriles con la finalidad de limpiar el agujero perforado, el retorno de recortes será al lecho marino, se recomienda perforar a una profundidad de entre 800 a 1 000 m por debajo del lecho marino o a la profundidad a la cual se estima se encontrará la zona de transición, según las secciones de sísmica.

Con el objetivo de evitar el colapso del pozo perforado, la sobrecarga eliminada por los estratos removidos del pozo, es sustituida por un fluido de alta densidad, también, llamado fluido de control. El valor de densidad utilizado depende de los valores calculados de la presión de formación, fractura y colapso del agujero. Este análisis requiere un estudio diferente. Por tal razón, esta tesis no describe el método.

API RP-96 (2013) define el fluido de control como aquel fluido con la densidad suficiente capaz de ejercer una presión hidrostática sobre la presión de formación de sobrebalance [28].

Durante la perforación de un pozo piloto, es una práctica común observar el pozo vía Vehículo Operado Remotamente, por sus siglas en inglés ROV (Remote Operated Vehicle), en rangos de 40 a 60 minutos para observar la existencia de flujo de gas o agua [26].

En caso de existir u observar presencia de influjos, se recomienda mover el equipo 50 o 100 m con el objetivo de evitar estas zonas potencialmente riesgosas, de esta manera, el pozo será taponado [25] [26]. API RP-65 (2002) y API Standard 65 parte 2 (2010), proporcionan las pautas para seleccionar un correcto diseño en la lechada de cemento para las zonas de riesgos geológicos.

En caso de que, en el sitio seleccionado el riesgo por presencia de gas o flujo de agua somera sea bajo o nulo, el equipo será preparado para comenzar a perforar y asentar la etapa correspondiente a la tubería conductora [26].

2.1.4. Hidratos de metano *in situ*

Los hidratos son un compuesto sólido y cristalino, de apariencia similar al hielo, formados a partir de moléculas de agua y gas, en su mayoría gas metano (Akers, 2009) [61]. Según Barker y Gómez (1989), las bajas temperaturas, altas presiones, presencia de gas y agua, más el factor tiempo son características que favorecen a la formación de hidratos [51].

Como se muestra en la figura 2.1, presiones mayores a 147 lb/pg² y temperaturas cercanas al punto de congelación son condiciones favorables para la formación de hidratos [57] [61].

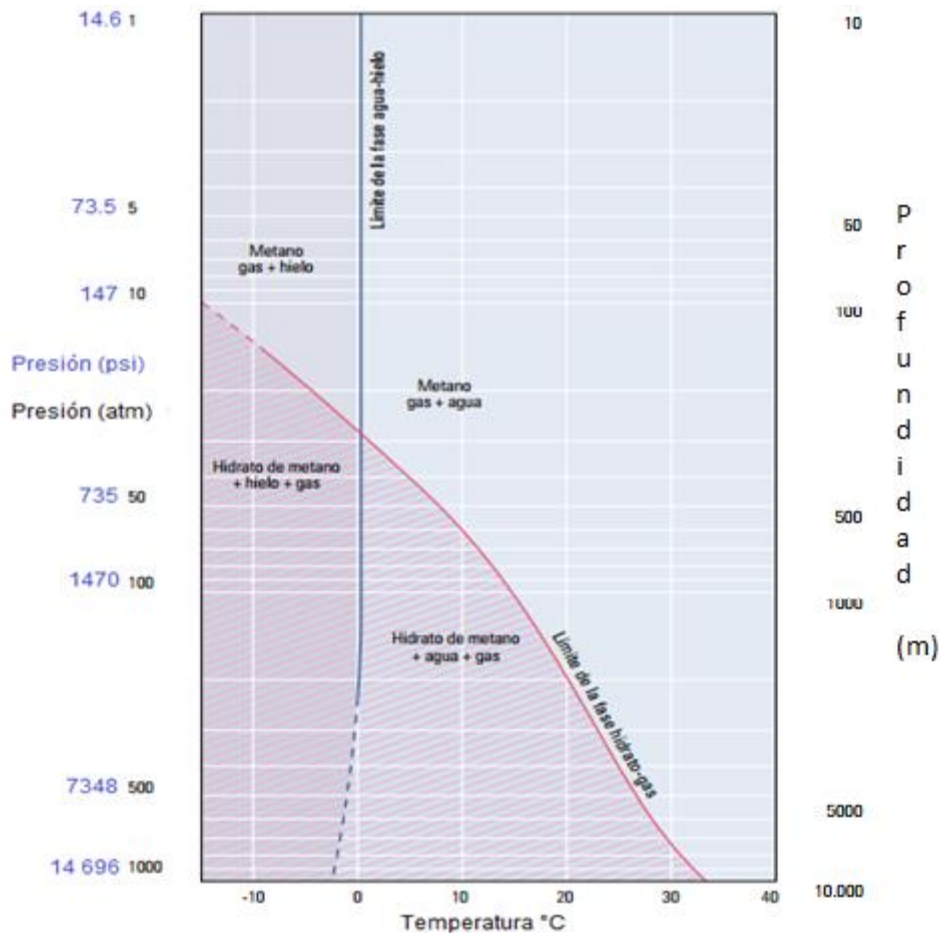


FIGURA 2.1. Diagrama de fase de los hidratos [Modificado de Collet *et al.*, 2000].

De acuerdo con Khabibullin (2010), en la tabla 2.5, se mencionan los principales problemas inducidos por la disociación de hidratos [62].

TABLA 2.5. Problemas asociados a la disociación de hidratos <i>in situ</i>
Gasificación del fluido de control
Reducción de la densidad del lodo
Disminución de la presión hidrostática
Cambios en la reología del fluido
Ampliación del pozo
Colapso del revestidor
Colapso del agujero
Inestabilidad del lecho marino
Golpes de presión
Pérdida del agujero

En la tabla 2.6, se mencionan algunas prácticas adoptadas para mitigar riesgos, mientras, se perforan zonas de hidratos *in situ* (Freij-Ayoub *et al.*, 2007 y Birchwood *et al.*, 2005, citados en Poorfaraj, Sabkdost y Taghipoor, s.f) [63].

TABLA 2.6. Prácticas adoptadas para mitigar riesgos mientras se perforan zonas de hidratos <i>in situ</i>
Mantener las condiciones en el pozo de temperatura por encima y presión por debajo de las condiciones de disociación de los hidratos
Mantener el fluido de perforación por debajo de la temperatura de disociación de los hidratos
La adición de inhibidores químicos al fluido de perforación para evitar la desestabilización de hidratos en la formación
El aumento de la densidad del lodo controla la disociación de los hidratos
Correr el revestidor inmediatamente después de haber encontrado las zonas de hidratos, utilizando cementos de alta resistencia y bajo calor de hidratación
Mantener la temperatura del pozo mediante el control de la velocidad

2.1.5. Formación de hidratos en los sistemas submarinos de perforación

La presencia de agua y gas libre en el agujero, más la combinación de altas presiones y bajas temperaturas son condiciones propicias para la formación de los hidratos [25] [51].

En la tabla 2.7, se mencionan los problemas más comunes relacionados con la formación de hidratos en los sistemas submarinos de perforación [51].

TABLA 2.7. Formación de hidratos en los sistemas submarinos de perforación	
Sistemas de perforación submarinos	Riesgos
Taponamiento de la línea de estrangular y de la línea de matar	Impidiendo la circulación del pozo
Formación de hidratos debajo de los Sistema de Control de Reventones por su siglas en inglés BOP (Blowout Preventer)	Impidiendo la liberación de los preventores del cabezal de alta presión
Formación de hidratos alrededor de la sarta de perforación dentro de los preventores	Impidiendo el movimiento de la sarta y el cierre completo de los preventores
Formación de hidratos alrededor de la sarta de perforación en el interior del <i>Riser</i>	Impidiendo la liberación del <i>Riser</i>
Taponamiento de los arietes de cierre de los preventores	Impidiendo abrir o cerrar completamente los preventores

En la tabla 2.8, de acuerdo con Yousif (1997), se presentan cuatro métodos para la disolución de hidratos. Estos métodos se llevan a cabo asistidos con el ROV [64].

TABLA 2.8. Métodos para la disolución de los hidratos	
Método	Procedimiento
Mecánico	Mediante la aplicación directa de fuerza mecánica, perforación o jeteo, algunos autores mencionan que es la forma más segura de eliminar un tapón de hidratos
Despresurización	Reducción de la presión sobre el tapón de hidrato a una presión inferior a la presión de estabilidad de los hidratos, prevaleciendo la temperatura. De esta manera, el hidrato comienza a disociarse
Químico	Mediante el uso de inhibidores como el metanol, glicol y sales en contacto directo con el tapón del hidrato
Térmico	Aumentando la temperatura por encima de la temperatura de equilibrio del hidrato. Trazadores de calor, circulación de agua caliente, acetileno, calentadores de fondo y el calor generado por los fluidos son algunas de las opciones para remover el tapón de los hidratos

Después de correr la TR conductora de 30" o 36" y TR superficial de 20" o 22" es necesario cementar las tuberías hasta el lecho marino, esto es con el fin de obtener un sello hidráulico entre la formación y el pozo, impidiendo la canalización del gas a los sistemas submarinos de perforación. Si se tiene presencia de gas libre en el pozo y la TR superficial no se ha cementado hasta el lecho marino, el riesgo de canalización de gas es alto, por lo tanto, el riesgo potencial de formación de hidratos será muy probable. Este gas se canaliza entre el espacio que no se ha cementado, es decir, entre el espacio anular del conductor y la TR superficial [26].

Akers (2009), documenta la formación de hidratos entre el conector (H4) del cabezal de alta presión y preventores [61]. De tener gas libre en el agujero, este podría viajar a través del cabezal de alta presión, en la figura 2.2, se muestra una figura de corte y una probable ruta por donde viaja y se aloja el gas dentro del conector H4.

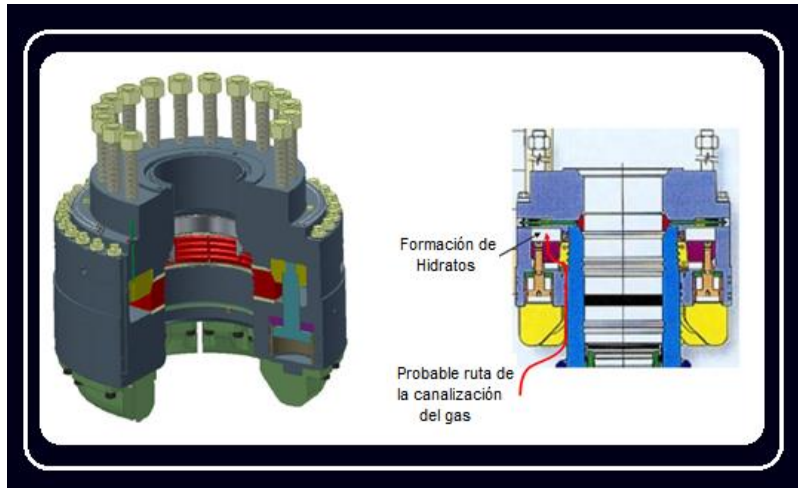


FIGURA 2.2. Conector del cabezal de alta presión H4 [Modificado de Akers, 2009].

Como se ilustra en la figura 2.3, la combinación de gas y las condiciones de presión y temperatura, ya mencionadas, dan lugar a la formación de hidratos, dentro de los conectores del cabezal y por debajo de los preventores [51] [61].



FIGURA 2.3. Formación de hidratos [Modificado de Akers, 2009 y Trial Graphix, 2014].

Debido a los intentos fallidos por los métodos térmicos y al no contar con el equipo adecuado para la inyección de metanol, en ocasiones se decide: cortar el cabezal, recuperar preventores, *riser* y abandonar el pozo [24].

API RP-96 (2013), menciona tres posibles métodos para mitigar el riesgo de formación de hidratos alrededor y dentro de los conectores [28].

- 1) El uso de sellos de exclusión en los conectores
- 2) Instalación del equipo de inyección de inhibidores en el ROV
- 3) Instalación de los sistemas de desviación de gas para desviar el metano fuera de los preventores y *riser*.

La formación de los hidratos, alrededor y dentro de los conectores, puede evitar la liberación del *riser* durante los eventos de desconexión de emergencia [28].

2.2. Sistemas y desempeños

En la tabla 2.9, se describen, de forma breve, los sistemas para optimizar la perforación en la sección de Post-sal [26]. Se destaca:

- El uso de barrenas PDC (Polycrystalline Diamond Compact)
- El uso de ampliadores de pozo
- La aplicación de los sistemas rotativos direccionales.

Con la combinación de estos sistemas se obtendrá una disminución en el torque y un incremento en las revoluciones por minuto [26].

TABLA 2.9. Sistemas y desempeños para optimizar la perforación en la sección de Post-sal	
Sistema	Descripción
Barrenas tricónicas	Estas barrenas ofrecen ritmos de penetración muy variables desde 30 hasta 1 m/h, ocasionando eventos de torsión, impactos y vibraciones sobre el BHA.
Barrenas de compuesto policristalino de diamante (PDC)	Usadas para superar las limitaciones respecto a las bajas rpm que las barrenas de conos giratorios ofrecen.
Ampliadores de pozo	<p>Los principales objetivos de usar un ampliador de pozo son:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Aumentar el diámetro del agujero 2) El proceso de ensanchamiento del pozo deja un espacio anular más grande entre la TR y la pared del pozo, el espacio extra reduce los efectos de suaveo y problemas de cementación que se presentan en espacios anulares reducidos. <p>El diámetro del agujero más común en la sección de post-sal es el de 42", aunque también, puede ser usado el de 36" de acuerdo al diseño del pozo</p>
RSS (Rotatory Steerable Drilling System-Sistema Rotativo Direccional)	<p>Los principales objetivos de usar un RSS son:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Mantener la verticalidad del pozo 2) Mejorar las velocidades de penetración 3) Reducir el potencial de atascamiento y/o deslizamiento 4) Permitir la optimización de los trabajos de jeteo del conductor

CAPÍTULO 3. SECCIÓN DE SAL

El objetivo del Capítulo 3 es: describir los principales riesgos, así como, mencionar de forma breve, las mejores prácticas para atravesar la sección de las evaporitas.

3.1. Riesgos al perforar la sección de sal

De acuerdo con Israel, D'Ambrosio, Leavitt, Shaughnessey y Sanclemente (2008), como se muestra en la tabla 3.1, los principales riesgos inherentes al perforar cuerpos salinos se clasifican en tres etapas: 1) Entrada a la sal. 2) Perforación del interior de la sal 3) Salida de la sal [65].

TABLA 3.1. Riesgos al perforar la sal	
Etapa	Riesgos
Entrada a la sal	Zonas de pérdida de circulación Presiones anormales
Perforación del interior de la sal	Fluencia de la sal Disolución de la sal Incrustaciones de arenas o lutitas Intercalaciones de evaporitas
Salida de la sal	Zonas de pérdida de circulación Presiones anormales

3.1.1. Entrada a la sal

Al entrar al tope de la sal, se presentan dos principales riesgos: zonas de pérdida de circulación o zonas de presiones anormales. A continuación, se describen, de forma breve, las causas de estos riesgos, así como, algunas de las prácticas recomendadas para mitigar dichos riesgos [65].

3.1.1.1. Zonas de pérdidas de circulación o zonas de presiones anormales

Como se muestra en la figura 3.1.a, de acuerdo con Jackson, Vendeville y Schultz-Ela (1994), si las formaciones suprayacentes a la sal ofrecen poca resistencia al movimiento de esta, la sal tiende a desplazarse a áreas de menor presión, generalmente, en forma ascendente, de esta manera, la sal se eleva fracturando las formaciones suprayacentes, figura 3.1 [66]. Estos escenarios inducen a zonas de pérdidas de circulación, sin embargo, si la presión de las formaciones suprayacentes no se libera, estas se sobre presionarán, creando, así, una zona de presión anormal [65]. El movimiento de la sal también puede ser de forma lateral, lo cual no se ilustra en la figura.

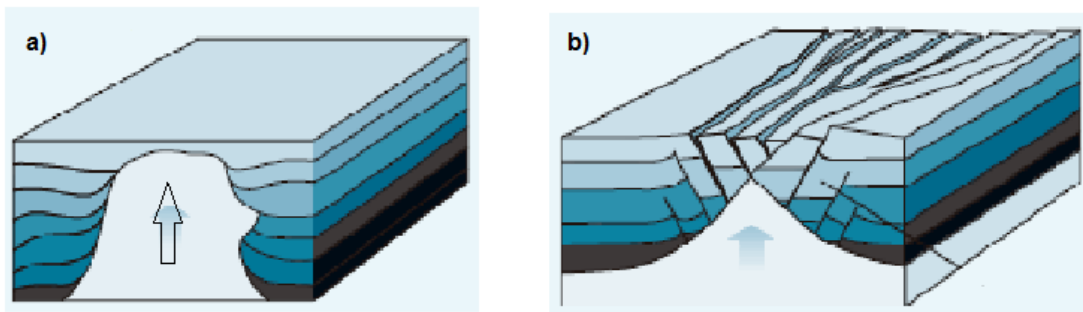


FIGURA 3.1. Zonas de pérdida de circulación o formaciones sobrepresionadas asociadas al movimiento de la sal [Modificado de Jackson *et al.*, 1994].

Las pérdidas de circulación pueden clasificarse como: 1) Filtración, menos de 10 bl/hr (1.5 m³/hr). 2) Pérdida de circulación parcial, más de 10 bl/hr, pero aún, con ciertos retornos. 3) Pérdida de circulación total, no hay retorno de fluidos (Abbas, 2004) [67].

Una de las mejores prácticas para impedir pérdidas de circulación es adicionando materiales obturantes que sellen las fracturas, impidiendo el paso de los fluidos hacia el interior de la formación. Una práctica de campo común es, atravesar estas zonas con la mínima densidad de lodo posible [67].

3.1.2. Perforación del interior de la sal

Los principales riesgos al perforar la sección de evaporitas están asociados a: la fluencia de la sal, disolución de la sal, incrustaciones de arenas o lutitas, intercalaciones de evaporitas. A continuación, se describen, de forma breve, los riesgos anteriores [20] [26] [65].

3.1.2.1. Fluencia de la sal

La fluencia de la sal, o por su término en inglés *creep*, es la capacidad de algunas evaporitas a fluir debido a su comportamiento plástico. Los cloruros presentan una mayor movilidad, tales como: taquihidrita, carnalita, bischofita y silvita, siendo la halita el cloruro que presenta una menor movilidad, por otra parte, el principal sulfato presente en las evaporitas, anhidrita, se considera con una tasa de movilidad nula [20].

De acuerdo con Fossum (2002), en la tabla 3.2, se presentan los principales factores que afectan la velocidad con la cual la sal fluye [21].

TABLA 3.2. Factores que afectan la fluencia de la sal
Profundidad
Temperatura
Composición mineralógica
Contenido de agua
Presencia de impurezas (arcillas)
Esfuerzos a los que esté sometido el cuerpo salino

En la tabla 3.3, se enlistan las evaporitas más comunes presentes en la Cuenca de Santos, se presentan de acuerdo a su tasa cualitativa de movilidad, es decir, en primer lugar la taquihidrita, la cual presenta la mayor tasa de fluencia; y, en último

lugar la anhidrita, la cual se considera con una tasa de movilidad nula. Como se observa en esta misma tabla, las sales con contenido de agua, potasio y magnesio, tales como, carnalita y taquihidrita son las más movibles y comúnmente denominadas en la literatura de habla inglesa como *squeezing salts* [20] [25].

TABLA 3.3 .Evaporitas más comunes presentes en la cuenca de Santos	
Taquihidrita	$\text{CaCl}_2\text{MgCl}_2\cdot 12\text{H}_2\text{O}$
Carnalita	$\text{MgCl}_2\text{KCl}_6\text{H}_2\text{O}$
Halita	NaCl
Anhidrita	CaSO_4

Hoy en día, pronosticar con mayor certidumbre la tasa de fluencia de la sal durante la perforación y durante la vida productiva del pozo es, sin duda, uno de los grandes retos de ingeniería. No existe ningún modelo único para determinar la fluencia de la sal, ya que, estos modelos están en función de las características de las evaporitas, esfuerzos *in situ*, temperatura, ambientes de depósito, espesores y de las secuencias de las evaporitas, de esta manera, los modelos aplicados para los cuerpos salinos en el Golfo de México, Mar del Norte no aplican para el Pré-sal de Brasil.

Xie y Tao (1999) presentan una metodología para determinar la tasa de flujo de la sal [69]. Weijermars, Jackson y Van Harmelen (2013), presentan un modelo analítico para determinar el cierre del agujero en función del comportamiento visco-plástico de la sal [70]. Poiate *et al.* (2006), publican una simulación numérica para evaluar la tasa de flujo de carnalita, halita y taquihidrita principales evaporitas presentes en la Cuenca de Santos [20].

El movimiento de la sal o fluencia de la sal, causa reducción en el diámetro del agujero, incluso, puede llegar a causar el cierre total de éste, causando dos

posibles escenarios: 1) Atrapamiento de la sarta de perforación 2) Colapso de las tuberías de revestimiento, también, comúnmente llamados revestidores.

A continuación, se describe de forma breve algunas prácticas para mitigar y minimizar estos posibles escenarios:

1) Para prevenir el atrapamiento de la sarta de perforación, se recomiendan las siguientes prácticas a) Ampliar el diámetro del agujero b) Uso fluidos sintéticos [5] [20] [65].

a) La ampliación del pozo se puede realizar mediante el uso de [65]:

- Barrenas expandibles
- Barrenas bicéntricas
- Escariadores o ampliadores de pozo *under-reamer*

Hoy en día, estos últimos son los más usados en la industria, los escariadores se incluyen en el diseño del ensamble de fondo de pozo por sus siglas en inglés BHA (Bottom Hole Assembly), estos son colocados por encima de la barrena, constan de brazos giratorios y expandibles, cuyo objetivo es ampliar el diámetro del agujero mientras se perfora la zona de evaporitas, por ejemplo: se puede perforar con barrena de 12 $\frac{1}{4}$ y, por arriba de ésta, se coloca un escariador de 14 $\frac{3}{4}$, de esta manera, se tiene un diámetro de 14 $\frac{3}{4}$ " y no, así, de 12 $\frac{1}{4}$ [65].

Al ampliar el agujero en zonas de sal, se obtiene un mayor margen de maniobra, minimizando, así, el posible cierre del agujero respecto al tiempo, mientras se perfora o al correr el revestidor [65].

b) Las principales característica de los fluidos sintéticos al perforar cuerpos salinos son que; estos a diferencia de los fluidos base agua ofrecen una menor disolución al interactuar con la sal. Además, los fluidos sintéticos ejercen un mayor esfuerzo

radial sobre la sal, respecto a los fluidos base agua, contra restando de mejor manera, el cierre del agujero asociado a la dinámica de la sal [20] [25].

Una práctica común adoptada por algunos operadores, es atravesar la zona de evaporitas con la mayor densidad de fluido de control posible [5] [71]. La secuencia de evaporitas presentes en el Pré-sal de Brasil, puede ser perforada con densidades de 10 lb/gal, al entrar a la sal, el resto de la sal puede ser perforada con densidades del orden de 14 lb/gal, al salir de la sal, se recomienda reducir la densidad del fluido a 10 lb/gal, esto, con el objetivo de minimizar posibles pérdidas de circulación por debajo de la base de la sal (Poiate *et al.*, 2006).

Barker, Feland y Tsao (1994), mencionan algunas técnicas especiales que han sido desarrolladas para perforar grandes secciones de sal, también, presentan una ecuación analítica para predecir la fluencia de la sal dentro del agujero, además, según los autores, presentan la guía más usada para determinar el peso óptimo del fluido de perforación para controlar la fluencia de la sal [5]. Esta guía presentada por Leyendecker y Murray (1975), aplica para fluidos base aceite y está en función de la profundidad y temperatura [72].

Barker y Meeks (2003), describen un método para estimar el gradiente de fractura en zonas de sal, además, presentan guías que pueden ayudar a seleccionar la densidad del fluido de control adecuada al salir de la sal [71].

Poiate *et al.* (2006), presenta simulaciones numéricas para evaluar el comportamiento de diferentes sales (halita, carnalita y taquihidrita) sometidas a grandes esfuerzos y altas temperaturas. También, se presenta la evolución del cierre del agujero respecto al tiempo, usando diferentes densidades en el fluido de control [20].

2) Colapso de revestidores, a continuación se mencionan las dos principales medidas para prevenir y mitigar el colapso de los revestidores en zonas de sal:

a) Cementos de alta densidad, las lechadas de cemento están diseñadas de acuerdo a la recomendación práctica API RP 10B-2 (2010). La lechada de cemento al entrar en contacto con las evaporitas, específicamente, carnalita y taquihidrita, induce a la disolución de estas, afectando las propiedades físicas, químicas, mecánicas y reológicas de la lechada (Campos et al., 2014) [73].

Simao *et al.* (2012), presenta un estudio sobre el diseño de la lechada de cemento para zonas de sal altamente solubles, como son, halita, carnalita y taquihidrita. Las lechadas de cemento son saturadas con cloruro de sodio (NaCl) o cloruro de potasio (KCl), el mejor rendimiento de la lechada se encuentra en concentraciones del 5% al 20% para cloruro de sodio y concentraciones del 3% al 7% para cloruro de potasio. De esta manera, se asegura la mínima disolución de la sal, minimizando cambios negativos sobre las propiedades de la lechada [74].

Martins et al. (2012), presenta una metodología para el diseño de la hidráulica durante la cementación en zonas de sal [75].

b) Diseño de revestidores para zonas de sal, los escenarios planteados y criterios aplicados para el diseño de revestidores están asociados a la dinámica de la sal. El diseño por colapso debe asumir una presión externa con rangos de 1.0 lb/pg²/pie a 1.35 lb/pg²/pie (Hackney, 1985) [76]. El interior del revestidor se considera vacío (Cheatham y McEver, 1964) [77]. Estos criterios son analizados y evaluados en el capítulo 6.

Melo, Fontoura, Inoue y Anjos (2015), presentan un análisis de elementos finitos para el diseño del revestidor intermedio y de explotación afectados por el movimiento de la sal y por los efectos termodinámicos en el anular, en este artículo, se realizan diferentes simulaciones planteando distintos escenarios de diseño [78].

Willson, Fossum y Fredrich (2003), presentan un estudio acerca de, las cargas no uniformes asociadas al movimiento de la sal actuando sobre los revestidores [79].

3.1.2.2. Disolución de la sal

De acuerdo con Poiate *et al.* (2006) y Akers (2011), el uso de agua de mar, como fluido de perforación, mejora el ritmo de penetración al entrar a la sal, aunque, las mejores prácticas recomiendan cambiar el fluido de perforación base agua utilizado en la sección de Post-sal, por un fluido de alta salinidad o por fluidos sintéticos, ya que, el fluido base agua inducirá a la disolución del cuerpo salino, causando, así, la ampliación en el diámetro del agujero [20] [80]. La ampliación en el diámetro del agujero está en función, principalmente, de tres parámetros: 1) Ritmo de penetración. 2) Gasto de bombeo. 3) Concentración de sal en el fluido de perforación (Folsta *et al.*, 2011) [18].

La disolución de la sal, está asociada a la disminución del esfuerzo radial en el agujero, debilitando las paredes del pozo, creando, así, cavernas y derrumbes [25]. Folsta, Resende, Dannenhauer, Lomba y Plucenio (2013), presentan un simulador para evaluar la disolución de la sal, planteando diferentes estrategias de perforación [81]. Velilla, Fontoura, Inoue y Anjos (2015), presentan una metodología para analizar la integridad de los revestidores en zonas de sal considerando la movilidad y disolución de la sal [82].

Las cavernas dentro del cuerpo salino causan, problemas en el retorno de recortes, pérdidas de circulación, ampliación en el diámetro del agujero y volúmenes excesivos para cementar la sección de sal (Aburto *et al.*, 2009) [83]. Como se mencionó, anteriormente, las medidas preventivas para estas situaciones son el uso de fluidos sintéticos o fluidos saturados.

Los derrumbes acumulados atascan la sarta de perforación en el fondo del pozo, causando el atrapamiento de esta; en ocasiones, es posible liberarse aumentando

el peso sobre la barrena y aumentando el torque, incluso, circulando fluidos base agua a grandes gastos, esta última medida correctiva es con la finalidad de diluir la sal y, así, poder liberar la sarta de perforación [26] [83]. Es de suma importancia señalar que no se debe tener presencia de inclusiones de lutitas, al circular agua de mar para liberar la sarta, ya que, esta inclusión ocasionará problemas de atrapamiento de la sarta, pero esta vez, por hidratación de la lutita [26].

En la figura 3.2, se ilustran los principales riesgos asociados al perforar sal. En la parte inferior de la figura, se observa atrapamiento de la sarta, causado por derrumbes acumulados en el fondo del pozo. En la parte media de la figura se observa, disolución de la sal, creando cavernas; además, se observa fluencia de la sal, causando el atrapamiento de la sarta. En la parte superior, se muestra el lavado de la formación, causado por los fluidos base agua, usados en la sección *Riserless* [83].



FIGURA 3.2. Riesgos al perforar la sal [Tomado de Aburto *et al.*, 2009].

3.1.2.3. Incrustaciones de arenas y lutitas

Las incrustaciones de arenas o lutitas dentro del cuerpo de la sal son otro factor que además de causar vibraciones en el ensamble de la perforación, afectan la estabilidad y el control del pozo, causando: 1) Ingreso de los fluidos confinados en las incrustaciones dentro del pozo, causando la disolución de la sal. 2) Pérdidas de circulación. 3) Pegadura de la tubería por presión diferencial. 4) Golpes o patadas de presión. 5) Atrapamiento de la sarta de perforación [26].

En la Cuenca de Santos, se ha registrado un caso histórico donde se tenía atrapamiento de la sarta de perforación por disolución de la sal y como medida correctiva se decidió circular, con grandes gastos, un fluido base agua con el objetivo de diluir la sal y poder liberarse, pero, por encima de este intervalo, se encontraba una inclusión de lutitas con un espesor de, tan solo, 1 m, las moléculas de agua reaccionaron con la inclusión de la lutita, ocasionando la hidratación de la lutita, dando como resultado la expansión de esta [26].

De esta manera, se tuvo atrapamiento de la sarta de perforación por disolución de la sal y por la expansión de las lutitas, bajo estas circunstancias fue imposible liberar la sarta de perforación. Como solución, se decidió desviar la trayectoria del pozo, ocasionando un mayor costo en la perforación del mismo [26].

3.1.2.4. Intercalaciones de evaporitas

Las vibraciones sobre el BHA son inducidas, principalmente, por intercalaciones de evaporitas, es decir, halita, anhidrita y taquihidrita [20] [26]. La anhidrita tiene la mayor dureza de las evaporitas, registrándose ritmos de penetración de 5 m/hr hasta ritmos menores a 1 m/hr, por otro lado, halita, carnalita y taquihidrita pueden presentar ritmos de entre 10 m/hr hasta 25 m/h. Las vibraciones pueden producir la rotura del BHA por torsión [25] [26].

Algunas prácticas recomendadas al perforar la sección de evaporitas y poder mitigar los riesgos por vibraciones es, el adecuado diseño del BHA, adicionando al ensamble de fondo [83]:

- 1) Escariadores
- 2) RSS (Rotary Steerable Drilling System-Sistema Rotativo Direccional)
- 3) Barrenas PDC

A menudo, el perforar y ampliar el agujero simultáneamente puede conducir a impactos y vibraciones, ya que, en ocasiones la barrena perfora halita o taquihidrita y, por encima de esta, el escariador perfora anhídrita o viceversa, lo cual ocasiona que un componente perfora más rápido que el otro [25] [26] [83].

3.1.3. Salida de la sal

Al igual que al entrar a la sal, al salir de la sal se tienen dos principales riesgos: zonas de pérdidas de circulación o zonas de presiones anormales [65].

3.2. Sistemas y desempeños

En la sección de sal, se destaca el uso de ampliadores de pozo, el uso de fluidos saturados, fluidos sintéticos, barrenas PDC y estudios para evaluar la movilidad o fluencia de la sal [26].

En la tabla 3.4, se describe, de forma breve, los sistemas utilizados para perforar la sección de sal [26] [65].

TABLA 3.4. Sistemas y desempeños para optimizar la perforación en la sección de sal	
Sistema	Descripción
Fluidos de control	Fluidos de control de alta salinidad usados para perforar la cima de la sal. En el resto del cuerpo salino se emplean fluidos sintéticos, ambos fluidos con el objetivo de minimizar la fluencia de la sal.
Barrenas PDC	Las barrenas PDC ofrecen una mejor tasa de penetración respecto a las barrenas tricónicas, además, ofrecen una mejor respuesta a las intercalaciones de evaporitas.
RSS (Rotatory Steerable Drilling System-Sistema Rotativo Direccional)	Un sistema RSS mejora el control direccional, optimizando la tasa de penetración y las revoluciones por minuto.
Evaluación de la fluencia de la sal	Predecir la tasa de movilidad de la sección de evaporitas, con el principal objetivo de optimizar el diseño del pozo.

CAPÍTULO 4. SECCIÓN DE PRÉ-SAL

El objetivo del Capítulo 4 es: describir los principales riesgos, así como, mencionar de forma breve, las mejores prácticas para atravesar la sección de Pré-sal.

4.1. Riesgos al perforar la sección de Pré-sal

De acuerdo con Cortés (2015) y Hbaieb y Azar (2013), los principales riesgos al perforar la sección de Pré-sal son: pérdidas de circulación, incrustaciones de silicatos y formaciones abrasivas [26] [29].

4.1.1. Pérdidas de circulación

En el Pré-sal de Brasil, por debajo de la base de la sal predominan los carbonatos; al perforar esta zona, a menudo se presentan problemas por pérdidas de circulación, ya que, estos carbonatos presentan fracturas naturales y vóculos [26].

Entre las prácticas recomendadas para mitigar las pérdidas de circulación se encuentran: reducir el gasto de bombeo, perforar con la mínima densidad de lodo posible, adicionar al lodo de perforación materiales para la pérdida de circulación (fibrosos, granulares o laminados) y reducir el ritmo de penetración [26].

Métodos de perforación como UBD (Underbalanced Drilling-Perforación Bajo Balance), MPD (Managed Pressure Drilling-Perforación con Presión Controlada) y RI (Reverse Circulation-Perforación con Circulación Inversa,) están siendo evaluados con el propósito de optimizar y reducir las pérdidas de circulación en la sección de Pré-sal [26].

Abdollahi *et al.* (2004) y Darren *et al.* (2006), presenta la aplicación de la perforación bajo balance, UBD, para optimizar la perforación en carbonatos naturalmente fracturados [84] [85].

Ho, Moore, Pirie y Kozicz (2014), publican el procedimiento usado para perforar carbonatos en aguas profundas empleando el método perforación con presión controlada, MPD, en equipos de perforación con posicionamiento dinámico [86].

Wreden *et al.* (2014), presenta la implementación del método circulación inversa, RI, durante los trabajos de cementación primaria, en ambientes de aguas profundas [87].

4.1.2. Incrustaciones de silicatos y formaciones abrasivas

La geología en la sección de Pré-sal tiene una alta incertidumbre. En estas zonas, podemos encontrar carbonatos con incrustaciones de: lutitas, arenas, rocas volcánicas, silicatos y basaltos. Siendo las incrustaciones de silicatos las más comunes [11] [12] [14] [29].

En los carbonatos libres de incrustaciones, se han registrado ritmos de perforación de hasta 6 m/h con intervalos perforados de hasta 250 m. Mientras que, en los carbonatos con incrustaciones se han registrado ritmos de perforación de 0.5 m/h con intervalos menores a 30 m, ambas zonas perforadas con barrenas PDC [26].

En la sección de Pré-sal, se tienen dos principales retos [26] [29]:

- 1) Mejorar el ritmo de penetración
- 2) Minimizar el desgaste y falla de la barrena

Con el propósito de mejorar los ritmos de penetración y reducir el desgaste de la barrena, en la sección de Pré-sal se han empleado barrenas híbridas [29].

4.2. Sistemas y desempeños de perforación

Para perforar la sección de Pré-sal se destaca el uso de barrenas híbridas. En la tabla 4.1, se mencionan los principales sistemas utilizados hoy en día para optimizar la perforación de la sección de Pré-sal [26] [29].

TABLA 4.1. Sistemas para optimizar la perforación en la sección de Pré-sal	
Sistemas	Características
Fluidos de perforación	Generalmente, la sección de pré-sal se perfora con SBM (Synthetic Based Mud-Fluidos de Base Sintética) con densidades de entre 10 y 11 lb/gal. Los SBM mejoran el ROP respecto a fluidos base agua.
Sistemas de detección temprana de infuljos (EKD)	Los sistemas EKD permiten determinar de mejor manera la hidráulica del pozo.
Barrenas	Barrenas híbridas, de insertos, PDC y ticónicas han sido empleadas para perforar el Pré-sal, siendo las barrenas híbridas las que ofrecen un mejor ROP e intervalos de perforación más largos.

El estado del arte para mejorar el ritmo de penetración y minimizar el desgaste y falla de la barrena en la sección de Pré-sal, está asociado. entre otros sistemas, al uso de barrenas híbridas. Como se muestra en la figura 4.1, según Hbaieb y Azar (2013), las barrenas híbridas tienen tres principales características: 1) Cortadores PDC. 2) Insertos impregnados de diamante natural. 3) Cortadores policristalinos térmicamente estables [29].



FIGURA 4.1. Barrenas Híbridas [Modificado de Hbaieb y Azar, 2013].

Como se muestra en la figura 4.2, de acuerdo con Besson *et al.* (2001), las barrenas híbridas, se desempeñan como barrenas PDC, a medida que los cortadores de PDC se desgastan, los insertos de diamante comienzan a perforar, obteniendo una alta tasa de penetración [15].

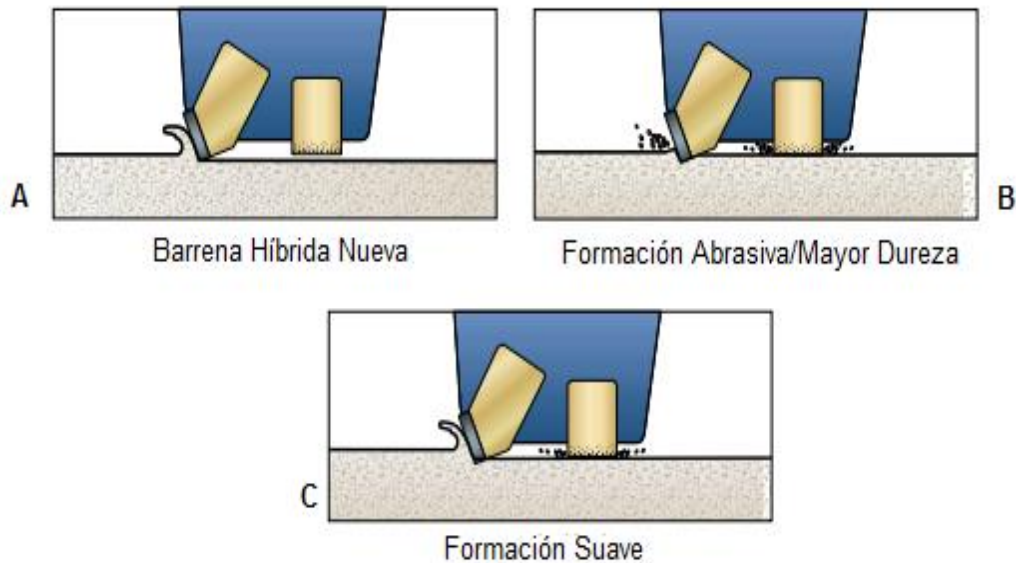


FIGURA 4.2. Desempeño de las barrenas híbridas [Modificado de Besson *et al.*, 2001].

En la tabla 4.2, se mencionan algunos sistemas a desarrollar, para minimizar los riesgos y optimizar la perforación en la sección de Pré-sal [26].

TABLA 4.2. Sistemas a desarrollar en la sección de Pré-sal	
Sistemas	Características
1) UBD (Underbalanced Drilling-Perforación Bajo Balance) 2) MPD (Managed Pressure Drilling-Perforación con Presión Controlada) 3) RI(Perforación con Circulación Inversa)	Los sistemas UBD, MPD y RI para perforar la sección de Pré-sal son evaluados con el objetivo de aumentar ROP, minimizar pérdidas de circulación y alargar la vida útil de la barrena.
Fluidos de perforación	Para la sección de Pré-sal, con objetivo de reducir costos, debidos pérdidas de circulación algunas compañías trabajan en sustituir lodos sintéticos por lodos base agua.
Sistemas de optimización de la barrena	Es necesario desarrollar sistemas que puedan predecir las propiedades mecánicas de las formaciones, con el fin de seleccionar y diseñar la barrena correcta.
Detección de silicatos	Es necesario desarrollar sistemas que puedan predecir y detectar silicatos en tiempo real con el propósito de alargar la vida útil de la barrena.
Sistemas de accionamiento	Con el propósito de mejorar los parámetros de la perforación (RPM, WOB, ROP) es necesario el desarrollo de sistemas como turbinas, motores de alta y baja velocidad y sistemas RSS, por mencionar solo algunos.

Con el objetivo de aumentar el ROP y minimizar el desgaste de la barrena se han combinado el uso de diferentes sistemas. En la tabla 4.3, se muestra el desempeño de algunos de estos sistemas, para optimizar y perforar la sección de Pré-sal [26].

TABLA 4.3. Sistemas y barrenas usados para optimizar y perforar la sección de Pré-sal				
Tipo de accionamiento	Tipo de barrena	ROP (m/h)	Intervalo perforado (m)	Observaciones
Motor Rotativo RSS	Conos giratorios	0.5-3	100-200	Bajo ROP
Motor Rotativo RSS	PDC	0.5-6	20-250	Perforación inconsistente
Turbina	Insertos	1-3	200-500	Grandes intervalos de perforación, bajo ROP
RSS Motor (Vortex)	Híbrida	2-6	200-300	Grades intervalos de perforación, alto ROP

CAPÍTULO 5. ARQUITECTURA DE POZOS

El objetivo del Capítulo 5 es: describir los principales criterios para el diseño de revestidores para pozos con objetivos en yacimientos de Pré-sal, tales como: estados mecánicos y consideraciones para el diseño de revestidores.

De acuerdo con la norma API RP-96 (2013), el diseño de pozos en aguas profundas está en función de diferentes parámetros, los cuales son mostrados en la tabla 5.1 [28].

TABLA 5.1. Parámetros para el diseño de pozos en aguas profundas	
1) Condiciones metaoceánicas y de relieve marino	9) Densidades y reología del fluido de perforación
2) Tirante de agua	10) Información sísmica
3) Limitaciones de los sistemas submarinos de perforación (<i>riser</i> , preventores, conectores y cabezales)	11) Puntos de asentamiento y cargas ejercidas sobre los revestidores
4) Riesgos geológicos, tales como: flujo de agua somera, presencia de gas superficial, formación de hidratos <i>in situ</i>	12) Información sísmica
5) Márgenes estrechos entre presión de poro y fractura (geopresiones)	13) Pozos de correlación
6) Control direccional	14) Presiones en el anular asociadas a la expansión térmica de los fluidos confinados en el anular
7) Presencia de evaporitas	15) Presencia de H ₂ S
8) Profundidad vertical total del pozo	16) Condiciones de abandono

5.1. Estados mecánicos

Según Cortés (2015) y Poiate *et al.* (2006), hoy en día, los pozos para Pré-sal son clasificados en tres etapas de perforación: 1) Post-sal. 2) Sal. 3) Pré-sal [20] [26].

Como se muestra en la figura 5.1, hoy en día, los pozos para Pré-sal están clasificados en dos principales arreglos: 1) Pozo convencional. 2) Pozo robusto por su término en inglés *Big Bore*. Ambos pozos se describen en las secciones 5.1.1 y 5.1.2, respectivamente. La selección de alguno de estos dos pozos está, principalmente, en función de la terminación requerida del pozo [26].

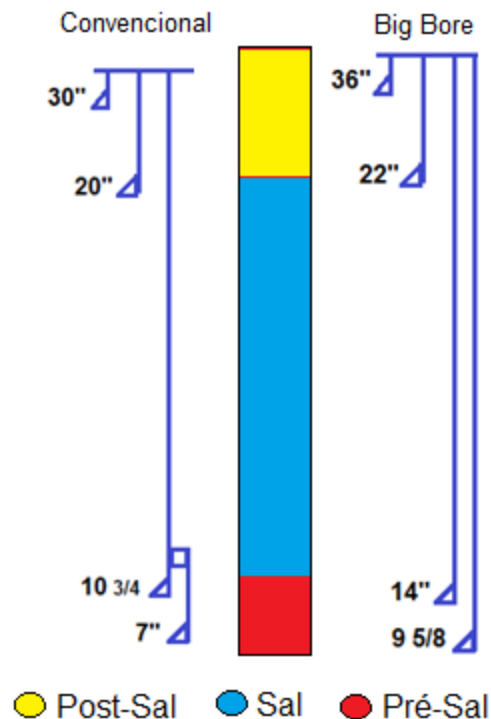


FIGURA 5.1. Estados mecánicos para pozos de Pré-sal

En la tabla 5.2, se muestran los objetivos de cada uno de los revestidores, tanto para, un pozo convencional como para un pozo robusto [26] [28].

TABLA 5.2. Etapas de revestimiento para pozos con objetivos en yacimientos de Pré-sal				
Sección	Etapa de revestimiento	Objetivos	Diámetro de TR (in)	
			Convencional	Robusto
Post-sal	Conductora	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Aislar zonas poco consolidadas debajo del lecho marino ➤ Aislar zonas de riesgos geológicos como: flujo de aguas someras, gas superficial ➤ Soportar cabezal de baja presión ➤ Soportar TR superficial, cabezal de alta presión, BOP, riser. 	30	36
	Superficial	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Aislar el agujero de zonas poco consolidadas y/o sobrepresionadas ➤ Soportar cabezal de alta presión ➤ Soportar preventores <p>Asentar TR superficial de 10 a 50 m debajo del tope de las evaporitas, se recomienda asentar el revestidor en una capa de anhidrita</p>	20	22
Sal	Intermedia	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Aislar la sección de evaporitas ➤ Mitigar los riesgos de colapso asociados a la movilidad de la sal ➤ De ser posible, se recomienda asentar el revestidor de 10 a 50 m debajo de la base de la sal ➤ De no ser posible la recomendación anterior, se recomienda asentar la TR intermedia de 10 a 50 m por arriba de la base de la sal, preferentemente, en una capa de anhidrita 	10 ³ / ₄	14
Pré-sal	Explotación	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Aislar zonas de pérdidas de circulación ➤ Aislar la zona productora 	7 liner	9 ⁵ / ₈

5.1.1. Pozo convencional

El diseño más común para un pozo convencional consta principalmente de cuatro etapas de revestimiento [20] [26].

- 1) Tubería conductora de 30"
- 2) Tubería superficial de 20"
- 3) Tubería intermedia 10 3/4"
- 4) *Liner* de explotación 7"

En la figura 5.2, se presenta el estado mecánico típico de un pozo convencional, se pueden observar que las primeras dos etapas de perforación, tubería conductora de 30" y superficial de 20", se realizan en la sección de Post-sal, color amarillo; la sección de sal, color azul, es revestida por una tubería intermedia de 10 3/4"; y la zona productora o sección de Pré-sal, color rojo, es revestida por un *liner* de explotación 7". El estado mecánico para un pozo convencional se describe, de forma breve, a continuación [26].

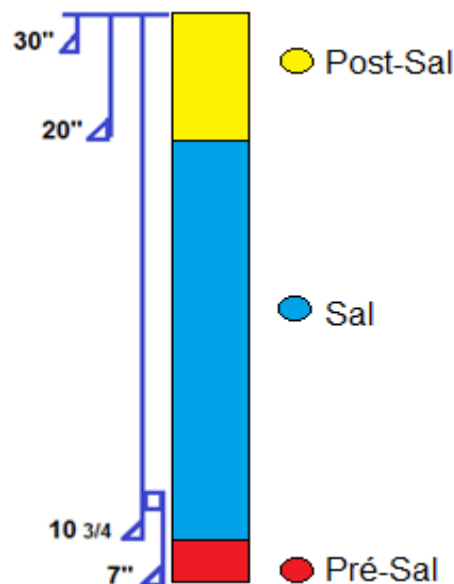


FIGURA 5.2. Estado mecánico típico de un pozo convencional

1) Tubería conductora de 30"

Hoy en día, las primeras dos etapas de revestimiento son perforadas sin el uso del tubo ascendente, *riser*, en la literatura de habla inglesa esta técnica es denominada *Riserless*, de esta manera, la columna de perforación por arriba del lecho marino está expuesta a las condiciones oceánicas del sitio de perforación [50] [28].

De forma general, la secuencia de perforación a nivel mundial es la siguiente: perforar con barrena tricónica de 26" y un ampliador de pozo de 36", utilizando agua de mar. En cada conexión de 9 m, bombear un bache de fluido viscoso de aproximadamente 60 barriles, con la finalidad de limpiar el agujero perforado, el retorno de recortes será descargado en el lecho marino [26] [28].

Para perforar y revestir la primera etapa de perforación, hoy en día, existen tres técnicas: 1) Base torpedo (Nogueira *et al.*, 2005) [27]. 2) Jeteo con la técnica *Drilling Ahead* [25]. 3) Perforación con barrena de 26" y un ampliador de 36", bajada y cementación del conductor de 30" [26]. La selección de cualquiera de estas tres técnicas es función de la consolidación y dureza del subsuelo, así como, la profundidad planeada de asentamiento de la tubería conductora [25] [26] [27].

Para revestir la primera etapa, con la base torpedo, el revestidor de 30" es asentado de 15 a 20 m debajo del lecho marino [27]. Con la técnica de jeteo, se usa una barrena de 26", para revestir el agujero con un conductor de 30", asentado de 40 a 60 m debajo del lecho marino [25]. Para perforar y cementar, se usa una barrena de 26" y un ampliador de 36" para, así, revestir el agujero con una tubería conductora de 30", esta tubería conductora puede ser asentada de 60 hasta 90 m debajo del lecho marino [26].

Las profundidades de asentamiento presentadas para cada una de las tres técnicas anteriores son aproximadas y pueden variar de acuerdo al diseño del pozo. Generalmente, se recomienda, una profundidad máxima de asentamiento para la tubería conductora de 90 m debajo del lecho marino [26].

En la tabla 5.3, se resumen las características de cada una de las técnicas para perforar y asentar la tubería conductora para un pozo convencional [25] [26] [27].

TABLA 5.3. Técnicas para perforar y asentar la tubería conductora en aguas profundas			
Técnica de perforación	Diámetro de la barrena (in)	Diámetro de la tubería conductora (in)	Profundidad de asentamiento debajo del lecho marino (m)
Base torpedo	No se usa barrena	30	15-20
Jeteo	26	30	20-60
Perforando y cementando	26 x 36	30	60-90

2) Tubería superficial de 20"

La segunda etapa de perforación es perforada con agua de mar, con las técnicas *Riserless* y *Pump & Dump* [26] [28]. Akers (2011), presenta la estrategia de perforación y los resultados del uso de la técnica *Pump & Dump* al perforar evaporitas, utilizando fluidos altamente saturados con cloruro de sodio [61].

Esta etapa, se realiza perforando un agujero de 26", para así, revestir al pozo con una tubería superficial de 20", esta es asentada 10 m o 50 m debajo del tope de la sal, preferentemente, en una capa de anhidrita [20] [26] [28].

Se recomienda cementar la tubería superficial hasta el lecho marino, con el objetivo, de evitar canalización de gas evitando, así, la formación de hidratos. Una vez asentado y cementado el revestidor superficial, se bajan preventores y *riser*, se dice que la sección de Post-sal ha concluido [26] [28].

3) Tubería intermedia de 10 3/4"

Para la tercera etapa de perforación, sección de evaporitas, las mejores prácticas recomiendan perforar con barrena PDC de 12 1/4", en ocasiones, se emplea un escariador de 14 3/4", con el objetivo de ampliar el agujero y minimizar el cierre del mismo debido al movimiento de la sal, de esta manera, la sección de evaporitas es revestida con una tubería de explotación 10 3/4". Algunas operadoras perforan esta sección con fluidos sintéticos, otras, deciden perforar con fluidos altamente saturados con cloruro de sodio [20] [26] [61].

La tubería intermedia puede ser asentada 10 o 50 m por debajo de la base de la sal. Si se presentan zonas potenciales de pérdidas de circulación por debajo de la base de la sal, se recomienda asentar el revestidor de 10 a 50 m por arriba de la base de la sal, preferentemente, en una capa de anhidrita [20] [26].

4) *Liner* de explotación de 7"

Para la cuarta y última etapa de perforación, sección de Pré-sal, se perfora un agujero con barrena PDC de 8 1/2", para colgar un *liner* de 7" en la zona productora [26]. El tipo de fluido usado puede ser saturado con cloruro de sodio o fluidos sintéticos, esto dependerá de la planeación del pozo y en ocasiones del equipo de perforación [26]. Debido a la presencia de formaciones abrasivas en la sección de Pré-sal, se usan barrenas híbridas [29].

5.1.2. Pozo robusto

El pozo robusto o por su término en inglés *Big Bore*, consta de cuatro a ocho etapas, perforados cuando se requiere una terminación de 9 5/8" y se tienen márgenes estrechos entre la presión de poro y la presión de fractura. El estado mecánico del pozo robusto de cuatro etapas se describe a continuación [26] [28].

- 1) Tubería conductora de 36"
- 2) Tubería superficial de 22"
- 3) Tubería intermedia de 14"
- 4) Tubería de explotación de 9 5/8"

Como se muestra en la figura 5.3, las primeras dos etapas se realizan en la sección de Post-sal, color amarillo, la tubería intermedia y de explotación son asentadas en la sección de sal, color azul y Pré-sal, color rojo, respectivamente.

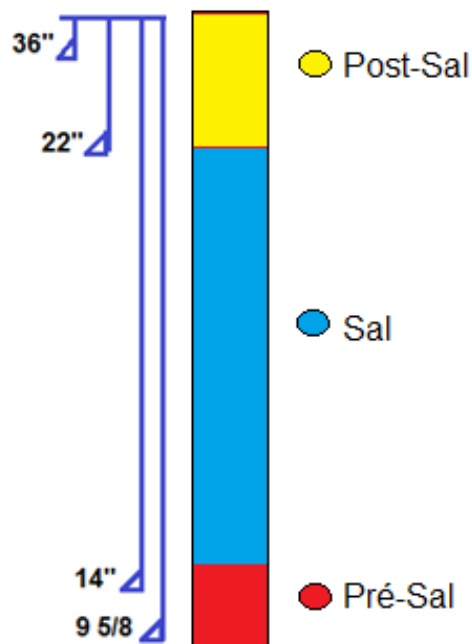


FIGURA 5.3. Estado mecánico típico de un pozo robusto

1) Tubería conductora de 36"

Al igual que el pozo convencional, las primeras dos etapas son perforadas con agua de mar, mediante la técnica *Riserless*. La primera etapa de perforación consta de un agujero perforado con barrena tricónica de 28", incrementando el diámetro del agujero con un ampliador de 42", este agujero es revestido con una tubería conductora de 36", asentada de 60 a 90 m debajo del lecho marino. Una recomendación práctica es cementar hasta el lecho marino [26]. El proceso de perforación y limpieza del agujero es idéntico al descrito en la sección 5.1.1.

2) Tubería superficial de 22"

La segunda etapa es perforada con las técnicas *Riserless* y *Pump & Dump* con barrena tricónica de 28", revistiendo el agujero con una tubería superficial de 22", esta tubería es asentada de 10 a 50 m debajo de la cima de la sal, se recomienda que esta tubería sea cementada hasta el lecho marino, esto es con la finalidad de obtener un adecuado sello hidráulico y prevenir la canalización del gas cuando se tenga presencia de este [26] [28].

En ocasiones, el margen tan estrecho entre la presión de poro y la presión de la fractura no permiten realizar la cementación hasta el lecho marino, en estos casos, las mejores prácticas recomiendan el uso de cementos de baja densidad [20] [26] [28].

3) Tubería intermedia de 14"

La tercera etapa, sección de evaporitas, es perforada con barrena PDC de 17 1/2", El agujero es revestido con una tubería intermedia de 14", asentada de 10 a 50 m

debajo de la base de la sal o en su defecto a 10 o 50 metros por encima de la base de la sal [26] [20].

4) Tubería de explotación de 9 5/8"

La cuarta etapa, sección de Pré-sal, consiste en perforar un agujero con barrena PDC de 12 1/4" para revestir la zona productora con una tubería de explotación de 9 5/8". Como se mencionó anteriormente, esta sección, es perforada con barrenas híbridas [26] [29].

El proceso de perforación aumenta el costo y el tiempo del proyecto, ya que, la primera etapa de perforación para este tipo de pozos tiene que ser perforada, ampliada y cementada, aumentando, así, los costos y tiempos de operación respecto al jeteo o al uso de la base torpedo [26]. La técnica de jeteo y el uso de la base torpedo no se describen en este trabajo.

El perforar un pozo robusto ofrece algunas ventajas respecto a pozos convencionales. Desde el punto de vista de la perforación, el perforar un pozo robusto tiene el principal objetivo de crear un espacio mayor entre el anular y la sarta de perforación. Las principales ventajas de estos pozos se muestran en la tabla 5.4 [26].

TABLA 5.4. Ventajas al perforar un pozo robusto
Terminar el pozo con una TR de 9 5/8" y no, así, un <i>liner</i> de 7"
Reducir problemas de suaveo y surgencia
Reducir el riesgo de fractura de la formación asociados a la densidad equivalente de circulación, por sus siglas en inglés ECD
Tener un rango mayor de ECD durante los trabajos de cementación

5.2. Consideraciones de diseño para tuberías de revestimiento

De acuerdo a las fuentes consultadas para la elaboración de este trabajo de tesis, el diseño de revestidores se realiza de acuerdo a las condiciones más críticas esperadas durante la perforación del pozo y de acuerdo a la vida productiva del mismo (Cortés, 2016; N-2752, 2006; BP-Casing Design, 2004; Aadnoy, 2010) [26] [30] [31] [32].

Las principales resistencias analizadas para evaluar las cargas de diseño son: 1) Presión de colapso. 2) Presión de estallido. 3) Tensión/compresión [26] [30] [31] [32]. En la figura 5.4, se muestran las tres consideraciones anteriores.

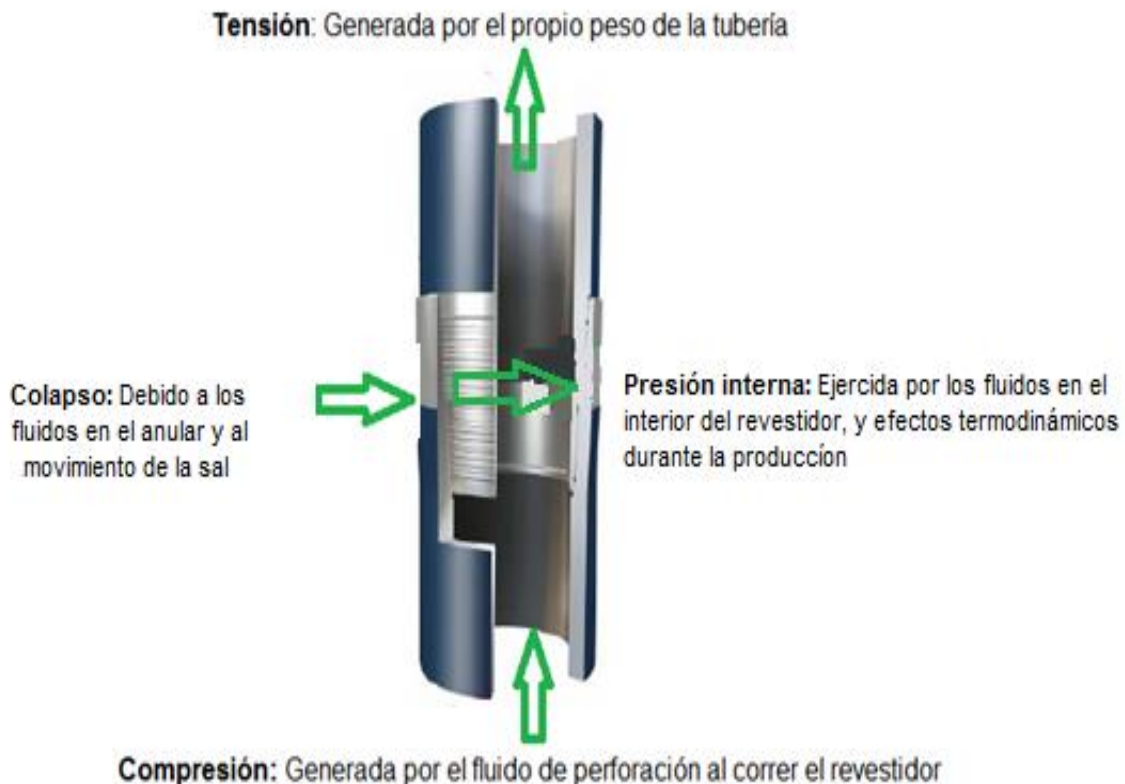


FIGURA 5.4. Cargas de diseño para los revestidores [Modificado de Tenaris, 2011].

A este trabajo de tesis se adiciona el análisis por efectos biaxiales, presión de colapso adicional, ejercida por la movilidad de la sal y el incremento de la presión en el anular asociada a la expansión térmica de los fluidos confinados en los anulares [26] [28] [30].

Estos dos últimos criterios son fundamentales en el diseño de pozos en aguas profundas [26].

En la tabla 5.5, se mencionan los principales métodos para el diseño de revestidores [30].

TABLA 5.5. Métodos para el diseño de revestidores	
Método	Descripción
Método Axial	Los esfuerzos de colapso, presión interna y tensión para los cuales los revestidores son diseñados se consideran independientes
Método Triaxial	Los revestidores, en cada punto, están sometidos a un esfuerzo combinado de presión interna, colapso, tensión o compresión
Elipse de tensiones	Define los límites de tensión axial contra presión interna o presión externa dentro del cual un revestidor debe estar actuando en régimen elástico
API	Estos criterios de diseño se han definido en la norma API BULL 5C2

El diseño por el método triaxial está dado por la combinación de la elipse de tensiones con la envolvente API, definiendo los límites de trabajo para los revestidores, figura 5.5 [30].

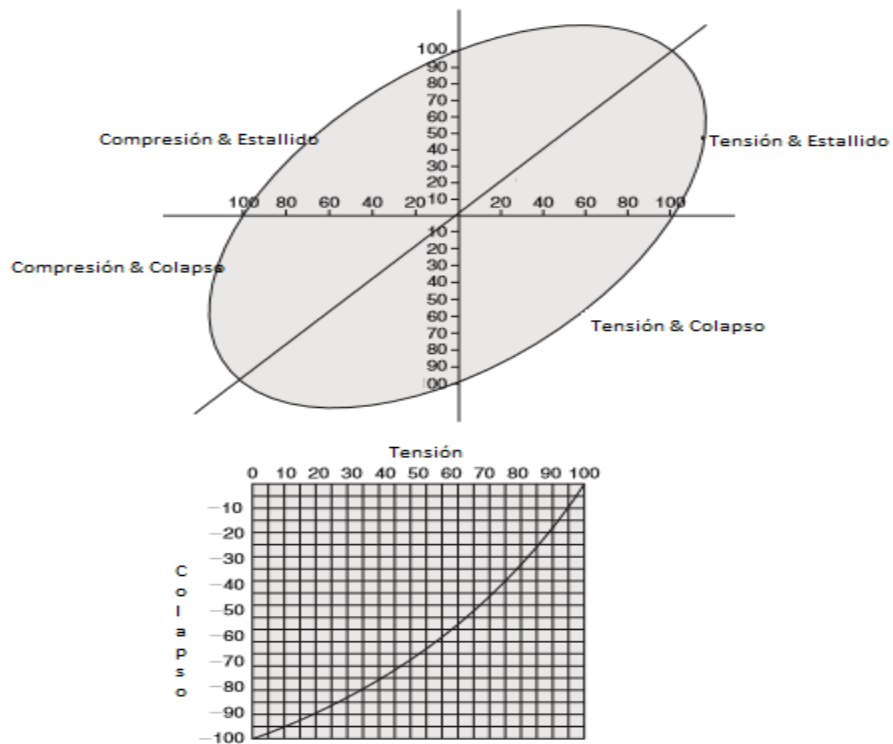


FIGURA 5.5. Elipse de tensiones [Modificado de Aadnoy, 2010].

En el cuadrante superior izquierdo, el revestidor es sometido a esfuerzos combinados de presión interna y compresión, observándose una reducción en la presión interna debido a la compresión. En el cuadrante superior derecho, el revestidor es sometido a esfuerzos combinados de tensión y presión interna, observándose un aumento en la presión interna debido a la tensión [30].

En los cuadrantes inferiores, la resistencia al colapso es limitada por los valores de la norma API BULL 5C2. La resistencia a la compresión en el cuadrante inferior izquierdo está limitada por la elipse de tensiones debido a la posibilidad de pandeo [30].

A las cargas de diseño se les adiciona un factor de diseño, el cual tiene como objetivo proporcionar 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 los efectos de la temperatura, corrosión y desgaste. API 5C3 publica las ecuaciones y cálculos para determinar las propiedades de las tuberías.

Los factores de diseño mostrados en la tabla 5.6 son los factores recomendados en la norma N-2752 [30]. En 1955 API reporto un rango de valores para los factores de diseño: El factor de diseño para colapso puede variar de 1.0 a 1.5. Para estallido los valores pueden variar de 1.0 a 1.75. El factor de diseño para tensión varía de 1.5 a 2.0 [43].

TABLA 5.6. Factores de diseño para los revestidores	
Colapso	1.0
Presión interna	1.1
Tensión / Compresión	1.3
Triaxial	1.25

5.2.1. Tubería conductora

Sthal y Baur (1980), son de los primeros autores en publicar artículos sobre la metodología de diseño para tuberías conductoras en ambientes costa-fuera [33]. Lang y Wood (1994), publican algunos parámetros de diseño, fabricación e instalación de tuberías conductoras costa-fuera [34]. El diseño de la tubería conductora es realizado con la finalidad de determinar la máxima capacidad de carga, a la cual el conductor estará sometido [33] [34].

Olivares y Jardinez (2013), presentan los resultados sobre un estudio geotécnico aplicado en ambientes de aguas profundas en el Golfo de México. Este análisis permite conocer las características del lecho marino, garantizar la instalación y profundidad de asentamiento de la tubería conductora, así como, evaluar los

esfuerzos reales aplicados a los sistemas submarinos de perforación en condiciones dinámicas de operación [35].

El diseño de la tubería conductora se realiza principalmente por pandeo y flexión. Este análisis requiere un estudio diferente. Por tal razón, esta tesis no describe el método. En la tabla 5.7, se presentan las principales consideraciones para el diseño y la profundidad de asentamiento óptima para de la tubería conductora [33] [34] [35].

Tabla 5.7. Consideraciones para el diseño y asentamiento de la tubería conductora
Máximo desplazamiento permisible del <i>riser</i>
Cargas laterales inducidas por las corrientes marinas
Análisis dinámico del <i>riser</i> de perforación
Cargas ejercidas por el peso de la tubería superficial, cabezal de alta presión y revestidores subsecuentes
Cargas ejercidas por los preventores submarinos
Propiedades hidráulicas y mecánicas del subsuelo marino
Profundidad de asentamiento
Máxima carga por flexión

5.2.2. Tubería superficial e intermedia

A continuación, se presentan las principales consideraciones de diseño para determinar las cargas máximas por: 1) Estallido. 2) Colapso. 3) Tensión.

1) Estallido

Para determinar la máxima resistencia de la TR al estallido, se debe considerar el caso más crítico de los siguientes escenarios [26] [30] [32]:

- Prueba de presión en los preventores submarinos

- Pruebas de presión de los revestidores
- Influjos de 100 barriles al final de la siguiente etapa de perforación
- Considerar $\frac{2}{3}$ del pozo con gas
- Presión de inyección
- Efectos termodinámicos en el anular por sus siglas en inglés APB, *Annular Pressure Buildup*
- Escenario de producción, considerando falla en la tubería de producción (De ser el caso, solo aplica para revestidores intermedios)

Cuando la presión interna, supera la resistencia de la tubería se presenta el estallido de la tubería [26] [30] [32].

Los perfiles de presión por estallido deben ser comparados con la presión de respaldo, presión en el anular. De acuerdo, a los escenarios de estallido a los que se asume estarán sometidos los revestidores, la presión de respaldo, esta dada principalmente por los siguientes parámetros [30] [31] [32]:

- Presión de formación: considerando el espacio anular lleno con agua de mar
- Densidad del fluido de control de la etapa actual

Una vez determinados los perfiles de presión de estallido y respaldo, se debe determinar la presión resultante, la cual, es la diferencia entre ellas. La presión resultante debe ser multiplicada por un factor de diseño, para la presión de estallido, este factor tiene un valor de 1.1 [30] [31] [32].

Al resultado de este producto, se le denomina máxima presión de diseño o simplemente, línea de diseño. La resistencia del revestidor seleccionado deberá ser mayor a la línea de diseño [30] [31] [32].

En la tabla 5.8, se describen los escenarios más comunes para el diseño y selección de revestidores por presión de estallido [26] [30] [32].

TABLA 5.8. Escenarios de diseño por estallido para el revestidor superficial e intermedio	
Escenarios	Descripción
Prueba de presión en los preventores	Limitado al valor máximo de presión esperada de la tercera etapa de perforación. Considerando $\frac{2}{3}$ del pozo con gas. Esta prueba, no debe ser mayor a la presión de prueba de los revestidores
Pruebas de presión de los revestidores	Equivalente al 70% de la resistencia a la presión interna del cuerpo de la tubería
Influjos de 100 barriles, perforando al final de la siguiente etapa de perforación	Considerando la presión máxima de formación al final de la siguiente etapa de perforación, adicionando un factor de seguridad para pozos de desarrollo de 0.5 lb/gal (0.05 gr/cm ³) y para pozos exploratorios de 1 lb/gal (0.119 gr/cm ³)
$\frac{2}{3}$ del pozo con gas	Considerando influjos de gas, $\frac{2}{3}$ del pozo estarán ocupados por gas. En la parte superior, fluido de control (etapa siguiente de perforación). En la parte inferior, se considera gas. Se considera un gradiente para el gas de: 1) Para profundidades menores a 3 000 m considerar : 0.35 lb/pg ² /m (0.024 [kg/cm ² /m]). 2) Para profundidades mayores a 3 000 m, considerar: 0.45 lb/pg ² /m (0.031 [kg/cm ² /m])
$\frac{2}{3}$ del pozo con gas, limitado al valor de la prueba de goteo (LOT)	La presión interna, actuando en la zapata del revestidor debe ser limitada al gradiente de fractura de la formación
Efectos termodinámicos (APB)	Considerar los efectos termodinámicos que sufren los fluidos confinados en el espacio anular durante la vida productiva del pozo
Escenario de producción	Considerar falla en la tubería de producción a la profundidad del cabezal del pozo (por consideraciones de diseño se toma la profundidad del lecho marino)

2) Colapso

La presión de colapso es generada por la columna hidrostática de los fluidos en el exterior del revestidor, los escenarios más comunes son [30] [31] [32]:

- Al descender el revestidor
- Mientras se cementa el revestidor

En zonas de sal, la dinámica de esta, genera una presión de colapso adicional, para este trabajo se asume un valor de 1.0 lb/pg²/pie. Cuando la presión externa, supera la resistencia de la tubería se presenta el colapso de la tubería [26] [30].

Los perfiles de presión por colapso deben ser comparados con la presión de respaldo, presión en el interior del revestidor. De acuerdo, a los escenarios de colapso, a los que se asume estarán sometidos los revestidores, la presión de respaldo, esta dada principalmente por los siguientes parametros:

- Fluido de control de la etapa siguiente de perforación
- Agua de mar en el interior del revestidor
- De ser el caso y solo para el diseño la tubería intermedia, el interior se considera vacío

Una vez determinados los perfiles de presión de colapso y respaldo, se debe determinar la presión resultante, la cual, es la diferencia entre ellas [30] [31] [32].

La presión resultante debe ser multiplicada por un factor de diseño, para la presión de colapso, este factor tiene un valor de 1.0. Al resultado de este producto, se le denomina máxima presión de diseño o línea de diseño. Por lo tanto, la resistencia del revestidor seleccionado deberá ser mayor a la línea de diseño [30] [31] [32].

En la tabla 5.9, se describen los escenarios más comunes para el diseño y selección de revetidores por presión de colapso [26] [30] [32]. La metodología, aplicación y ejecución de estos escenarios se realizan en el Capítulo 6.

TABLA 5.9. Escenarios de diseño por colapso para el revestidor superficial e intermedio	
Escenarios	Descripción
Revestidor cementado	La carga en el anular debe ser considerada igual a la densidad de la lechada. Algunas operadoras consideran un factor de seguridad de 1.0 lb/gal (0.12 gr/cm ³), más la presión hidrostática ejercida por la máxima densidad del lodo de la fase actual. El interior de la tubería debe ser considerado con agua de mar
Pérdida de circulación perforando la siguiente etapa	La carga en el anular debe considerar la máxima densidad del fluido de control de la etapa actual de perforación o la densidad del cemento. Si es el caso, considerar una carga adicional de colapso de 1 lb/pg ² /pie en zonas de sal. El interior del revestidor, se considera pérdida de circulación al final de la siguiente etapa de perforación, tomando en cuenta la máxima densidad prevista para la siguiente etapa de perforación, estimando una presión de formación normal de 8.5 lb/gal (1.025 gr/cm ³). La pérdida de circulación ocurrirá hasta que la presión ejercida por el lodo de la siguiente etapa de perforación iguale la presión de formación. Para esta situación, se considera a cierta profundidad el revestidor vacío, generalmente, esta caída en el nivel del fluido ocurre dentro del <i>riser</i>
Efectos APB (Annular Pressure Buildup)	Considerar los efectos termodinámicos que sufren los fluidos confinados en el espacio anular durante la vida productiva del pozo

3) Tensión

El diseño por tensión, debe considerar los siguientes factores [30] [31] [32]:

- 1) Peso propio de la tubería.
- 2) Flotación de la tubería en el fluido de perforación.
- 3) Variaciones en las secciones transversales de la tubería.

Si la fuerza que actúa sobre el revestidor es compresiva se considera negativa, si es de tensión se toma como positiva. El diseño por tensión se lleva a cabo desde el fondo de la tubería hasta lecho marino y los puntos de interés son los cambios de peso entre las secciones de la tubería [30] [31] [32].

En pozos direccionales deben ser considerados los siguientes factores:

- 1) Trayectoria direccional.
- 2) Esfuerzos de doblamiento.
- 3) Fricción entre las paredes del pozo y el revestidor [30] [31] [32].

5.2.3. Tubería de explotación

A continuación, se describen las principales consideraciones para diseñar la tubería de explotación o *liner* de explotación: 1) Estallido. 2) Colapso. 3) Tensión

1) Estallido

La presión por estallido del revestidor de explotación debe ser determinada de acuerdo al estado mecánico y a los diferentes métodos de producción, considerados durante la vida productiva del pozo [30] [31] [32]. Las presiones de respaldo, resultante y diseño estarán en función del escenario de producción considerado [26] [30]. En la tabla 5.10, se describen los escenarios más comunes para diseñar las tuberías de explotación por estallido. La metodología, aplicación y ejecución de estas consideraciones se realizan en el Capítulo 6.

TABLA 5.10. Escenarios de diseño por estallido para la tubería de explotación	
Escenarios	Descripción
Prueba de presión de los preventores	Considerar la presión máxima esperada de los preventores durante las diferentes operaciones, conforme al objetivo final del pozo, productor/inyector
Pruebas de presión de los revestidores	La presión de prueba del revestidor debe ser equivalente al 80% de la resistencia a la presión interna del cuerpo de la tubería
Influjo de 100 barriles a la profundidad de la última etapa de perforación	Considerando la máxima presión de la formación, al final de la etapa siguiente de perforación, más un factor de seguridad de 0.5 lb/gal (0.06 gr/cm ³) para pozos de desarrollo y un valor de 1.0 lb/gal (0.12 gr/cm ³) para pozos exploratorios
² / ₃ del pozo con gas	Influjo de gas, ² / ₃ del pozo estarán ocupados por gas. En la parte superior, fluido de control (etapa de perforación). En la parte inferior, se considera gas. Gradiente del gas: 1) Para profundidades menores a 3 000 m considerar : 0.35 lb/pg ² /m (0.024 [kg/cm ² /m]). 2) Para profundidades mayores a 3 000 m, considerar: 0.45 lb/pg ² /m (0.031 [kg/cm ² /m])
² / ₃ del pozo con gas, limitado al valor de la prueba de goteo (LOT)	La presión interna actuando en la zapata del revestidor debe ser limitada al gradiente de fractura de la formación
Falla en la tubería de producción	Considerando que cerca de la cabeza del pozo puede ocurrir ruptura del <i>tubing</i>
Fracturamiento hidráulico	Se considera que puede ocurrir una ruptura en el <i>tubing</i> durante la estimulación
Efectos APB (Annular Pressure Buildup)	Considerar efectos termodinámicos que sufren los fluidos confinados en el espacio anular durante la vida productiva del pozo
Bombeo de fluidos hacia la formación	Fracturamiento hidráulico o bombeo de fluidos en forma forzada hacia la formación, <i>Bull Heading</i>

2) Colapso

La presión por colapso, debe ser determinada de acuerdo a los diferentes métodos de producción. En la tabla 5.11, se describen algunos escenarios. Las presiones de respaldo, resultante y diseño estará en función del escenario de producción considerado [26] [30] [32].

TABLA 5.11. Escenarios de diseño por colapso para el revestidor de explotación	
Escenarios	Descripción
Revestidor cementado	Considerar en el anular la densidad de la lechada, algunas operadoras deciden tomar un factor de seguridad de 1.0 lb/gal (0.12 gr/cm ³), más la presión hidrostática ejercida por la máxima densidad del lodo de la fase actual. Considerar el interior de la tubería con agua de mar.
Pérdida de circulación al final de la cuarta etapa de perforación	Considerar todo el anular con la máxima densidad del fluido de la etapa actual. La pérdida de circulación ocurrirá hasta que la presión ejercida por el lodo de la siguiente etapa de perforación iguale a la presión de formación. El interior del revestidor se considera vacío a cierta profundidad
Pozo Vacío (Full Evacuation)	Para pozos productores de aceite, el interior debe ser considerado vacío, considerando que será asistido por gas lift. Para pozos productores de gas, se considera el revestidor vacío.
Taponamiento en los disparos durante la producción del pozo	La carga por colapso está dada por la presión de formación en la zona productora, más un factor de seguridad de 1.0 lb/gal
Esfuerzos que actúan sobre el revestidor debido al movimiento de la sal	Se considera el gradiente litostático actuando en el exterior del revestidor y el interior del revestidor vacío. Si no es posible determinar el valor del gradiente, se debe considerar 1 lb/pg ² /pie
Efectos APB (Annular Pressure Buildup)	Considerar los efectos termodinámicos que sufren los fluidos confinados en el espacio anular durante la vida productiva del pozo

3) Tensión

Las consideraciones del diseño por tensión para el revestidor o *liner* de producción son las mismas mostradas en la sección 5.2.2.

5.2.4. Diseño de revestidores en zonas de sal

Para el diseño de revestidores en zonas de sal, se debe considerar la carga externa debida a la dinámica de la sal (fluencia), estas cargas generan esfuerzos adicionales de colapso sobre el revestidor. Se debe adoptar un gradiente litostático en la zona de sal de 1 lb/pg²/pie, actuando en el exterior del revestidor, considerando el interior del revestidor vacío. En la tabla 5.12, se mencionan algunas medidas para minimizar el movimiento de la sal sobre el revestidor vacío [26] [30].

TABLA 5.12. Consideraciones de diseño para los revestidores en zonas de sal
Control del diámetro del agujero con el objetivo de obtener condiciones de cargas uniformes, actuando en el exterior del revestidor
Peso adecuado del fluido de control y uso de fluidos sintéticos al perforar la sal
En ocasiones, se decide aumentar la resistencia estructural del revestidor, es decir, el revestidor debe ser cementado 100 m por encima del tope de la sal
Revestir las zonas de sal con revestidores fabricados para alto colapso

5.2.5. Incremento de la presión debido a la expansión térmica de los fluidos entrampados en los anulares.

Los pozos en aguas profundas están sometidos a grandes cambios de temperatura, ya que, los rangos de temperatura pueden ir de 25 °C en superficie, 2 °C en el lecho marino hasta temperaturas de yacimiento aproximadas a los 150°C [25] [26] [32].

El incremento de la presión en el anular o por su término en inglés, *Annular Pressure Buildup* (APB), es debido a la expansión térmica de los fluidos atrapados en los anulares (Moe y Erpelding, 2000) [36].

A continuación, se describen, en forma breve, las causas, consecuencias, consideraciones de diseño y las mejores prácticas para mitigar el incremento de la presión en el anular APB [28].

Las principales causas del incremento en la presión en el anular son:

1) Al producir el pozo, los fluidos atrapados en el anular, entre la tubería de producción y la TR de explotación, se expanden debido al aumento de la temperatura, ocasionando el incremento de la presión en el anular. Los fluidos atrapados en los otros anulares, también, son afectados por el incremento de la temperatura y por el incremento de la presión [28] [36].

2) Respecto al tiempo, el gradiente y las propiedades de los fluidos atrapados en el anular pueden cambiar respecto a las condiciones iniciales, las principales causas son:

a) Canalización de gas hacia el anular debido a la deficiencia del sello hidráulico ejercido por el cemento. De esta manera, el fluido se gasifica reduciendo la presión hidrostática [28].

b) Con el tiempo, los sólidos suspendidos en los fluidos del anular pueden precipitar, dando como resultado que se tenga un fluido de menor densidad en el tope del intervalo, aumentando, así, el peso del fluido en el fondo del intervalo, creando diferentes presiones hidrostáticas en el mismo intervalo [28].

Las principales consecuencias de los efectos termodinámicos en el anular son:

1) El incremento de la presión en el anular entre la tubería de producción y la TR de explotación puede ocasionar el colapso de la tubería de producción y el estallido de la TR de explotación [28].

2) El anular entre la TR de producción y la TR intermedia puede alcanzar un incremento de la temperatura hasta el punto de colapsar la TR de producción o el estallido de la TR intermedia y, así, sucesivamente, hasta llegar a la tubería conductora [28].

Hoy en día, es imposible evitar el incremento de la presión en el anular. A continuación, se mencionan las mejores prácticas para mitigar efectos de APB [28] [36]:

a) Evitar sellar el anular

- Disparar con TCP el revestidor anterior para formar una válvula de escape de la presión.
- Dejando el tope del cemento a cierta profundidad por debajo de la última zapata.
- Usar un fluido libre de sólidos con el objetivo de evitar la precipitación de estos sólidos en el fondo del intervalo.

b) Instalación de un fluido o gas compresible en el anular

- Usando un gas compresible como el nitrógeno, ya que, mientras el fluido se expande, el volumen del nitrógeno disminuye.
- Usando líquidos compresibles, la compresibilidad de estos líquidos es menor que la del nitrógeno.

- Instalación de materiales deformables fuera del revestidor, por ejemplo, espumas sintéticas, los materiales deformables se expanden en el anular, proporcionando un volumen adicional a la expansión del fluido y reduciendo los efectos de APB.
- Usando discos de ruptura en el revestidor con el objetivo de proteger y aumentar la resistencia en el exterior e interior del revestidor.

CAPÍTULO 6. DISEÑO DEL POZO

El objetivo del Capítulo 6 es plantear y describir los diferentes escenarios a los que un pozo está expuesto en tirantes de agua mayores a 1 500 m, de esta manera, se exponen y ejecutan los criterios y metodologías desarrolladas en la industria para el diseño y selección de revestidores en ambientes de aguas profundas. Los criterios de diseño evaluados para este trabajo de tesis son: colapso, estallido, tensión, efectos biaxiales, cargas adicionales por colapso debidas al movimiento de la sal e incremento de la presión debido a la expansión térmica de los fluidos confinados en los anulares.

6.1. Geopresiones

Según Santos y Toledo (2009) y Cortés (2015), igual que para un pozo en tierra, la arquitectura y el diseño de pozos en aguas profundas es proyectado con base en las geopresiones. Su influencia está, principalmente, en el asentamiento y diseño de los revestidores, selección de los fluidos de control, diseño de las lechadas de cemento, selección de los sistemas submarinos de perforación y equipos de perforación [25] [26].

6.1.1. Gradiente de sobrecarga

El gradiente de sobrecarga, se define como la sumatoria de los esfuerzos que ejercen todas las formaciones suprayacentes sobre un punto de interés. Este gradiente es función de la gravedad, tirante de agua, densidad total, espesor y profundidad de cada formación [25] [37].

6.1.2. Presión de poro

Presión de poro, es la presión de los fluidos confinados en el espacio poroso de la roca. Una presión de poro normal tiene valores de 8.5 lb/gal (1.025 gr/cm³) y

9.0 lb/gal (1.08 gr/cm³), por debajo de estos valores se consideran presiones anormalmente bajas y presiones por arriba de los valores mencionados se consideran presiones anormalmente altas o sobrepresionadas [25].

Según Bourgoyne (1986), los principales mecanismos que causan presiones anormales son: los efectos de compactación, efectos diagenéticos, diferencia de densidades, migración de fluidos [37]. Bower (2002) menciona que otro factor de presiones anormales son los efectos de la temperatura [38].

6.1.3. Presión de fractura

La presión de fractura se define como la presión necesaria para vencer la presión de formación y la resistencia de la roca. [37].

6.1.4. Influencia del tirante de agua en el gradiente de sobrecarga

Se conoce que la densidad de las rocas es mayor que la densidad del agua, entonces, para una misma profundidad se tiene que los gradientes de sobrecarga terrestres serán mayores a los de un pozo costa-afuera [25]. Esta es la razón principal del porqué en ambientes de aguas profundas la ventana operativa se reduce respecto a un pozo de tierra. De manera general, podemos decir que mientras mayor sea el tirante de agua, menor será el gradiente de sobrecarga, para una misma profundidad, medida desde la mesa rotaria [25].

En la figura 6.1, se muestra la influencia del tirante de agua sobre el gradiente de sobrecarga. En color azul, se muestra el perfil correspondiente para un pozo terrestre; en color rojo, verde y morado se muestra el gradiente de sobrecarga correspondiente a 100, 1500 y 3 000 m de tirante de agua. Es evidente que, mientras mayor sea la profundidad del tirante de agua, el gradiente de sobrecarga se reduce [25].

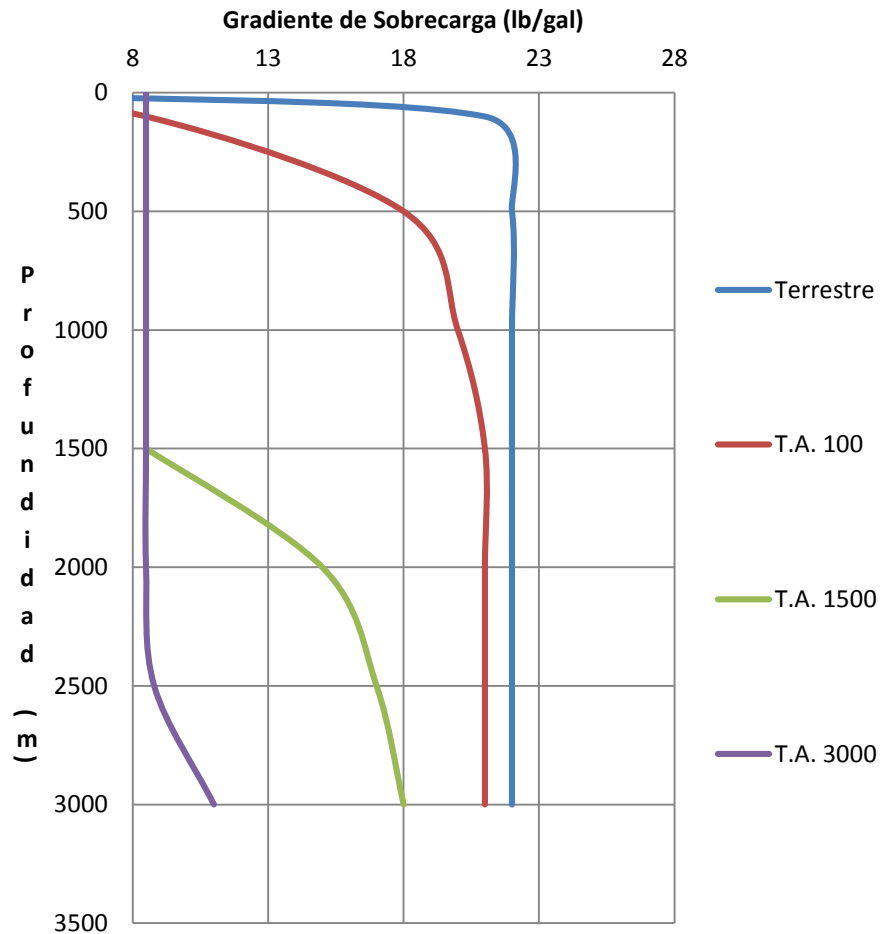


FIGURA 6.1. Gradiente de sobrecarga para diferentes tirantes de agua

6.1.5. Influencia de las evaporitas en las geopresiones

Hoy en día es complejo estimar presiones anormales en zonas con presencia de evaporitas, Shaker (2008; 2009), publica el impacto negativo sobre el estudio de geopresiones debido a incrustaciones de arenas o arcillas dentro de la sal (sal sucia) [39] [40]. Por medio de métodos tradicionales para estimar la presión de poro, es difícil identificar zonas de presiones anormales dentro de la sal [39] [40].

Los modelos utilizados para estimar la presión de poro fueron desarrollados para arcillas saturadas de agua, esta es la base de los estudios de las geopresiones [26].

Considerando que las evaporitas son impermeables, los valores de presión de poro en la sección de evaporitas, arrojados por cualquier método, tienden a ser bajos. Esto no significa que, al perforar evaporitas no se encuentren zonas de presión anormal. Las causas principales a las que se les atribuye zonas de presión anormal en la sección de evaporitas se describen de forma breve a continuación [26] [39] [40]:

1. Durante la precipitación y depositación de las evaporitas pudo haber ocurrido depósito de intervalos de arenas o arcillas, durante estos procesos, las incrustaciones se sobre presionan, de esta manera, dentro de cuerpos de sal sucia, se pueden encontrar zonas de presiones anormales.

2. Si las evaporitas se mueven con respecto al tiempo, sal alóctona, pueden envolver o arrastrar a su paso algunos cuerpos de arenas o lutitas, por lo tanto, al perforar un cuerpo salino aloctono podemos encontrar zonas de presión anormal.

En otras palabras, al perforar cuerpos salinos podemos encontrar zonas de presión de formación anormal, estas zonas de presión anormal no son propias del cuerpo salino, sino de los cuerpos entrampados de arenas y/o arcillas dentro de las evaporitas [26].

En la sección de evaporitas la presión de fractura tiende a ser mayor respecto a otras rocas depositadas a la misma profundidad, este comportamiento se atribuye al comportamiento plástico de las evaporitas. Los valores de fractura en las evaporitas pueden alcanzar valores cercanos al de la sobrecarga [5] [39] [40]. Barker y Meeks (2003), describen un método aplicado al Golfo de México para estimar el gradiente de fractura en cuerpos de sal alóctonos [49].

6.2. Asentamiento de tuberías de revestimiento

El asentamiento de los revestidores puede ser influenciado bajo diferentes objetivos y condiciones esperadas al perforar el pozo, en la tabla 6.1, se mencionan algunos de estos parámetros [25] [30]. El asentamiento de tuberías de revestimiento presentado en este trabajo de tesis, tiene el objetivo de revestir zonas de sal.

TABLA 6.1. Factores que influyen en el asentamiento de los revestidores
Características del yacimiento
Condiciones geológicas
Terminación requerida del pozo
Pozos direccionales u horizontales
Revestir zonas de sal
Revestir zonas de pérdida de circulación
Limitaciones debidas a la densidad equivalente a la circulación
Tolerancia al influjo
Limitaciones debidas a torque y arrastre

6.2.1. Criterios para determinar la densidad del fluido de control

La selección del programa de fluidos de control según Adams (1985), está en función de diferentes parámetros, tales como: riesgos geológicos, densidad equivalente de circulación, selección del tipo de lodo por intervalo, planes de contingencia, entre otros [45].

Este trabajo de tesis menciona de forma breve, los criterios para determinar la densidad mínima y máxima del fluido de control en equipos de posicionamiento dinámico, planteando, condiciones estáticas y dinámicas. Estos escenarios son planteados para las zonas de presiones anormales, es decir, una vez concluida la sección *Riserless* [26] [30].

1) Criterios para determinar la densidad mínima del fluido de control (condiciones estáticas). La densidad mínima del fluido debe ser el valor mayor calculado entre los incisos "a" y "b".

a) Gradiente de presión de poro esperado en la profundidad de interés más el margen de seguridad del *riser*. Al resultado de la adición anterior, algunas operadoras deciden adicionar un factor de seguridad. Existen escenarios en los cuales se decide no considerar el margen de seguridad del riser, estos son:

- No existir la posibilidad de pérdida de posicionamiento de la unidad de perforación.
- No existir la posibilidad de falla en los preventores submarinos en caso de una desconexión.
- Con base a estudios geológicos del área, tener la seguridad de no atravesar zonas de presiones anormales.
- Si existe la posibilidad de presencia de hidrocarburos en la fase actual de perforación, con base en estudios geofísicos, tener la seguridad de no tener influjo hacia el pozo.

b) Gradiente de presión de poro esperado en la profundidad de interés más el margen de seguridad de maniobra.

2) Criterios para determinar la densidad máxima del fluido de control (condiciones dinámicas). La densidad máxima del fluido debe ser el valor menor calculado entre los incisos "a", "b" y "c".

a) Considerar la presión de fractura estimada a la profundidad de interés. Reduciendo el riesgo de fractura de la formación, en condiciones de circulación.

b) Considerar la densidad máxima del fluido de control asociado al límite operativo de los tensionadores del *riser*.

c) Considerar la densidad máxima del fluido de control asociado a pérdidas de circulación observadas en pozos de correlación.

Otro criterio a considerar en la selección de la máxima densidad del fluido, está asociado a efectos de surgencia. La densidad máxima del fluido de control en condiciones dinámicas, debe considerar la bajada de la sarta de perforación o del revestidor. Debe ser calculada la máxima velocidad a la cual la sarta o el revestidor serán descendidos, con la finalidad de evitar fracturar la formación en condiciones dinámicas [30].

Determinar la densidad óptima del fluido de control en zonas de evaporitas, está en función de la dinámica de la sal. Algunas operadoras realizan simulaciones numéricas para predecir el cierre del agujero respecto al tiempo, usando diferentes densidades en el fluido de control. Los valores de la densidad del fluido de control para perforar zonas de sal, tienen valores entre 10 lb/gal y 14 lb/gal (Poiate *et al.* 2006) [20].

De acuerdo a los criterios descritos anteriormente para la selección de la densidad del fluido de perforación, este trabajo de tesis considera la densidad del fluido igual al gradiente de poro más el margen de seguridad del *riser* más un factor de seguridad. El cálculo de la densidad del fluido de control se muestra en la sección 6.2.2.1.

No existen reglas o criterios para el establecimiento de márgenes de seguridad sobre los límites de la ventana operativa. Los márgenes de seguridad usados para determinar la densidad del fluido, tienen valores entre 0.2 lb/gal y 0.5 lb/gal, el valor más común en la literatura es de 0.5 lb/gal [25] [30] [32].

La selección del margen de seguridad varía según la compañía, generalmente, son establecidos de acuerdo a la información disponible del sitio a perforar [25]. Para esta tesis se usara un margen de seguridad igual a 0.5 lb/gal.

6.2.2. Evaluación de las profundidades de asentamiento

Una vez concluida la etapa *Riserless*, de acuerdo con Santos y Toledo (2009); Cortés (2015); N-2752 (2006) y Aadnoy (2010), el asentamiento de las tuberías de revestimiento, debe ser evaluado por los criterios de: tolerancia al influjo, zonas de pérdidas de circulación, presión diferencial y margen de seguridad del *riser*. Este trabajo de tesis evaluara las profundidades de asentamiento por los criterios de margen de seguridad del *riser* y tolerancia al influjo.

6.2.2.1. Margen de seguridad del *riser*

Existen situaciones donde es necesario desconectar el *riser*, por lo tanto, los preventores deben ser cerrados, una falla en los preventores puede ocasionar que se deje el pozo abierto al océano. Al desconectar el *riser*, la columna del fluido de control dentro del pozo se reduce, por lo tanto, la presión hidrostática en el interior del pozo disminuye, en ocasiones por debajo de la presión de poro, en estos escenarios es probable que ocurra un influjo o incluso el descontrol del pozo [25].

El margen de seguridad del *riser* es el aumento que se da al gradiente de poro, para determinar la densidad del fluido de perforación, compensando la presión hidrostática que se pierde al desconectar el *riser*, ecuación 6.1 [25] [30] [32].

Este valor no puede ser adicionado a la densidad del fluido, si el valor final es superior al gradiente de fractura [25] [30] [32].

$$MSR = \left(\frac{G_p(ProfV) - \rho_{agua}(T.A)}{Prof_{DLM}} \right) - G_p \quad (6.1)$$

Donde:

MSR = Margen de seguridad del riser (lb/gal)

$ProfV$ = Profundidad vertical de interés (m)

G_p = Gradiente de presión de poro (lb/gal)

$T.A$ = Tirante de agua (m)

ρ_{agua} = Densidad del agua de mar 8.5 (lb/gal)

$Prof_{DLM}$ = Profundidad de interés debajo del lecho marino (m)

En la tabla 6.2, se muestran los datos de asentamiento para las tuberías de revestimiento correspondientes al pozo en estudio, Pré-sal-1A: diámetro del agujero, diámetro externo del revestidor, profundidad de asentamiento, gradiente de poro y gradiente de fractura. Con ayuda de estos datos se determinara el margen de seguridad del riser, posteriormente, se calculara la densidad del fluido de control.

TABLA 6.2. Datos de asentamiento pozo Pré-sal-1A					
Barrena (pg)	Revestidor (pg)	Profundidad		G. Poro (lb/gal)	G. Fractura (lb/gal)
		TVD(m)	BML(m)		
Jetteo	30	2300	90	8.5	10.3
26	20	3150	990	8.7	11.5
12 1/4x14 3/4	10 3/4	5000	2790	9.4	12.5
8 1/2	7	5400	3150	9.7	12.8

A continuación, se calcula el margen de seguridad del *riser* para las secciones de 14 3/4" y 8 1/2", ecuación 6.1.

1) Sección de 14 3/4"

Sustituyendo los valores correspondientes en la ecuación 6.1, se tiene que:

$$\rho_{MSR} = \left(\frac{9.4 \frac{\text{lb}}{\text{gal}} (5\,000 \text{ m}) - 8.5 \frac{\text{lb}}{\text{gal}} (2\,210 \text{ m})}{(5\,000 \text{ m} - 2\,210 \text{ m} - 25 \text{ m})} \right) - 9.4 \frac{\text{lb}}{\text{gal}}$$

$$\rho_{MSR} = 0.80 \text{ lb/gal}$$

2) Sección de 8 1/2"

Sustituyendo los valores correspondientes en la ecuación 6.1, se tiene que:

$$\rho_{MSR} = \left(\frac{9.7 \frac{\text{lb}}{\text{gal}} (5\,400 \text{ m}) - 8.5 \frac{\text{lb}}{\text{gal}} (2\,210 \text{ m})}{(5\,400 \text{ m} - 2\,210 \text{ m} - 25 \text{ m})} \right) - 9.7 \frac{\text{lb}}{\text{gal}}$$

$$\rho_{MSR} = 0.77 \text{ lb/gal}$$

La densidad del fluido de control, está dada por la ecuación 6.2 [30].

$$\rho_f = G_p + F.S + MSR \tag{6.2}$$

Donde:

ρ_f = Densidad del fluido de control (lb/gal)

G_p = Gradiente de presión de poro (lb/gal)

$F.S$ = Factor de seguridad (0.5 lb/gal)

MSR = Margen de seguridad del *riser*

Sustituyendo los valores correspondientes en la ecuación 6.2, se tiene que la densidad del fluido de control, considerando el margen de seguridad del *riser* es:

- Densidad del fluido de control para la sección de 14 3/4" considerando un margen de seguridad de 0.5 lb/gal y el margen de seguridad del *riser*.

$$\rho_f = (9.4 + 0.5 + 0.8) \text{ lb/gal}$$

$$\rho_f = 10.7 \text{ lb/gal}$$

- Densidad del fluido de control para la sección de 8 1/2" considerando un margen de seguridad de 0.5 lb/gal y el margen de seguridad del *riser*.

$$\rho_f = (9.7 + 0.5 + 0.77) \text{ lb/gal}$$

$$\rho_f = 10.97 \text{ lb/gal}$$

Los valores calculados de la densidad del fluido de control para las secciones de 14 3/4" y 8 1/2", garantizan que, al cerrar el pozo, existirá falla en los preventores y desconectar el *riser*, el pozo no quedará abierto hacia el océano. El margen del *riser* no puede ser adicionado a la densidad del fluido, si el valor final supera al gradiente de fractura. Los gradientes de fractura son 12.5 lb/gal y 12.8 lb/gal para las secciones de 14 3/4" y 8 1/2", respectivamente. Los valores de densidad determinados anteriormente, no exceden el gradiente de fractura, por lo tanto, el margen de seguridad del *riser* puede ser adicionado a la densidad del fluido.

6.2.2.2. Tolerancia al influjo

La tolerancia al influjo se define como la máxima presión de poros que puede ser admitida, de tal forma que, al ocurrir un influjo, el pozo pueda ser cerrado sin que ocurra fractura en la formación más débil. De esta manera, se asegura que, alcanzando la máxima presión de poros no habrá fractura de la formación al cerrar el pozo [25].

A continuación, se describe la metodología, variables y consideraciones para calcular el valor de la tolerancia al influjo [25] [32].

1) Calcular la altura del influjo, ecuación 6.3.

$$Alt_i = \frac{V_i}{C.A} \quad (6.3)$$

Donde:

Alt_i = Altura del influjo (pie)

$C.A$ = Capacidad del anular (bl/pie)

V_i = Volumen del influjo (bl)

Algunas operadoras, consideran el valor del volumen del influjo para diámetros de pozos mayores a 12 1/4" de 25 bl y 20 bl para diámetros menores [30].

Otras operadoras, recomiendan calcular este valor para cada sección del pozo que sea perforado dentro de la zona de presión anormal alta. La capacidad del anular se recomienda ser calculada de acuerdo con el diámetro del pozo y diseño del BHA [25] [26] [30].

La capacidad del anular en la sección de 8 1/2" es igual a 0.046 bl/pie y 0.182 bl/pie para la sección de 14 3/4".

2) Calcular la tolerancia al influjo, ecuación 6.4.

$$T_i = \left[\frac{Prof_{zapata}}{ProfV} (G_f - \rho_f) \right] - \left[\frac{Alt_i}{ProfV} (\rho_f - \rho_i) \right] + \rho_f \quad (6.4)$$

Donde:

T_i = Tolerancia al influjo (lb/gal)

$Prof_{zapata}$ = Profundidad de la última zapata (m)

$ProfV$ = Profundidad vertical de interés (m)

G_f = Gradiente de fractura (lb/gal)

Alt_i = Altura del influjo (m)

ρ_i = Densidad del fluido invasor (lb/gal)

ρ_f = Densidad del fluido de control (lb/gal)

Algunas operadoras recomiendan seguir las siguientes consideraciones para el cálculo de la tolerancia al influjo [30]:

a) De no esperar presencia de hidrocarburos en la fase de análisis, se recomienda tomar un valor para el fluido invasor de 8.5 lb/gal.

b) De esperar presencia de aceite en la fase de análisis, se recomienda tomar un valor de 7.0 lb/gal, como fluido invasor. Para pozos de gas se recomienda un valor de 2.0 lb/gal.

c) Se recomienda un valor de 0.5 lb/gal como factor de seguridad, es decir, que la diferencia entre la tolerancia al influjo y el gradiente de presión de poros debe ser mayor a este valor para que la perforación pueda continuar con seguridad.

A continuación, se calculan los valores de tolerancia al influjo para las secciones de: 14 3/4" y 8 1/2".

a) Sección de 14 3/4"

1) Altura del influjo

El diámetro del agujero es mayor a 12 1/4", el volumen se considera de 25 bl. Capacidad del anular igual a 0.182 bl/pie. Sustituyendo valores en la ecuación 6.3, se tiene que la altura del influjo es de:

$$Alt_i = \frac{25 \text{ bl}}{0.182 \frac{\text{bl}}{\text{pie}}} = 137.4 \text{ pie}$$

Realizando la conversión a metros se tiene que la altura del influjo es:

$$Alt_i = 41.8 \text{ m}$$

2) Tolerancia al influjo

Sustituyendo los valores correspondientes en la ecuación 6.4, se tiene que la tolerancia al influjo es de:

$$T_i = \left[\frac{3\ 150 \text{ m}}{5\ 000 \text{ m}} \left(11.5 \frac{\text{lb}}{\text{gal}} - 10.7 \frac{\text{lb}}{\text{gal}} \right) \right] - \left[\frac{41.8 \text{ m}}{5\ 000 \text{ m}} \left(10.7 \frac{\text{lb}}{\text{gal}} - 8.5 \frac{\text{lb}}{\text{gal}} \right) \right] + 10.7 \frac{\text{lb}}{\text{gal}}$$

$$T_i = 11.22 \text{ lb/gal}$$

b) Sección de 8 1/2”:

1) Altura del influjo

El diámetro del agujero es menor a 12 1/4”, el volumen se considera de 20 bl. Capacidad del anular en la sección de 8 1/2” igual a 0.046 bl/pie. Sustituyendo valores correspondientes en la ecuación 6.3, se tiene que la altura del influjo es de:

$$Alt_i = \frac{20 \text{ bl}}{0.046 \frac{\text{bl}}{\text{pie}}} = 434.8 \text{ pie}$$

Realizando la conversión a metros se tiene que la altura del influjo es:

$$Alt_i = 132.5 \text{ m}$$

2) Tolerancia al influjo

Sustituyendo los valores correspondientes en la ecuación 6.4, se tiene que la tolerancia al influjo es de:

$$T_i = \left[\frac{5\,000 \text{ m}}{5\,400 \text{ m}} \left(12.5 \frac{\text{lb}}{\text{gal}} - 10.97 \frac{\text{lb}}{\text{gal}} \right) \right] - \left[\frac{132.5 \text{ m}}{5\,400 \text{ m}} \left(10.97 \frac{\text{lb}}{\text{gal}} - 7 \frac{\text{lb}}{\text{gal}} \right) \right] + 10.97 \frac{\text{lb}}{\text{gal}}$$

$$T_i = 12.48 \text{ lb/gal}$$

En la tabla 6.3, se muestran los valores correspondientes a la tolerancia al influjo para las secciones de 14 3/4" y 8 1/2". La diferencia entre la tolerancia al influjo y el gradiente de poro es mayor a 0.5 lb/gal, para ambas secciones.

Las profundidades de asentamiento de los revestidores en la zona de presiones anormales son adecuadas por el criterio de tolerancia al influjo.

Cuando este criterio no es válido para la profundidad de asentamiento en estudio, algunas operadoras deciden subir la profundidad del asentamiento planeado y adicionar un revestidor al diseño del pozo.

TABLA 6.3. Valores de Tolerancia al influjo para el pozo Pré-sal-1A			
Sección (pg)	G. Poro (lb/gal)	T_i (lb/gal)	ΔT_i (lb/gal)
14 ³ / ₄ "	9.4	11.22	1.82
8 ¹ / ₂ "	9.7	12.48	2.78

6.3. Diseño de tuberías de revestimiento

En la figura 6.2, se muestra el estado mecánico del pozo en estudio, Pré-sal-1A, se observa una capa de aire de 25 m, un tirante de agua de 2 185 m y una temperatura de 4 °C en el lecho marino, La zona de evaporitas tiene su cima a 3 100 m y su base a 4 950 m. A continuación, se describe de forma breve, los escenarios y estrategias de perforación usadas para el diseño del pozo Pré-Sal-1A.

1) Tubería conductora de 30" asentada a 2 300 m (Agujero de 36").

Objetivo: Aislar zonas poco consolidadas debajo del lecho marino, soportar cargas ejercidas por la dinámica del riser y sistemas submarinos de perforación. No existen riesgos asociados a presencia de flujos someros.

Estrategia de perforación: Perforar con agua de mar y baches viscosos.

2) Tubería superficial de 20" asentada a 3 150 m (Agujero de 26").

Objetivo: Revestir zonas superficiales y asentar el revestidor 50 m por debajo del tope de las evaporitas.

Estrategia de perforación: Perforar con agua de mar usando la técnica *Pum & Dump*. Al entrar a la sal, se recomienda saturar el fluido de perforación, minimizando la disolución de la sal. Al descender el revestidor considerar una densidad de 11.0 lb/gal. Considerar una lechada de amarre con densidad igual a 15.8 lb/gal 100 m por arriba del tope de las evaporitas. Una lechada de llenado con densidad de 12.2 lb/gal, en el intervalo de 2 210 m a 3 000 m.

3) Tubería intermedia de 10 3/4" asentada a 5 000 m (Agujero de 12 1/4" x 14 3/4").

Objetivo: Revestir la secuencia de evaporitas y realizar el asentamiento 50 m debajo de la base de la sal.

Estrategia de perforación: Perforar con fluido sintético, con densidad de 10.7 lb/gal. Considerar una lechada de cemento de 15.8 lb/gal 100 m por arriba del tope de la sal.

4) *Liner* de producción de 7" asentado a 5 400 m (Agujero de 8 1/2").

Objetivo: Revestir el intervalo productor considerando una profundidad final de 5 400 m.

Estrategia de perforación: Perforación con fluido sintético con densidad de 10.97 lb/gal.

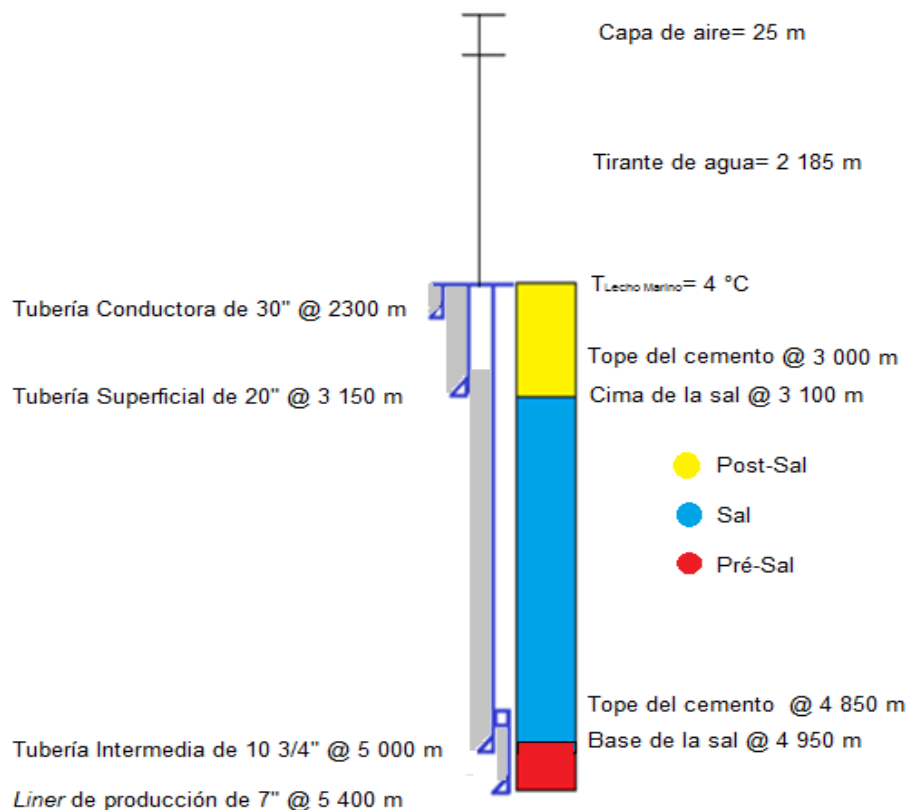


FIGURA 6.2. Estado mecánico del pozo Pré-sal-1A

El diseño de los revestidores será analizado bajo los siguientes criterios:

- 1) Colapso
- 2) Estallido
- 3) Tensión
- 4) Esfuerzos biaxiales

Las cargas adicionales asociadas al movimiento de la sal serán consideradas en esta sección.

El incremento de la presión debido a la expansión térmica de los fluidos atrapados en los anulares, por sus siglas en inglés, APB, será evaluado en la sección 6.4.

6.3.1. Diseño de la tubería de revestimiento superficial de 20"

En la tabla 6.4, se muestran los parámetros para el diseño del revestidor de 20":

TABLA 6.4. Parámetros para el diseño de la TR de 20"	
Capa de aire (m)	25
Tirante de agua (m)	2185
Profundidad de asentamiento TVD (m)	3150
Gradiente de poro en la zapata (lb/gal)	8.7
Gradiente de fractura en la zapata (lb/gal)	11.5
Densidad del fluido etapa actual (lb/gal)	STA @ 11
Densidad de la lechada de llenado (lb/gal)	12.2
Densidad de la lechada de amarre (lb/gal)	15.8
Profundidad de la siguiente etapa de perforación TVD (m)	5000
Gradiente de poro de la siguiente etapa de perforación (lb/gal)	9.4
Densidad del fluido etapa siguiente de perforación (lb/gal)	10.7
Cima de las evaporitas TVD (m)	3100

1) Presión de colapso

Para determinar la carga por colapso a la que estará sometida el revestidor de 20" es necesario determinar los siguientes perfiles de presión: a) Presión de colapso, b) Presión de respaldo (presión interna), c) Presión resultante y d) Línea de diseño.

a) Presión de colapso

La presión externa ejercida en el lecho marino está en función del tirante de agua. Este trabajo considera la carga externa actuando sobre el revestidor, durante la cementación. En zonas de evaporitas para la carga por colapso, se debe de considerar un gradiente de 1 lb/pg²/pie [30] [32].

Por lo tanto, tenemos que las presiones externas en superficie, lecho marino (cabezal del pozo) y en la zapata del revestidor, están dadas por la ecuación 6.5:

$$P = 0.1706 \rho_f ProfV \quad (6.5)$$

Donde:

P = Presión externa (lb/pg²)

ρ = Densidad del fluido actuando en el exterior del revestidor (lb/gal)

$ProfV$ = Profundidad vertical de interés (m)

I) La presión colapso en la superficie es igual a cero

II) La presión colapso en la cabeza del pozo está dada por el tirante de agua, por lo tanto, tenemos que:

$$P = 0.1706 (8.5 \text{ lb/gal}) (2\,210 \text{ m} - 25 \text{ m})$$

$$P = 3\,169 \text{ lb/pg}^2$$

III) La presión de colapso debajo del lecho marino hasta la zapata del revestidor está dada por dos cargas:

- i) Carga ejercida por la lechada de cemento
- ii) Carga asociada al movimiento de la sal

i) La presión de colapso en el anular ejercida por la lechada de cemento es:

$$P = 0.1706 (12.2 \text{ lb/gal})(3\ 000 \text{ m} - 2\ 210 \text{ m})$$
$$P = 1\ 644 \text{ lb/pg}^2$$

$$P = 0.1706 (15.8 \text{ lb/gal})(3\ 150 \text{ m} - 3\ 000 \text{ m})$$
$$P = 404 \text{ lb/pg}^2$$

ii) La presión de colapso asociada al movimiento de la sal, actúa en el revestidor, desde la cima de las evaporitas (3 100 m) hasta la zapata del revestidor (3 150 m):

$$P = (1.0 \text{ lb/pg}^2/\text{pie})(3\ 150 \text{ m} - 3\ 100 \text{ m})(3.28 \text{ pie/m})$$
$$P = 164 \text{ lb/pg}^2$$

La carga total por colapso en la zapata a 3 150 m es de:

$$P = 3\ 169 + 1\ 644 + 404 + 164 \text{ (lb/pg}^2\text{)}$$
$$P = 5\ 381 \text{ lb/pg}^2$$

b) Presión de respaldo

La presión de respaldo, asume pérdida de circulación en la etapa siguiente de perforación, considerando el pozo vacío a determinada profundidad, ecuación 6.6 [25].

$$Prof_v = Prof'' \left(\frac{\rho'' - \rho_{agua}}{\rho''} \right) \quad (6.6)$$

La presión de respaldo, está dada por la ecuación 6.7:

$$P_r = 0.1706 (\rho'') (ProfV - Prof_v) \quad (6.7)$$

Donde:

$Prof_v$ = Profundidad del pozo vacío (m)

$Prof''$ = Profundidad de la siguiente etapa de perforación (m)

ρ'' = Densidad del fluido de la siguiente etapa de perforación (lb/gal)

ρ_{agua} = Densidad del agua de mar (lb/gal)

$ProfV$ = Profundidad vertical de interés (m)

P_r = Presión de respaldo (lb/pg²)

Sustituyendo los parámetros de diseño en la ecuación 6.6, tenemos que el pozo se considera vacío a la siguiente profundidad:

$$Dv = 5\,000 \text{ m} \left(\frac{10.7 \text{ lb/gal} - 8.5 \text{ lb/gal}}{10.7 \text{ lb/gal}} \right)$$

$$Dv = 1\,028 \text{ m}$$

La presión de respaldo en superficie, lecho marino (cabezal del pozo) y en la zapata del revestidor, está dada por el fluido de control de la etapa siguiente de perforación:

l) La presión interna, desde la superficie hasta 1 028 m, es igual a cero

II) La presión de respaldo, ecuación 6.7, en la cabeza del pozo es:

$$P_r = 0.1706(10.7 \text{ lb/gal}) (2\,210 \text{ m} - 1\,028 \text{ m})$$

$$P = 2\,158 \text{ lb/pg}^2$$

III) La presión de respaldo, ecuación 6.7, en la zapata del revestidor es:

$$P_r = 0.1706(10.7 \text{ lb/gal})(3\,150 \text{ m} - 1\,028 \text{ m})$$

$$P = 3\,874 \text{ lb/pg}^2$$

c) Presión resultante

La presión resultante para la carga de colapso es la diferencia entre la presión externa y la presión de respaldo. Para las consideraciones de diseño, la presión resultante, solo se estima del lecho marino hasta la profundidad de asentamiento del revestidor.

d) Línea de diseño

La línea de diseño, es el resultado de multiplicar la resultante por un factor de diseño igual a 1.0. Por lo tanto, la línea de diseño es igual a la presión resultante.

En la figura 6.3, se muestran los perfiles de presión para el diseño por colapso del revestidor de 20". A continuación, se describe, de forma breve, cada una de estas presiones:

➤ La línea de color azul, representa la carga por colapso, la máxima presión externa actuando en la zapata del revestidor es de 5 381lb/pg².

- La línea de color verde, representa la presión de respaldo, la cual, considera pérdida de circulación en la etapa siguiente de perforación. La máxima presión de respaldo, 3 874 lb/pg², se encuentra a 3 150 m.
- La línea de color rojo representa la máxima presión de diseño por colapso, 1 507 lb/pg², a 3 150 m.

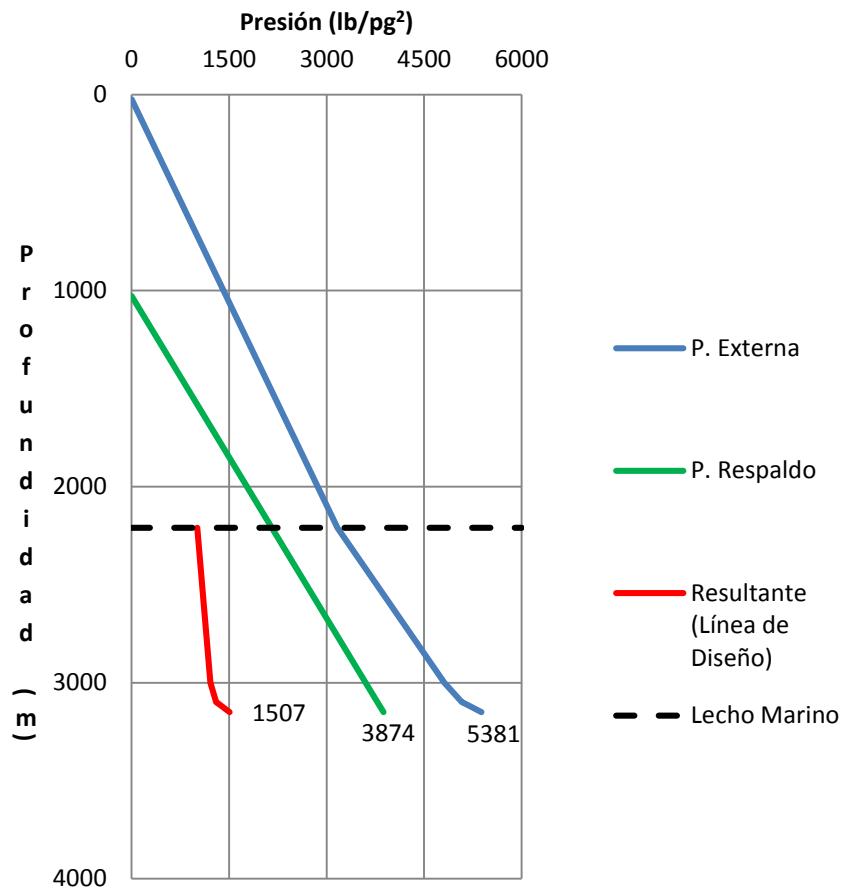


FIGURA 6.3. Perfiles de presión por colapso para la TR de 20”.

2) Presión de estallido

A continuación, se describe el procedimiento para el diseño por estallido del revestidor de 20”: a) Presión de estallido, b) Presión de respaldo, c) Presión resultante y d) Línea de diseño.

a) Presión de estallido

Las cargas por estallido se calculan en el siguiente orden [30] [32] [41]:

- I) Máxima presión anticipada en la cabeza del pozo (presión de trabajo de los preventores submarinos)
- II) Máxima presión en superficie
- III) Máxima presión en la zapata del revestidor

I) Máxima presión en la cabeza del pozo:

- i) Considerar 2/3 del pozo ocupados por gas
- ii) Determinar la máxima presión anticipada en la siguiente etapa de perforación
- iii) Determinar la máxima presión anticipada en la cabeza del pozo

i) 2/3 del pozo ocupado por gas, la altura del influjo de gas está dada por la ecuación 6.8 [30].

$$Alt_g = (Prof'' - Prof_{lm})2/3 \quad (6.8)$$

Donde:

h_g = Altura del gas (m)

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

$Prof_{lm}$ = Profundidad del lecho marino (m)

Sustituyendo:

$$Alt_g = \frac{(5\,000\text{ m} - 2\,210\text{ m}) (2)}{3}$$

$$Alt_g = 1\,860\text{ m}$$

La altura del influjo es de 1 860 m, por lo tanto, se considera el tope del gas a 3140 m y la base de la columna de gas a 5 000m, el tope del gas se encuentra a 10 m por encima de la zapata del revestidor de 20". Por encima de este intervalo, se encuentra el fluido de control de la etapa siguiente de perforación.

ii) La máxima presión anticipada en la siguiente etapa de perforación está dada por la ecuación 6.9, adicionando a la presión de la formación la intensidad del influjo (I_i), con valores de: de 0.5 lb/gal (0.05 gr/cm³) para pozos de desarrollo y para pozos exploratorios un valor de 1 lb/gal (0.119 gr/cm³) [30].

$$P_{max} = 0.1706 (G''_p + I_i) Prof'' \quad (6.9)$$

Donde:

P_{max} = Máxima presión anticipada en la etapa siguiente de perforación (lb/pg²)

G''_p = Gradiente de poro de la etapa siguiente de perforación (lb/gal)

I_i = Intensidad del influjo (lb/gal)

$Prof''$ =Profundidad de la etapa siguiente de perforación (m)

Por lo tanto, la máxima presión anticipada a 5 000 m es:

$$P_{max} = 0.1706(9.4 \text{ lb/gal} + 1.0 \text{ lb/gal})5\ 000 \text{ m}$$

$$P_{max} = 8\ 871 \text{ lb/pg}^2$$

iii) La máxima presión anticipada en la cabeza del pozo o presión de trabajo de los preventores submarinos, es la diferencia entre la máxima presión anticipada en la etapa siguiente de perforación y la suma de la presión hidrostática del gas y del fluido de control de la etapa siguiente de perforación, ecuación 6.10 [30].

Algunas operadoras consideran tomar un gradiente de gas con valores de: 0.35 lb/pg²/m, para profundidades menores a 3000 m y 0.45 lb/pg²/m, para profundidades mayores a 3 000 m [30].

$$P_{cbz} = P_{max} - (P_g + P''_f) \quad (6.10)$$

Donde:

P_{cbz} = Presión en la cabeza del pozo (lb/pg²)

P''_f = Presión hidrostática del fluido de la siguiente etapa de perforación (lb/pg²)

P_g = Presión hidrostática del gas (lb/pg²)

$$P_g = G_g(Prof'' - T_g)$$

Donde:

G_g = Gradiente del gas (lb/pg²/m)

T_g = Tope del gas (m)

$Prof''$ = Profundidad de la etapa siguiente de perforación (m)

Por lo tanto, la presión del influjo del gas es:

$$P_g = 0.45 \text{ lb/pg}^2/\text{m} (5\,000 \text{ m} - 3\,140 \text{ m})$$

$$P_g = 837 \text{ lb/pg}^2$$

La presión ejercida por el fluido de la etapa siguiente de perforación, desde el lecho marino hasta el tope del gas es:

$$P''_f = 0.1706 (10.7 \text{ lb/gal}) (3\,140 \text{ m} - 2\,210 \text{ m})$$

$$P''_f = 1\,698 \text{ lb/pg}^2$$

Sustituyendo los valores correspondientes en la ecuación 6.10, se tiene que la máxima presión en la cabeza del pozo o presión de trabajo de los preventores es:

$$P_{cbz} = 8\,871 \text{ lb/pg}^2 - (837 \text{ lb/pg}^2 + 1\,698 \text{ lb/pg}^2)$$

$$P_{cbz} = 6\,336 \text{ lb/pg}^2$$

II) La máxima presión en superficie está dada por la diferencia entre la máxima presión en la cabeza y la presión ejercida por el tirante de agua, ecuación 6.11 [30].

$$P_s = P_{cbz} - P_{T.A} \quad (6.11)$$

Donde:

P_s = Máxima presión en superficie (lb/pg²)

$P_{T.A}$ = Presión del tirante de agua (lb/pg²)

La presión ejercida por el tirante de agua es:

$$P_{T.A} = 0.1706(8.5 \text{ lb/gal})(2\,210 \text{ m} - 25 \text{ m})$$

$$P_{wd} = 3\,169 \text{ lb/pg}^2$$

Por lo tanto, la máxima presión en la superficie es:

$$P_s = 6\,336 \text{ lb/pg}^2 - 3\,169 \text{ lb/pg}^2$$

$$P_s = 3\,167 \text{ lb/pg}^2$$

III) La máxima presión en la zapata del revestidor está en función de dos escenarios: presión de inyección e influjo de gas [30] [32] [41].

De estos dos, el caso más crítico será seleccionado. Ambos criterios se describen a continuación:

- i) Presión de inyección
- ii) Máxima presión en la zapata debido a un influjo de gas, ocupando un volumen de 2/3 en el pozo.

i) Presión de inyección: Se define como el gradiente de fractura en la última zapata del revestidor, más un factor de seguridad de 1.0 lb/gal, ecuación 6.12.

$$P_{iny} = 0.1706(G_f + 1.0) Prof_{iny} \quad (6.12)$$

Donde:

P_{iny} = Presión de inyección (lb/pg²)

G_f = Gradiente de fractura en la zapata del revestidor (lb/gal)

$Prof_{iny}$ = Profundidad de asentamiento del revestidor en análisis (m)

Por lo tanto, la presión de inyección para el revestidor superficial de 20" asentado a 3 150 metros es de:

$$P_{iny} = 0.1706 (11.5 \text{ lb/gal} + 1.0 \text{ lb/gal}) 3\ 150 \text{ m}$$

$$P_{iny} = 6\ 717 \text{ lb/pg}^2$$

ii) La máxima presión en la zapata, debida a un influjo de gas, ocupando un volumen de 2/3 en el pozo, considera la máxima presión anticipada de la etapa siguiente de perforación (P_{max}), a esta presión se le resta la presión hidrostática de los fluido por debajo de la zapata [26] [30].

El tope del gas se encuentra a 3 140 m, por lo tanto, la presión del gas actuando de 5000 m, a la profundidad de asentamiento del revestidor de 20", 3 150m, es:

$$P_{g3150m} = (0.45 \text{ lb/pg}^2/\text{m}) (5\,000 \text{ m} - 3\,150 \text{ m})$$

$$P_{g3150m} = 833 \text{ lb/pg}^2$$

Por lo tanto, la máxima presión en la zapata del revestidor debida al influjo de gas es:

$$P = 8\,871 \text{ lb/pg}^2 - 833 \text{ lb/pg}^2$$

$$P = 8\,038 \text{ lb/pg}^2$$

Para consideraciones de diseño, se selecciona la máxima presión en la zapata, esta es la presión debida al influjo, la cual tiene un valor de 8 038 lb/pg².

b) Presión de respaldo

Para determinar la presión de respaldo actuando sobre el revestidor, se considera el anular lleno con agua de mar. Las presiones de interés son: presión en superficie, cabezal del pozo y en la zapata del revestidor:

I) La presión en la superficie es cero

II) La presión externa en la cabeza del pozo es:

$$P_{wh} = 0.1706(8.5 \text{ lb/gal})(2\,210 \text{ m})$$

$$P_{wh} = 3\,205 \text{ lb/pg}^2$$

III) La presión de respaldo en la zapata del revestidor es:

$$P = 0.1706(8.5 \text{ lb/gal})(3\,150 \text{ m})$$

$$P = 4\,568 \text{ lb/pg}^2$$

c) Presión resultante

La presión resultante para la carga por estallido es la diferencia entre la presión interna menos la presión de respaldo. La presión resultante solo se considera del lecho marino hacia la profundidad de asentamiento del revestidor.

d) Línea de diseño

La línea de diseño es el resultado de multiplicar la resultante por un factor de diseño de 1.1.

En la figura 6.4, se muestran los perfiles de la presión por estallido del revestidor de 20". A continuación, se describe, de forma breve, cada una de estas presiones:

- La línea de color azul representa la máxima presión por estallido en la zapata del revestidor de 20", la cual, está asociada al influjo de gas con un valor de 8 038 lb/pg².
- La línea de color verde representa la presión de respaldo, considerando agua de mar en el anular, con un valor de 4 568 lb/pg² a 3 150 m.
- La línea de color amarillo, representa la presión resultante, esta solo se calcula por debajo del lecho marino.
- La línea de diseño está representada por la línea de color rojo, la máxima presión de diseño, se encuentra en la zapata del revestidor con un valor de 3 817 lb/pg².

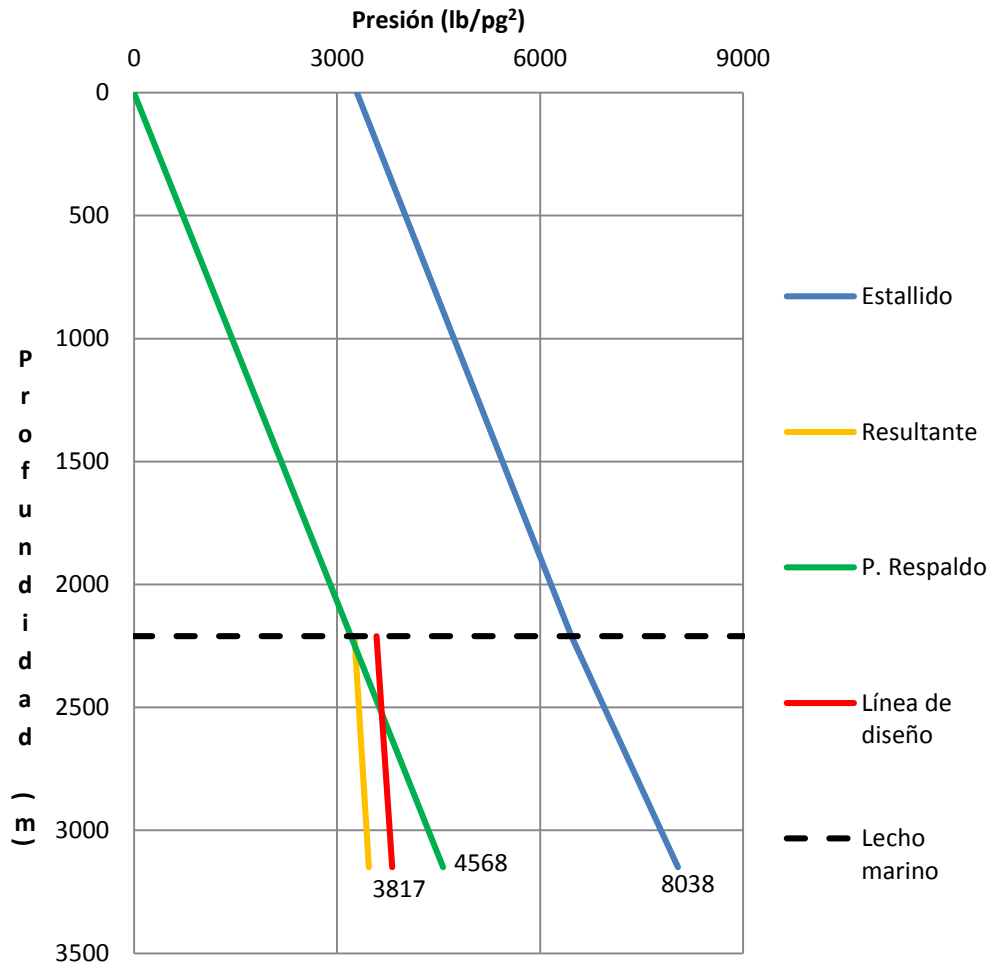


FIGURA 6.4. Perfiles de presión por estallido de la TR de 20”

- Selección del grado de acero de la tubería de revestimiento de 20”.

La selección del grado de acero consiste en seleccionar un revestidor que tenga una mayor resistencia a la máxima presión de diseño, tanto, para estallido como para colapso. En primer lugar, se selecciona la tubería por estallido, posteriormente, esta misma tubería será evaluada para colapso [32] [37] [41].

Para este trabajo de tesis se han consultado los catálogos de propiedades y resistencias de las tuberías publicados por la empresa con razón social: Tubos de acero de México, S.A [42].

Como se muestra en la figura 6.5, la máxima presión de diseño por estallido se encuentra a 3 150 m con una presión de 3 817 lb/pg², la resistencia del revestidor debe ser superior a este valor.

De acuerdo a las resistencias y propiedades de las tuberías publicadas por el fabricante, se selecciona una TR con una resistencia al estallido de 5 890 lb/pg², peso nominal de 147.0 lb/pie y grado de acero C-95 [42].

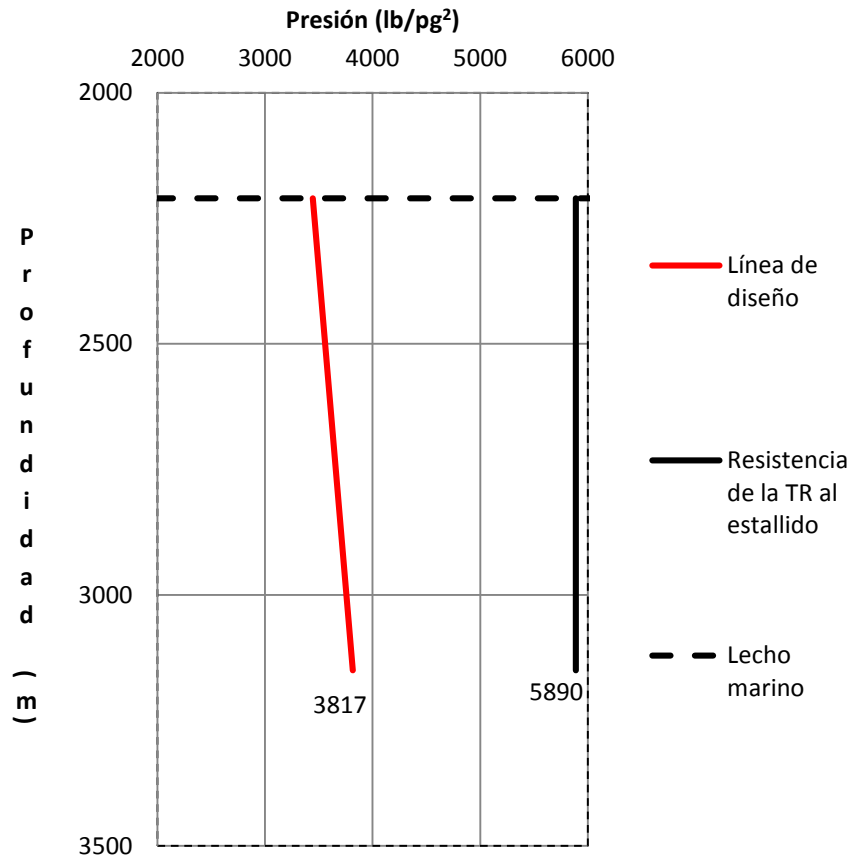


FIGURA 6.5. Selección del grado de acero por estallido TR de 20"

Este mismo revestidor, es evaluado por colapso, su resistencia al colapso es de 2 250 lb/pg². Como se muestra en la figura 6.6, la máxima presión de diseño, 1

507 lb/pg², se encuentra a 3 150 m, por lo tanto, el revestidor seleccionado es adecuado por colapso.

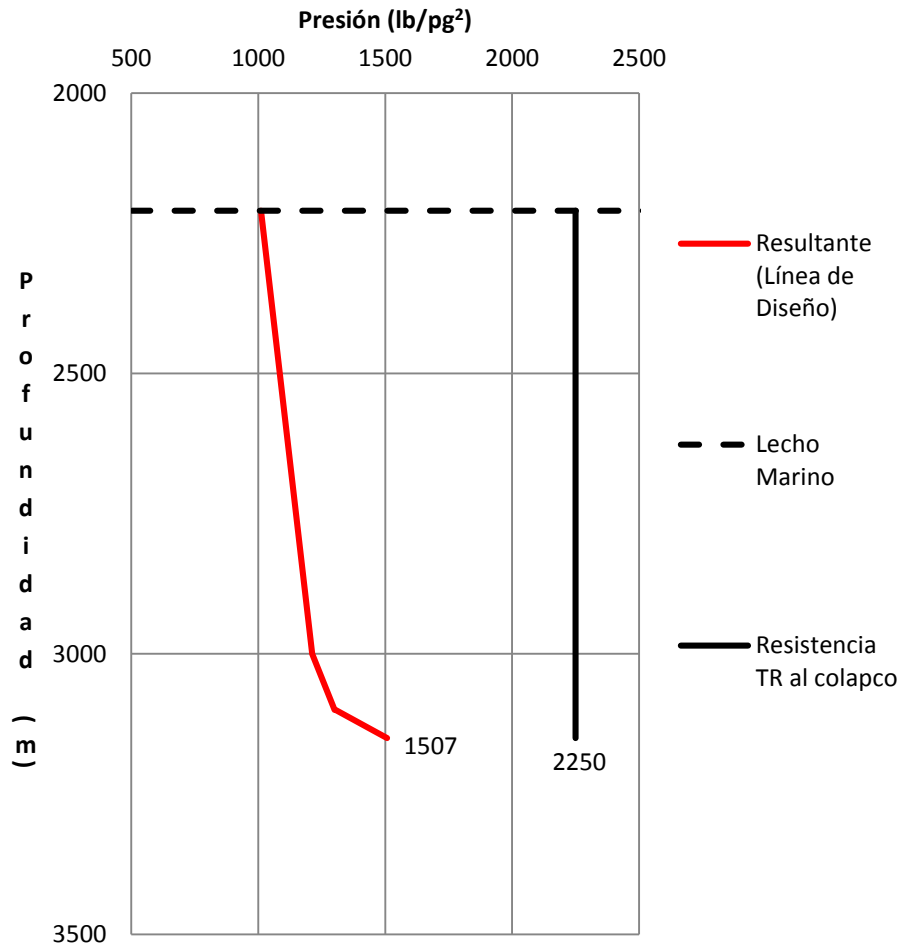


FIGURA 6.6. Selección del grado de acero por colapso TR de 20"

3) Tensión

A continuación se presenta el procedimiento para evaluar la tubería por tensión. Para ello se describe la siguiente metodología [41]:

- a) Realizar el diagrama de cuerpo libre de la tubería.
- b) Calcular los pesos de cada sección.

- c) Determinar la fuerza de flotación en el fondo de la tubería.
- d) Determinarla altura del punto neutro de la tubería.

a) El diagrama de cuerpo libre de la tubería de 20" se bosqueja en la figura 6.7, se muestra el grado de acero, peso nominal, área transversal y longitud de la tubería.

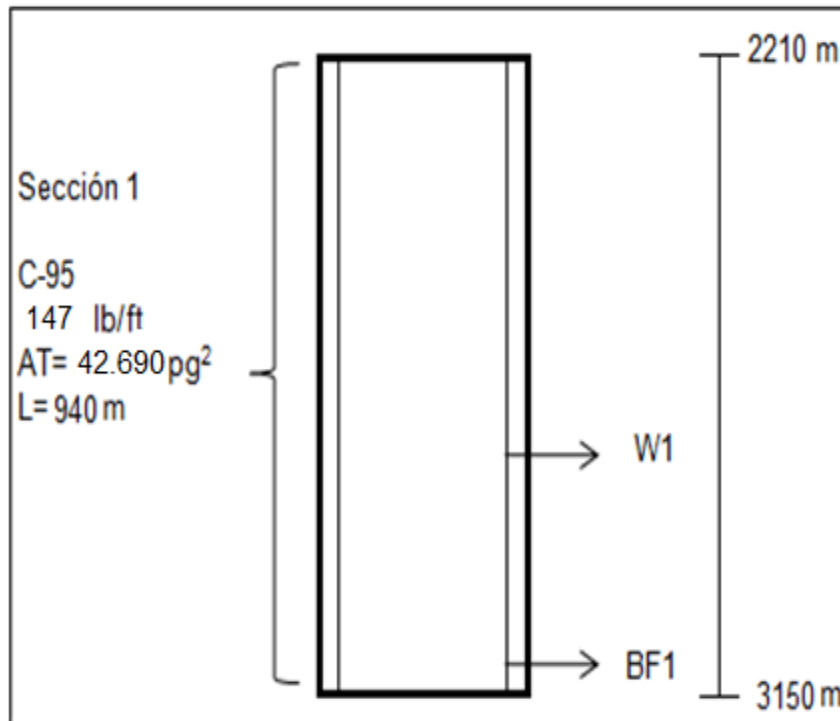


FIGURA 6.7. Diagrama de cuerpo libre, TR de 20"

b) Los pesos de cada sección, están basados en la longitud y en el peso nominal de cada sección, ecuación 6.13. El revestidor de 20" solo consta de una sección:

$$W = L(W_N) \tag{6.13}$$

Donde:

W = Peso de cada sección (lb)

L = Longitud de cada sección (pie)

W_N = Peso nominal de cada sección (lb/pie)

Sustituyendo los valores correspondientes en la ecuación 6.13, se tiene que:

$$W_1 = (940 \text{ m} * 3.28 \text{ pie/m}) (147.0 \text{ lb/pie})$$

$$W_1 = 453\,230 \text{ lb}$$

c) La fuerza de flotación actuando en el fondo de la tubería, se representa con la ecuación 6.14:

$$BF_1 = -(P * AT) \quad (6.14)$$

Donde:

BF_1 = Fuerza de flotación que actúa en el fondo del revestidor (lb)

P = Presión hidrostática del fluido de control de la etapa actual (lb/pg)

AT = Área transversal de la tubería (pg²)

Sustituyendo los valores correspondientes en la ecuación 6.14, se tiene que BF_1 es:

$$BF_1 = -[(0.1706 * 11.0 \text{ lb/gal} * (3\,150 \text{ m} - 2\,210 \text{ m})) * (42.690 \text{ pg}^2)]$$

$$BF_1 = -75\,305 \text{ lb}$$

d) La altura del punto neutro de la tubería está dada por la ecuación 6.15:

$$P_n = \frac{BF_1(F_f)}{W_N} \quad (6.15)$$

Donde:

P_n = Punto neutro de la tubería (pie)

$$F_f = \text{Factor de flotación} = \frac{65.5 - \rho_f}{65.5}$$

65.5= Densidad del acero (lb/gal)

Sustituyendo los valores se tiene que el factor de flotación es de:

$$F_f = \frac{65.5 - 11.0}{65.5}$$

$$F_f = 0.838$$

Por lo tanto, la altura del punto neutro es de:

$$P_n = \frac{75\,305 \text{ lb} (0.838)}{147 \text{ lb/pie}} =$$

$$P_n = 429 \text{ pie}$$

El punto neutro se encuentra a 130 m (429 pie), por encima de la zapata del revestidor, es decir, a una profundidad total verdadera de 3 020 m.

En la figura 6.8, se muestran las cargas de compresión y tensión a las que está sometido el revestidor de 20”:

➤ La línea de color azul, representa la tensión a la cual la tubería está sometida, la tubería se encuentra en compresión, -75 305 lb, en el fondo de la tubería. El punto neutro se encuentra a 3 020 m y la máxima tensión, 453 230 lb, se encuentra a 2 210 m.

➤ La línea roja, representa la línea de diseño multiplicada por un factor de diseño de 1.3, con un valor de 589 199 lb, a 2 210 m.

➤ La línea verde representa la carga de tensión más 100 000 libras (sobretensión), con un valor de 553 230 lb, a 2 210 m.

La carga máxima de diseño por tensión es de 589 199 lb (línea roja). La tubería seleccionada (C-95; 147.0 lb/pie) es adecuada por tensión, ya que, de acuerdo a los datos publicados por el fabricante, tiene una resistencia a la tensión de 4.082×10^6 lb, línea negra.

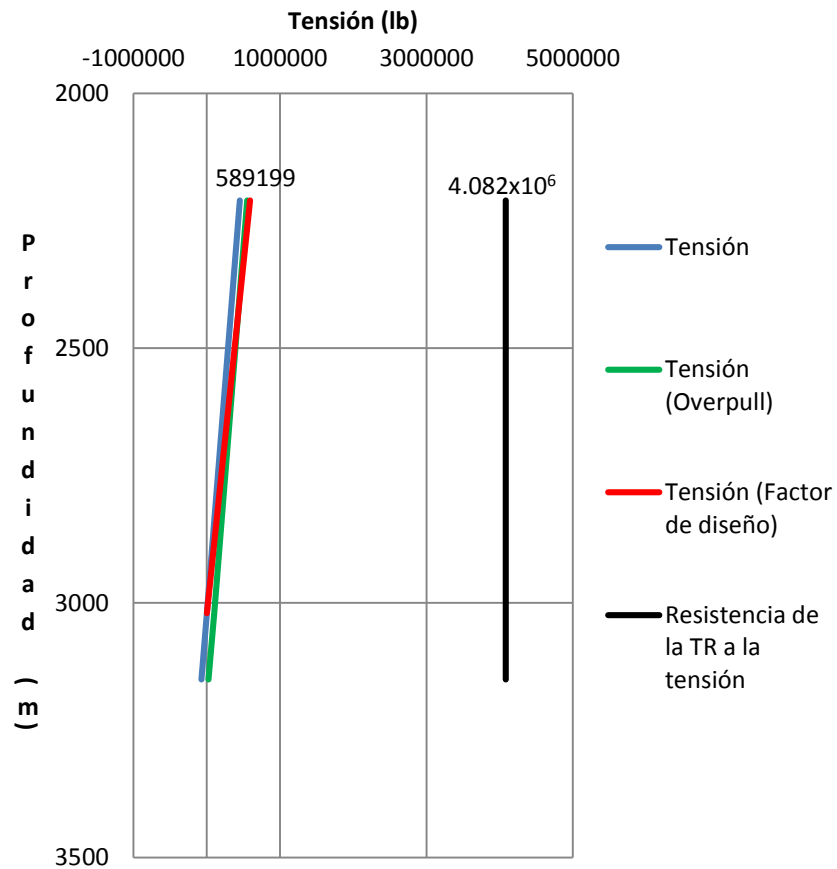


FIGURA 6.8. Cargas por tensión TR de 20”

4) Esfuerzos biaxiales

En la tabla 6.5, se muestra la influencia de la tensión y compresión sobre la resistencia del revestidor para estallido y colapso, destacando los siguientes efectos [37] [41].

a) Cuando la tubería está sometida a tensión, la carga por estallido se incrementa, mientras que la carga por colapso disminuye.

b) Cuando la tubería se encuentra en compresión, la carga por estallido disminuye, mientras que la carga por colapso se incrementa.

Tabla 6.5. Efectos de la tensión sobre el estallido y colapso	
Tipo de carga	Efecto
Tensión	Estallido: incrementa
	Colapso: disminuye
Compresión	Estallido: disminuye
	Colapso: incrementa

Este trabajo de tesis, toma el método gráfico presentado por Adams (1985), para determinar las correcciones por esfuerzos biaxiales, para ello es necesario determinar en el fondo y cima de la tubería los siguientes parámetros [41].

- I) Las cargas asociadas a la tensión y compresión
- II) Efectos biaxiales para el fondo y cima de la tubería
- III) Correcciones a la resistencia de la tubería debido a efectos biaxiales

I) Las cargas en el fondo y cima de la tubería están representadas por las ecuaciones 6.16 y 6.17, respectivamente, las cuales están en función de la compresión y tensión de la tubería.

$$l_b = \frac{BF_1}{AT} \quad (6.16)$$

$$l_t = \frac{T}{AT} \quad (6.17)$$

Donde:

l_b =Carga en el fondo de la tubería (lb/pg²)

l_t =Carga en la cima de la tubería (lb/pg²)

T =Tensión (lb)

AT =Área transversal de la tubería (pg²)

Sustituyendo valores en las ecuaciones 6.16 y 6.17, se tiene que las cargas son:

Carga en el fondo de la tubería:

$$l_b = (75\,305 \text{ lb}) / (42.690 \text{ pg}^2)$$

$$l_b = 1\,764 \text{ lb/pg}^2$$

Carga en la cima de la tubería:

$$l_t = (453\,230 \text{ lb}) / (42.690 \text{ pg}^2)$$

$$l_t = 10\,617 \text{ lb/pg}^2$$

II) A continuación, se determinan los efectos biaxiales, tanto, para el fondo como para la cima de la tubería, los cuales están dados en porcentaje. Estos efectos están en función de las cargas calculadas anteriormente y el esfuerzo de cedencia de la tubería, más un factor de 10 000 lb/pg², ecuaciones 6.18 y 6.19:

$$E.B_b = l_b / (Y.S + 10\,000 \text{ lb/pg}^2) \quad (6.18)$$

$$E.B_t = l_t / (Y.S + 10\,000 \text{ lb/pg}^2) \quad (6.19)$$

Fondo de la tubería (compresión):

$$E.B_b = (1\,764 \text{ lb/pg}^2) / (95\,000 \text{ lb/pg}^2 + 10\,000 \text{ lb/pg}^2)$$

$$E.B_b = 1.7 \%$$

Cima de la tubería (tensión):

$$E.B_t = (10\,617 \text{ lb/pg}^2) / (95\,000 \text{ lb/pg}^2 + 10\,000 \text{ lb/pg}^2)$$

$$E.B_t = 10\%$$

III) A continuación, se presentan las correcciones a la resistencia de la tubería. En el apéndice A, se muestra el procedimiento realizado para llegar a los siguientes resultados:

- i) En la cima de la tubería (tensión), el resultado es un incremento del 4% para la carga por estallido y una disminución del 6% para el colapso.
- ii) En el fondo de la tubería (compresión), se tiene una disminución del 0.85% para estallido y un aumento del 0.85% para el colapso.

Como se observa en la figura 6.9, para la resistencia de la tubería por estallido, 5 890 lb/pg², línea negra, el incremento del 4%, debido a la tensión en la cima de la tubería, da como resultado 6 126 lb/pg², línea roja discontinua.

La disminución del 0.85%, debido a los efectos de compresión en el fondo de la tubería, dan como resultado 5 849 lb/pg², línea roja discontinua.

La máxima carga de diseño es de 3 817 lb/pg², línea roja continua, a 3 150 m, a esta profundidad la resistencia del revestidor al estallido por correcciones biaxiales es de 5 849 lb/pg², por lo tanto, la tubería seleccionada (C-95; 147.0 lb/pie) es adecuada para estallido.

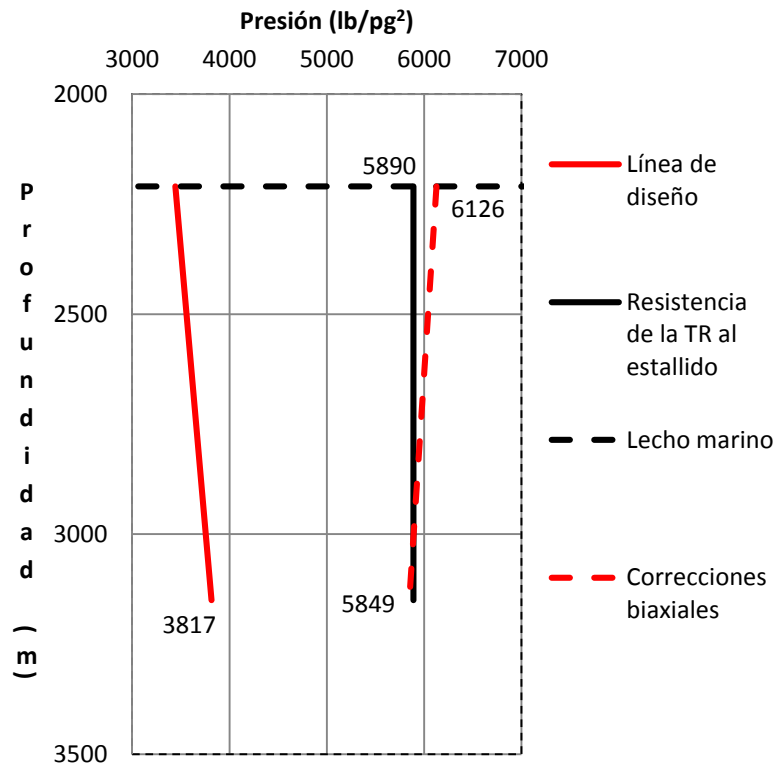


FIGURA 6.9. Efectos biaxiales por estallido TR 20"

Como se observa en la figura 6.10, para la resistencia por colapso de la tubería, 2 250 lb/pg², línea negra, la disminución del 6%, debido a la tensión en la cima de la tubería, da como resultado 2 115 lb/pg², línea roja discontinua.

El aumento del 0.85%, debido a los efectos de compresión en el fondo de la tubería, dan como resultado 2 267lb/pg², línea roja discontinua.

La máxima carga de diseño es de 1 507lb/pg² a 3 150 m, línea roja continua, a esta profundidad la resistencia del revestidor al colapso por correcciones biaxiales es de 2 267 lb/pg², por lo tanto, la tubería seleccionada (C-95; 147.0 lb/pie) es adecuada para colapso.

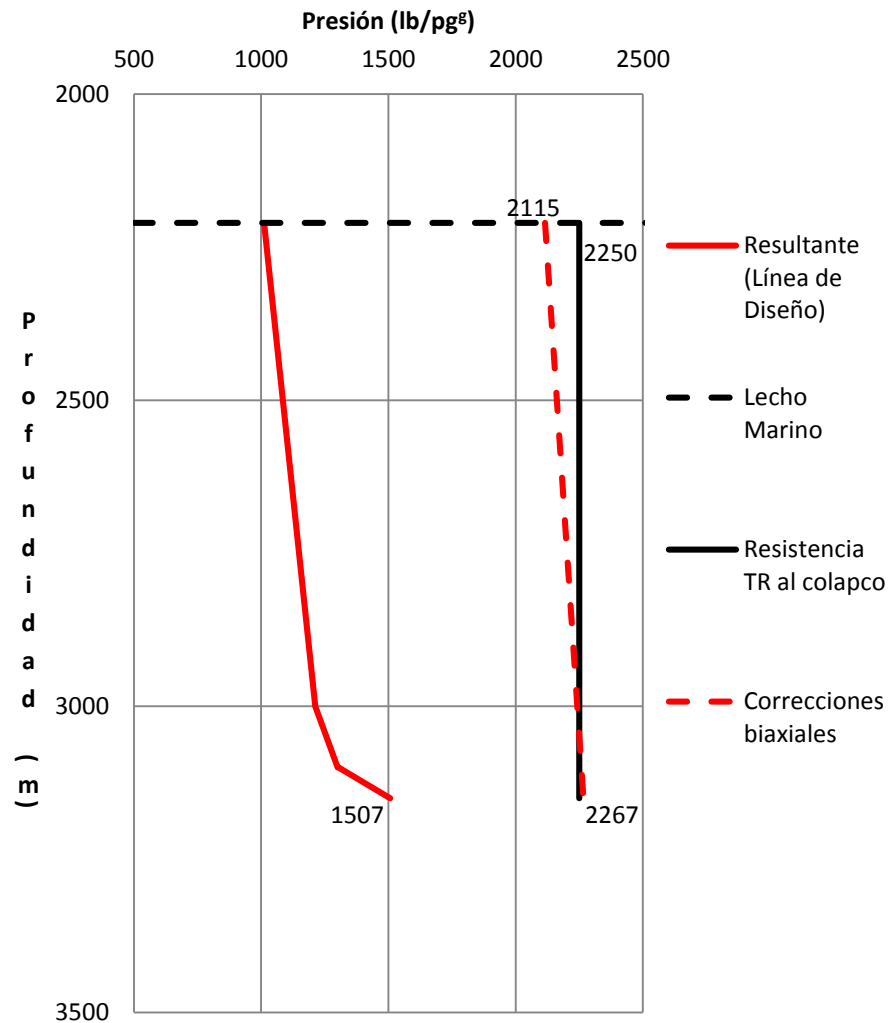


FIGURA 6.10. Efectos biaxiales por colapso TR 20"

De acuerdo a los análisis anteriores, a las máximas cargas de diseño determinadas y a las resistencias de las tuberías seleccionadas, se concluye que, la tubería con grado de acero C-95 y un peso nominal de 147.0 lb/pie, es adecuada para las cargas de estallido, colapso, tensión y efectos biaxiales a las que se asume estará sometido el revestidor superficial de 20".

Las resistencias y propiedades de las tuberías seleccionadas son las publicadas por los fabricantes [42]. La resistencia de este revestidor será evaluado por el incremento de la presión en el anular en la sección 6.4.

6.3.2. Diseño de la tubería de revestimiento intermedia de 10 3/4"

En la tabla 6.6, se muestran los parámetros para el diseño del revestidor de 10 3/4".

TABLA 6.6. Parámetros para el diseño del revestidor de 10 3/4"	
Capa de aire (m)	25
Tirante de agua (m)	2185
Profundidad de asentamiento TVD (m)	5000
Gradiente de poro en la zapata (lb/gal)	9.4
Gradiente de fractura en la zapata (lb/gal)	12.5
Densidad del fluido de la etapa actual (lb/gal)	10.7
Profundidad de la siguiente etapa de perforación TVD (m)	5400
Gradiente de poro de la siguiente etapa de perforación (lb/gal)	9.7
Densidad del fluido etapa siguiente de perforación (lb/gal)	10.97
Cima de las evaporitas TVD (m)	3100
Densidad de la lechada de cemento (lb/gal)	15.8
Profundidad de la zapata anterior (m)	3150

1) Presión de colapso

A continuación, se describe la metodología desarrollada para realizar el diseño y selección del revestidor intermedio de 10 3/4" [30] [31] [32].

a) Presión de colapso

Las presiones externas que actúan sobre el revestidor en superficie, cabezal del pozo y en la zapata del revestidor se presentan a continuación:

I) La presión externa en superficie es igual a cero

II) La presión externa en la cabeza del pozo está dada por el fluido de control de la etapa actual:

$$P = 0.1706 (10.7 \text{ lb/gal}) (2\ 210 \text{ m})$$

$$P = 4\ 034 \text{ lb/pg}^2$$

III) La presión externa en la zapata del revestidor, es [30] [32]:

- i) Carga ejercida por el fluido de control de la etapa actual
- ii) Carga ejercida durante los trabajos de cementación
- iii) Carga asociada al movimiento de la sal

- i) Carga ejercida por el fluido de control de la etapa actual

$$P = 0.1706 (10.7 \text{ lb/gal}) (3\ 000 \text{ m})$$

$$P = 5\ 476 \text{ lb/pg}^2$$

- ii) Carga ejercida por la lechada de cemento

$$P = 0.1706 (15.8 \text{ lb/gal}) (5\ 000 - 3\ 000 \text{ m})$$

$$P = 5\ 391 \text{ lb/pg}^2$$

iii) La presión externa, asociada al movimiento de la sal, se considera actúa sobre el revestidor desde la última zapata, 3150m, hasta la profundidad de asentamiento del revestidor de 10 3/4" (5 000m), por lo tanto se tiene:

$$P = (1.0 \text{ lb/pg}^2 / \text{pie}) (5\ 000 \text{ m} - 3\ 150 \text{ m}) (3.28 \text{ pie/m})$$

$$P = 6\ 068 \text{ lb/pg}^2$$

La carga total por colapso en la zapata del revestidor es la suma de: la presión del fluido de control más la presión de la lechada de cemento más la presión de colapso ejercida por las evaporitas:

$$P = (5\,476 + 5\,391 + 6\,068) \text{ lb/pg}^2$$

$$P = 16\,934 \text{ lb/pg}^2$$

b) Presión de respaldo

El interior del revestidor, se considera vacío. Se hace la suposición que el pozo será asistido por gas *lift*, en la industria y en la literatura a este criterio de diseño se le denomina *Full Evacuation* [26] [30] [32].

Como se muestra en la figura 6.11, la máxima presión de diseño por colapso es de 16 934 lb/pg², línea roja continua. La línea discontinua, representa la presión ejercida por el fluido de control más la presión de colapso ejercida por la lechada de cemento.

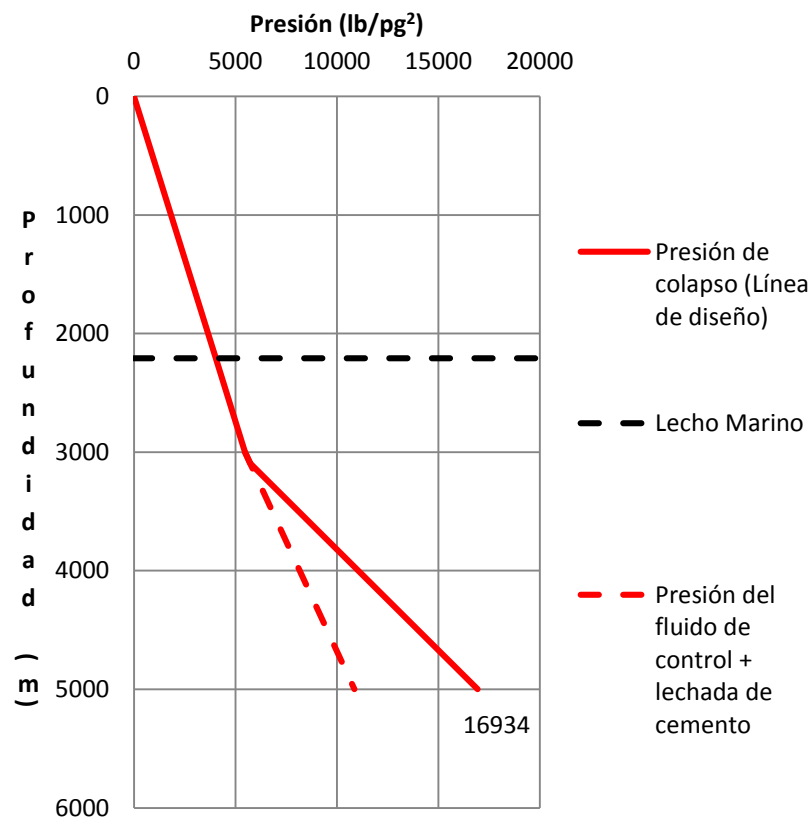


FIGURA 6.11. Perfiles de presión por colapso del revestidor de 10³/₄"

2) Cargas por estallido

A continuación, se describe el procedimiento para el diseño por estallido:

a) Presión de estallido

La máxima presión por estallido en la zapata del revestidor de 10 3/4" está en función de tres escenarios [30] [31] [32].

- I) Influjos de gas
- II) Presión de inyección
- III) Escenario de producción

De estos tres escenarios, el caso más crítico será seleccionado, los cuales se describen a continuación:

I) Influjos de gas:

Las presiones de interés cuando se considera un flujo de gas ocupando un volumen de 2/3 en el pozo, se calculan en el siguiente orden:

- i) Máxima presión anticipada en la cabeza del pozo (presión de trabajo de los preventores)
- ii) Máxima presión en la superficie
- iii) Máxima presión en la zapata del revestidor

i) Máxima presión anticipada en la cabeza del pozo:

A continuación, se describe el procedimiento y las consideraciones para determinar la máxima presión en el cabezal del pozo:

- La altura del influjo de gas está dada por la ecuación 6.8:

$$Alt_g = \frac{(5\,400\text{ m} - 2\,210\text{ m})(2)}{3}$$

$$Alt_g = 2\,127\text{ m}$$

La altura del influjo es de 2 127 m, el tope del gas se encuentra a 3 273 m y la base de la columna de gas a 5 400 m. Por encima de este intervalo, se encuentra el fluido de perforación de la etapa siguiente de perforación.

- La máxima presión anticipada en la etapa siguiente de perforación, está dada por la ecuación 6.9.

$$P_{max} = 0.1706(9.7\text{ lb/gal} + 1.0\text{ lb/gal})\ 5\,400\text{ m}$$

$$P_{max} = 9\,857\text{ lb/pg}^2$$

- Para obtener la máxima presión en la cabeza del pozo, ecuación 6.10, es necesario calcular la presión ejercida por los 2/3 de gas y por el fluido de la etapa siguiente de perforación.

Presión del influjo de gas:

$$P_g = (0.45\text{ lb/pg}^2/\text{m})(5\,400\text{ m} - 3\,273\text{ m})$$

$$P_g = 957\text{ lb/pg}^2$$

La presión ejercida por el fluido de la etapa siguiente de perforación, desde el lecho marino hasta el tope del gas, es:

$$P''_f = 0.1706(10.97\text{ lb/gal})(3\,273\text{ m} - 2\,210\text{ m})$$

$$P''_f = 1\,989\text{ lb/pg}^2$$

Sustituyendo los valores correspondientes en la ecuación 6.10, se tiene que la máxima presión en la cabeza del pozo es:

$$P_{cbz} = 9\,857 - (957 + 1\,989) \text{ lb/pg}^2$$

$$P_{cbz} = 6\,911 \text{ lb/pg}^2$$

ii) La máxima presión en superficie está dada por la diferencia entre la máxima presión en la cabeza del pozo y la presión ejercida por el tirante de agua, ecuación 6.11:

$$P_s = 6\,911 \text{ lb/pg}^2 - 3\,168 \text{ lb/pg}^2$$

$$P_s = 3\,743 \text{ lb/pg}^2$$

iii) La máxima presión en la zapata es la diferencia entre la máxima presión anticipada de la etapa siguiente de perforación (P_{max}) y la presión hidrostática de los fluidos por debajo de la profundidad planeada de la zapata de 10 3/4":

$$P_g = (0.45 \text{ lb/pg}^2/\text{m}) (5\,400 \text{ m} - 5\,000 \text{ m})$$

$$P_g = 180 \text{ lb/pg}^2$$

Por lo tanto, la máxima presión en la zapata del revestidor debida al influjo de gas es:

$$P = (9\,857 \text{ lb/pg}^2) - (180 \text{ lb/pg}^2)$$

$$P = 9\,677 \text{ lb/pg}^2$$

II) La presión de inyección, ecuación 6.12, para el revestidor de 10 3/4" a 5 000 m es de:

$$P_{iny} = 0.1706(12.5 \text{ lb/gal} + 1.0 \text{ lb/gal}) 5\,000 \text{ m}$$

$$P_{iny} = 11\,516 \text{ lb/pg}^2$$

III) El escenario de producción considera el interior de la tubería de producción lleno con gas, asumiendo una falla en esta, debajo del cabezal del pozo. La presión en el interior de la tubería de producción ejercerá una presión de estallido sobre el revestidor de 10 3/4", a esta última presión, se le adiciona la presión hidrostática ejercida por el fluido empacante [30] [32] [42].

Algunas operadoras deciden instalar fluidos empacantes con densidades de entre 8.5 y 9.0 lb/gal. De no conocer la densidad del fluido empacante, se recomienda tomar el valor del fluido de control de la etapa actual [30].

Para este tercer escenario, la presión de respaldo considera el anular lleno con agua de mar [30] [32] [42].

La presión resultante se considera constante desde el fondo de la tubería hasta la profundidad del cabezal del pozo [30] [32] [42].

A continuación, se describe el procedimiento para determinar la máxima presión de estallido, considerando el escenario de producción descrito anteriormente. Para ello, se calcularán las siguientes presiones:

- i) Máxima presión en la zona productora
 - ii) Presión en el interior de la tubería de producción a la altura del cabezal
 - iii) Presión en la cabeza del pozo debida a la falla de la tubería de producción
 - iv) Presión ejercida por el fluido empacante
 - v) Presión de estallido considerando el escenario de producción
- Máxima presión en la zona productora adicionando un factor de seguridad de 1.0 lb/gal:

$$P = 0.1706(9.7 \text{ lb/gal} + 1.0 \text{ lb/gal}) 5400 \text{ m}$$

$$P = 9857 \text{ lb/pg}^2$$

- ii) Presión en el interior de la tubería de producción a la altura del cabezal

$$P = (0.45 \text{ lb/pg}^2/\text{m}) (5\,400 \text{ m} - 2\,210 \text{ m})$$
$$P = 1\,436 \text{ lb/pg}^2$$

iii) Presión en la cabeza del pozo debida a la falla de la tubería de producción:

$$P = (9\,857 \text{ lb/pg}^2) - (1\,436 \text{ lb/pg}^2)$$
$$P = 8\,421 \text{ lb/pg}^2$$

iv) Presión ejercida por el fluido empacante desde la cabeza del pozo hasta el empacador de producción, se considera una densidad igual a la del fluido de control de la etapa actual:

$$P = 0.1706 (10.7 \text{ lb/gal}) (4\,800 \text{ m} - 2\,210 \text{ m})$$
$$P = 4\,728 \text{ lb/pg}^2$$

v) Presión de estallido, actuando a 4 800 m sobre el empacador de producción considerando el escenario de producción:

$$P = (8\,421 + 4\,728) \text{ lb/pg}^2$$
$$P = 13\,150 \text{ lb/pg}^2$$

De los tres escenarios descritos, la máxima presión de estallido a la que estará sometido el revestidor de 10 3/4" es de 13 150lb/pg², correspondiente al escenario de producción. Esta presión de estallido será utilizada para el diseño del revestidor como se describe más adelante.

b) Presión de respaldo

La presión de respaldo que actúa en el anular del revestidor de 10 3/4" asume el anular lleno con agua de mar.

Las presiones de respaldo a las profundidades de interés son:

I) Presión externa en la cabeza del pozo:

$$P_{wh} = 0.1706(8.5 \text{ lb/gal})(2\ 210 \text{ m})$$
$$P_{wh} = 3\ 205 \text{ lb/pg}^2$$

II) Presión a la profundidad del empacador de producción es:

$$P = 0.1706 (8.5 \text{ lb/gal})(4\ 800 \text{ m})$$
$$P = 6\ 960 \text{ lb/pg}^2$$

c) Presión resultante

La presión resultante, considerando el escenario de producción, se asume constante desde la cabeza del pozo hasta el empacador de producción.

d) Línea de diseño

La línea de diseño es el resultado de multiplicar la presión resultante por un factor de diseño de 1.1.

En la figura 6.12, se muestran los perfiles de presión por estallido del revestidor de 10 3/4":

➤ La línea de color verde, representa la máxima presión de estallido, 13 150lb/pg², se encuentra a la profundidad del empacador de producción 4 800 m.

➤ La línea de color azul, representa la presión de respaldo, a 4 800 m, profundidad del empacador de producción, se tiene una presión de 6 960 lb/pg².

- La línea de color amarillo, representa la línea resultante. Para el escenario de producción, la resultante se considera constante desde el empacador de producción hasta el cabezal del pozo..
- La línea de color rojo, es el producto de la línea resultante y un factor de diseño de 1.1, representa la máxima carga de diseño por estallido, 6 809lb/pg², la cual se considera constante desde 4 850 m hasta 2 210 m.

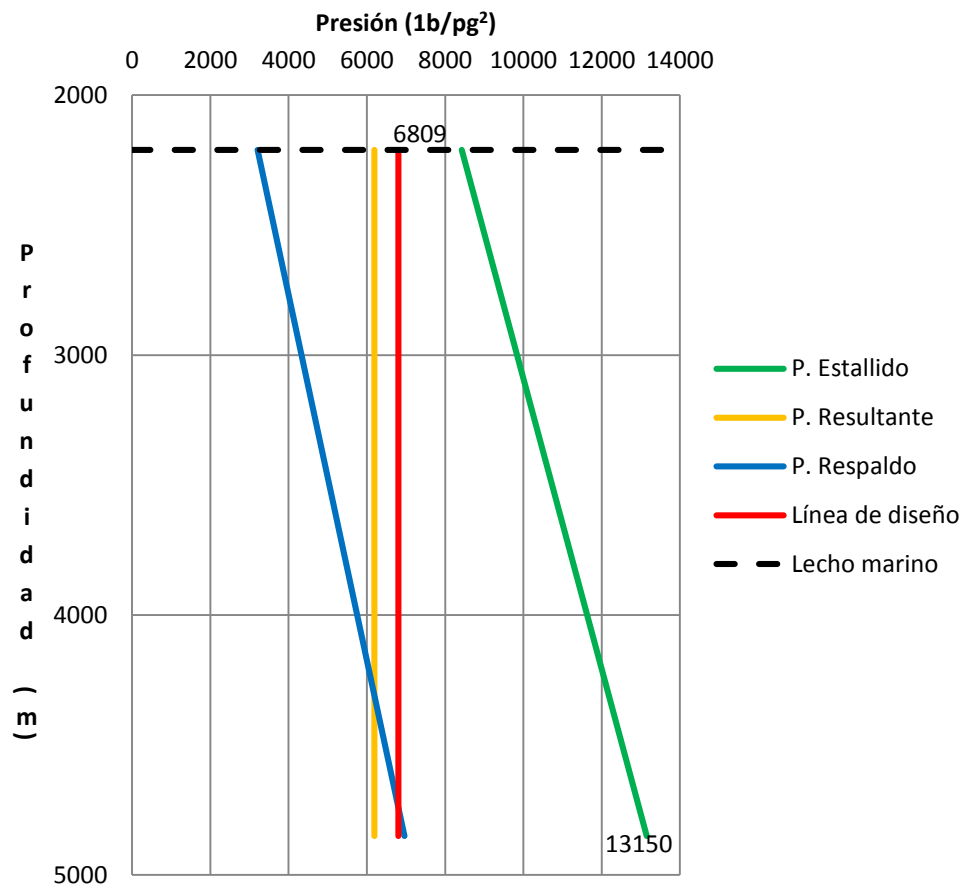


FIGURA 6.12. Perfiles de presión por estallido de la TR de 10 3/4".

- Selección del grado de acero de la tubería de revestimiento de 10 3/4".

Como se muestra en la figura 6.13, la máxima presión de diseño por estallido, 6 809 lb/pg², se encuentra a 2 210 m y 4850 m.

De acuerdo a las resistencias de las tuberías publicadas por los fabricantes, se decide seleccionar una tubería de revestimiento C-95, con un peso nominal de 71.10 lb/pie con una resistencia al estallido de 10 050 lb/pg² [42]

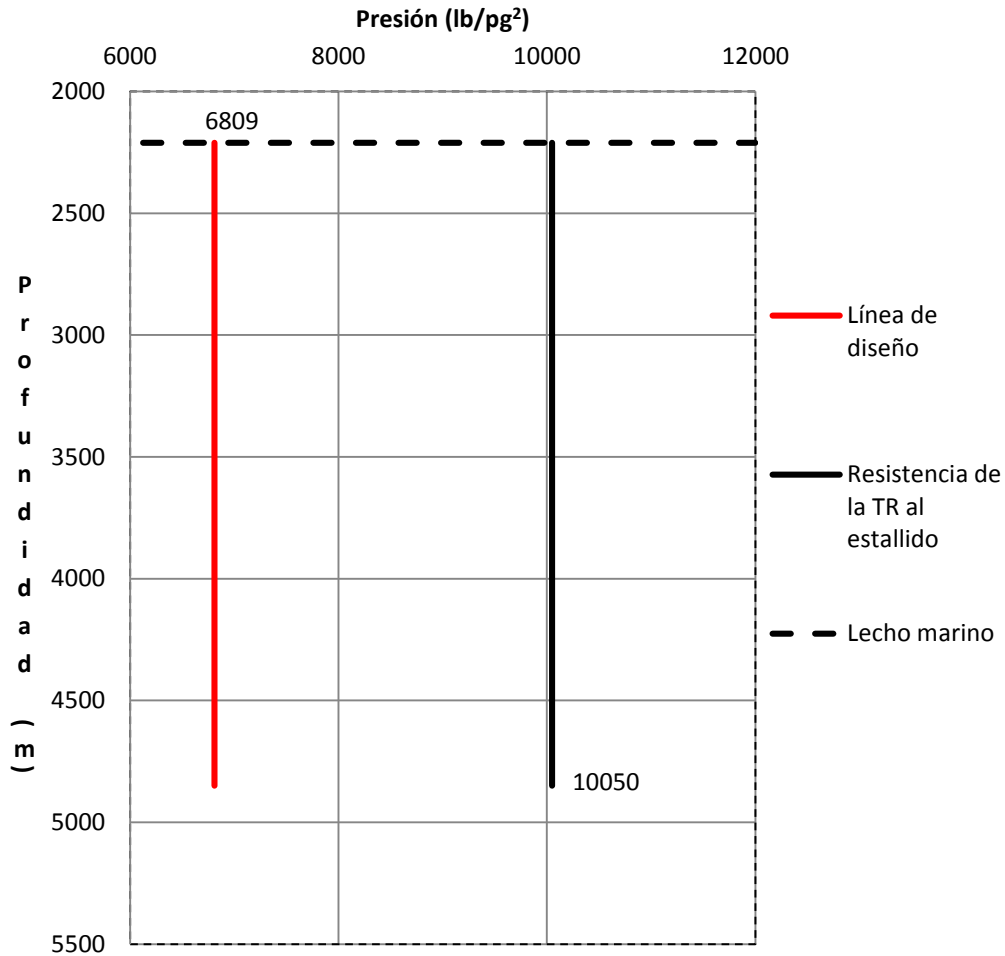


FIGURA 6.13. Selección del grado de acero por estallido TR de 10 3/4"

Este mismo revestidor es evaluado por colapso, como se muestra en la figura 6.14, la máxima presión de diseño por colapso del revestidor de 10 3/4" es de, 16 934lb/pg², a una profundidad de 5 000 m. La resistencia por colapso del revestidor seleccionado (C-95; 71.10 lb/pie) es de 8 480 lb/pg². A una profundidad aproximada de 3 700 m. este revestidor colapsaría. Por lo tanto, es necesario adicionar una sección de mayor resistencia, como se muestra a continuación:

- Sección uno, de 2 210 m a 3 200 m, resistencia al colapso de 8 480 lb/pg², peso nominal de 71.10 lb/pie y grado de acero C-95.
- Sección dos, de 3 200 m a 5 000 m, resistencia al colapso de 19 600 lb/pg², peso nominal de 97.10 lb/pie y grado de acero Q-125.1.

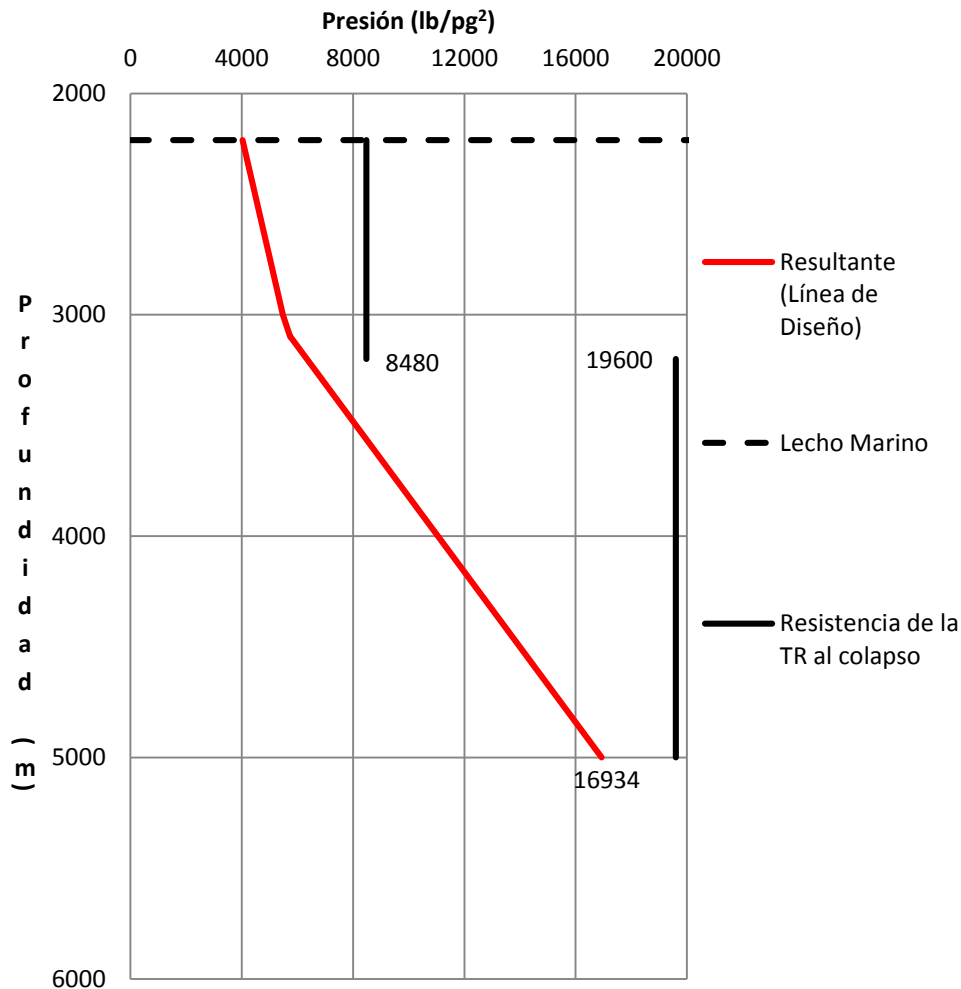


FIGURA 6.14. Selección del grado de acero por colapso TR de 10 3/4"

3) Tensión

A continuación, se presenta el procedimiento para evaluar la tubería por tensión. Para ello, se describe la siguiente metodología [41].

- Realizar el diagrama de cuerpo libre de la tubería
- Calcular los pesos de cada sección
- Determinar la fuerza de flotación en el fondo de la tubería
- Determinarla altura del punto neutro de la tubería

a) El diagrama de cuerpo libre de la tubería de 10 3/4", se bosqueja en la figura 6.15, mostrando el grado de acero, peso nominal, área transversal y longitud de la tubería.

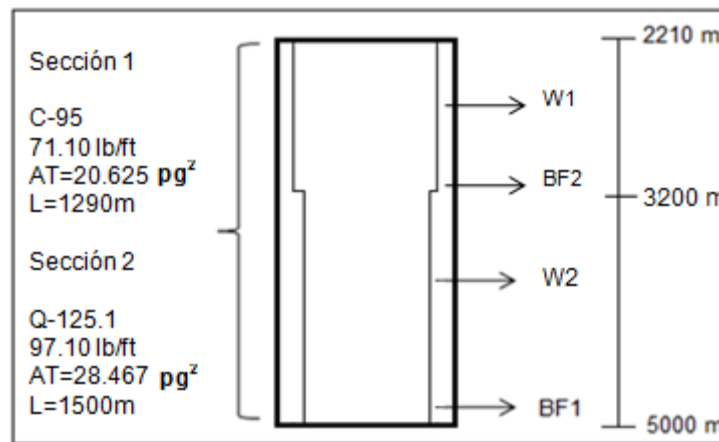


FIGURA 6.15. Diagrama de cuerpo libre TR de 10 3/4"

b) Los pesos de cada sección están basados en la longitud y en el peso nominal de cada sección, ecuación 6.13.

$$W_1 = (990 \text{ m} * 3.28 \text{ pie/m})71.10 \text{ lb/pie}$$

$$W_1 = 230\,876 \text{ lb}$$

$$W_2 = (1\,800 \text{ m} * 3.28 \text{ pie/m})97.10 \text{ lb/pie}$$

$$W_2 = 573\,278 \text{ lb}$$

c) Fuerza de flotación, ecuación 6.14:

$$BF_1 = -\left[(0.1706 * 10.7 \text{ lb/gal} * (5\,000 \text{ m} - 2\,210 \text{ m})) * (28.466 \text{ pg}^2) \right]$$

$$BF_1 = -144\,975 \text{ lb}$$

$$BF_2 = [(0.1706 * 10.7 \text{ lb/gal} * (3\ 200 \text{ m} - 2\ 210 \text{ m})) * (28.467 \text{ pg}^2 - 20.625 \text{ pg}^2)]$$

$$BF_2 = 14\ 170 \text{ lb}$$

d) La altura del punto neutro de la tubería está dada por la ecuación 6.15.

El valor del factor de flotación es de:

$$F_f = \frac{65.5 \text{ lb/gal} - 10.7 \text{ lb/gal}}{65.5 \text{ lb/gal}}$$

$$F_f = 0.836$$

Por lo tanto, la altura del punto neutro es de:

$$P_n = \frac{144\ 975 \text{ lb} (0.836)}{97.10 \text{ lb/pie}} =$$

$$P_n = 1\ 248 \text{ pie}$$

El punto neutro se encuentra a 381 m (1 248pie), por encima de la zapata del revestidor, es decir, a una profundidad total verdadera de 4 619 m.

En la figura 6.16, se muestran las cargas de compresión y tensión a las que está sometido el revestidor de 10 3/4".

➤ La línea de color azul, representa la carga por tensión, la tubería a 5 000 m se encuentra en compresión, -144 975 lb, el punto neutro se encuentra a 4 619 m y la máxima tensión, 963 299lb, se encuentra a 2 210 m.

➤ La línea roja, representa la línea de diseño multiplicada por un factor de diseño de 1.3, con un valor máximo de 1.252×10^6 a 2 210 m.

➤ La línea verde representa la carga de tensión más un factor de seguridad de 100 000 libras (sobretensión), con un valor máximo de 1.063×10^6 a una profundidad de 2 210 m.

La máxima presión de diseño está representada por la línea roja, con un valor de 1.252×10^6 lb, a 2 210 m. De acuerdo a las resistencias publicadas por el fabricante, las resistencias de las tuberías seleccionadas, representadas por la línea negra, son adecuadas por tensión, ya que, tienen una resistencia de 1.959×10^6 lb (sección 1) y 3.558×10^6 lb (sección 2) [42].

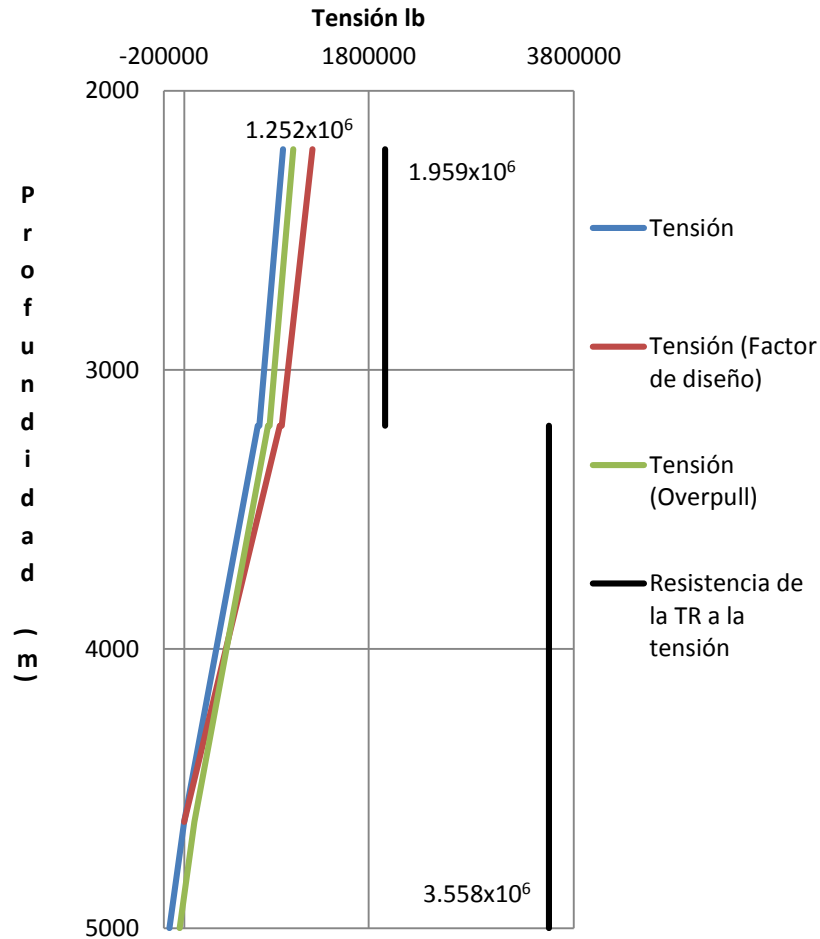


FIGURA 6.16. Cargas por tensión TR de 10 3/4"

4) Esfuerzos biaxiales TR de 10 3/4"

A continuación se presenta el desarrollo para determinar las correcciones al estallido y colapso asociadas a los esfuerzos biaxiales [41].

I) Cargas asociadas a la tensión y compresión

II) Efectos biaxiales para el fondo y cima de la tubería

III) Correcciones a la resistencia de la tubería debido a efectos biaxiales

I) Las cargas en el fondo y cima de la tubería están representadas por las ecuaciones 6.16 y 6.17, respectivamente, las cuales están en función de la compresión y tensión de la tubería.

Sustituyendo valores en las ecuaciones 6.16 y 6.17, se tiene que las cargas son:

Carga en el fondo de la tubería:

$$l_b = (144\,975 \text{ lb}) / (28.467 \text{ pg}^2)$$

$$l_b = 5\,093 \text{ lb/pg}^2$$

Carga en la cima de la tubería:

$$l_t = (963\,299 \text{ lb}) / (20.625 \text{ pg}^2)$$

$$l_t = 46\,705 \text{ lb/pg}^2$$

II) A continuación, se determinan los efectos biaxiales, tanto para el fondo como en la cima de la tubería, estos valores dados en porcentaje. Los efectos biaxiales están en función de las cargas calculadas en el inciso anterior y el esfuerzo de cedencia de la tubería adicionando a este último, un factor de 10 000 lb/pg², ecuaciones 6.18 y 6.19.

Fondo de la tubería (compresión):

$$E.B_b = \left[\frac{5\,093 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}}{125\,100 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} + 10\,000 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}} \right] \times 100$$

$$E.B_b = 4.0 \%$$

Cima de la tubería (tensión)

$$E.B_t = \left[\frac{46\,705 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}}{95\,000 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} + 10\,000 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}} \right] \times 100$$

$$E.B_t = 45 \%$$

III)A continuación se presentan las correcciones por efectos biaxiales a la resistencia de la tubería. En el apéndice A se muestra el procedimiento realizado para llegar a los siguientes resultados:

- i) En la cima de la tubería (tensión), el resultado es un incremento del 17% para la carga por estallido y una disminución del 28% para colapso.
- ii) En el fondo de la tubería (compresión), se tiene una disminución del 1.5% para estallido y un aumento del 2.5% para colapso.

Como se observa en la figura 6.17, para la resistencia por estallido de la tubería, 6 809 lb/pg², el incremento del 17% debido a la tensión en la cima de la tubería, da como resultado 11 759 lb/pg², línea roja discontinua.

La disminución del 1.5%, debido a los efectos de compresión en el fondo de la tubería, da como resultado 18 478 lb/pg², línea roja discontinua.

Por lo tanto, la tubería seleccionada (C-95; 71.10 lb/pie y Q-125.1; 97.10 lb/pie) es adecuada para estallido considerando efectos biaxiales.

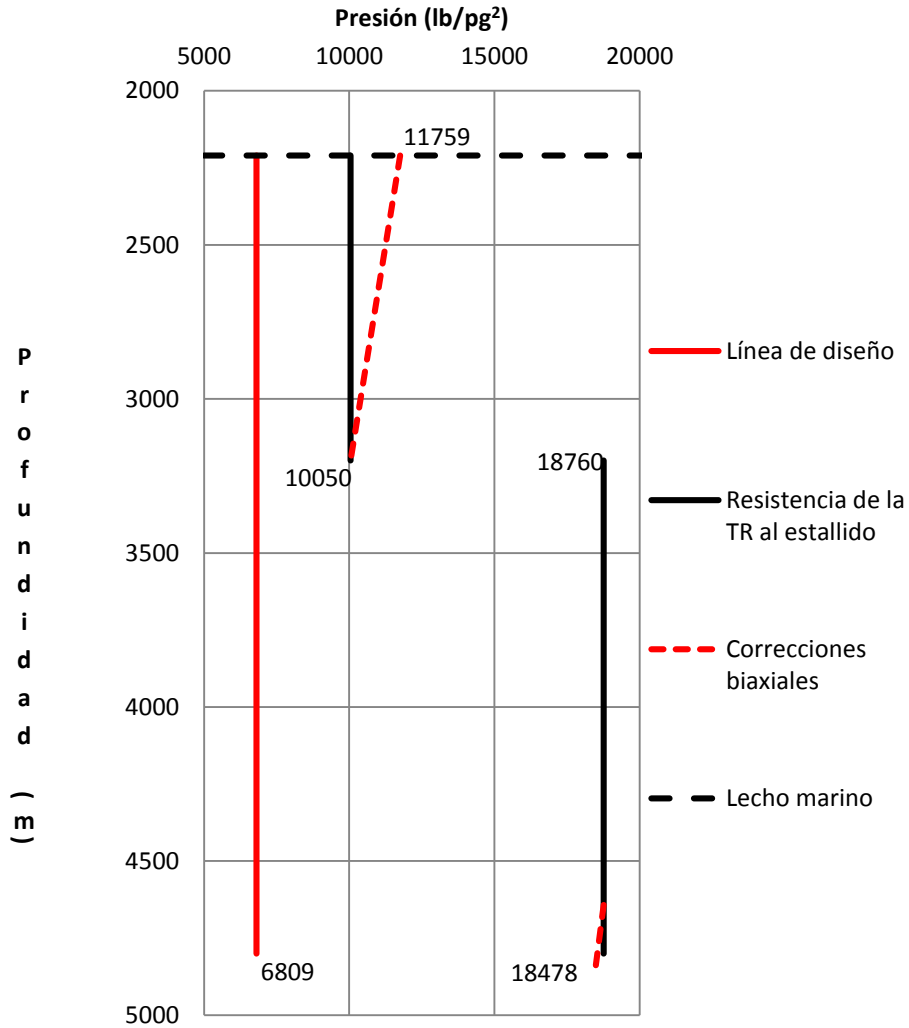


FIGURA 6.17. Efectos biaxiales por estallido TR 10 3/4"

Como se observa en la figura 6.18, para la resistencia por colapso de la tubería, la disminución del 28%, debido a la tensión en la cima de la tubería, da como resultado 6 106 lb/pg², línea roja discontinua.

El aumento del 2%, debido a los efectos de compresión en el fondo de la tubería, da como resultado 20 090 lb/pg², línea roja discontinua.

La máxima carga de diseño es de 16 934 lb/pg², a 5 000 m, línea negra. La tubería seleccionada (C-95; 71.10 lb/pie y Q-125.1; 97.10 lb/pie) es adecuada para colapso.

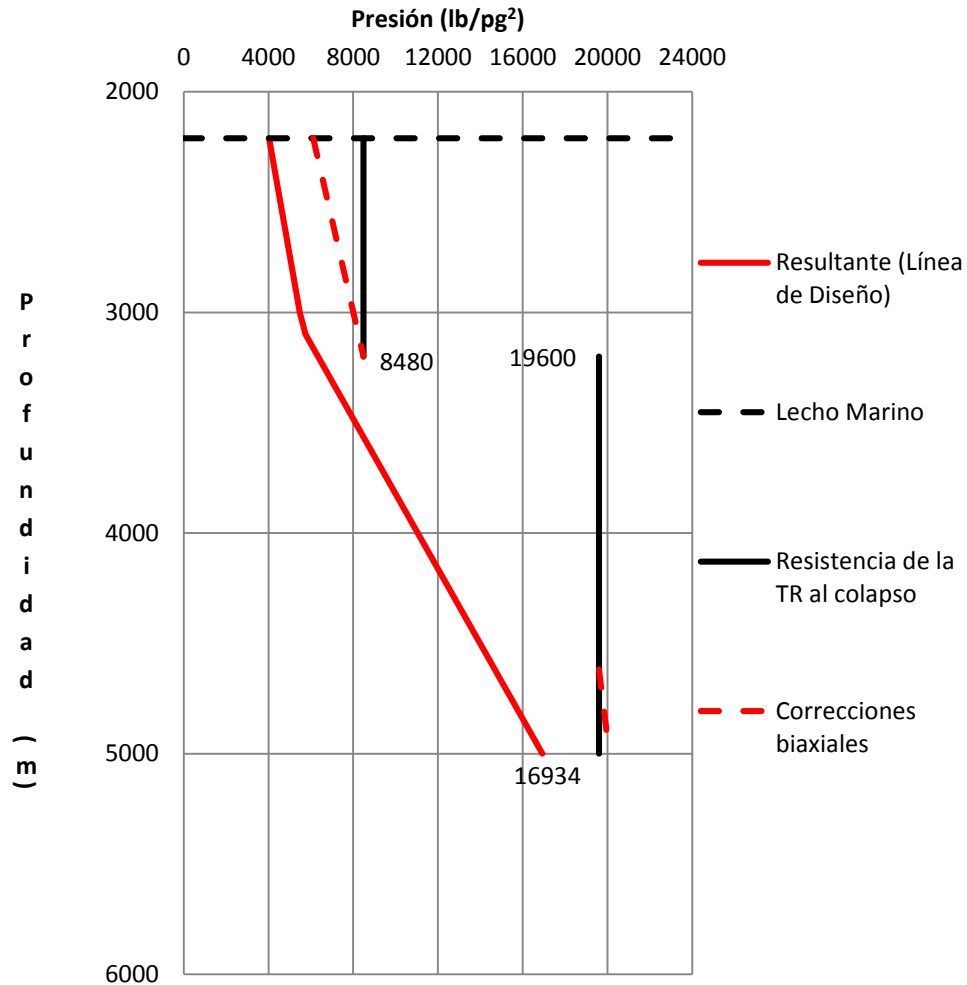


FIGURA 6.18.Efectos biaxiales por colapso TR 10 3/4".

De acuerdo a los análisis anteriores, se concluye que, la tubería intermedia de 10 3/4" tendrá dos secciones: La primera sección será de 2 210 m a 3 200 m, peso nominal de 71.10 lb/pie y grado de acero C-95. La segunda sección será de 3 200 m a 5 000 m, peso nominal de 97.10 lb/pie y grado de acero Q-125.1. Las resistencias y propiedades de las tuberías seleccionadas son las publicadas por los fabricantes [42].

Este revestidor será evaluado por el incremento de la presión en el anular en la sección 6.4.

6.3.3. Diseño del *liner* de producción de 7"

A continuación se presenta el diseño del *liner* de producción de 7" por:

- 1) Colapso
- 2) Estallido
- 3) Tensión
- 4) Efectos biaxiales

En la tabla 6.7, se muestran los parámetros para el diseño del *liner* de producción de 7".

TABLA 6.7. Parámetros para el diseño del <i>liner</i> de 7"	
Capa de aire (m)	25
Tirante de agua (m)	2185
Profundidad de asentamiento TVD (m)	5400
Presión de poro en la zapata (lb/gal)	9.7
Presión de fractura en la zapata (lb/gal)	12.8
Densidad de fluido etapa actual (lb/gal)	10.97
Profundidad de la última zapata (m)	5000

- 1) Presión de colapso

Para determinar la carga por colapso a la que está sometido el *liner* de producción es necesario determinar los siguientes perfiles de presión: a) Presión de colapso, b) Presión de respaldo, c) Presión resultante y d) Línea de diseño.

a) Presión de colapso

El diseño del *liner* de producción asume un escenario de producción, considerando taponamiento en los disparos durante la producción del pozo.

La carga por colapso está dada por la presión de formación en la zona productora, más un factor de seguridad de 1.0 lb/gal [32]. Las presiones de interés son:

I) Presión de colapso por debajo de la última zapata

II) Presión de colapso en la zapata del *liner*

I) La presión de colapso por debajo de la última zapata, se considera la presión de formación en la zona productora, más un factor de seguridad del 1.0 lb/gal:

$$P = 0.1706 (9.7 \text{ lb/gal} + 1.0 \text{ lb/gal})(5\ 000 \text{ m})$$
$$P = 9\ 127 \text{ lb/pg}^2$$

II) La presión de colapso en la zapata del *liner*, se considera la presión de formación en la zona productora, más un factor de seguridad del 1.0 lb/gal:

$$P = 0.1706 (9.7 \text{ lb/gal} + 1.0 \text{ lb/gal})(5\ 400 \text{ m})$$
$$P = 9\ 857 \text{ lb/pg}^2$$

b) Presión de respaldo

La presión de respaldo, considera en el interior del *liner*, gas. Las presiones de interés son:

I) Presión de respaldo por debajo de la última zapata

II) Presión de respaldo en la zapata del *liner*

I) Presión de respaldo por debajo de la última zapata

$$P = (0.45 \text{ lb/pg}^2/\text{m}) (5\ 000 \text{ m})$$

$$P = 2\ 250 \text{ lb/pg}^2$$

II) Presión de respaldo en la zapata del *liner*

$$P = (0.45 \text{ lb/pg}^2/\text{m}) (5\ 400 \text{ m})$$

$$P = 2\ 430 \text{ lb/pg}^2$$

c) Línea resultante

La resultante para el *liner* de producción es la diferencia entre la presión de colapso y el respaldo.

d) Línea de diseño

Como ya se mencionó en secciones anteriores, la línea de diseño para consideraciones de colapso se multiplica por un factor de diseño igual a uno, es decir, que la línea de diseño es igual a la resultante.

En la figura 6.19, se muestran los perfiles de presión para el diseño por colapso del *liner* de producción de 7". A continuación, se describe, de forma breve, cada una de estas presiones:

➤ La línea de color azul, representa la carga por colapso, la cual está en función de la presión de formación más un factor de seguridad de 1.0 lb/gal, considerando taponamiento de los disparos. La máxima presión por colapso 9 857 lb/pg², se localiza en la zapata del *liner*, 5 400 m.

➤ La línea de color verde representa la presión de respaldo, considerando en el interior del *liner*, gas. La máxima presión de respaldo es de 2 430 lb/pg², se encuentra en la zapata del *liner* a 5 400 m.

➤ La línea de color rojo representa la línea resultante. La máxima carga de diseño por colapso, 7 427 lb/pg², se encuentra a 5 400 m.

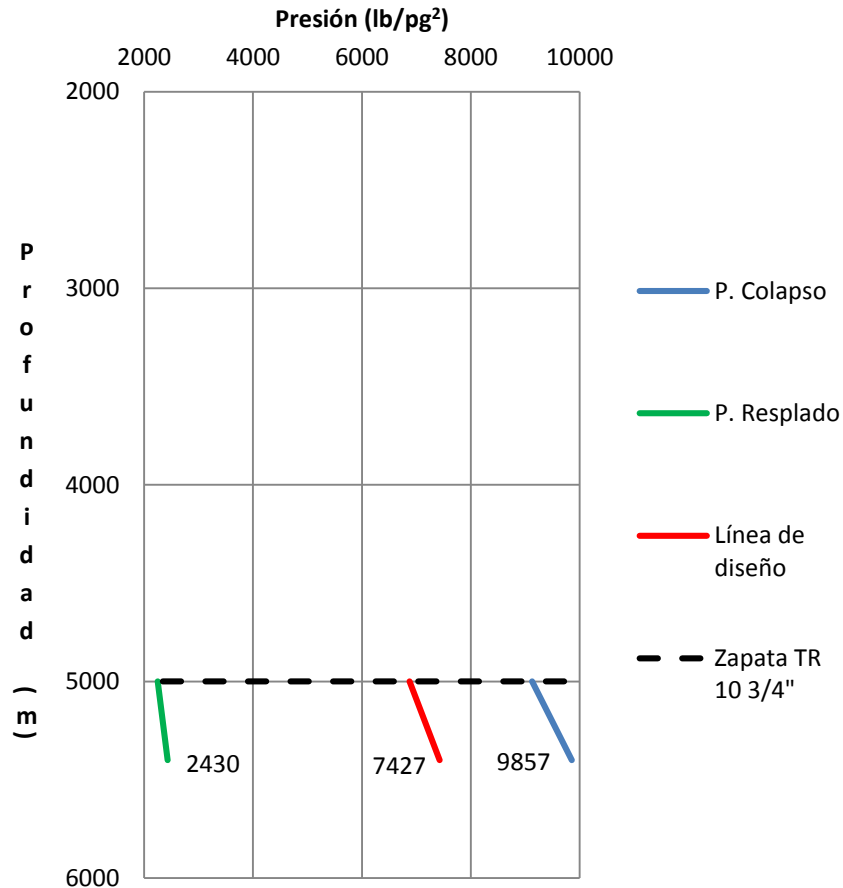


FIGURA 6.19. Perfiles de presión por colapso del *liner* de 7"

2) Carga por estallido

A continuación, se describe el procedimiento para el diseño del *liner* de producción de 7" por estallido: a) Presión de estallido, b) Presión de respaldo, c) Presión resultante y d) Línea de diseño [32].

2) Presión de estallido

La máxima presión de estallido a la cual puede estar sometido el *liner* de producción es, cuando se bombean fluidos hacia la formación, por ejemplo, fracturamiento hidráulico o el bombeo de fluidos en forma forzada hacia la formación, esta última técnica denominada *Bull Heading* [26] [32].

Ambos escenarios consideran que, la máxima presión interna a la que puede estar sometido el *liner* de producción está en función de la presión de inyección.

Las presiones de interés son:

I) Presión de estallido por debajo de la última zapata

II) Presión de estallido en la zapata del *liner*

I) Presión de estallido en el tope del *liner*:

$$P_{iny} = 0.1706(12.8 \text{ lb/gal} + 1.0 \text{ lb/gal}) 5\,000 \text{ m}$$

$$P_{iny} = 11\,771 \text{ lb/pg}^2$$

II) Presión de estallido en la zapata del *liner*:

$$P_{iny} = 0.1706(12.8 \text{ lb/gal} + 1.0 \text{ lb/gal}) 5\,400 \text{ m}$$

$$P_{iny} = 12\,713 \text{ lb/pg}^2$$

b) Presión de respaldo

Considerar que el anular del *liner* se encuentra lleno con agua de mar. Las presiones de interés son:

I) Presión de respaldo en el tope del *liner*

II) Presión de respaldo en la zapata del *liner*

I) Presión de respaldo en el tope del *liner*

$$P = 0.1706(8.5 \text{ lb/gal}) 5\,000 \text{ m}$$

$$P = 7\,251 \text{ lb/pg}^2$$

II) Presión de respaldo en la zapata del *liner*:

$$P = 0.1706(8.5 \text{ lb/gal}) 5\,400 \text{ m}$$

$$P = 7\,831 \text{ lb/pg}^2$$

c) Presión resultante

Como se mencionó, anteriormente, la resultante es la diferencia entre la presión de estallido y la presión de respaldo.

d) Línea de diseño

La línea de diseño es el resultado del producto entre la resultante y un factor de diseño de 1.1.

En la figura 6.20, se observan los perfiles de presión por estallido para el *liner* de producción de 7". A continuación, se describe, de forma breve, cada una de estas presiones:

➤ La línea de color verde representa la máxima presión de estallido a la que el *liner* puede estar sometido 12 713 lb/pg², esta presión es la presión de inyección en la zapata del *liner* a 5 400 m.

➤ La línea de color azul representa la presión de respaldo, considerando el anular lleno con agua de mar. La máxima presión de respaldo 7 831 lb/pg², se encuentra en la zapata del *liner* a 5 400 m.

- La línea de color amarillo representan la resultante.
- La línea de color rojo representa la máxima presión de diseño 5 370 lb/pg², la cual se encuentra en la zapata del *liner* a 5 400 m.

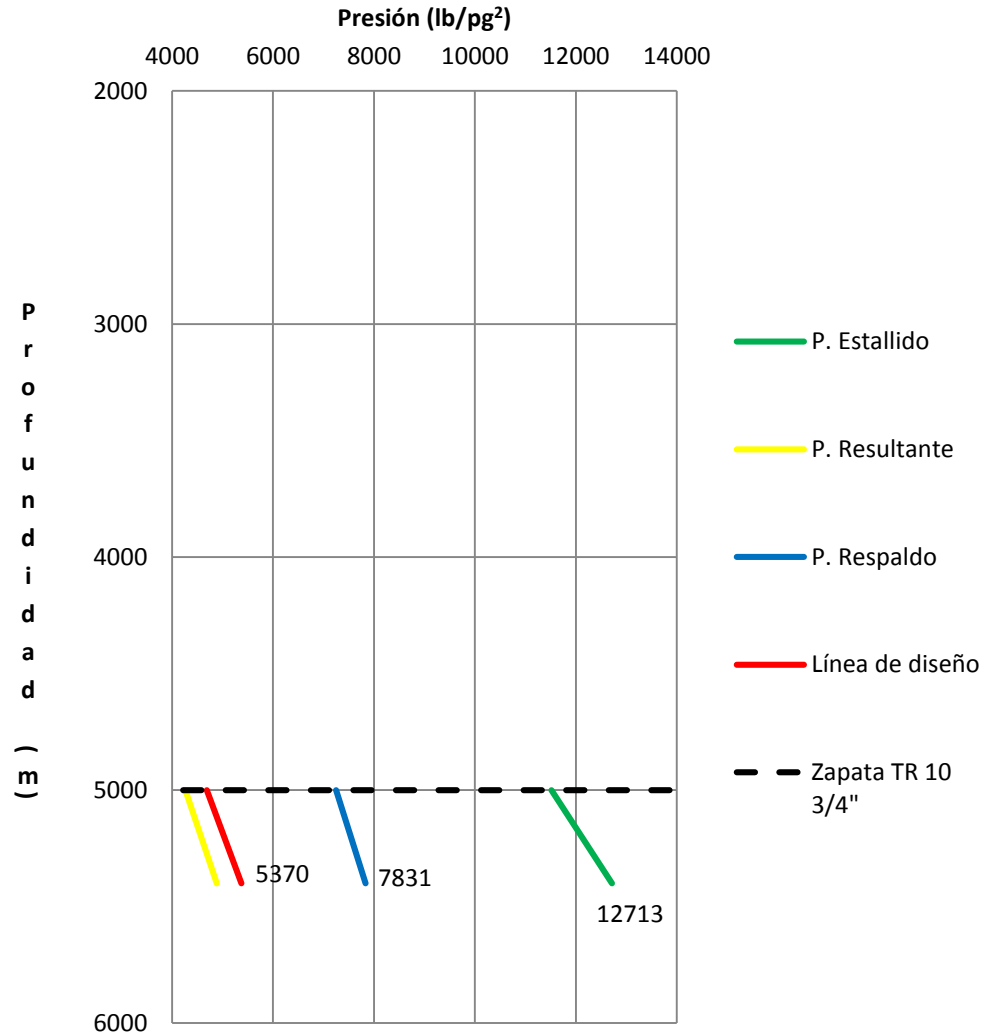


FIGURA 6.20. Perfiles de presión por estallido del *liner* de 7"

- Selección del grado de acero

En la figura 6.21, se observa que la máxima presión de diseño por estallido para el *liner* de 7", 5 370 lb/pg², se encuentra a 5 400 m, línea roja.

Por lo tanto, de acuerdo a los valores publicados por el fabricante [42], se decide seleccionar un *liner* con grado de acero P-110, con un peso nominal de 29 lb/pie y una resistencia al estallido de 11 220 lb/pg², línea negra.

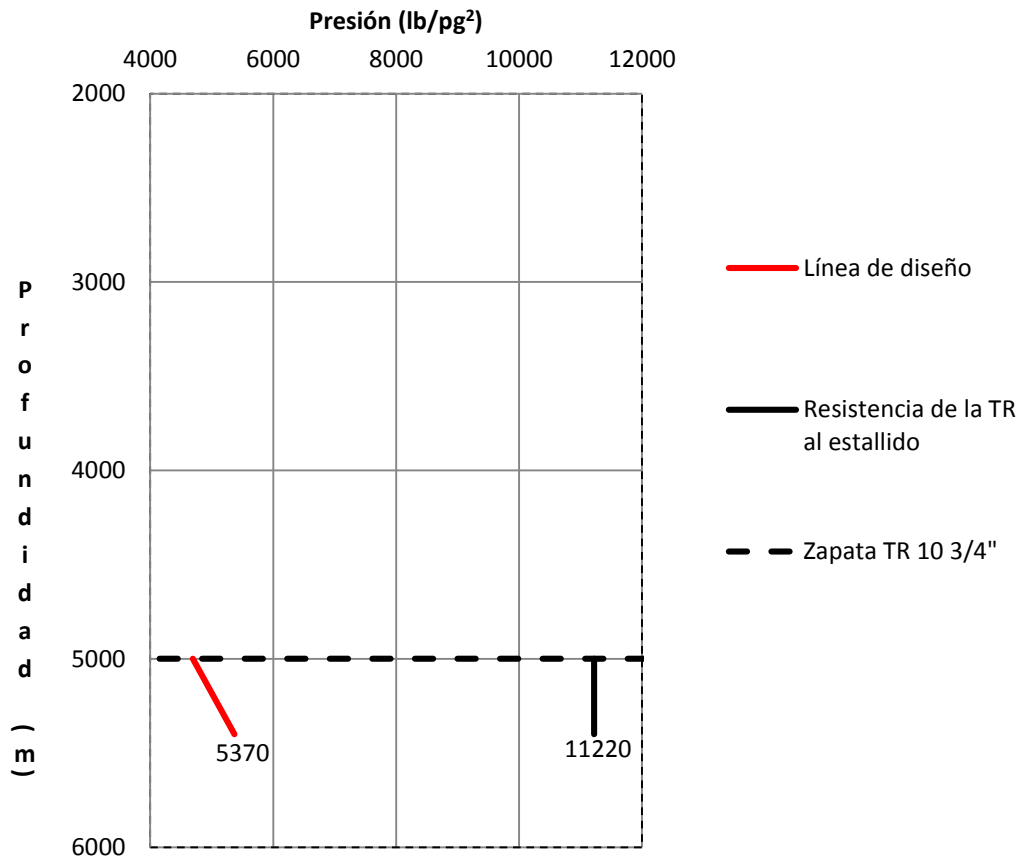


FIGURA6.21. Selección del grado de acero por estallido del *liner* de 7"

Como se muestra en la figura 6.22, este mismo *liner* es evaluado por colapso, la máxima presión de diseño por colapso es de 7 427 lb/pg², a 5 400 m, línea de roja.

La resistencia del *liner* al colapso publicada por el fabricante es de 8 530 lb/pg² [42]. Por lo tanto, el *liner* seleccionado (P-110; 29 lb/ft) es adecuado tanto para estallido, como para colapso.

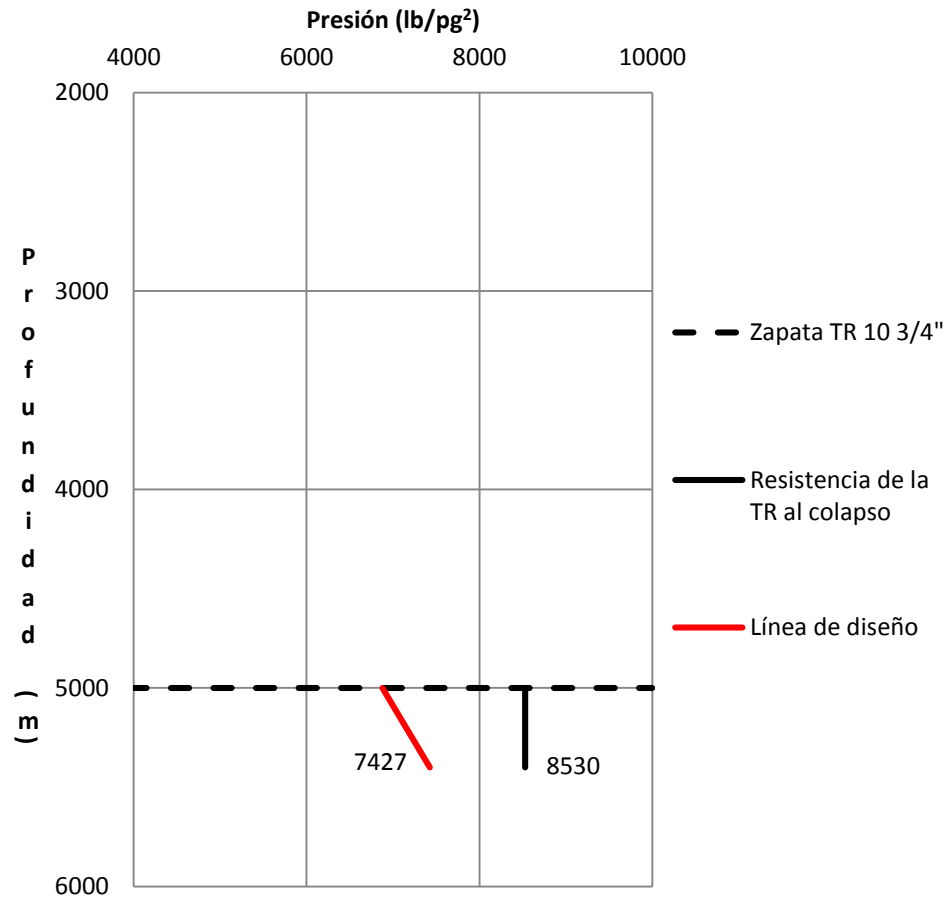


FIGURA6.22. Selección del grado de acero por colapso del *liner* de 7"

3) Tensión

A continuación, se presenta el procedimiento para evaluar el *liner* de producción de 7" por tensión.

Para ello, se describe la siguiente metodología [41]:

- a) Realizar el diagrama de cuerpo libre de la tubería
- b) Calcular los pesos de cada sección
- c) Determinar la fuerza de flotación en el fondo de la tubería
- d) Determinarla altura del punto neutro de la tubería

a) El diagrama de cuerpo libre del *liner* de 7" se bosqueja en la figura 6.23, mostrando el grado de acero, peso nominal, área transversal y longitud de la tubería.

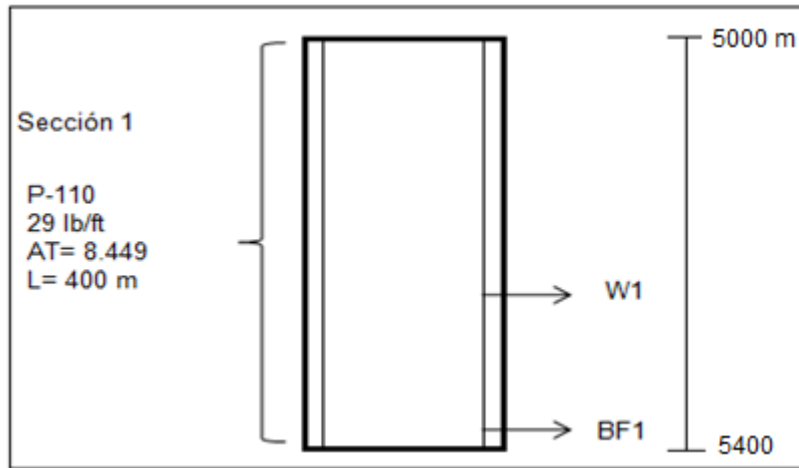


FIGURA 6.23. Diagrama de cuerpo libre del *liner* de 7"

b) Los pesos de cada sección están basados en la longitud y en el peso nominal de cada sección, ecuación 6.13.

$$W_1 = (400 \text{ m} * 3.28 \text{ pie/m}) 29 \text{ lb/pie}$$

$$W_1 = 38\,048 \text{ lb}$$

c) La fuerza de flotación actuando en el fondo de la tubería, se representa con la ecuación 6.14.

$$BF_1 = -[(0.1706 * 10.97 \text{ lb/gal} * (5\,400 \text{ m} - 5\,000 \text{ m})) * (8.449 \text{ pg}^2)]$$

$$BF_1 = -6\,325 \text{ lb}$$

d) La altura del punto neutro de la tubería está dado por la ecuación 6.15.

Sustituyendo los valores se tiene que el factor de flotación es de:

$$F_f = \frac{65.5 - 10.97}{65.5}$$

$$F_f = 0.824$$

Por lo tanto, la altura del punto neutro es de:

$$P_n = \frac{6\,325\text{lb} (0.824)}{29\text{ lb/pie}} =$$

$$P_n = 180\text{ pie}$$

El punto neutro se encuentra a 55 m (167 pie) por encima de la zapata del revestidor, es decir, a una profundidad total verdadera de 5 350 m.

En la figura 6.24, se muestran las cargas de compresión y tensión a las que está sometido el *liner* de 7".

- La línea de color azul representa la tensión a la cual la tubería está sometida, la tubería a 5 400 m se encuentra en compresión, – 6 325 lb, el punto neutro se encuentra a 5 450 m y la máxima tensión de 38 048 lb se encuentra a 5 000 m.
- La línea roja representa la línea de diseño multiplicada por un factor de diseño de 1.3.
- La línea verde representa la carga de tensión, más 100 000 lb (sobretensión).

Como se muestra en la figura 6.24, la máxima tensión entre las tres líneas de diseño anteriores, es de 138 048 lb, línea verde. La tubería seleccionada de acuerdo a los datos de resistencia publicados por el fabricante, es adecuada, ya que, tiene una resistencia a la tensión de 929×10^3 lb, línea color negra [42].

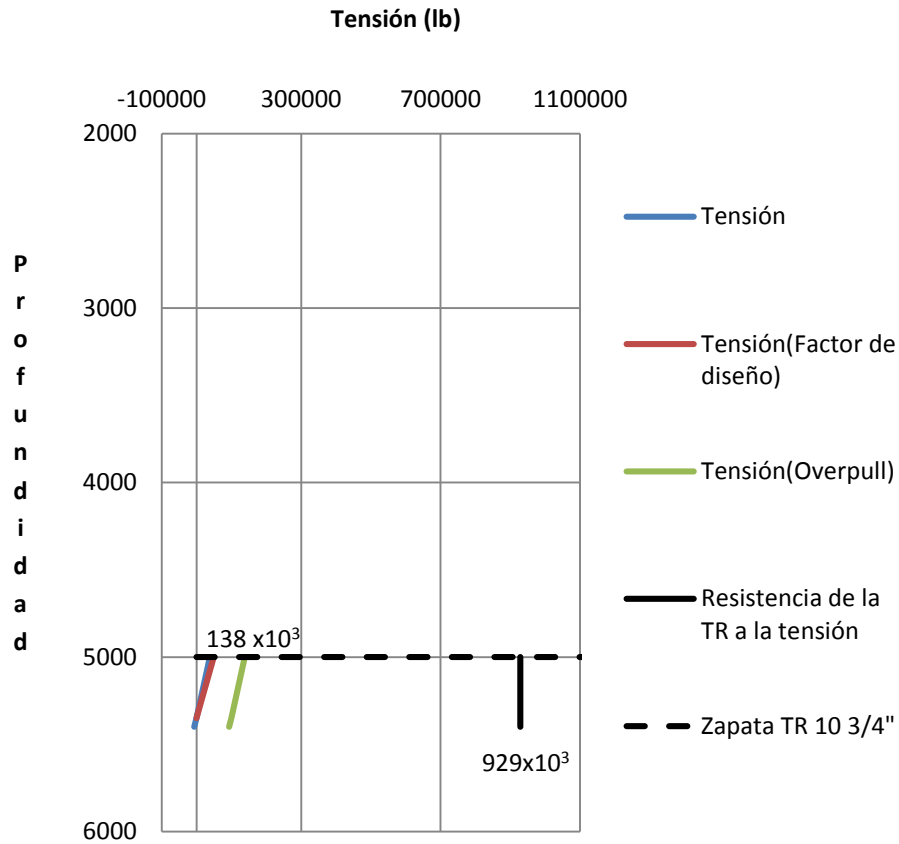


FIGURA 6.24. Carga por tensión del liner de 7"

4) Esfuerzos biaxiales

Los efectos biaxiales para el *liner* de 7" se desprecian por ser la longitud del *liner* demasiado corta.

6.4. Diseño de tuberías de revestimiento por incremento de la presión debido a la expansión térmica de los fluidos atrapados en los anulares

De acuerdo con API RP 96 (2013); Moe y Erpelding (2000) y Adams y MacEachran (1994), para poder evaluar el diseño de las tuberías de revestimiento debido a los efectos termodinámicos, es necesario, determinar el incremento de la presión en el anular [28] [44] [45].

El incremento de la presión en el anular está en función principalmente de tres parámetros: 1) Estado mecánico del pozo. 2) Perfil de temperatura. 3) Propiedades térmicas del fluido de perforación [28] [44] [45]. Estos parámetros se describen de forma breve a continuación:

1) Estado mecánico del pozo Pré-sal-1A

Los principales parámetros a considerar en el estado mecánico son: geometría del agujero, diseño de revestidores y densidad del fluido de perforación [44] [45]. En la figura 6.25, se muestra el estado mecánico del pozo Pré-sal-1A. Los anulares analizados en esta sección son: Anular entre la tubería de producción y el revestidor intermedio de 10 3/4" (anular A). Anular entre el revestidor de 10 3/4" y el revestidor de 20" (anular B).

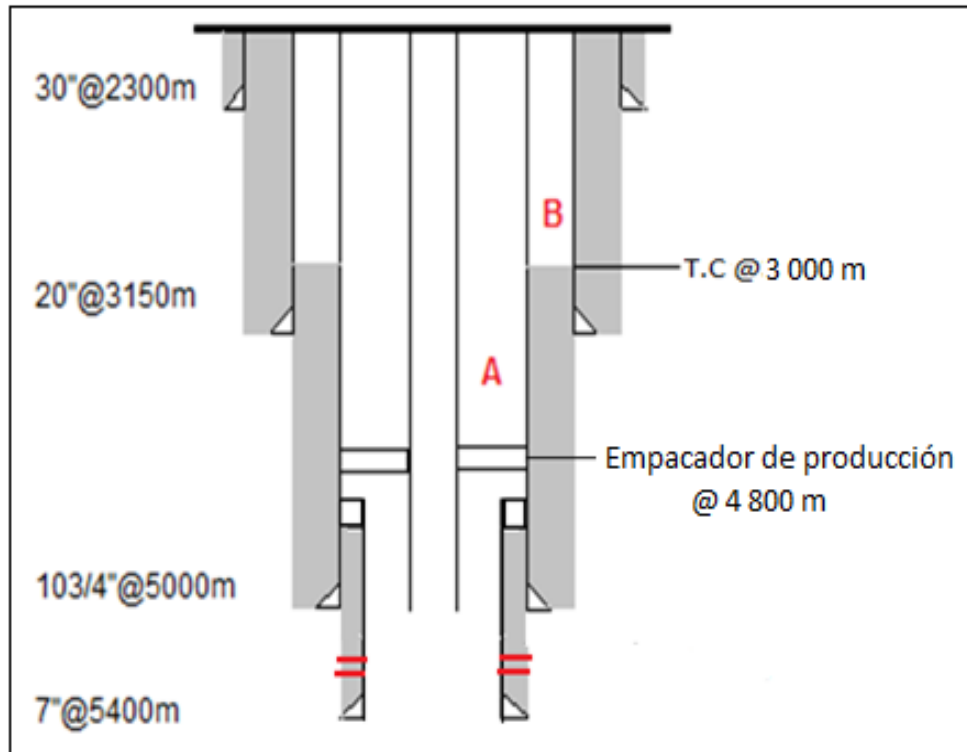


FIGURA 6.25. Estado mecánico del pozo Pré-sal-1A.

En la tabla 6.8, se muestran las profundidades de asentamiento, los diámetros externos e internos de los revestidores afectados por los efectos termodinámicos, la densidad del fluido, así como, el tipo de fluido usado para cada etapa de perforación. Esta información será usada más adelante para calcular el incremento de la presión en los anulares.

TABLA 6.8. Profundidades de asentamiento, diámetros de revestidores y densidad del fluido correspondientes al pozo Pré-sal-1A					
Profundidad (m)		Diámetro del revestidor (pg)		Fluido	
PVT	DLM	OD	ID	Densidad (lb/gal)	Tipo
2300	90	30	-	8.5	Agua de mar
3150	940	20	18.582	STA @ 11	Agua de mar
5000	2790	10.750	S ₁ =9.450 S ₂ = 8.906	10.7	Sintético
5400	3190	7.0	-	10.97	Sintético

2) Perfil de temperatura

Para poder determinar el cambio de temperatura de los fluidos confinados en los anulares, es necesario elaborar un perfil de temperatura de acuerdo a la vida productiva esperada del pozo [26] [28] [32]. En la figura 6.26, se muestra el perfil de la temperatura correspondiente al pozo Pré-sal-1A, a continuación se describe de forma breve estos perfiles de temperatura. En el apéndice B se muestran los datos que se usaron para elaborar este perfil de temperaturas.

a) Temperatura estática

La temperatura estática de una formación es la temperatura existente antes del inicio de las tareas de perforación; la formación se enfría durante la perforación y

la mayor parte del enfriamiento se disipa después de unas 24 horas de condiciones estáticas; si bien, teóricamente es imposible que la temperatura vuelva a las condiciones iniciales; esta temperatura se mide bajo condiciones estáticas, después de haber transcurrido un tiempo suficiente para mitigar cualquier efecto de los fluidos en circulación [46].

Para predecir la temperatura estática en el fondo del pozo, por sus siglas en inglés BHST (Bottom Hole Static Temperature), se utilizan tablas, diagramas, mapas de gradientes geotérmicos del área geográfica; para la medición durante la perforación, por sus siglas en inglés MWD (Measurement While Drilling), se utilizan registros de temperatura, entre otras herramientas [46].

En la figura 6.26, la línea de color verde, representa la temperatura estática, en el lecho marino se puede observar que la temperatura es de 4°C y en el fondo del pozo es de 102°C.

b) Temperatura en el interior de la tubería de producción

Cuando los fluidos del yacimiento comienzan a fluir hacia el árbol de producción, la temperatura del pozo aumenta respecto a la temperatura estática [28].

La temperatura máxima a la cual un pozo puede estar sometido está en función principalmente de: mecanismos de empuje, propiedades de los fluidos producidos, sistemas de recuperación de hidrocarburos [26] [28] [32].

En la figura 6.26, la línea de color rojo, muestra el perfil de la temperatura en el interior de la tubería de producción, este corresponde a 48 horas después de haber comenzado la producción del pozo, se observa que la temperatura a la profundidad del árbol de producción es de 94°C.

c) Temperatura en los anulares

El incremento de la temperatura en los anulares es debido a la transferencia de calor asociada a la vida productiva del pozo. La transferencia de calor en los anulares se realiza mediante el proceso de convección natural y radiación, mientras que la transferencia de calor a través de las paredes de la tubería de producción, las paredes del revestidor y del cemento se realiza mediante el proceso de conducción [26] [28] [32] [44] [45].

De acuerdo con Cengel y Boles (2006), el estudio de transferencia de calor como resultado de la conducción, generalmente, es realizado mediante la Ley de Fourier. El proceso de convección generalmente es descrito por la Ley de enfriamiento de Newton [47].

Según Willhite (1967), la transferencia de calor en el agujero puede ser determinada mediante el coeficiente global de transferencia de calor (U), este representa la resistencia neta al flujo de calor a través de la tubería de producción, revestidores, cemento, fluidos atrapados en los anulares y la formación [48]. El coeficiente global de transferencia de calor está principalmente en función de:

- Temperatura estática
- Radios del agujero, tubería de producción y revestidores
- Propiedades térmicas del fluido de perforación
- Coeficiente de transferencia de calor de los fluidos de perforación y fluidos producidos
- Conductividad térmica de la formación, acero (tubería de producción, revestidores) y cemento.

En la figura 6.26, la línea de color azul y de color amarillo representan la temperatura en el anular A y B, con valores en la cabeza del pozo de 29 °C y 44°C, respectivamente.

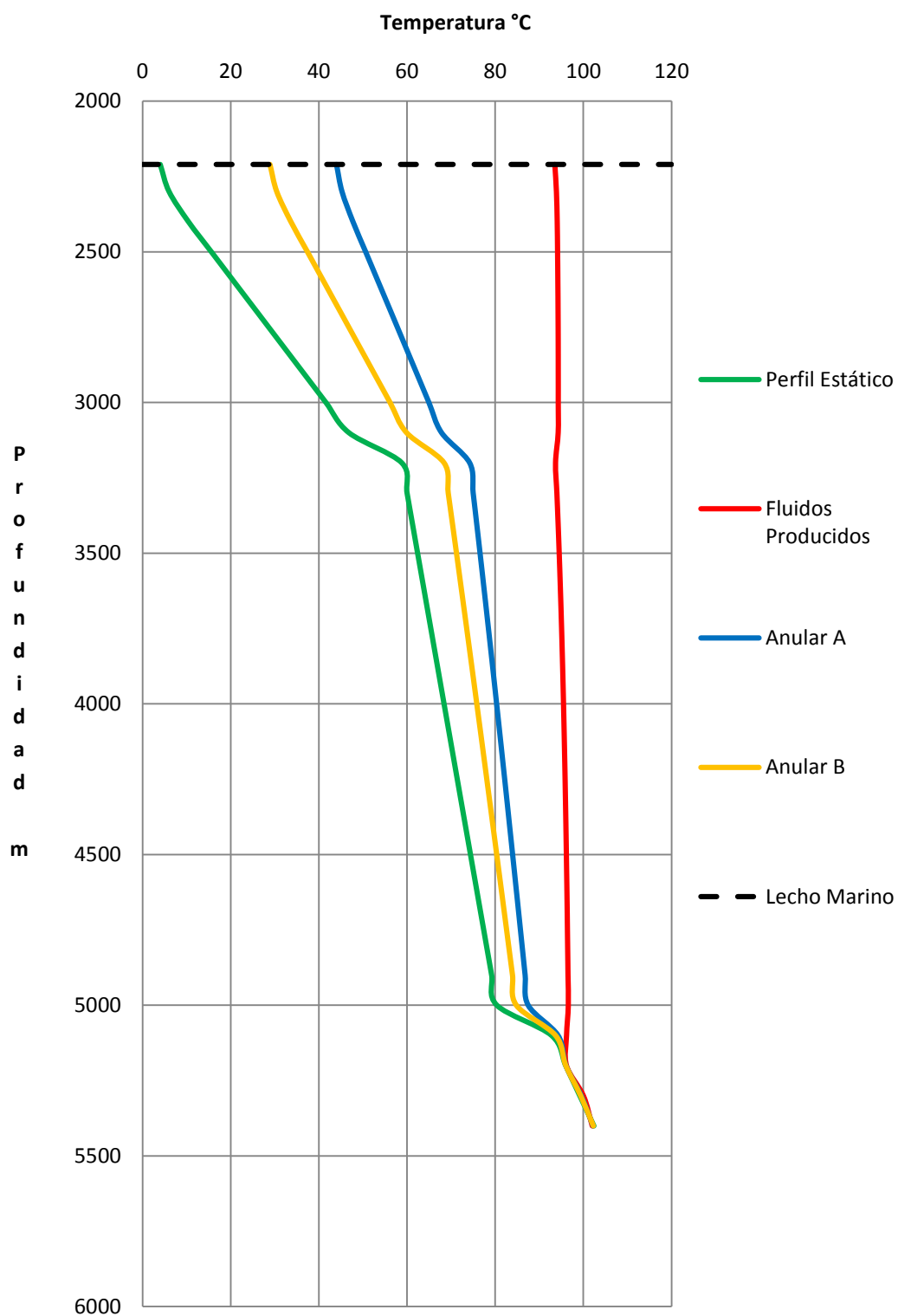


FIGURA 6.26. Perfil de temperatura correspondiente al pozo Pré-sal-1A.

3) Propiedades térmicas del fluido de perforación

Para determinar el incremento de la presión, es necesario determinar el cambio de volumen en el anular; para ello, será necesario determinar la expansión y compresibilidad del fluido de control entrampado en el anular [44].

En la literatura existe poca información sobre las propiedades térmicas de los fluidos de perforación. Adams & Mac Eachran (1994) publican algunas gráficas para determinar las propiedades térmicas del fluido de perforación [45].

En la tabla 6.9, se muestran los valores de las propiedades térmicas del fluido que se usarán para determinar el incremento de la presión en el anular [45].

TABLA 6.9. Propiedades térmicas del fluido de perforación		
Tipo de fluido	Expansión térmica (°F ⁻¹)	Compresibilidad (lb/pg ²) ⁻¹
Base aceite	430×10^{-6}	4.6×10^{-6}
Base agua	310×10^{-6}	2.3×10^{-6}

A continuación, se describe el desarrollo para el cálculo del incremento de la presión debido a la expansión térmica de los fluidos entrampados en los anulares [44]:

- a) Volumen inicial en el anular
- b) Cambio de temperatura en el anular
- c) Incremento de volumen en el anular debido a la expansión térmica
- d) Diferencia de volúmenes
- e) Incremento de la presión en el anular

a) Volumen inicial en el anular, ecuación 6.20.

$$V_0 = \left[(Prof_{bf} - Prof_{tf}) \frac{\pi}{4} (d_{int}^2 - d_{ext}^2) \right] / 144 \quad (6.20)$$

Donde:

V_0 = Volumen inicial del fluido en el anular (pie³)

$Prof_{bf}$ = Profundidad de la base del fluido (pie)

$Prof_{tf}$ = Profundidad del tope del fluido (pie)

d_{int} = Diámetro interno de la tubería más grande (pg)

d_{ext} = Diámetro externo de la tubería más pequeña (pg)

b) Cambio de temperatura en el anular, ecuación 6.21.

$$\Delta T = T_2 - T_1 \quad (6.21)$$

Donde:

ΔT = Incremento de la temperatura (°F)

T_1 = Promedio ponderado de la temperatura estática (°F)

T_2 = Promedio ponderado de la temperatura en el anular (°F)

c) Incremento de volumen en el anular, ecuación 6.22.

$$V = V_0(1 + \alpha(\Delta T)) \quad (6.22)$$

Donde:

V = Incremento de volumen en el anular (pie³)

V_0 = Volumen inicial en el anular (pie³)

ΔT = Incremento de la temperatura ($^{\circ}F$)

α = Expansión térmica del fluido ($^{\circ}F^{-1}$)

d) Diferencia de volúmenes, ecuación 6.23.

$$\Delta V = V - V_0 \quad (6.23)$$

e) Incremento de la presión en el anular, ecuación 6.24.

$$\Delta P = \frac{\Delta V}{V_0 \beta_N} \quad (6.24)$$

Donde:

ΔP = Incremento de la presión en el anular (lb/pg²)

β_N = Compresibilidad del fluido (lb/pg²)⁻¹

Como se puede observar en el estado mecánico del pozo Pré-sal-1A, figura 6.25, el análisis de APB debe ser realizado en los siguientes anulares:

I) Anular entre el revestidor de 10 3/4" y la tubería de producción (anular A), el revestidor de 10 3/4" debe ser evaluado nuevamente por estallido, mientras que la tubería de producción deberá ser evaluado por colapso (para este trabajo de tesis el diseño de la tubería de producción no fue realizado).

II) Anular entre el revestidor de 20" y el revestidor de 10 3/4" (anular B), de esta manera, el revestidor de 10 3/4" debe ser evaluado nuevamente por colapso, mientras que el revestidor de 20" deberá ser evaluado por estallido.

A continuación, se presenta el desarrollo para determinar el incremento de la presión en el anular A y B.

6.4.1. Incremento de la presión en el anular A

a) Volumen inicial

Como se observa en la figura 6.25, para el estudio del anular A, la base del fluido empacador se encuentra a 4 800 m y el tope del fluido se encuentra a 2 210 m. El revestidor de 10 3/4" consta de dos secciones, es necesario determinar el volumen inicial para cada sección, para así, determinar el volumen inicial total. Sustituyendo los valores correspondientes en la ecuación 6.20, se tiene que el volumen inicial en el anular A es:

Sección 2

$$V_2 = \left[(4\,800\text{ m} - 3\,200\text{ m})(3.28\text{ pie/m}) \frac{\pi}{4} ((8.906\text{ pg})^2 - (5.5\text{ pg})^2) \right] / 144 \left(\frac{\text{pg}^2}{\text{pie}^2} \right)$$

$$V_2 = 1\,405\text{ pie}^3$$

Generalmente, se acostumbra una conversión de unidades, a barriles, por lo tanto, se tiene que el volumen en la sección 2 es:

$$V_2 = 251\text{ bl}$$

Sección 1

$$V_1 = \left[(3\,200\text{ m} - 2\,210\text{ m})(3.28\text{ pie/m}) \frac{\pi}{4} ((9.450\text{ pg})^2 - (5.5\text{ pg})^2) \right] / 144\text{ pg}^2/\text{pie}^2$$

$$V_1 = 1\,046\text{ pie}^3$$

Volumen en barriles:

$$V_1 = 186 \text{ bl}$$

Por lo tanto el volumen inicial en el anular A es:

$$V_0 = 437 \text{ bl}$$

b) Cambio de temperatura

En el Apéndice B, en intervalos de 100 metros, desde 2 210 m (lecho marino) hasta 5 400 m (profundidad final del pozo), se muestran los datos correspondientes a la temperatura estática y la temperatura en el anular A. Para determinar el cambio de la temperatura, es necesario determinar el promedio ponderado de cada una de estas temperaturas:

El promedio ponderado de la temperatura estática es:

$$T_0 = 57 \text{ }^\circ\text{C}$$

El promedio ponderado de la temperatura en el anular A es

$$T_A = 74 \text{ }^\circ\text{C}:$$

Por lo tanto, se tiene que el incremento de temperatura entre la temperatura estática y la temperatura del anular es:

$$\Delta T = 74 \text{ }^\circ\text{C} - 57 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$\Delta T = 17 \text{ }^\circ\text{C}$$

Generalmente, el cambio de temperatura se representa en grados Fahrenheit, por lo tanto:

$$\Delta T = 67 \text{ }^\circ\text{F}$$

c) Incremento de volumen en el anular

El incremento del volumen en el anular está en función del volumen inicial, el cambio de temperatura y de la expansión térmica del fluido. De acuerdo a la tabla 6.9, el valor de la expansión térmica para el fluido empacante (base agua) es de $310 \times 10^{-6} \text{ }^\circ\text{F}^{-1}$. Sustituyendo los valores anteriores en la ecuación 6.22, se tiene que el incremento del volumen en el anular es de:

$$V = 437 \text{ bl} [1 + (310 \times 10^{-6} \text{ }^\circ\text{F}^{-1})(67 \text{ }^\circ\text{F})]$$

$$V = 446 \text{ bl}$$

d) Diferencia de volúmenes, ecuación 6.23

$$\Delta V = 446 \text{ bl} - 437 \text{ bl}$$

$$\Delta V = 9.0 \text{ bl}$$

e) Incremento de la presión en el anular

El incremento de la presión en el anular está en función del volumen inicial, el cambio de volumen y de la compresibilidad del fluido. El valor de la compresibilidad para el fluido empacante (base agua) es de $2.3 \times 10^{-6} \text{ (lb/pg}^2\text{)}^{-1}$, tabla 6.9. Sustituyendo los valores anteriores en la ecuación 6.24, se tiene que el incremento de la presión en el anular es de:

$$\Delta P = \frac{9.0 \text{ bl}}{437 \text{ bl} [2.3 \times 10^{-6} \text{ (lb/pg}^2\text{)}^{-1}]}$$

$$\Delta P = 8\,955 \text{ lb/pg}^2$$

El incremento de presión ($\Delta P = 8\,955 \text{ lb/pg}^2$) en el anular A debe ser adicionado a la línea de diseño por estallido del revestidor de 10 3/4". Los efectos del incremento de la presión en el anular A sobre el revestidor de 10 3/4" serán analizados en la sección 6.4.3.

6.4.2. Incremento de la presión en el anular B

a) Volumen inicial

Como se observa en la figura 6.25, la base del fluido de perforación entrampado en el anular B se encuentra a 3 000 m y el tope del fluido se encuentra a 2 210 m.

Sustituyendo los diámetros externos e internos del revestidor de 10 3/4" y 20", respectivamente, en la ecuación 6.20, se tiene que el volumen inicial en el anular B es:

$$V_0 = \frac{\left[(3\,000 \text{ m} - 2\,210 \text{ m})(3.28 \text{ pie/m}) \right] \frac{\pi}{4} \left[(18.582 \text{ pg})^2 - (10.75 \text{ pg})^2 \right]}{144 \text{ pg}^2/\text{pie}^2}$$

$$V_0 = 3\,251 \text{ pie}^3$$

Volumen inicial en bl:

$$V_0 = 579 \text{ bl}$$

b) Cambio de temperatura

En el Apéndice B, en intervalos 100 m desde 2 210 m (lecho marino) hasta 5 400 m (profundidad final del pozo), se muestra la temperatura estática y la temperatura en el anular B.

Para poder determinar el cambio de la temperatura, es necesario determinar el promedio ponderado de cada una de las temperaturas:

El promedio ponderado de la temperatura estática en el intervalo de interés, es:

$$T_0 = 25^{\circ}C$$

El promedio ponderado de la temperatura en el anular B es

$$T_B = 44^{\circ}C:$$

Por lo tanto, se tiene que el incremento de temperatura entre la temperatura estática y la temperatura del anular B, es:

$$\Delta T = 44^{\circ}C - 25^{\circ}C$$

$$\Delta T = 19^{\circ}C$$

Cambio de temperatura °F:

$$\Delta T = 66^{\circ}F$$

c) Incremento de volumen en el anular

Como se observa en la ecuación 6.22, el incremento de volumen en el anular está en función del volumen inicial, el cambio de la temperatura y de la expansión térmica del fluido. El valor de la expansión térmica para el fluido de control (base aceite) es de $430 \times 10^{-6} \text{ }^{\circ}F^{-1}$, tabla 6.9.

Se tiene que el incremento del volumen en el anular B es de:

$$V = 579 \text{ bl} (1 + 430 \times 10^{-6} \text{ } ^\circ\text{F}^{-1} (66^\circ\text{F}))$$

$$V = 596 \text{ bl}$$

d) Diferencia de volúmenes (ΔV)

$$\Delta V = 596 \text{ bl} - 579 \text{ bl}$$

$$\Delta V = 17 \text{ bl}$$

e) Incremento de la presión en el anular

El incremento de la presión en el anular está en función del volumen inicial, el cambio de volumen y de la compresibilidad del fluido.

De acuerdo a la tabla 6.9, el valor de la compresibilidad para el fluido de perforación (base aceite) es de $4.6 \times 10^{-6} \text{ (lb/pg}^2\text{)}^{-1}$. Sustituyendo los valores anteriores en la ecuación 6.24, se tiene que el incremento de la presión en el anular B es de:

$$\Delta P = \frac{17 \text{ bl}}{579 \text{ bl} (4.6 \times 10^{-6} \text{ (lb/pg}^2\text{)}^{-1})}$$

$$\Delta P = 6 \text{ 383 lb/pg}^2$$

El incremento de presión ($\Delta P = 6 \text{ 383 lb/pg}^2$) en el anular B debe ser adicionado a la línea de diseño de los siguientes revestidores: revestidor de 10 3/4" (colapso) y revestidor de 20" (estallido).

Los efectos del incremento de la presión en el anular B será analizado en las secciones 6.4.3 y 6.4.4.

6.4.3. Efectos termodinámicos sobre el diseño del revestidor de 10 3/4"

El incremento de presión ($\Delta P = 8\,955\text{ lb/pg}^2$) en el anular A es causado por el incremento de volumen ($\Delta V = 9.0\text{ bl}$), este incremento de presión debe ser adicionado a la línea de diseño por estallido del revestidor de 10 3/4".

Como se observa en la figura 6.27:

- La máxima presión de diseño por estallido considerando los efectos termodinámicos en el anular A es, de 15 764 lb/pg², línea azul discontinua.
- La resistencia al estallido de la primera sección del revestidor, 10 050 lb/pg², línea negra en el intervalo de 2 210 m a 3 200 m, es superada por el incremento de la presión en el anular A. Por lo tanto, es necesario seleccionar un nuevo revestidor para la primera sección del intervalo.
- En el intervalo de 3 200 m a 5 000 m. la resistencia de la segunda sección del revestidor soporta la presión de estallido generada por los efectos termodinámicos en el anular A.
- Se decide extender el revestidor colocado en la segunda sección del intervalo, desde el fondo, 5 000 m, hasta la profundidad de los colgadores de la tubería, considerada a 2 210 m, línea vertical negra discontinua.
- De acuerdo a las resistencias publicadas, el revestidor seleccionado para soportar la presión de estallido generada por los efectos termodinámicos en el anular A, tiene una resistencia al estallido de 18 760 lb/pg², un libraje de 97.10 lb/pie y un grado de acero de Q-125.10 [42]. Este último revestidor seleccionado será evaluado por la presión de colapso generada por los efectos termodinámicos en el anular B, como se muestra más adelante.

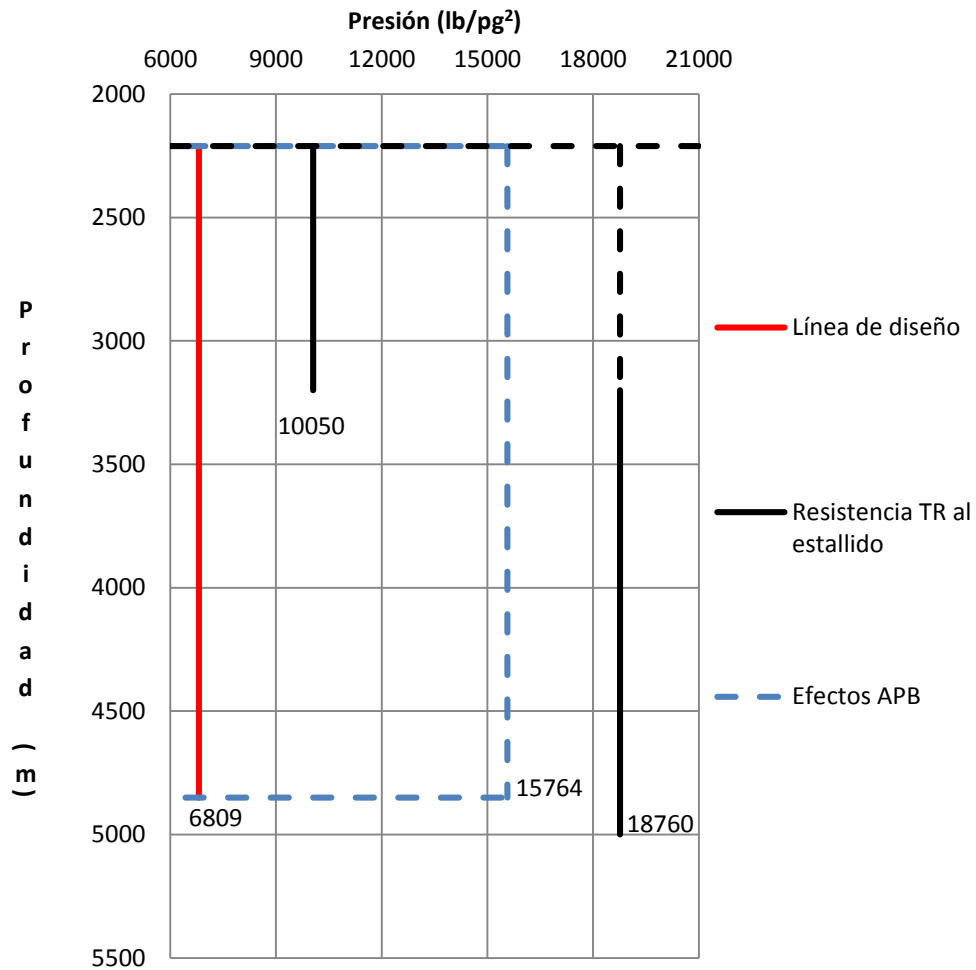


FIGURA 6.27. Selección del grado de acero por estallido de la TR de 10 3/4" debido a efectos termodinámicos.

El incremento de presión ($\Delta P = 6\,383\text{ lb/pg}^2$) en el anular B es causado por el incremento del volumen ($\Delta V = 17\text{ bl}$), este incremento de presión debe ser adicionado a la línea de diseño por colapso del revestidor de 10 3/4".

Como se observa en la figura 6.28, el incremento de la presión, en el intervalo de 2 210 m a 3 000 m, asociado a los efectos termodinámicos en el anular B, tiene un valor máximo de $11\,859\text{ lb/pg}^2$, esta presión no supera la resistencia al colapso del último revestidor seleccionado (Q-125.1; 97 lb/pie).

De acuerdo con los datos publicados por el fabricante, el revestidor de 10 3/4" adecuado para soportar los efectos termodinámicos en el anular B, tiene una resistencia al colapso de 19 600 lb/pg², un grado de acero Q-125.1 y un peso nominal de 97 lb/pie, línea negra.

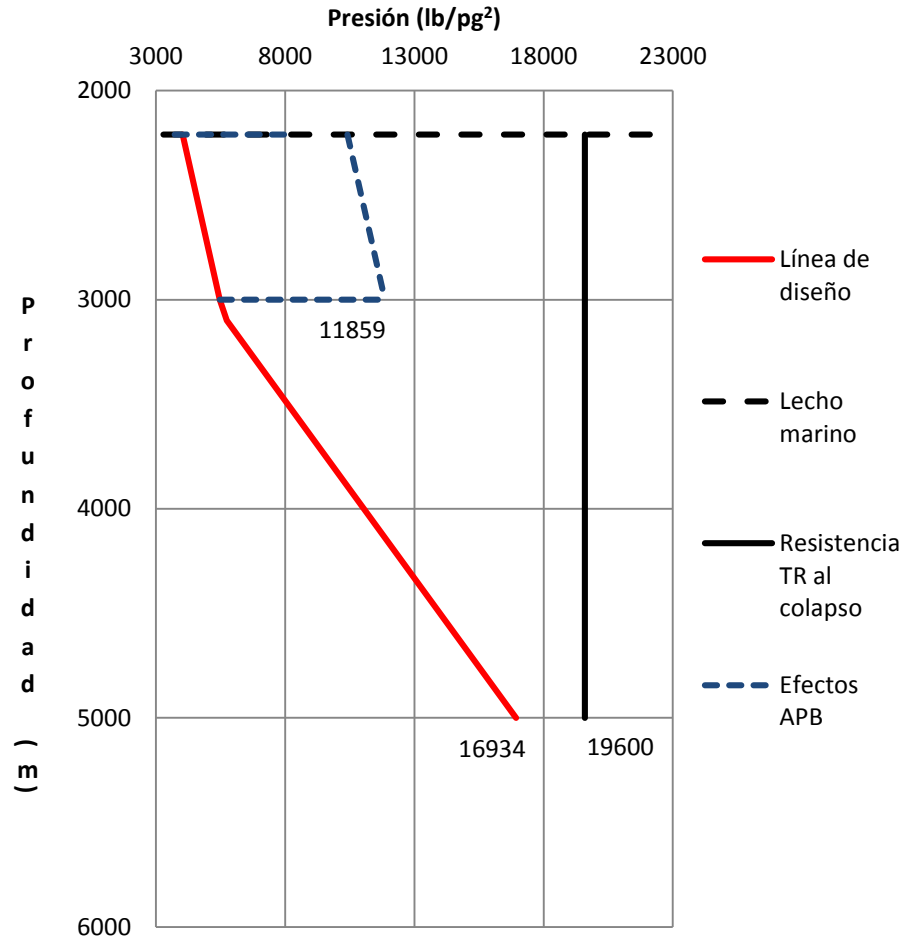


FIGURA 6.28. Selección del grado de acero por colapso de la TR de 10 3/4" debido a efectos termodinámicos.

A causa del incremento de la presión en el anular A y B, es necesario evaluar el último revestidor seleccionado de 10 3/4" por tensión y efectos biaxiales. A continuación, se presentan solo los resultados de ambos análisis, los cálculos son idénticos a los presentados en las secciones anteriores.

Como se observa en la figura 6.29, la línea de color azul representa la tensión a la cual la tubería estará sometida con un valor de 888 582 lb a 2 210 m, la tubería a 5 000 m se encuentra en compresión, -144 975 lb, el punto neutro se localiza a 4 619 m.

La línea de color verde y rojo representa la sobretensión y la tensión multiplicada por un factor de diseño de 1.3, respectivamente. La máxima tensión de diseño tiene un valor de 1.155×10^6 lb, línea color rojo, de acuerdo a los valores publicados por el fabricante, el revestidor seleccionado de 10 3/4" (Q-125.10; 97.10 lb/pie), tiene una resistencia a la tensión de 3.558×10^6 lb [42]. Por lo tanto el revestidor es adecuado para las cargas por tensión.

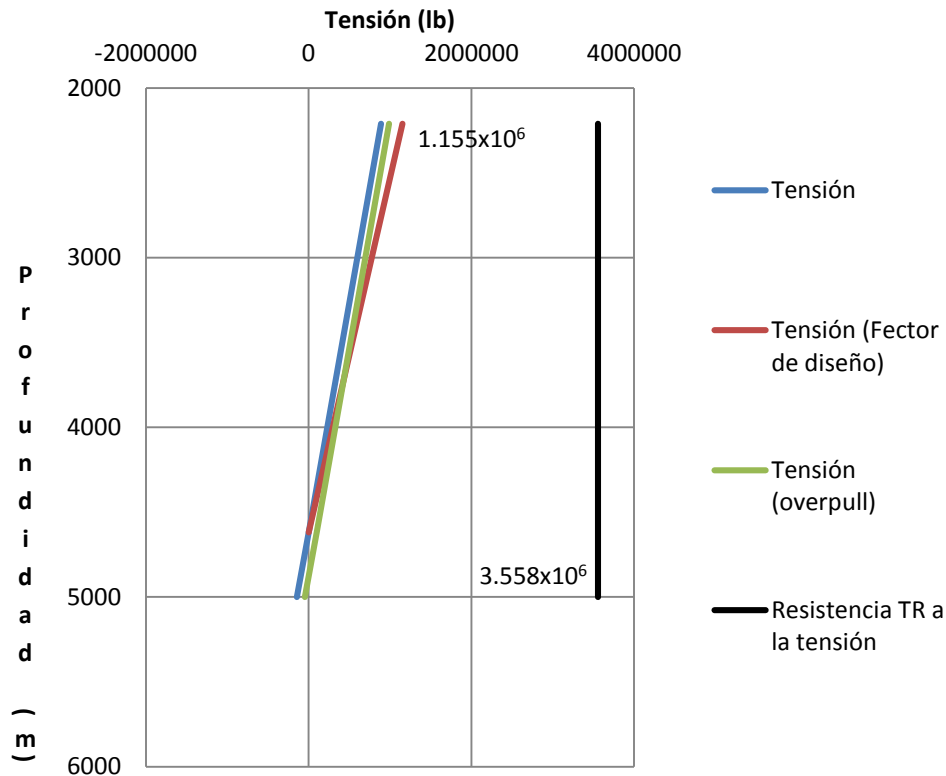


FIGURA 6.29. Selección del grado de acero por tensión de la TR de 10 3/4" debido a efectos termodinámicos.

Como se observa en la figura 6.30, para la resistencia por estallido del revestidor, 18 760 lb/pg², línea negra, el incremento del 9% debido a la tensión en la cima de la tubería, da como resultado 20 449 lb/pg², línea roja discontinua. La disminución

del 1%, debido a los efectos de compresión en el fondo de la tubería, da como resultado 18 572 lb/pg², línea roja discontinua.

La máxima presión de diseño está asociada a los efectos termodinámicos, con un valor de 15 764 lb/pg², línea azul discontinua. Por lo tanto, las resistencias y características de la tubería (Q-125.1; 97 lb/pie) son adecuadas para estallido considerando correcciones biaxiales.

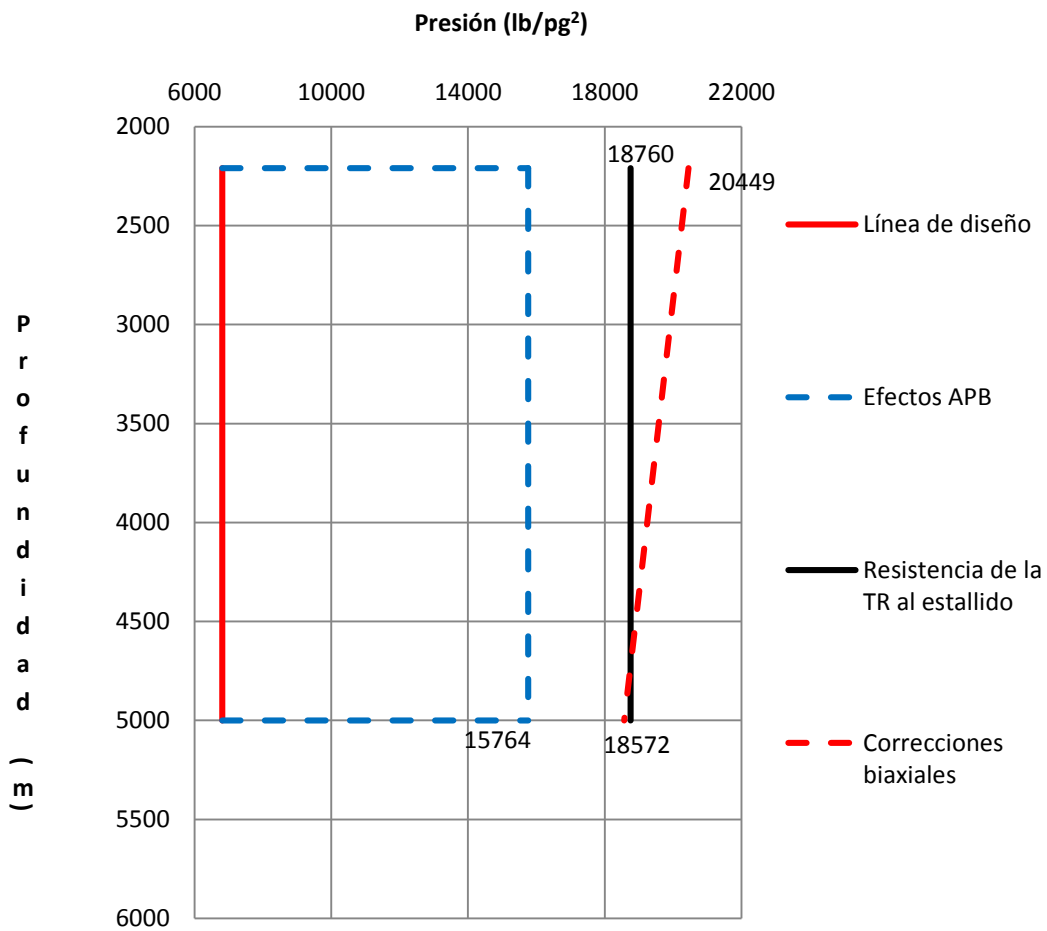


FIGURA 6.30. Efectos biaxiales por estallido asociados a efectos termodinámicos TR 10 3/4”.

Como se observa en la figura 6.31, para la resistencia por colapso de la tubería, 19 600 lb/pg², línea negra, la disminución del 10% debido a la tensión en la cima de la tubería, da como resultado 17 640 lb/pg², línea roja discontinua. El aumento

del 3%, debido a los efectos de compresión en el fondo de la tubería, da como resultado 20 188 lb/pg², línea roja discontinua.

La máxima presión de diseño por colapso está asociada al movimiento de la sal, con un valor de 16 934 lb/pg² a 5 000 m, línea roja continua. Por lo tanto, las resistencias y características de la tubería (Q-125.1; 97 lb/pie) son adecuadas para estallido considerando correcciones biaxiales.

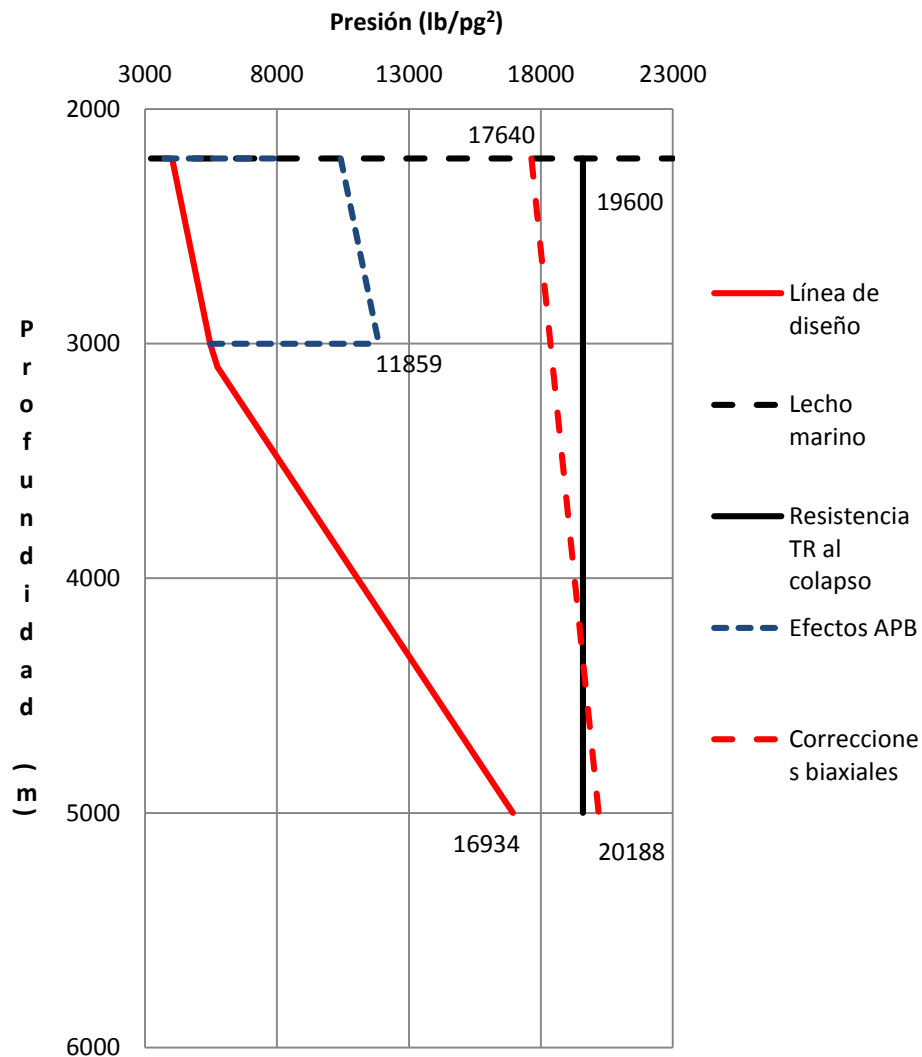


FIGURA 6.31. Efectos biaxiales por colapso asociados a efectos termodinámicos TR 10 3/4”.

6.4.4. Efectos termodinámicos sobre el diseño del revestidor de 20"

El incremento de presión ($\Delta P = 6\,383 \text{ lb/pg}^2$) en el anular B es causado por el incremento del volumen ($\Delta V = 17 \text{ bl}$), este incremento de presión debe ser adicionado a la línea de diseño por estallido del revestidor de 20"

Como se observa en la figura 6.27:

- La máxima presión de diseño por estallido considerando los efectos termodinámicos en el anular A es, de $10\,200 \text{ lb/pg}^2$, línea azul discontinua.
- La resistencia al estallido, $5\,890 \text{ lb/pg}^2$, del revestidor seleccionado anteriormente, línea negra continua, en el intervalo de 2 210 m a 4 800 m, es superada por el incremento de la presión en el anular B. Por lo tanto, es necesario seleccionar un nuevo revestidor.
- Se decide seleccionar un revestidor con una resistencia al estallido de $11\,810 \text{ lb/pg}^2$, desde el fondo del intervalo, 5 000 m, hasta la profundidad de los colgadores de la tubería, considerada a 2 210 m, línea negra discontinua.
- De acuerdo a los datos publicados por el fabricante [42], el revestidor seleccionado para soportar la presión de estallido generada por los efectos termodinámicos en el anular B, tiene un libraje de 209 lb/pie y un grado de acero Q-125.ICY [42].

Los resultados del diseño por colapso de este último revestidor seleccionado (Q-125-ICY; 209 lb/pie), se muestran en la figura 6.35. A causa del incremento de la presión en el anular B, es necesario evaluar el último revestidor seleccionado de 20" por tensión y efectos biaxiales, como se muestra más adelante.

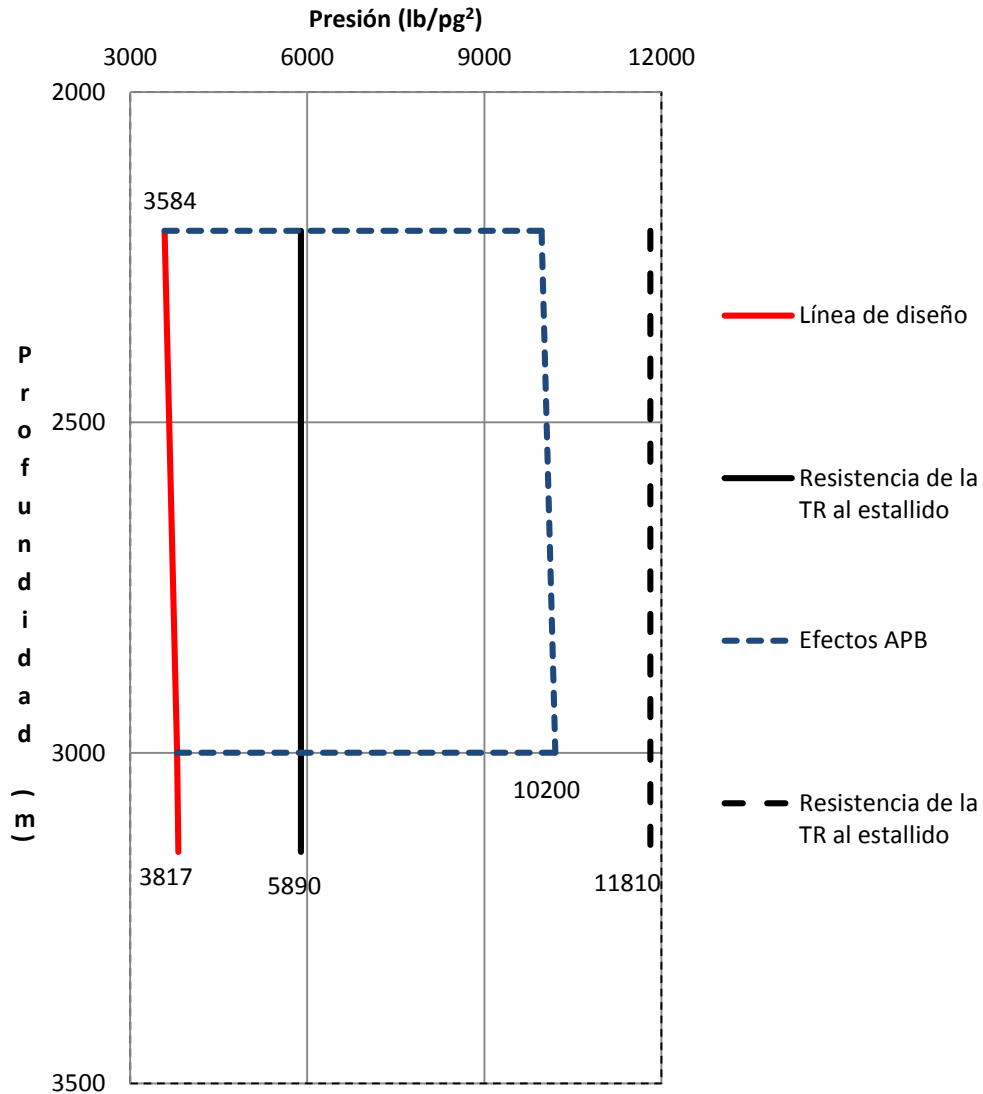


FIGURA 6.32. Selección del grado de acero por estallido de la TR de 20" debido a efectos termodinámicos

A continuación se muestran los resultados por tensión del revestidor de 20", como se observa en la figura 6.33, la línea de color azul representa la tensión a la cual la tubería estará sometida con un valor de 644 389 lb, a 2 210 m. La tubería a 3 150 m se encuentra en compresión, -105 293 lb, el punto neutro se localiza a 3 021 m.

La línea de color verde y rojo representa la sobretensión y la tensión multiplicada por un factor de diseño de 1.3, respectivamente. La máxima tensión de diseño tiene un valor de 837 706 lb, línea roja, de acuerdo con los valores publicados por el fabricante, el revestidor seleccionado de 20" (Q-125-ICY; 209 lb/pie), tiene una resistencia a la tensión de 7.461×10^6 lb [42]. Por lo tanto el revestidor es adecuado para las cargas por tensión.

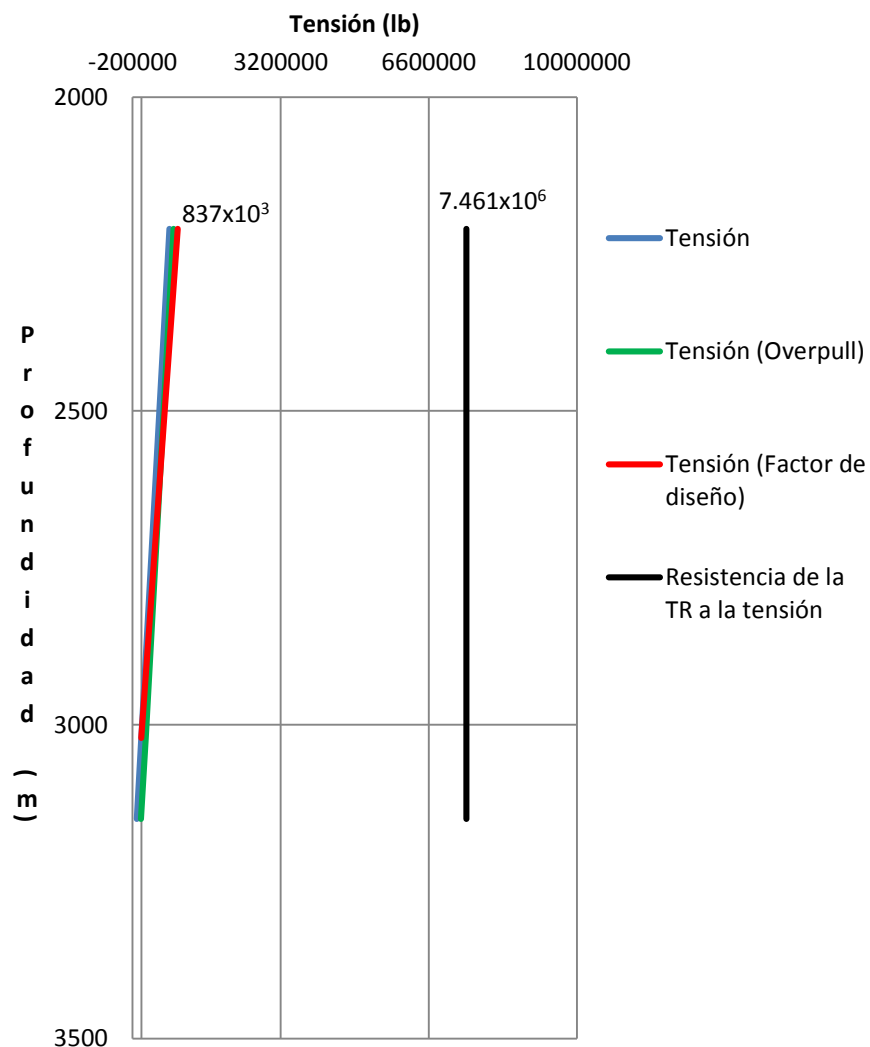


FIGURA 6.33. Selección del grado de acero por tensión de la TR de 20" debido a efectos termodinámicos

Como se observa en la figura 6.34, para la resistencia por estallido del revestidor, 11 810 lb/pg², línea negra, el incremento del 4% debido a la tensión en la cima de la tubería, da como resultado 12 282 lb/pg², línea roja discontinua. La disminución del 0.65%, debido a los efectos de compresión en el fondo de la tubería, da como resultado 11 733 lb/pg², línea roja discontinua. La máxima presión de diseño está asociada a los efectos termodinámicos, con un valor de 10 200 lb/pg², línea azul discontinua. Por lo tanto, la resistencia de la tubería es adecuada para estallido considerando correcciones biaxiales [42].

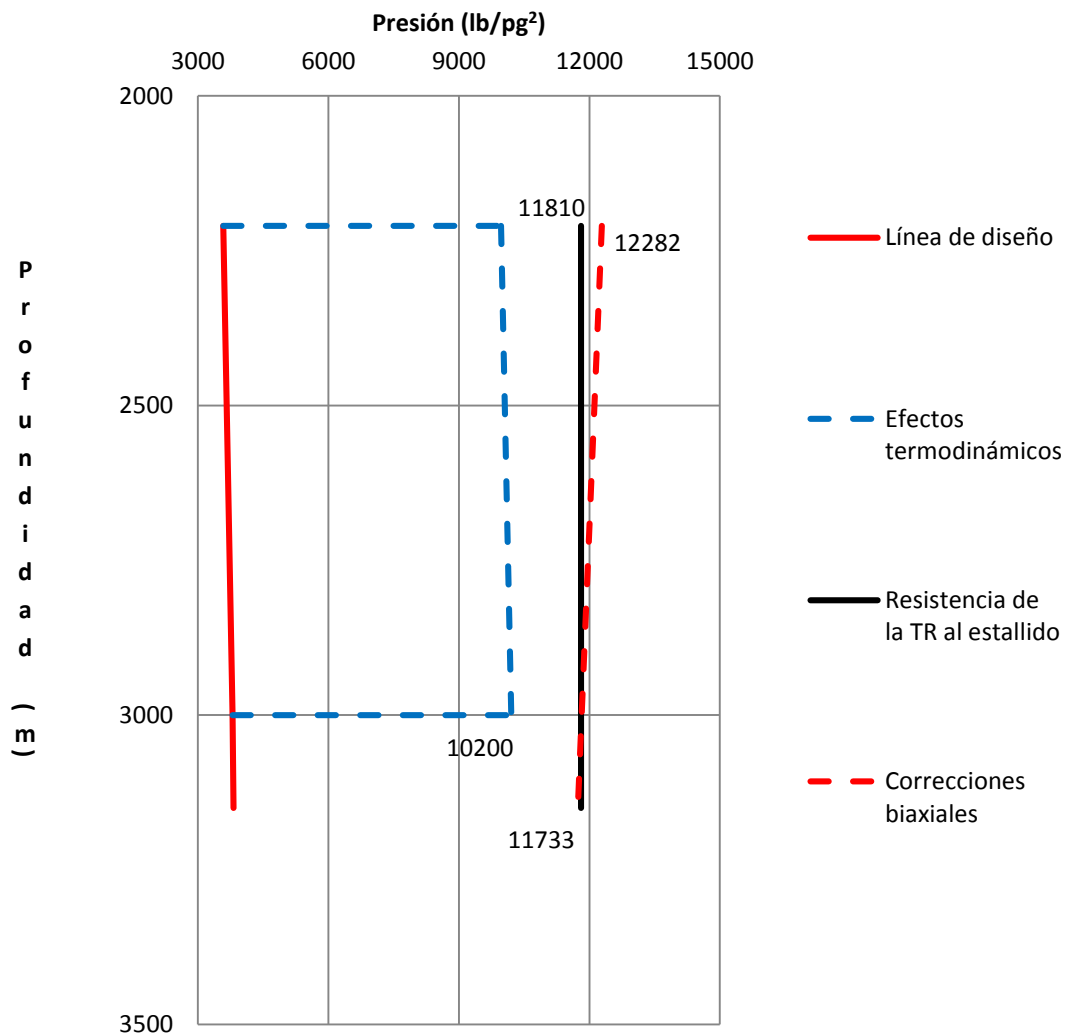


FIGURA 6.34. Efectos biaxiales por estallido asociados a efectos termodinámicos TR 20”.

Como se observa en la figura 6.35, para la resistencia por colapso de la tubería, 5 888 lb/pg², línea negra, la disminución del 4%, debido a la tensión en la cima de la tubería, da como resultado 5 653 lb/pg², línea roja discontinua. El aumento del 0.65%, debido a los efectos de compresión en el fondo de la tubería, da como resultado 5 926 lb/pg², línea roja discontinua. La máxima presión de diseño por colapso está asociada a la densidad de la lechada de cemento y al movimiento de la sal, con un valor de 1 507 lb/pg² a 3 150 m, línea roja continua. Por lo tanto, la resistencia de la tubería es adecuada para colapso considerando correcciones biaxiales [42].

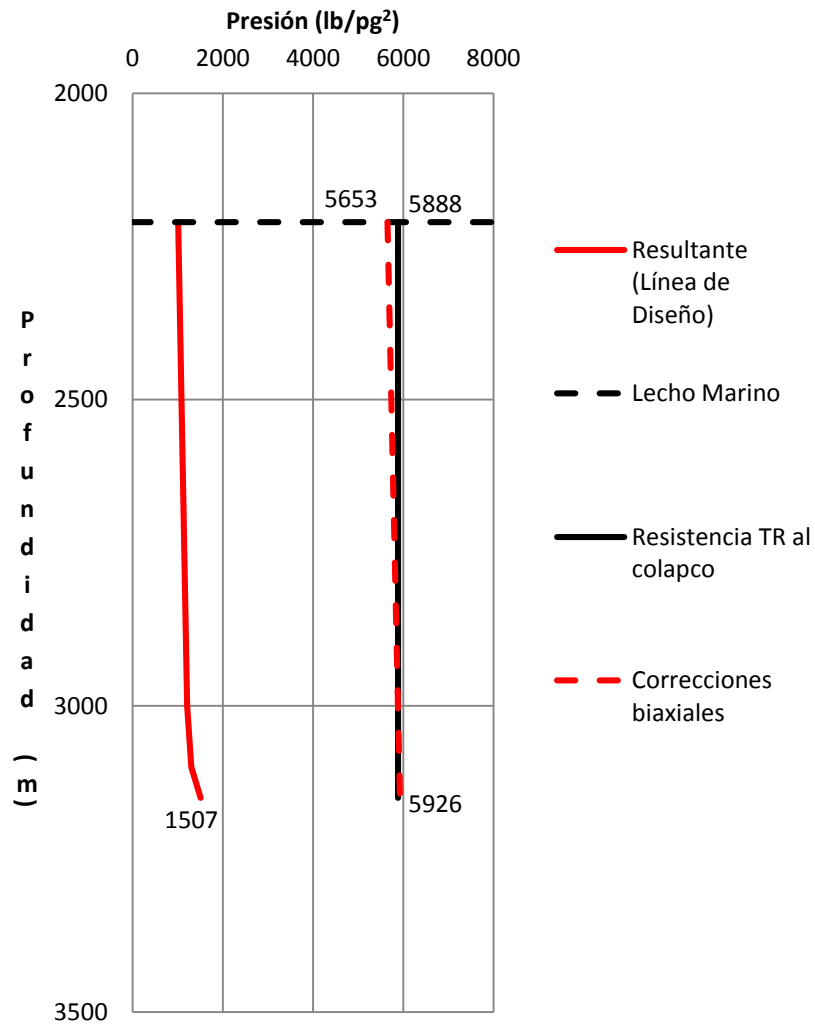


FIGURA 6.35. Efectos biaxiales por colapso asociados a efectos termodinámicos TR 20”.

El diseño del pozo Pré-sal-1A ha sido realizado bajo las siguientes consideraciones: colapso, estallido, tensión y esfuerzos biaxiales, destacando, la presión de colapso adicional asociada a la fluencia de las evaporitas. También se consideraron los criterios de diseño adicionales por estallido y colapso generados por el incremento de la presión en el anular debido a la expansión térmica de los fluidos confinados en los anulares.

Finalmente, en la figura 6.36, se muestra el estado mecánico del pozo Pré-sal-1A, del lado izquierdo de la imagen se muestran las profundidades de asentamiento y del lado derecho se muestran el diámetro externo, grado de acero y peso nominal de los revestidores seleccionados en este trabajo. La tubería conductora no fue diseñada en este trabajo, ya que, es necesario plantear y considerar escenarios diferentes al objetivo de esta tesis, por lo tanto, en la imagen no se presentan las propiedades la tubería conductora.

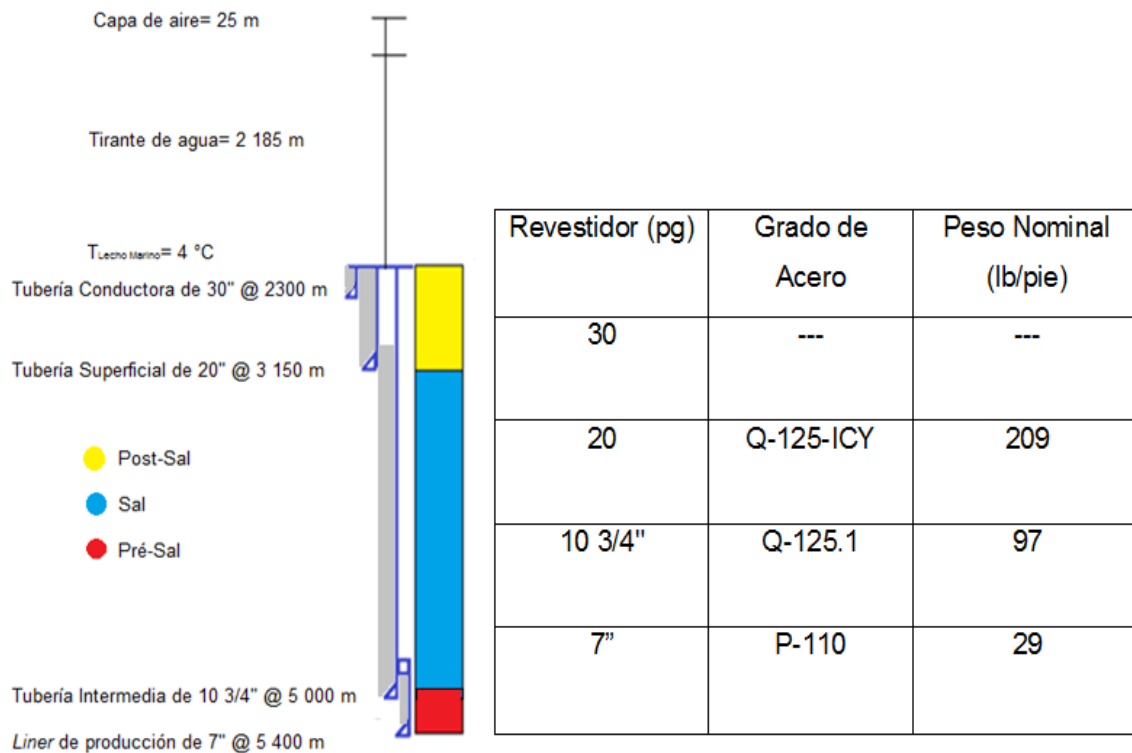


FIGURA 6.36. Estado mecánico final del pozo Pré-sal-1A.

APÉNDICE A

Este trabajo de tesis, toma el método gráfico presentado por Adams (1985), para determinar las correcciones por esfuerzos biaxiales.

En la figura A.1, se muestran los efectos biaxiales para el revestidor de 20". 10 % para tensión (línea verde) y 1.7 % para compresión (línea roja).

Con estos datos se entra a la elipse de tensiones y los resultados se muestran a la derecha de la figura.

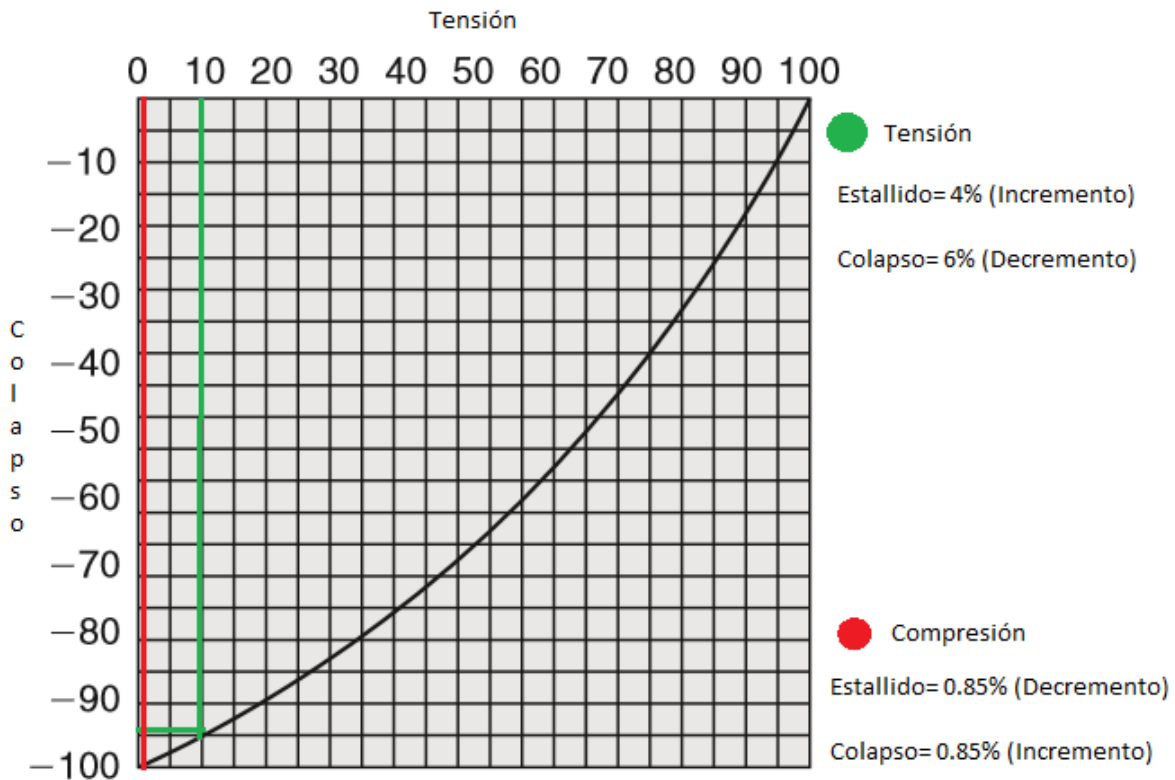


FIGURA A.1. Elipse de tensión para la TR de 20".

En la figura A.2, se muestran los efectos biaxiales para el revestidor de 10 3/4". 45 % para tensión (línea verde) y 4.0 % para compresión (línea roja).

Con estos datos se entra a la elipse de tensiones y los resultados se muestran a la derecha de la figura.

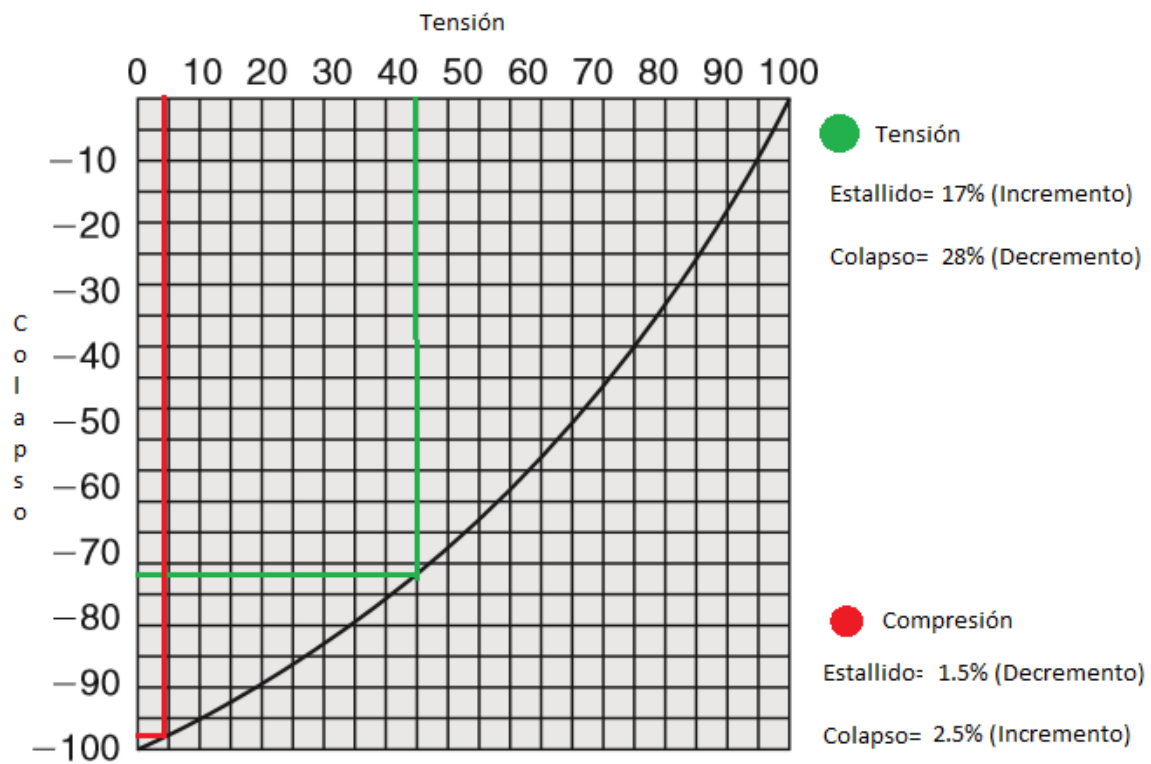


FIGURA A.2. Elipse de tensión para la TR de 10 3/4".

APÉNDICE B

El perfil de temperaturas del pozo Pré-sal-1A, figura 6.26, fue realizado de acuerdo al método de Willhite (1967).

En la Figura B.1 se muestran los datos de gasto de producción, densidad del fluido producido, temperatura en el fondo y lecho marino, radio interno de la tubería de producción, área transversal al flujo, capacidad calorífica, velocidad y conductividad térmica del fluido producido.

qo	ρo	To	T∞	rw (int)	A	Cp	Vo	K
[m ³ /s]	[Kg/m ³]	[C]	[C]	[m]	[m ²]	[J/kg * C]	[m/s]	[W/m * C]
0,049074074	850	102	4	0,062125	0,0121	1900	4,047337659	0,7

FIGURA B.1. Datos de entrada para la predicción del perfil de temperaturas del pozo Pré-sal-1A

En la figura B.2, se muestran los radios internos y externos de la tubería de producción, revestidores y agujero. También, se muestran la conductividad térmica del acero cemento y formación.

radio interno tubing	ro	0,06172	K1	54,00
radio externo tubing	r1	0,0693935	K2	0,40
radio interno CSG 10 3/4	r2	0,12141	K3	54,00
radio externo CSG 10 3/4	r3	0,136525	K4	0,40
radio interno CSG 20	r4	0,2286	K5	54,00
radio externo CSG 20	r5	0,2523	k6	1,00
radio pozo 26	r6	0,328077	k7	54,00
radio pozo 14 3/4	r7	0,187325	k8	0,40
			k9	0,70

FIGURA B.2. Radios de las tuberías y conductividad térmica para la predicción del perfil de temperaturas del pozo Pré-sal-1A.

Los resultados de la predicción de temperaturas para el pozo Pré-sal-1A, se muestran en la figura B.3. El análisis está limitado a 48 horas después de haber iniciado la producción

Estado del arte de la perforación y diseño de pozos en aguas profundas para yacimientos de Pré-sal

To	$\mu\sigma$	$\mu\sigma$	Pr	Re	Nu	h	z	Δt
[C]	[Kg/m ² s]	[Kg/m ² s]				[W/C ² m ²]	[m]	[C]
102	0,099	0,80918393	2196,35639	528,247572	26,4729201	149,143212	5400	102
99	0,098	0,93961127	2550,37346	454,9215835	27,0326104	152,296396	5300	100
96	0,097	1,09106139	2961,45234	391,7739676	27,6041336	155,516245	5200	96,1741324
93	0,096	1,2669228	3438,79047	337,3918654	28,1877399	158,804168	5100	96,1850419
80	0,090	2,26069202	6136,16407	189,079027	30,5681412	172,21488	5000	96,5893851
79	0,090	2,39099829	6489,85249	178,7744687	30,8089098	173,571323	4900	96,5139686
78	0,089	2,5288154	6863,92752	169,0314953	31,0515749	174,93845	4800	96,432823
77	0,089	2,67457629	7259,56422	159,8195011	31,2961513	176,316345	4700	96,3454316
76	0,088	2,82873884	7678,00542	151,1095484	31,5426541	177,705094	4600	96,2512244
74	0,087	2,99178731	8120,56556	142,8742768	31,7910985	179,10478	4500	96,1495718
73	0,087	3,1642339	8588,63487	135,0878166	32,0414997	180,515491	4400	96,0397772
72	0,086	3,3466203	9083,68368	127,7257082	32,2938732	181,937314	4300	95,9210698
71	0,085	3,53951946	9607,2671	120,7648251	32,5482345	183,370335	4200	95,792595
70	0,085	3,74353732	10161,0299	114,183301	32,8045993	184,814644	4100	95,6534046
68	0,084	3,95931477	10746,7115	107,9604612	33,0629833	186,270329	4000	95,5024458
67	0,083	4,18752963	11366,1518	102,0767581	33,3234025	187,737479	3900	95,3385475
66	0,082	4,42889879	12021,2967	96,51370898	33,5858729	189,216185	3800	95,1604061
65	0,081	4,68418046	12714,2041	91,25383876	33,8504106	190,706538	3700	94,9665688
64	0,081	4,95417657	13447,0507	86,28062455	34,1170319	192,208663	3600	94,7554143
62	0,080	5,23973525	14222,1385	81,57844398	34,3857532	193,722553	3500	94,5251316
61	0,079	5,54175353	15041,9024	77,13252607	34,6565912	195,248401	3400	94,2736951
60	0,078	5,86118014	15908,9175	72,92890483	34,9295623	196,786267	3300	93,998836
59	0,077	6,19901849	16825,9073	68,95437543	35,2046835	198,336245	3200	93,6980111
47	0,066	10,8567931	29468,4383	39,37161244	38,0779406	214,523609	3100	94,2952634
42	0,060	13,8409415	37568,2697	30,88297497	39,3947567	221,942291	3000	94,3098988
36	0,053	17,6453267	47894,4582	24,22451314	40,757111	229,617527	2900	94,3110609
31	0,046	22,4954029	61058,9507	19,00163561	42,1665785	237,558189	2800	94,2978122
26	0,036	28,6785935	77841,8965	14,90482611	43,6247883	245,773455	2700	94,2689895
21	0,026	36,5613244	99237,8806	11,69130099	45,1334262	254,272823	2600	94,2231567
16	0,015	46,6107393	126514,864	9,170621508	46,6942359	263,066118	2500	94,1585454
10	0,005	59,4223829	161289,325	7,193408065	48,3090217	272,163503	2400	94,0729801
6	0,000	72,9774852	198081,746	5,857278408	49,7189192	280,106587	2300	93,8960594
4	0,000	80,12204	217474,109	5,334979596	50,3733129	283,793312	2210	93,5362883

Uo	Uo	t=2 day	Th 14 3/4"	Th 26"	T anular B	T anular A
1	2	Dimensionless	[C]		[C]	[C]
7,88425583	4,53575551	1,991762652	102,3993	102,397577	102,330071	102,225504
7,89396999	4,53896885	1,991762652	99,2013983	99,2048426	99,3400275	99,549345
7,90350625	4,54212007	1,991762652	96,000304	96,0010533	96,0305152	96,04749882
7,91286743	4,54521029	1,991762652	92,8059024	92,8204627	93,3938887	93,72418357
7,94753942	4,55662881	1,991762652	80,428106	80,4976217	83,2525455	84,83474344
7,95076336	4,55768839	1,991762652	79,2300462	79,3043788	82,2519086	83,94426228
7,95396469	4,55874018	1,991762652	78,031975	78,1110984	81,25041	83,05238962
7,95714356	4,55978422	1,991762652	76,8338915	76,9177775	80,2479558	82,15898047
7,96030009	4,56082059	1,991762652	75,6357947	75,7244127	79,2444424	81,26387501
7,96343443	4,56184931	1,991762652	74,4376837	74,5310003	78,2397559	80,36689689
7,96654672	4,56287046	1,991762652	73,2395572	73,3375362	77,23377	79,46785131
7,96963709	4,56388408	1,991762652	72,0414139	72,1440157	76,2263456	78,56652278
7,97270569	4,56489022	1,991762652	70,8432524	70,9504338	75,2173283	77,66267272
7,97575263	4,56588894	1,991762652	69,645071	69,7567849	74,206547	76,75603659
7,97877807	4,56688029	1,991762652	68,446868	68,5630626	73,193812	75,84632079
7,98178213	4,56786431	1,991762652	67,2486415	67,3692601	72,1789123	74,93319899
7,98476496	4,56884106	1,991762652	66,0503891	66,1753695	71,1616134	74,01630814
7,98772667	4,5698106	1,991762652	64,8521085	64,9813823	70,1416538	73,09524375
7,99066742	4,57077296	1,991762652	63,6537968	63,7872887	69,1187421	72,16955468
7,99358732	4,5717282	1,991762652	62,455451	62,593078	68,0925527	71,23873711
7,99648651	4,57267637	1,991762652	61,2570676	61,3987381	67,0627218	70,30222765
7,99936513	4,57361752	1,991762652	60,0586429	60,2042554	66,0288418	69,35939558
8,0022233	4,5745517	1,991762652	58,8601723	59,0096149	64,9904561	68,40953383
8,02970871	4,58352061	1,991762652	46,8816131	47,0847253	55,2534224	59,91243307
8,04102009	4,58720404	1,991762652	41,6904465	41,9157339	50,9945078	56,16765127
8,0519837	4,59076997	1,991762652	36,4992362	36,7466212	46,7353155	52,42168877
8,06260929	4,59422198	1,991762652	31,307982	31,5773839	42,475564	48,67414745
8,07290639	4,59756354	1,991762652	26,1166828	26,4080174	38,2149348	44,92457147
8,08288433	4,60079803	1,991762652	20,9253375	21,2385152	33,9530646	41,17243375
8,09255221	4,60392872	1,991762652	15,733944	16,0688689	29,6895332	37,41711903
8,10191895	4,60695883	1,991762652	10,5424995	10,8990674	25,4238507	33,6579025
8,10961587	4,60944649	1,991762652	6,14954984	6,52397467	21,7968323	30,44937231
8,11304664	4,61055467	1,991762652	4,15227628	4,53362504	20,0982959	28,91361833

Figura B.3. Resultados de la predicción de la temperatura para el pozo Pré-sal-1A.

CONCLUSIONES

Las siguientes conclusiones han sido determinadas en relación con el diseño de pozos para yacimientos de pré-sal:

- 1) Los yacimientos de pré-sal en la cuenca de Santos tienen su origen en el Cretácico inferior (Aptiano), las evaporitas por encima de estos alcanzan espesores mayores a los 2 000 m.
- 2) Para la correcta planeación, diseño y perforación de pozos con presencia de sal es necesario conocer los ambientes de depósito, secuencia de precipitación, composición química y mineralógica, presión, temperatura y esfuerzos a los que está sometido el cuerpo de sal.
- 3) Las evaporitas son rocas de precipitación química, las cuales están formadas por diferentes tipos de sales. En la cuenca de Santos las sales más comunes son Halita (NaCl), Carnalita ($\text{KMgCl}_3 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$), Anhidrita (CaSO_4) y Taquihidrita ($2\text{MgCl}_2 \cdot 12\text{H}_2\text{O}$).
- 4) Los cuerpos de sal a determinadas condiciones de profundidad, temperatura, presión, entre otros factores, presentan un comportamiento plástico, induciendo a la deformación de estos cuerpos. Esta deformación se traduce en una tasa de movilidad o fluencia de la sal.
- 5) La velocidad a la cual la sal fluye está en función de la profundidad, temperatura, composición mineralógica, contenido de agua, presencia de impurezas (arcillas) y esfuerzos a los que esté sometido el cuerpo salino. Las sales con contenido de agua, potasio y magnesio son las más movibles.
- 6) Los mecanismos de deformación de la sal actúan en rangos de temperatura de entre 20°C a 200°C y con rangos de presión mayores 2175 lb/pg .

La halita en rangos de temperatura de 100°C a 200°C puede deformarse incluso a presiones relativamente bajas del orden 1450 lb/pg.

- 7) En La cuenca de Santos la temperatura de las evaporitas en la cima es de 48°C y en la base de 61°C, aproximadamente.
- 8) Antes de iniciar los trabajos de perforación, es necesario conocer las condiciones metaoceánicas del lugar, influyendo estas en la selección del equipo de perforación y en el diseño del pozo.
- 9) La adecuada selección del sitio a perforar está en virtud de conocer las condiciones de la plataforma continental, evitando zonas con alta actividad sísmica, volcanes de lodo, derrumbes, entre otras condiciones del suelo marino.
- 10) Los principales riesgos al perforar la sección de post-sal son: flujo de agua y/o gas somero, hidratos de metano *in situ* y formación de hidratos en los sistemas submarinos de perforación.
- 11) Las mejores prácticas recomiendan prevenir zonas con presencia de flujo de agua y gas somero e hidratos de metano *in situ*. Los principales métodos preventivos son estudios de sísmica y la perforación de un pozo piloto.
- 12) El pozo piloto, además de confirmar la presencia o ausencia de riesgos someros, tiene el objetivo de establecer condiciones de agujero, optimizar el programa de jeteo del conductor y depletar el pozo.
- 13) De confirmarse la presencia de riesgos someros, las mejores prácticas recomiendan desplazar la localización del sitio a perforar 50 o 100 m, con el objetivo de evitar estas zonas potencialmente riesgosas.
- 14) La mejor manera de controlar el flujo de agua o gas hacia el pozo es de forma hidrostática, esto es mediante la mezcla de agua del mar y un fluido de control

de alta densidad. Estas operaciones requieren grandes volúmenes de fluido de control, por tal motivo, el equipo de perforación deberá tener la capacidad de almacenamiento y el adecuado sistema de bombeo.

- 15) Al perforar zonas de hidratos *in situ*, las mejores prácticas recomiendan mantener las condiciones en el pozo de equilibrio (presión y temperatura), evitando la disociación de estos.
- 16) Otra práctica recomendada al perforar hidratos *in situ* es correr el revestidor inmediatamente después de haber encontrado zonas de hidratos, utilizando cementos de alta resistencia y bajo calor de hidratación.
- 17) La presencia de agua y gas libre en el agujero, más la combinación de altas presiones y bajas temperaturas presentes en el lecho marino son condiciones propicias para la formación de hidratos en los sistemas submarinos de perforación. Prevenir el gas libre en el agujero es la mejor solución para impedir la formación de hidratos.
- 18) Cementar la tubería conductora y el revestidor superficial hasta el lecho marino es una de las prácticas más usadas, previniendo canalización de gas en el anular, evitando así, la formación de hidratos en los sistemas submarinos de perforación.
- 19) Generalmente, la formación de hidratos ocurre en las líneas de estrangular y matar, restringiendo la circulación del pozo, en el interior de los preventores, impidiendo así, el movimiento de la sarta y el cierre completo de los preventores. Entre los preventores y el cabezal de alta presión, se evita la liberación de los preventores. En el interior del riser, se evita la liberación del riser.
- 20) Entre las mejores prácticas para la disolución de hidratos, según sea el caso, se encuentran: perforar el tapón de hidrato, reducción de la presión sobre el

tapón de hidrato, uso de inhibidores como metanol o glicol, trazadores de calor y circulación de agua caliente.

21) Las mejores prácticas para optimizar la perforación en la sección de post-sal están asociadas a:

- El uso de barrenas PDC en combinación con los sistemas rotativos direccionales, incrementan el torque y revoluciones por minuto.
- Ampliadores de pozo y el proceso de ensanchamiento del pozo crea un espacio anular más grande entre la TR y la pared del pozo, reduciendo los efectos de suaveo y problemas de cementación que se presentan en espacios anulares reducidos.

22) Los principales riesgos, al perforar la sección de sal, clasifican la zona en tres: entrada a la sal, perforación del cuerpo salino y salida de la sal.

23) Cuando entra y sale la sal, los principales riesgos son: zonas de pérdida de circulación o zonas de presiones anormales y ampliación en el diámetro del agujero o lavado de la formación.

24) Al entrar a la sal, las mejores prácticas recomiendan cambiar el fluido de perforación base agua utilizado en la sección de post-sal, por un fluido de alta salinidad. Los fluidos base agua inducen a la disolución del cuerpo salino, causando la ampliación en el diámetro del agujero.

25) Las salmueras saturadas a base de cloruro de sodio y cloruro de potasio son las más comunes al perforar sal, estas minimizan la disolución de la sal.

26) El ensanchamiento del pozo o lavado de la formación está en función principalmente de tres parámetros: ritmo de penetración, gasto de bombeo y saturación de sal en el fluido de perforación.

- 27) Los principales riesgos al perforar las evaporitas son: fluencia y disolución de la sal, incrustaciones de arenas o lutitas e intercalaciones de evaporitas.
- 28) Los factores que afectan la fluencia de la sal son: profundidad, temperatura, composición mineralógica, contenido de agua, presencia de impurezas (arcillas) y esfuerzos a los que esté sometido el cuerpo salino.
- 29) La fluencia de la sal induce al cierre del agujero, atrapando la sarta de perforación o colapsando el revestidor.
- 30) Para prevenir el atrapamiento de la sarta de perforación, se recomiendan las siguientes prácticas: ampliar el diámetro del agujero, perforar con valores altos en la densidad del fluido de control y el uso de fluidos sintéticos.
- 31) Las medidas para prevenir y mitigar el colapso del revestidor están asociadas al uso de cementos de alta densidad y alto esfuerzo compresivo, así como, a los revestidores para alto colapso.
- 32) La disolución de la sal es causada principalmente por fluidos base agua, reduciendo el esfuerzo radial del agujero, creando cavernas y derrumbes. El uso de salmueras y fluidos sintéticos minimizan la disolución de la sal.
- 33) Las incrustaciones de arenas o lutitas dentro del cuerpo de sal son causa de vibraciones en el ensamble de perforación y golpes o patadas de presión.
- 34) Las mejores prácticas para mitigar los riesgos por vibraciones es el adecuado diseño del BHA, adicionando al ensamble de fondo escariadores, sistemas rotativos direccionales y barrenas PDC.
- 35) En la sección de sal, se destaca el uso de escariadores, fluidos saturados, fluidos sintéticos y barrenas PDC, además, de contar con estudios sobre la movilidad o fluencia de la sal.

- 36) La sección de pré-sal tiene una alta incertidumbre. En estas zonas podemos encontrar carbonatos con incrustaciones de lutitas, arenas, rocas volcánicas, silicatos y basalto. Siendo las incrustaciones de silicatos las más comunes.
- 37) Los principales riesgos al perforar la sección de pré-sal están asociados a pérdidas de circulación, incrustaciones de silicatos y formaciones abrasivas. Estas condiciones afectan el ritmo de penetración, vibraciones en el ensamble de perforación e incluso falla de la barrena.
- 38) Con el propósito de mejorar los ritmos de penetración y reducir el desgaste de la barrena en la sección de pré-sal, se han empleado barrenas híbridas.
- 39) Sistemas como: perforación bajo balance (UBD), perforación con presión controlada (MPD), circulación inversa (RI), son evaluados en la sección de pré-sal con el objetivo de aumentar el ritmo de penetración, minimizar las pérdidas de circulación y alargar la vida útil de la barrena.
- 40) Hoy en día, el diseño de los pozos en aguas profundas está en función de diferentes parámetros, tales como: condiciones metoceanicas, de plataforma continental, tirante de agua, limitaciones de los sistemas submarinos de perforación, riesgos geológicos, márgenes estrechos entre presiones de poro y fractura, control direccional, presencia de evaporitas, incremento de la presión en el anular asociadas a la expansión térmica de los fluidos confinados en el anular, entre otros.
- 41) Los estados mecánicos para pozos de pré-sal están clasificados en dos arreglos: pozo convencional y pozo robusto. La selección de alguno de ellos, está principalmente en función de la terminación requerida del pozo.
- 42) El diseño para un pozo convencional consta de:
- Tubería conductora de 30"
 - Tubería superficial de 20"
 - Tubería de explotación de 10³/₄

- *Liner* de 7”.

En este arreglo se destaca la TR superficial, la cual tiene como objetivo ser asentada a la entrada de la sal. La TR intermedia es omitida, en su lugar se asienta una TR de explotación de 10³/₄”.

43) El diseño para un pozo robusto consta de:

- Tubería conductora de 36”
- Tubería superficial de 22”
- Tubería intermedia de 14”
- Tubería de explotación de 9⁵/₈”

44) Las ventajas al perforar un pozo robusto son: terminar el pozo con una TR de 9⁵/₈ y no, así, un *liner* de 7”, reducir problemas de suaveo y surgencia, reducir el riesgo de fractura de la formación asociados a la densidad equivalente de circulación, tener un rango mayor en la densidad equivalente de circulación durante el trabajo de cementación.

45) Algunos factores que influyen en el asentamiento de los revestidores son: características del yacimiento, condiciones geológicas, terminación requerida del pozo, pozos direccionales u horizontales, zonas de sal, zonas de pérdida de circulación, limitaciones debidas a la densidad equivalente a la circulación, tolerancia al influjo, margen de seguridad del *riser*, limitaciones debidas a torque y arrastre.

46) El asentamiento en aguas profundas para las tuberías de revestimiento intermedias y de producción debe ser verificado por tolerancia al influjo y margen de seguridad del *riser*, evaluando cada punto de asentamiento una vez concluida la perforación sin *riser*, sin omitir un criterio del otro. De no ser posible, emplear ambos criterios, será necesario modificar la profundidad de asentamiento.

- 47) La tolerancia al influjo es la máxima presión de poros que puede ser admitida en el interior del pozo, de tal forma que, al ocurrir un influjo, el pozo pueda ser cerrado sin fracturar la formación.
- 48) El margen de seguridad del *riser* es el aumento en la densidad del fluido de control, compensando la presión hidrostática que se pierde al desconectar el *riser*.
- 49) Hoy en día, existen tres técnicas de perforación para asentar la tubería conductora: base torpedo, jeteo y perforando y cementando. La selección de cualquiera de estas tres técnicas es función de la consolidación y dureza del subsuelo, así como, la profundidad planeada de asentamiento de la tubería conductora.
- 50) El diseño de la tubería conductora asume consideraciones que no fueron parte de este trabajo. La literatura es limitada sobre las consideraciones, criterios y metodologías en relación con el diseño de las tuberías conductoras de 30" o 36".
- 51) El diseño de la tubería conductora es realizado con la finalidad de determinar la máxima capacidad de carga a la cual el conductor estará sometido, algunas de ellas son: las corrientes marinas, peso de la tubería superficial y cabezal de alta presión, mientras se cementa y después de cementar la tubería superficial, esfuerzos laterales (momento de flexión y esfuerzo cortante) actuando durante la etapa de perforación, peso de los revestidores subsecuentes, preventores submarinos, *riser* de perforación y cargas ejercidas por el árbol de producción.
- 52) El diseño de la tubería conductora se realiza principalmente por pandeo y flexión. Otro factor que se debe considerar es la corrosión, ya que, esta debilita el espesor de la pared, disminuyendo la resistencia a la flexión y al pandeo de la tubería.

- 53) Las cargas analizadas en este trabajo para la tubería superficial, intermedia y de explotación son: el colapso, estallido, tensión, efectos biaxiales, fluencia de la sal e incremento de la presión en el anular.
- 54) Para el colapso, las cargas externas consideradas que actuaron sobre el revestidor fueron: el fluido de control, fluencia de la sal e incremento de la presión en el anular. Las cargas de respaldo fueron: el fluido de control de la etapa siguiente de perforación, considerando pérdida de circulación. La pérdida de circulación se dará hasta que la presión hidrostática del fluido de control, iguale a la presión de la formación.
- 55) Para el estallido, las cargas internas que actuaron sobre el revestidor fueron: la presión de prueba de los preventores (considerando $\frac{2}{3}$ del pozo con gas) y la presión de inyección. Las cargas de respaldo fueron: agua del mar, actuando en el exterior del revestidor.
- 56) Para tensión se consideró el peso propio de la tubería, flotación de la tubería en el fluido de perforación y variaciones en las secciones transversales de la tubería.
- 57) Para efectos biaxiales, se asumió la combinación de tensión y compresión sobre el revestidor.
- 58) La fluencia de la sal es un factor que influye considerablemente en el diseño del pozo. La carga adicional para colapso debido al movimiento de la sal que actúa en el revestidor de 20" y 10 $\frac{3}{4}$ " fue de 1 lb/pg/pie. Esta carga superó la resistencia del revestidor de 10 $\frac{3}{4}$ " seleccionado anteriormente, por tal motivo, fue necesario seleccionar un revestidor de mayor resistencia. El valor de 1 lb/pg/pie es adoptado por las normas de diseño de PETROBRAS en zonas de evaporitas.

- 59) Con el objetivo optimizar el diseño de los pozos subsecuentes, una vez conocidas las condiciones y características a las cuales están sometidas las evaporitas, se recomienda evaluar la fluencia de la sal en la zona a perforar, de esta manera, será posible predecir con mayor exactitud la presión de colapso que el movimiento de la sal ejerce sobre el revestidor.
- 60) Una consideración más, al diseñar el pozo, es el incremento de la presión en el anular debido a la expansión térmica de los fluidos atrapados en el anular.
- 61) Otros factores que influyen en el incremento de la presión son la canalización de gas y la precipitación de sólidos en el anular.
- 62) Algunas de las prácticas recomendadas para mitigar el incremento de la presión son: evitar sellar el anular, el uso de gas o fluidos compresibles en el anular y la instalación de materiales deformables fuera del revestidor.
- 63) El incremento de la presión en el anular está en función de tres principales parámetros: el estado mecánico del pozo, perfil de la temperatura y propiedades térmicas del fluido de control atrapado en el anular.
- 64) La compresibilidad y expansión térmica del fluido de control son propiedades que influyen en el cambio de volumen en el anular. Los fluidos base aceite presentan una mayor expansión térmica respecto a los fluidos base agua. Hoy en día, evitar la expansión térmica dentro del anular es uno de los grandes retos de la ingeniería.
- 65) Para poder determinar el cambio de temperatura de los fluidos confinados en los anulares, es necesario elaborar un perfil de temperaturas de acuerdo a la vida productiva esperada del pozo.

- 66) La temperatura máxima a la cual un pozo puede estar sometido está en función de los mecanismos de empuje, propiedades de los fluidos producidos, sistemas de recuperación de hidrocarburos, entre otros.
- 67) La transferencia de calor en los anulares se realiza mediante el proceso de convección, mientras que la transferencia de calor a través de las paredes de la tubería de producción, revestidores y del cemento se realizan mediante el proceso de conducción.
- 68) El estudio de la transferencia de calor resultado de la conducción, generalmente, es realizado mediante la ley de Fourier. El proceso de convección, generalmente, es descrito por la ley de enfriamiento de Newton.
- 69) En la literatura consultada y para programas de cómputo usados por algunas operadoras, la transferencia de calor a través del pozo está en función del coeficiente global de transferencia de calor, este representa la resistencia neta al flujo de calor a través del pozo.
- 70) La planeación de pozos con objetivos de pré-sal exige análisis y diseños no convencionales, los cuales deben incluir estudios sobre la fluencia de la sal, así como, el incremento de la presión debido a la expansión térmica de los fluidos entrampados en los anulares. El incremento de la presión en el anular no es propio de los pozos para pré-sal, este fenómeno se presenta en pozos de aguas profundas con o sin presencia de evaporitas. De no hacer los análisis anteriores, la resistencia de los revestidores seleccionados será superada, considerablemente, causando la falla y el colapso de los revestidores.

RECOMENDACIONES

De la presente investigación se derivan una serie de recomendaciones para la industria y la academia, así como, se contempla el desarrollo futuro de trabajos de investigación. Algunas recomendaciones se describen a continuación:

- 1) Un tema para futuros trabajos es desarrollar investigaciones sobre diseño y la construcción de pozos direccionales en secciones de sal.
- 2) Este trabajo de tesis da apertura a futuras investigaciones académicas donde se recomienda abordar y profundizar en temas relacionados con la fluencia de la sal y el incremento de la presión en el anular. Es necesario que estas investigaciones desarrollen y describan mediante modelos matemáticos, principios físicos, químicos y termodinámicos los mecanismos que dan lugar a ambos escenarios, planteando posibles soluciones a estos escenarios.
- 3) En ambientes de aguas profundas es necesario aplicar los sistemas de optimización de la velocidad de perforación, para ello se recomienda desarrollar sistemas que puedan predecir las propiedades mecánicas de las formaciones a perforar, con el fin de seleccionar y diseñar la barrena adecuada, destacando el estudio en formaciones abrasivas no homogéneas, incrustaciones de silicatos, intercalaciones de evaporitas, con alto esfuerzo compresivo solo por mencionar algunas condiciones.
- 4) Es indispensable elaborar modelos que puedan predecir presiones anormales dentro de un cuerpo de sal, sustentándose en el hecho, de que hoy en día, no existen modelos que puedan pronosticar estos escenarios. De igual manera, se recomienda continuar desarrollando modelos que puedan predecir el cierre del agujero con mayor certidumbre, de esta manera, se podrá continuar trabajando en herramientas y sistemas que den solución al movimiento de la sal.

- 5) Para la sección de pré-sal, se sugiere aplicar modelos predictivos de presión de poro y, así, poder detectar las zonas anormales en los carbonatos de esta sección.
- 6) Se sugiere crear sistemas que registren, en tiempo real, el incremento de la presión en el anular, de igual manera, se recomienda desarrollar mecanismos que permitan a los operadores depletar el anular al aumentar la presión en este.
- 7) Desarrollar fluidos de perforación con una baja expansión térmica es otra recomendación que se deriva de este trabajo.
- 8) Una de las posibles soluciones para el incremento de la presión en el anular, está asociada al futuro desarrollo de los sistemas, termodinámicamente, cerrados en el interior del pozo. Para ello será necesario crear cementos y revestidores que funcionen como aislantes térmicos, además, de fluidos de perforación que actúen como un fluido refrigerante. Se recomienda, tomar en cuenta el futuro desarrollo de los sistemas de refrigeración, altamente, sofisticados para pozos en ambientes de aguas profundas.

REFERENCIAS

1. Beltrão, R.L.C., *et al.*, “Challenges and New Technologies for the Development of the Pre Salt Cluster, Santos Basin, Brazil”, paper OTC 19880 presented at the Offshore Technology Conference held in Houston, Texas, USA, Rio de Janeiro, PETROBRAS, 2009.
2. Parshall, J., “Presalt Propels Brazil into Oil’s Front Ranks”, *Journal of Petroleum Technology*, vol.62, núm. 4, Texas, 2010.
Recuperado de:
3. Administración de Información de Energía de EUA, Country Analysis Briefs, “Brazil Energy Data, Statistics and Analysis - Oil, Gas, Electricity, Coal”, 2009.
Recuperado de:
4. Beasley, C. J., *et al.*, “El play presalino de Brasil,” *Oilfield Review*, vol. 22, núm. 3, 2010.
5. Barker, J. W., *et al.*, “Drilling Long Salt Sections Along the U.S. Gulf Coast”, 24605-PA, *SPE Drilling & Completion*, 1994.
6. Chang, H. K. *et al.*, “Sistemas petrolíferos e modelos de acumulação de hidrocarbonetos na Bacia de Santos”, *Revista Brasileira de Geociências*, vol. 38, suplemento 2, 2008.
7. Bryant, I. *et al.*, “De cuenca a cuenca: la tectónica de placas en exploración”, *Oilfield Review*, núm. 3, 2012.
8. Viviers, M.C., y R. L. M.Azevedo, “The southeastern area of the Brazilian continental margin: its evolution during the Middle and Late Cretaceous, as indicated by paleoecological data”, *Revista Brasileira de Geociências*, vol. 18, 1988.
9. Chang, H.K., *et al.*, “Novos conceitos sobre o desenvolvimento das bacias marginais do leste brasileiro”, Raja Gabaglia G.P. & Milani E.J. (eds), *Origem e evolução de bacias sedimentares*, Rio de Janeiro, PETROBRAS, 1990.
10. Pereira, M. J., *et al.*, “Estratigrafia da Bacia de Santos. Análise das seqüências, sistemas deposicionais e revisão lito estratigráfica”, Sociedade Brasileira de Geofísica, Congresso Brasileiro de Geologia, 34, Goiânia, Anais, vol.1, 1986.

11. Pereira, M.J., y J. M. Macedo, "A Bacia de Santos: perspectivas de uma nova província petrolífera na plataforma continental sudeste brasileira", *Boletim Geociências da*, Río de Janeiro, PETROBRAS, 1990.
12. Macedo, J.M., "Evolução tectônica da Bacia de Santos e áreas continentais adjacentes", Raja Gabaglia G.P. & Milani E.J. (eds), *Origem e evolução de bacias sedimentares*, Río de Janeiro, PETROBRAS, 1990.
13. ANP, "Interpretação e mapeamento dos sistemas petrolíferos da Bacia de Santos", *Relatório ANP FUNDUNESP*, tomo1, Marlborough, 2003.
14. Modica, C.J., y E. R. Brush, "Postriple sequence stratigraphy, paleogeography, and fill history of the deepwater Santos Basin, offshore southeast Brazil", *AAPG Bulletin*, núm. 88, Tulsa, 2004.
15. Besson, A. ET AL., Bordes Cortantes. *Oil Field Review*, inverno 2011.
16. Bjorlykke, K., Brines, "Evaporite Basins and Halite Petrophysics: A Review. From Sedimentary Environments to Rock Physics", Heidelberg, Springer-Verlag Berlin, 2010.
17. Usiglio, J., "Analyse de l'eau de la Méditerranée sur les cotes de France", *Ann. Chimie et Phys*, vol. 3, núm. 27, 1849.
18. Folsta, M. G., *et al.*, "Predicting Salt Leaching During Drilling and Cementing Operations", paper SPE/IADC 140242 presented at the Drilling Conference and Exhibition held in Amsterdam, Río de Janeiro, PETROBRAS, 2011.
19. Montaron, B., y P. Tapponnier, "A Quantitative Model for Salt Deposition in Actively Spreading Basins," Search and Discovery Article 30117, adaptado de una presentación oral efectuada en la Conferencia y Exhibición Internacional de la AAPG, Río de Janeiro, 2009.
20. Poiate, E. Jr., *et al.*, "A Well Design Drilling Through Thick Evaporite Layers in Santos Basin, Brazil", paper IADC/SPE 99161 presented at the Conference in Miami, Río de Janeiro, PETROBRAS, 2006.
21. Fossum, A.F., y J. T. Fredrich, "Salt Mechanics Primer for Near-Salt and Sub-Salt Deepwater Gulf of México. Field Developments", SANDIA National Laboratories: *Report SAND 2002 – 2063*.
22. Unger, K.W., y D. C. Howard, "Drilling Techniques Improve Success in Drilling and Casing Deep Overthrust Belt", SPEDE, 1986.

23. Muecke, N. B., y N. A. Kiji, "Heated Mud Systems: The Solution to Squeezing Salt Problems", paper SPE 25762 presented at the 1993 SPE/IADC Drilling Conference, Amsterdam, 1993.
24. Littke, R., *et al.*, "Dynamics of Complex Intracontinental Basin", Heidelberg, Springer-Verlag Berlin, 2008.
25. Santos R., Luiz Alberto y Cecilia Toledo de Azevedo, *Projetos de poços de petróleo*, Río de Janeiro, Interciencia, 2009.
26. Comunicación personal con el M. en I. Alejandro Cortés Cortés.
27. Nogueira, E.F., Borges, A.T., Junior, C.J.M. y Machado, R.D., "Torpedo Base – A New Conductor Installation Process". 17197-MS OTC Conference Paper, 2005.
28. API RP 13., "Deepwater Well Desig and Construction". First Edition, March 2013.
29. Hbaieb, S. y Azar, M, "Hybrid bit improves Drilling efficiency in Brazil´s pre-salt formations. Offshore Brazil, September 2013.
30. N-2752., "Segurança de poço para projetos de perfuração marítima". PETROBRAS, 2006.
31. Casing Design., Review of design methodology". Review performed for PSA at BP by Rock-Well Consultants., Report No. RWC 5/04, rev.1., 2004.
32. Aadnoy B.S., "Modern Well design", secon edition, University of Stavanger, Stavanger, Norway, CRC Press, August 2010.
33. Stahl, B. y Baur, M.P., "Design methodology for offshore platform conductors", OTC-3902-MS, 5-8 May, Houston Texas, 1980.
34. Lang Jr., G.R. and Wood, B.J. - "Structural Design, Fabrication and Installation of Offshore Conductor Pipe" OTC Paper 7453, Offshore Technology Conference 1994.
35. Olivares, A. y Jardinez A., "Aplicación de estudio geotécnico para la perforación de pozos en aguas profundas y ultra profundas", Ingeniería petrolera, Vol. 53 No. 11, Noviembre 2013.
36. Moe, B. y Erpelding, P. "Annular Pressure Buildup: What it is and what to do about it", Oil Technology Services, Inc, Houston, 2000.
37. Bourgoyne, A. et al., "Applied Drilling Engineering", USA, SPE, 1986.

38. Bowers, G. L. "Detecting high overpressures", *The Leading Edge*; vol.21; no. 2, 2002.
39. Shaker, S., *The double edged sword: The impact of the interaction between salt and sediment on subsalt exploration risk in deep water: Gulf Coast Association of Geological Societies Transactions*, v.58, p. 759-769, 2008.
40. Shaker, S., *Dirty vs clean salt: Their impact on the subsalt Wilcox Deepwater exploration play : Gulf Coast Association of Geological Societies Transactions*, v.59, p. 689-698, 2009.
41. Adams, N., *"Drilling Engineering: A complete well planning approach, USA, Tulsa, Oklahoma, PennWell, 1985.*
42. Tenaris., "Pipe Body Performance Properties Catalogue". www.tenaris.com
43. API BULL D7., "Casing Landing Recommendations, first edition, Dallas, 1955.
44. Moe, B. y Erpelding, P. "Annular Pressure Buildup: What it is and what to do about it", Oil Technology Services, Inc, Houston, 2000.
45. Adams, A.J. and MacEachran, A., "Impact on Casing Design of Thermal Expansion of Fluids in Confined Annuli", *SPE Drill & Compl* **9** (3): 210-216. SPE-21911-PA, 1994.
46. Schlumberger Oilfield Glossary.
47. Cengel, Y. A. y Boles, M.A., "Termodinámica", quinta edición, Mc Graw Hill, 2006.
48. Willhite, G.P., "Over-all Heat Transfer Coefficients in Steam and Hot Water Injection Wells", *Journal of Petroleum Technology*, SPE-1449-PA, 1967.
49. Barker, J.W., y Meeks, W.R., "Estimating Fracture Gradients in Gulf of Mexico Deepwater, Shallow, Massive Salt Sections," paper No. 84552, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Oct. 5-8, 2003.
50. Carter G. *et al.*, "Riserless Drilling—Applications of an Innovative Drilling Method and Tools", Offshore Technology Conference, Houston, OTC 17673, TX, U.S.A. 2005.

51. Barker, J.W y Gomez R.K., "Formation of Hydrates During Deepwater Drilling Operations", Journal of Petroleum Technology, 1989.
52. JPT staff., "Hydrate Control in Deepwater Drilling", SPE-0997-0966-JPT, 1997.
53. Aird, P. "Assessing Geo-Hazards", Drilling consultant, BP Norge, s.f.
54. Cameron, C., "Controlling shallow water flows in Deepwater", OMC, Ravenna, Italy, 2005.
55. Adams, N.J. y Kuhlman, L. G., "Shallow gas blowout kill operations", SPE 21455, Bahrain, 1991.
56. Roller, P.R., "Riserless Drilling performance in a shallow hazard environment". SPE/IADC, Amsterdam, The Netherlands, 2003.
57. Collet, T. et al., El creciente interés en los hidratos de gas. Oilfield Review, 2000.
58. Chevron Drilling reference series., "Floating Drilling Manual". Vol. 10, 2002.
59. Volstad, J. *et al.*, "Riserless plug and abandonment of pilot holes in ultradeepwater". OTC-25214-MS. Houston, Texas, 2014.
60. Rajnauth J., "The way forward for Deepwater and ultra Deepwater Drilling in Trinidad and Tobago". Advances in Petroleum Exploration and Development, 2012.
61. Akers, T.J., "Formation and removal of hydrates inside wellhead connectors". SPE-124409, New Orleans, Louisiana, 2009.
62. Khabibullin, T, et al., Drilling Through Gas Hydrate Formations: Possible Problems And Suggested Solutions, SPE paper 131332, Barcelona, Spain, 2010.
63. Poorfaraj, M., "Hydrate- Related Drilling hazards and their remedies". NICGH, s.f.

64. Yousif M.H, et al., "Hydrate Plug Remediation: Operations and applications for Deep Water Drilling Operations". SPE/IADC paper 37624, Amsterdam, the Netherlands, 4-6 March 1997.
65. Israel *et al.*, "Challenges in Directional Drilling Trough Salt in Deepwater Gulf of Mexico". IADC/SPE 112669-PP. Orlando, Florida, 20008.
66. Jackson et al. "Salt-Related Structures in the Gulf of Mexico: A Field Guide for Geophysicists". The Leading Edge 13, No. 8, August 1994.
67. Abbas, R., Una red de seguridad para controlar las pérdidas de circulación. Oilfield Review, 2004.
68. Halbouty, M. T., "Salt Domes—Gulf Region, United States and Mexico" Houston, Texas, Gulf Publishing Company, 1979.
69. Xie, J. y Tao, G., "Modeling and Analysis of Salt Creep Deformations in Drilling Applications". C-FER Technologies Inc, Canada, 1999.
70. Weijermars, G. et al., "Closure of open wellbores in creeping salt sheets". Geophysical Journal International, 2013.
71. Barker, J.W. y Meeks, W.R., "Estimating Fracture Gradient in Gulf of Mexico Deepwater, Shallow, Massive Salt Sections". 84552-MS, 2003.
72. Leyendecker, E.A. and Murray, S.C.: "Properly Prepared Oil Muds Aid Massive Salt Drilling". World Oil, April 1975.
73. Campos G. et al., "Salt-Tolerant Cement Systems to Mitigate Gelling Effect". IADC/SPE-170477-MS, Bangkok, Thailand, 2014.
74. Simao, C. A. et al., "Cementing in Front of Soluble Salt Zones". SPE 145719, Galveston, Texas, 2012.
75. Martins, A. L. et al., "Integrated Cementing Hydraulics Design for Massive Salt Zones". SPE 151031, Mexico City, Mexico, 2012.

76. Hackney, R. M.: "A New Approach to Casing Design for Salt Formations," SPE 13431, New Orleans, 1985.
77. Cheatham, J.B. and McEver, J.W: "Behavior of Casing Subjected to Salt Loading," JPT1069, 1964.
78. Melo, D. D. E. F. et al., "Finite Element Analysis of Casing-in-Casing Integrity due to Annulus Pressurization by means of Salt Creep". ARMA-2015-513, San Francisco, California, 2015.
79. Willson, S. M. et al., "Assessment of Salt Loading on Well Casings". 81820-PA SPE, 2003.
80. Akers, T.J., "Salinity-Based Pump-and-Dump Strategy Drilling Salt With Supersaturated Fluids". SPE Drilling & Completion, 2011.
81. Folsta, M.G. et al., "Use of Salt Dissolution Software to Evaluate Drilling Strategies of Massive Salt Layers". 24345-MS OTC, 2013.
82. Velilla, J. D. U. et al., "Numerical Modelling of Casing Integrity in Salt Layers Including the Effects of Dissolution and Creep". ARMA-2015-347, 2015.
83. Aburto, M. et al., Respondiendo al desafío de explotar estructuras subsalinas". Oil Field, Invierno 2008/2009.
84. Abdollahi, J. et al., "Underbalanced Drilling as a Tool for Optimized Drilling and Completion Contingency in Fractured Carbonate Reservoirs". SPE-91579-MS, 2004.
85. Darren J. et al., "Applications of Underbalanced Drilling Reservoir Characterisation for Water Shutoff in a Fractured Carbonate Reservoir- A Project Overview". SPE93695-PA, 2006.
86. Ho, R. et al., "Drilling Deepwater Carbonates Using Managed Pressure Drilling on a Dynamically Position Drillship". SPE-167995-MS, Texas, USA, 2014.

87. Wreden, C. et al., "Deepwater Reverse-Circulation Primary Cementing: Applicability and Technical Path Forward for Implementation". 25194-MS OTC, 2014.