

**ANÁLISIS DE COLAPSOS DE CASING PARA POZOS PRODUCTORES
EN ARENAS DEL CRETÁCEO**

JULIÁN ENRIQUE VARGAS REYES

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO – QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2005

**ANÁLISIS DE COLAPSOS DE CASING PARA POZOS PRODUCTORES EN
ARENAS DEL CRETÁCEO**

JULIÁN ENRIQUE VARGAS REYES

**Trabajo de Investigación en modalidad Práctica Empresarial presentado
como requisito parcial para optar al título de Ingeniero de Petróleos**

Director:

Ing. EDELBERTO HERNANDEZ

Ingeniero de Petróleos

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER

Co-Director:

Ing. GABRIEL ACEVEDO RUEDA

Ingeniero Senior de Operaciones

OCCIDENTAL DE COLOMBIA, INC. (OXY)

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO – QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2005

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	16
1. GENERALIDADES DEL CAMPO CAÑO LIMÓN	19
1.1 ANTECEDENTES HISTÓRICOS	19
1.2 LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA	22
1.3 GEOLOGÍA	24
1.3.1 Ubicación Geológica	24
1.3.2 Sísmica	24
1.3.3 Geología Estructural	26
1.3.3.1 Estructura Caño Limón – La Yuca.	28
1.3.3.2 Estructura Matanegra	29
1.3.4 Estratigrafía	29
1.3.4.1 Precretáceo.	32
1.3.4.2 Cretáceo	32
1.3.4.3 Terciario	33
1.3.5 Geología del Petroleo	34
1.3.5.1 Roca Generadora	34
1.3.5.2 Roca Almacenadora	35
1.3.5.3 Roca Sello	35
1.3.5.4 Tipo de Trampa	35
1.3.6. Análisis de corazones	35
1.3.7 ARCILLAS PRESENTES EN LAS ARENAS	38
1.4 CARACTERIZACION DEL YACIMIENTO	38
1.4.1 Porosidad	39
1.4.2 Permeabilidad	39
1.4.3 Saturación de los Fluidos	39

1.4.4 Propiedades de los Fluidos	40
1.5 PROGRAMA DE MONITOREO Y PRUEBAS DE CAMPO	43
1.6 LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	44
1.7 PRESIONES DEL CAMPO	45
1.8 COMPLETAMIENTO TIPICO DE POZO	46
1.9 FACILIDADES DE PRODUCCION	48
1.10 ANTECEDENTES HISTÓRICOS DE PRODUCCIÓN	50
2. ARENAS DEL CRETÁCEO	51
2.1 ANTECEDENTES	51
2.2 ESTRATIGRAFIA	51
2.2.1 Secuencia Pre-Cretácica	52
2.2.2 Secuencia Cretácica.	53
2.2.3 Secuencias Terciaria - Cuaternaria	58
3. CONCEPTOS BASICOS SOBRE REVESTIMIENTOS	60
3.1 GENERALIDADES	60
3.2 PROCESO DE MANUFACTURA	61
3.3 COMPOSICIÓN QUÍMICA DE LOS CASINGS	62
3.4 PROPIEDADES MECÁNICAS DEL CASING	62
3.5 DIMENSIONES, PESOS Y LONGITUDES	65
3.6 ROSCAS	67
3.7 MARCADO	70
4. TRATAMIENTO UNIAXIAL Y BIAIXIAL PARA ESFUERZOS ACTUANTES SOBRE EL REVESTIMIENTO	73
4.1 ANTECEDENTES	73
4.2 RESISTENCIA AL COLAPSO	74
4.2.1 Presión de colapso para el esfuerzo de cedencia.	74
4.2.2 Presión de colapso Plástico	76
4.2.3 Presión de colapso Transitiva	77
4.2.4 Presión de colapso Elástica	78
4.3 EFECTOS DE STRESSES COMBINADOS O BIAIXIALES.	79

4.4 PRESIÓN DE ESTALLIDO O PRESIÓN DE CEDENCIA INTERNA	87
4.5 FUERZA DE LA UNIÓN	90
4.6 ESFUERZO DE CEDENCIA PARA LA TUBERÍA	93
5. ESFUERZOS COMPRESIVOS SOBRE EL REVESTIMIENTO	94
5.1 GENERALIDADES	94
5.2 CAUSAS DE COMPRESIÓN AXIAL	94
5.2.1 Boyanza	95
5.2.2 Efecto Poisson	96
5.2.3 Expansión Térmica	97
5.2.4 Fuerzas de Arrastre	98
5.3 ESPIRALAMIENTO Y CURVATURA	100
5.4 ATRIBUTOS DE LOS CONECTORES CON RESPECTO A LA COMPRESIÓN	102
5.4.1 Compresión en Conectores	105
5.4.2 Resultados de pruebas para Conectores	106
6. ESTADO DE DISTORSIÓN DE LA ENERGIA O EQUIVALENTE DE HENCKY-VON MISES	107
7. ANÁLISIS DE ESFUERZOS PARA POZOS CON OBSTRUCCIÓN EN EL CAMPO CAÑO LIMÓN	111
7.1 ANÁLISIS GENERAL DE LOS TRES POZOS	111
7.2 ANÁLISIS TRIAXIAL PARA CAÑO YARUMAL N° 33	114
7.3 ANÁLISIS TRIAXIAL PARA MATANEGRA N°16	119
7.4 ANÁLISIS TRIAXIAL PARA LA YUCA N°45	120
8. EFECTO DEL CAÑONEO SOBRE EL CASING	122
8.1 GENERALIDADES	122
8.1.1 El tren explosivo	124
8.1.2 Iniciadores	127
8.1.3 Cargas con formas especiales (DP y BH).	129
8.2 PROCESO DE PENETRACIÓN EN EL CASING	130
8.3 EFECTO DEL CAÑONEO SOBRE EL CASING	131

8.4 REDUCCIÓN EN LA RESISTENCIA AL COLAPSO	134
8.5 EFECTO DEL CAÑONEO SOBRE EL SISTEMA CASING-CEMENTO	136
9. CORROSIÓN Y EROSIÓN	139
9.1 GENERALIDADES	139
9.2 TIPOS DE CORROSIÓN	139
9.3 LA CORROSIÓN EN LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO	148
9.3.1 Principales agentes de corrosión	148
9.3.2 Control de la corrosión	152
9.3.3 Prevención de la corrosión	153
9.3.4 Detección de la corrosión	157
9.3.5 Medición de la corrosión	161
10. CONCLUSIONES	170
BIBLIOGRAFÍA	174
ANEXOS	181

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Subdivisión estratigráfica de las zonas productoras	31
Tabla 2. Porosidades y saturaciones promedio para el campo Caño Limón	40
Tabla 3. Características del Yacimiento	41
Tabla 4. Composición típica del aceite	41
Tabla 5. Características de los fluidos	42
Tabla 6. Elementos asociados al crudo de Caño Limón	43
Tabla 7. Presiones Promedias Arenas Campo Caño Limón	45
Tabla 8. Propiedades Físicas del Casing utilizado en Caño Limón	61
Tabla 9. Requerimientos químicos para casings y tubings. Los valores están en porcentaje en peso.	63
Tabla 10. Requerimientos de tensión y Dureza para Casing y Tubing	64
Tabla 11. Tolerancias permitidas por la API	66
Tabla 12. Rangos de D/t para las ecuaciones de presión de colapso para el Esfuerzo de cedencia	75
Tabla 13. Constantes y Rangos de D/t para las ecuaciones de presión de colapso plástico.	76
Tabla 14. Constantes y Rangos de D/t para las ecuaciones de presión de colapso transitivo.	78
Tabla 15. Rangos de D/t para las ecuaciones de presión de colapso elástico	79
Tabla 16. Explosivos utilizados en el cañoneo.	127
Tabla 17. Serie FEM	143
Tabla 18. Serie FEM para elementos metálicos y aleaciones comunes	143
Tabla 19. Presión parcial del CO ₂	149

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Ubicación Geográfica campo Caño Limón.	23
Figura 2. Campos petrolíferos de Caño Limón.	23
Figura 3. Líneas sísmicas de los bloques Cravo Norte “A” y Rondón “A”	25
Figura 4. Línea sísmica 61.7 de Caño Limón	26
Figura 5. Sección estructural de Caño Limón	27
Figura 6. Mapa Estructural del Campo Caño Limón.	28
Figura 7. Columna Estratigráfica del Campo Caño Limón.	30
Figura 8. Ambientes depositacionales de Carbonera y del Cretáceo.	37
Figura 10. Completamiento típico de un pozo en Caño Limón	47
Figura 11. Facilidades de producción Numero 1 (PF1).	48
Figura 12. Facilidades de producción Numero 2 (PF2)	49
Figura 13. Comportamiento histórico de la producción en el campo Caño Limón.	50
Figura 14. Tabla de correspondencias entre la nomenclatura estratigráfica empleada por Occidental de Colombia en Cravo Norte (Arauca) y las otras compañías operadoras en la Cuenca de los Llanos Orientales.	54
Figura 15. Mapa Paleogeográfico de Colombia, durante el Santoniano-Campaniano Temprano.	57
Figura 16. Casing 9-5/8”, 47#/ft, BTC R3 utilizado en Caño Limón.	60
Figura 17. Diagrama Típico Esfuerzo – Deformación para un acero dúctil.	65
Figura 18: Esquema rosca BTC	68
Figura 19. Rosca BTC.	69
Figura 20. Código de colores para el casing y los conectores utilizados en Caño Limón.	71
Figura 21. Código de colores para grados API 5CT.	72

Figura 22. Elipse de esfuerzo de cedencia biaxial.	81
Figura 23. Resistencia al colapso Vs. Tensión para Casing 7", 32#/ft, P-110.	87
Figura 24. Efecto Poisson. Como el casing cementado no se puede mover, cambios en presión generan cambios en fuerzas axiales.	96
Figura 25. Disminución fuerzas de arrastre. El componente friccional se disminuye con rotación.	99
Figura 26. La curvatura genera stresses axiales. Compresivo dentro de la curvatura y de tensión en el lado opuesto.	100
Figura 27. Tipos de Espiralamientos	101
Figura 28. Áreas transversales críticas para conectores comunes	103
Figura 29. Curvas de desempeño basadas en el criterio de stress equivalente de VME	108
Figura 30. Sarta TCP y geometría de un casing cañoneado	123
Figura 31. Esquema de un cañón TCP y su tren explosivo	125
Figura 32. Iniciador Eléctrico	128
Figura 33. Iniciador de Percusión.	128
Figura 34. Corte Transversal del cordón detonante.	129
Figura 35. Cargas de un cañón TCP	130
Figura 36. Deformación de casing Vs. Factor de resistencia	133
Figura 37. Ejemplo potencial del electródo	141
Figura 38. Electrodo de sulfato de cobre	159
Figura 39. Herramienta Electrodo de sulfato de cobre	160
Figura 40. Ánodos utilizados para la Protección Catódica	167

LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo A. Historias operativas.	182
Anexo B. Estados mecánicos de los pozos	191
Anexo C. Extractos del registro CBL-CCL-GR-VDL	195
Anexo D. Registros MDT	198
Anexo E. Survey direccional de CY-33	201
Anexo F. Resultados del analisis triaxial	202

NOMENCLATURA UTILIZADA

A_s	=	Área transversal del Casing, in ²
A_i	=	Área interna del Casing, in ²
A_o	=	Área externa del Casing, in ²
D/t	=	razón diámetro / espesor, OD/t
$(D/t)_{pt}$	=	intersección de D/t entre colapso plástico y colapso transitivo
$(D/t)_{te}$	=	intersección de D/t entre colapso transitivo y colapso elástico
$(D/t)_{yp}$	=	intersección de D/t entre colapso de esfuerzo de cedencia y colapso plástico
ID	=	Diámetro interno del casing, in
L	=	Longitud del casing, ft
OD	=	Diámetro externo nominal del casing, in
P_c	=	presión de colapso ajustada, psi
P_{c1}	=	presión de colapso ajustada a σ_{a1} , psi
P_{c2}	=	presión de colapso ajustada a σ_{a2} , psi
P_e	=	presión mínima de colapso elástico, psi
P_{eq}	=	presión externa equivalente, psi
P_i	=	presión Interna, psi
P_o	=	presión Externa, psi
P_p	=	presión mínima de colapso plástico, psi
P_t	=	presión mínima de colapso transitivo, psi
P_y	=	presión mínima de colapso de esfuerzo de cedencia, psi
T	=	tensión de la tubería, libras

- t = Espesor nominal de la tubería, in
 VME = Stress equivalente de Hencky-von Misses, psi
 Wt = Peso por pie del casing, #/ft
 Y_p = Esfuerzo de cedencia mínimo, psi
 Y_{pa} = Grado de stress axial equivalente, psi
 σ_a = Stress axial, psi
 σ_{a1}, σ_{a2} = Stress axial para presiones de colapso ajustadas, P_{c1}, P_{c2} psi
 σ_r = Stress radial, psi
 σ_t, σ_h = Stress Tangencial, psi
 σ_B = Stress por curvatura, psi
 σ_T = Stress axial debido a cambios de temperatura, psi
 Eff_{comp} = Eficiencia de compresión del conector, %
 Eff_{Ten} = Eficiencia de tensión del conector, %
 F_B = Fuerza boyante, lbf
 F_{BEND} = Fuerza equivalente debido a curvatura, lbf
 F_P = Fuerza debida al efecto Poisson, lbf
 F_T = Fuerza debida a cambio de Temperatura, lbf
 F_{TOTAL} = Fuerza axial total, lbf
 $R_{Comp/Ten}$ = Relación de compresión/tensión para un conector, %
 U_P = Esfuerzo mínimo tensil, psi
 Y_P = Esfuerzo mínimo de cedencia, psi

RESUMEN

TITULO: ANÁLISIS DE COLAPSOS DE CASING PARA POZOS PRODUCTORES EN ARENAS DEL CRETÁCEO*

AUTOR: VARGAS REYES, Julián Enrique**

PALABRAS CLAVES: Colapso, Revestimiento, Cretáceo, Casing.

DESCRIPCIÓN:

El trabajo de investigación presentado basa su desarrollo en la evaluación de las potenciales causas operacionales asociadas a daños en los revestimientos en el campo petrolero de Caño Limón. Acoge una revisión integral de los pozos que drenan los canales del cretáceo, buscando descartar o validar posibles escenarios y/o procedimientos operacionales que eventualmente lleguen a comprometer la integridad de los revestimientos.

Identificando una posible causal, llevando una revisión literaria sobre el estado del arte de esta y evaluando su aplicabilidad en el campo, in situ y teóricamente, se pudo validar los posibles efectos adversos causados desde el punto de vista operacional. Para este fin, se emplean y validan las normas API para diseño de sartas de completamiento y se aplican rigurosamente conceptos de mecánica de materiales con el fin de tener un conocimiento preciso del objeto en estudio. A partir de esto, se tomó como referencia las condiciones más severas de producción y de acondicionamiento a las que se han encontrado sometidos los pozos y evaluó los resultados de estas prácticas.

Aún tomando estas condiciones severas, el revestimiento utilizado en estos pozos demostró que operacionalmente no hay ninguna causa obvia que pueda crear una deformación tal sobre él que llegue a colapsar la sarta. Con esta premisa, se recomienda continuar con algunos procedimientos y modificar otros con el fin de evitar daños a largo plazo en la integridad del pozo, evitando de esta manera perder intervalos productores o el abandono total de este.

* Trabajo de Investigación

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Ingeniería de Petróleos. Directores: HERNANDEZ, Edelberto; ACEVEDO, Gabriel

SUMMARY

TITLE: ANALISYS OF CASING COLLAPSES IN PRODUCER WELLS FROM CRETACEOUS SANDS*

AUTHOR: VARGAS REYES, Julián Enrique**

KEY WORDS: Collapse, Casing, Cretaceous.

DESCRIPTION:

The investigation project here presented based its development in the evaluation of possible operational causes associated with casing damages in Caño Limón oilfield. It gathers an integral study of the wells that drain the cretaceous channels, with the main objective of validating the possible scenarios and/or operational procedures that could compromise the casing string integrity. By identifying a possible cause, studying its state of the art and evaluating its applicability on the field, in situ and theoretically, it was able to validate the possible adverse effects caused from the operational point of view. To get this objective, API standards for casing string design were used and validated, with the hand of a strong applied material mechanics concepts, for a better understanding of the object of our study. From this point, it was taken the production and operational worst scenario as a reference and evaluated this conditions.

Even in this conditions, the casing string proved that operationally there is no an obvious cause that could create a permanent deformation that could lead to a casing collapse. Under this conclusion, it is recommended to continue with some practices and modify others to avoid long term integrity damages that could lead to a lost zone or a abandoned well.

* Investigation Project

** Physicalchemistry Engineering Faculty, Petroleum Engineering, Advisors: HERNANDEZ, Edelberto; ACEVEDO, Gabriel

INTRODUCCIÓN

En tiempos recientes ha nacido una creciente preocupación en cuanto al estado actual de los revestimientos en el campo Caño Limón. Se ha empezado a utilizar, inclusive en forma rutinaria, las palabras *colapso de casing*, que hasta hace muy poco hubieran sido impronunciables.

El fenómeno que ha iniciado estas subsecuentes preocupaciones es la imposibilidad de acceder a través del revestimiento en su longitud total en algunos pozos del campo.

En trabajos de workover rutinarios, las sartas han encontrado obstrucciones especialmente en tres pozos del campo: La Yuca 45, Caño Yarumal 33 y Matanegra 16. Aunque ha habido resistencia al paso en varios pozos, esta no ha sido significativa, y por medio de rotación y peso se ha podido pasar y llegar hasta fondo.

La Yuca 45 (LY-45) es un pozo vertical completado en Agosto de 1992, con nueve servicios (cambios de bomba ESP) hasta que se abandonaron los intervalos abiertos en arenas del cretáceo. Altamente productor de arena, se encontró obstrucción del casing a 7,444 FT-RT en Abril 21 de 2004 durante un trabajo de instalación de empaquetamiento con grava para el control de arena de producción.

Caño Yarumal 33 (CY-33) es un pozo direccional completado en Septiembre de 2001, con dos servicios antes de encontrarse obstrucción del casing durante un trabajo de empaquetamiento con grava para el control de arena. La obstrucción fue encontrada a 7,590 FT-RT en Diciembre 14 de 2003.

Matanegra 16 (MN-16) es un pozo vertical perforado para la inyección de agua en el bloque Matanegra del campo, con el fin de mantener presión. Se completó en Junio de 1994 y se encontró obstrucción a 7,610 FT-RT en Abril de 2002.

Como objetivo principal de la práctica empresarial en Occidental de Colombia, se pretende llevar a cabo un estudio preliminar con el ánimo de sentar un precedente que indique el camino para un posterior y más complejo estudio. Para llevar a cabo este objetivo, se evaluarán las posibles causas que pueden dar lugar a estas obstrucciones.

Si bien el problema es más significativo y representativo en los tres pozos mencionados, es igualmente imperante una revisión del total de los pozos que producen de arenas del cretáceo. Aunque la gran mayoría de los pozos no han presentado problemas evidentes en cuanto a la integridad de sus casings, es objetivo del presente trabajo un bosquejo sobre el comportamiento histórico de los factores críticos operacionales que pueden afectar los revestimientos.

El efecto real de los stresses actuantes dentro y fuera del pozo sobre el casing son factores poco entendidos por la industria. Históricamente se ha basado para el análisis del diseño del revestimiento en ecuaciones uniaxiales presentadas por la API desde hace más de 40 años, las cuales han permanecido inmutables en los boletines. Estas ecuaciones no cuentan los efectos radiales y transversales, asumiendo nulidad en ellos e involucrando por esta causa fuertes errores de cálculo. Varios autores han abordado el problema y desarrollaron el estado de distorsión de energía o modelo Hencky-Von Mises; modelo experimentalmente comprobado y base para programas de análisis estructural.

Con el objetivo en mente de llevar a cabo un análisis integral de los pozos que han presentado obstrucción en el campo Caño Limón, se hace necesario

complementar el modelo triaxial ampliando el estudio para integrar stresses compresivos.

Finalmente, se abarcará y analizará la factibilidad de daño de revestimiento debido al efecto del cañoneo y recañoneo sobre la integridad del casing y el cemento, además de los efectos colaterales posteriores a este trabajo. Junto a esto se trabajará la posibilidad de una alta corrosión del revestimiento debido a los factores adversos encontrados dentro de los pozos.

Estas causas de posibles fallas serán estudiadas en detalle, con el previo conocimiento de que a ellas les es atribuida problemas operacionales y gastos asociados al proceso de producción. Es necesario, entonces, dar indicios de la probabilidad de sus efectivos daños, o por el contrario, desvirtuar creencias de el personal relacionado con la industria.

1. GENERALIDADES DEL CAMPO CAÑO LIMÓN

1.1 ANTECEDENTES HISTÓRICOS¹

A finales de la década de los 70's, Occidental International Exploration and Production Corporation se vincula a Colombia iniciando estudios y exploraciones de posibles áreas prospectivas en la región del Magdalena Medio. A comienzos de la década de los 80, Occidental dirige sus operaciones al hoy departamento de Arauca, localizado en la parte nororiental del país, zona limítrofe con Venezuela.

Antes de entrar Occidental al área, 61 pozos exploratorios fueron perforados con resultados despreciables (dos yacimientos con reservas totales de 20 MMB de crudo liviano y un yacimiento de 90 MMB de crudo de 13.6 API, ninguno de ellos fue comercial).

En julio de 1980 se inicia la primera fase exploratoria con la firma de contratos de Asociación con ECOPETROL, sobre los bloques exploratorios Cravo Norte, Cinaruco, Rondón, Orocué y Guarrojo de un millón de hectáreas cada uno. Esta primera fase permitió resolver dudas sobre la estratigrafía de la cuenca, la presencia de rocas sellantes y la migración distante de hidrocarburos.

Una vez que los bloques fueron contratados el reto exploratorio inmediato era de enormes proporciones ya que se debían evaluar cinco millones de hectáreas de llanura casi inexplorada en tan solo 12 meses. Occidental estaba contractualmente obligada a la devolución de un 50% de las áreas seleccionadas al final del primer año de exploración. Cuadrillas de sísmica y equipos de perforación trabajaron

¹ Publicación Occidental de Colombia, *Caño Limón "Historia de un gigante"*.

durante este periodo para producir 2800 Km de datos sísmicos, 19 pozos estratigráficos y 2 pozos exploratorios. Esta campaña fue positiva por cuanto se da respuesta a algunas de las incógnitas sobre la estratigrafía de la cuenca, la presencia de rocas sellantes y la migración de hidrocarburos. Sin embargo el riesgo geológico se mantenía alto y Occidental comienza la búsqueda de un socio que consolidara el proyecto.

El segundo año de exploración de Julio de 1981 a julio de 1982, fue igualmente activo. Cientos de kilómetros de sísmica fueron disparados y se perforaron 10 pozos exploratorios en las áreas retenidas. Cuatro de estos pozos encontraron cantidades pequeñas en trampas estructurales y estratigráficas del borde somero de la cuenca (San Joaquín, el Miedo). Estos descubrimientos aunque no tuvieron un valor comercial habrían de abrir el camino hacia el descubrimiento de Caño Limón porque probaron que las áreas retenidas por Occidental tenían todos los ingredientes geológicos necesarios para dar cabida a un yacimiento de petróleo a un yacimiento de petróleo.

Las restricciones en los presupuestos de exploración que afectaron a la industria en los años 1982-1983 dictaron que occidental continuara la búsqueda de un socio aún a vísperas de iniciar la perforación del pozo Caño Limón 1. Sin embargo estos esfuerzos fracasaron.

El 20 de Abril de 1983 se inició la perforación del pozo Caño Limón – 01 de carácter direccional, el 18 de junio el pozo alcanza su profundidad total de 10176 pies, finalmente el 13 de julio del mismo año se realizaron pruebas de producción que confirman la productividad del yacimiento, se produjo crudo de dos zonas de Carbonera Inferior a una tasa promedio de 10690 BFPD (31° API promedio). Las primeras pruebas mostraron que no se tenía noción exacta de la riqueza contenida en Caño Limón. Una muestra de ello es que las reservas inicialmente estimadas fueron 60 millones de barriles en noviembre de 1983, de los cuales ECOPEPETROL

reconoció comercialidad con base en 36 millones, incrementándose a mil millones de barriles a septiembre de 1985. Inicialmente se consideró que el campo Caño Limón constituía una sola estructura; un pliegue de arrastre relacionado al movimiento de la falla de Caño Limón. Sin embargo con un control sísmico adicional se pudo establecer la presencia de estructuras prospectivas aledañas que podían o no estar conectadas al pliegue de Caño Limón. Las perforaciones de los pozos La Yuca 1 y Matanegra 1 sobre estas estructuras después del descubrimiento de petróleo en el pliegue de Caño Limón, demostraron que el campo comprende tres cierres estructurales ahora identificados como las áreas productivas de Caño Limón, La Yuca y Matanegra.

Este descubrimiento fue para Occidental la culminación de un intenso esfuerzo exploratorio de tres años que involucro 4000 Km de sísmica, 20 pruebas estratigráficas y 12 pozos exploratorios. La producción de petróleo inició el 7 de diciembre de 1985.

Shell se convirtió en socio de la Asociación Cravo Norte en 1985, con lo cual la participación quedo conformada en un 50% para ECOPETROL, 25% para OXY y el 25% restante para Shell. En el último semestre de 1998 Shell vendió sus acciones a OXY, quedando conformado el contrato de asociación Cravo Norte por ECOPETROL y Occidental de Colombia. Inc., cada uno con un 50% de participación.

A Septiembre de 2004 hay 265 pozos produciendo, cinco pozos observadores de presión y cinco pozos inyectoros en el campo Caño Limón. En el área La Yuca se encuentran 133 de los pozos, 34 en el área de Caño Limón, 49 en el área de Matanegra, 18 Caños Verdes, 45 Caño Yarumales, 12 Redondos, 4 Jibas y otros mas como Remana 01 y Tonina 01.

Los pozos que actualmente inyectan agua en el campo son: LY-16, MN-10, MN-16, MN-31 y MN-36.

1.2 LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA²⁻³

El campo Caño Limón se encuentra ubicado dentro del área del contrato firmado entre ECOPETROL y Occidental de Colombia denominado Asociación Cravo Norte, el cual abarca una extensión de 260,000 hectáreas localizadas en el extremo Norte de los Llanos Orientales de Colombia, entre la población de Arauquita y el caserío de La Yuca (Arauca). El campo está situado aproximadamente sobre la rivera del río Arauca, a 50 kilómetros al sur occidente de la ciudad de Arauca, capital del departamento de Arauca (ver Figura 1).

El campo se enmarca dentro de las coordenadas Gauss con origen 3° Este:

N:	1'256,000 m	-	1'264,000 m
E:	992,000 m	-	1'004,000 m

El área productiva dentro del Contrato de Asociación Cravo Norte comprende seis campos petrolíferos: Caño Limón, Caño Yarumal, Matanegra, La Yuca, Caño Verde y Redondo. (Ver Figura 2)

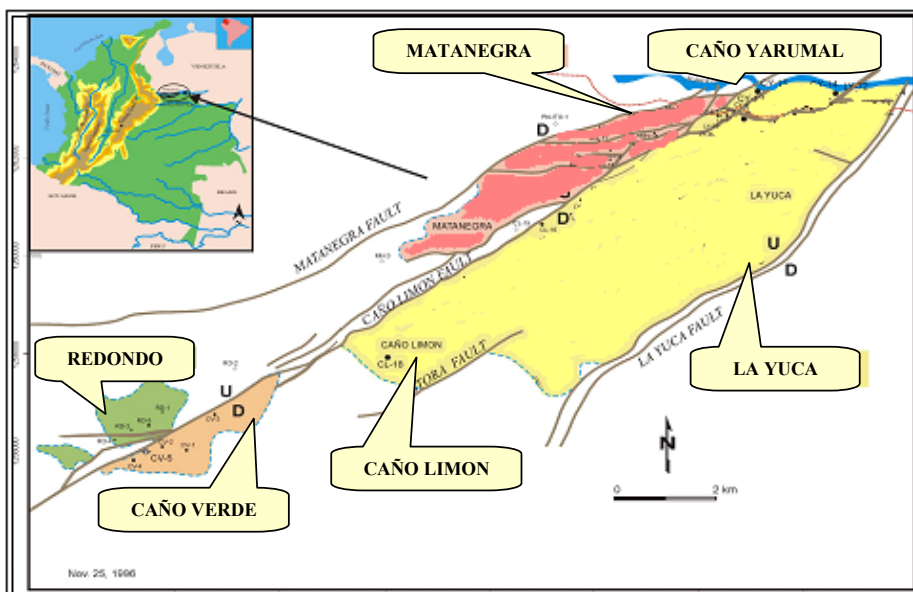
² GABELA, Victor H, "Asociación ECOPETROL-Occidental Campo Caño Limón. Llanos Orientales de Colombia". II Simposio Exploración de Cuencas Subandinas. Bogotá, Agosto de 1985.

³ RIVERO R.T. y DOMINGUEZ J.G. "Caño Limón Field Colombia: The latest giant oil reservoir in South América" SPE 15566

Figura 1. Ubicación Geográfica campo Caño Limón.



Figura 2. Campos petrolíferos de Caño Limón.



1.3 GEOLOGÍA⁴

Los yacimientos comprenden rocas del Cretáceo al Oligoceno, son arenas deltáicas pobremente consolidadas, con una profundidad promedio de 7600 pies (2315 metros). El mecanismo de producción es un fuerte y activo empuje hidráulico natural.

1.3.1 Ubicación Geológica. El campo está situado sobre el arco de Arauca en el flanco Norte de la Cuenca de los Llanos Orientales. Al norte del arco de Arauca se encuentran las cuencas de Barinas y Apure (Venezuela). Al este de los llanos se encuentra el escudo granítico de Guyana y al oeste la cordillera de los Andes. La región norte de los Llanos es un flanco monoclinal de cuenca que desciende en dirección oeste con buzamientos muy leves. La formación estructural general consiste principalmente en fallamiento de tipo normal con dirección noreste-suroeste cuyo origen parece ser paleozoico con reactivaciones subsiguientes que involucran hasta sedimentos Terciarios. Adicionalmente el área de Caño Limón esta afectada por un fallamiento significativo de tipo transcurrente orientado en dirección noreste-suroeste. El origen de este fallamiento no ha sido aun determinado pero se estima que puede estar relacionado con el desarrollo estructural del Arco de Arauca, que es un alto de basamento que separa el sector norte de las cuencas de los Llanos, de las cuencas de Barinas y Apure de Venezuela. La cuenca de los Llanos se caracteriza también por una historia tectónica estable lo que ha favorecido una sedimentación cíclica relativamente constante.

1.3.2 Sísmica. Las líneas sísmicas de los bloques Cravo Norte "A" y Rondón "A" se obtuvieron con base a una cuadrícula de 5 Km x 5 Km construida después de

⁴ CLEVELAND, M.N y MOLINA, J "*Deltaic Reservoir of the Caño Limón Field, Colombia, South America*". Casebook in Earth Science, 1990.

las interpretaciones hechas en 1982. Es allí cuando se confirma la presencia de una importante zona de fallamiento de carácter subregional y un tren de deformación estructural asociación a esta zona de fallamiento, a lo largo del cual era de esperar que sucedieran prospectos exploratorios. El programa culminó con el descubrimiento del campo Caño Limón. Se inicia entonces un levantamiento sísmico de detalle a lo largo de esta zona de fallamiento recientemente delineada. La interpretación preliminar sugiere la existencia de un pliegue anticlinal delimitado por esta zona de falla cuyo buzamiento crítico este-oeste requeriría. En búsqueda de este buzamiento se programa la línea sísmica 61.7 que finalmente define el prospecto Caño Limón (Figura 4). Se pudo observar allí un adelgazamiento de la sección estratigráfica subyacente, lo que indicó que la estructura Caño Limón correspondía a una estructura antigua sin desplazamiento vertical en el ápice de la misma, así que podía extenderse a una estructura cuneiforme al norte de la falla Caño Limón, denominada más adelante como prospecto Matanegra.

Figura 3. Líneas sísmicas de los bloques Cravo Norte "A" y Rondón "A"

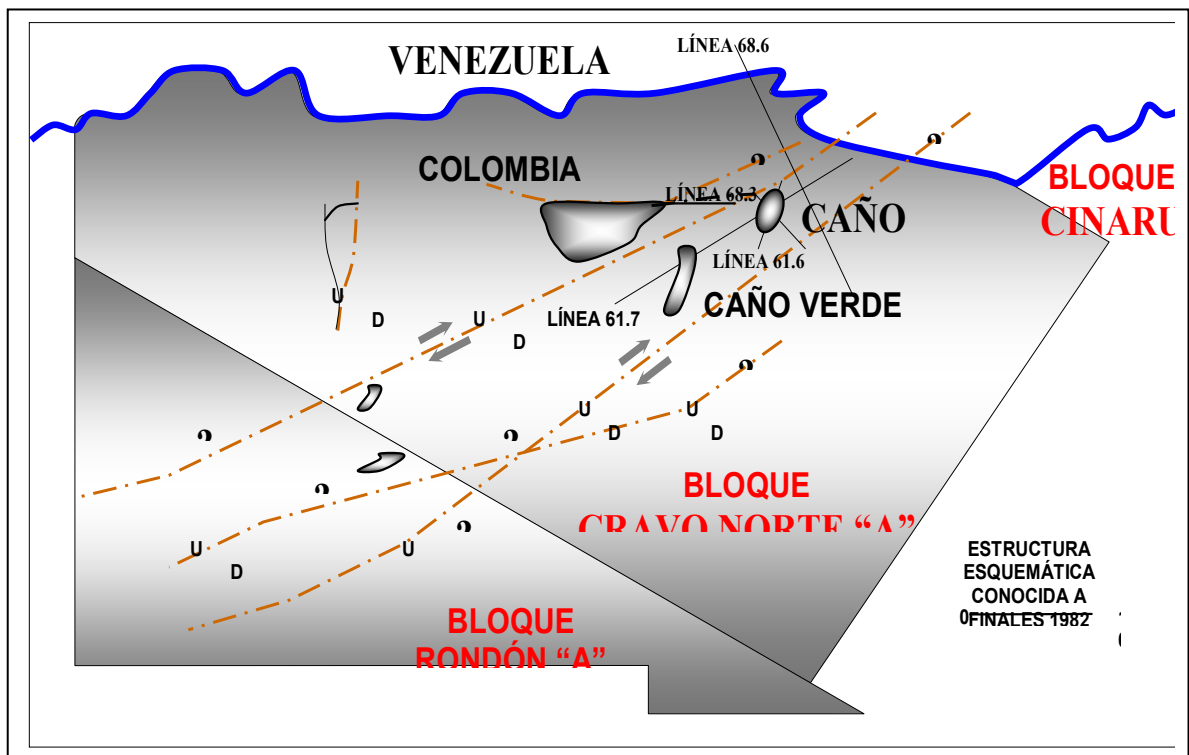
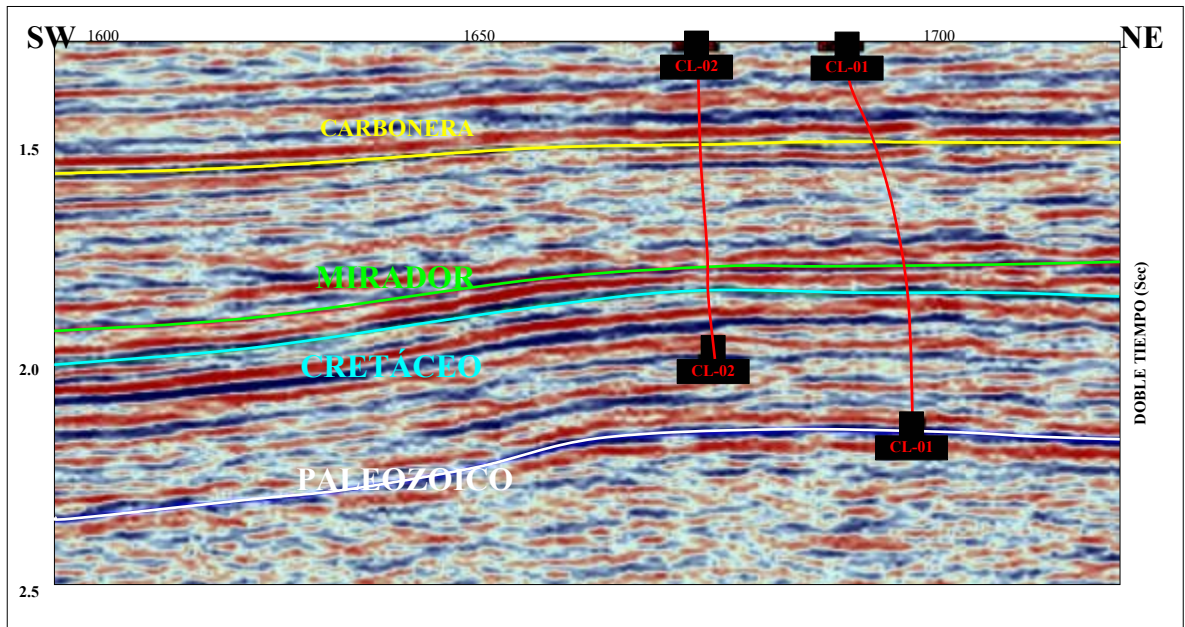
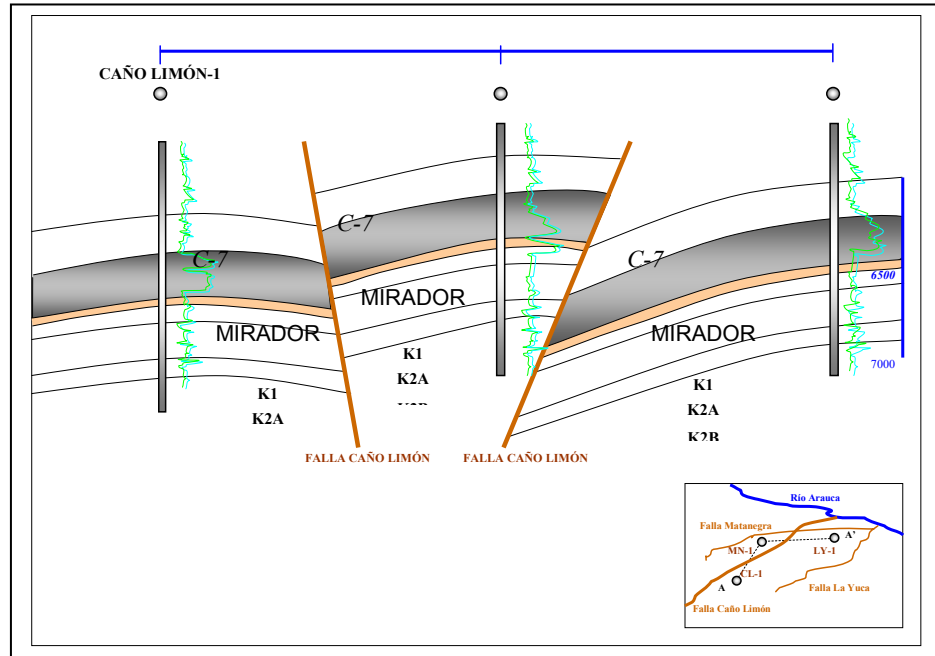


Figura 4. Línea sísmica 61.7 de Caño Limón



1.3.3 Geología Estructural. El Campo comprende tres cierres estructurales, cada uno de ellos asociado a un área productiva, denominados Caño Limón, Matanegra y La Yuca. Estas estructuras parecen haber sido formadas por el movimiento lateral de la Falla Caño Limón, que secciona el Campo de noreste a suroeste y por el desplazamiento asociado a las fallas convergentes de Matanegra y La Yuca. Adicionalmente el Campo Caño Limón está relacionado con la Falla de Arauca que es de corta extensión y corre paralela al río Arauca en la parte norte del Campo. Las fallas Matanegra, Arauca y La Yuca circundan el campo definiendo sus límites noroeste, norte y sureste respectivamente.

Figura 5. Sección estructural de Caño Limón



Fuente: Occidental de Colombia, Inc.

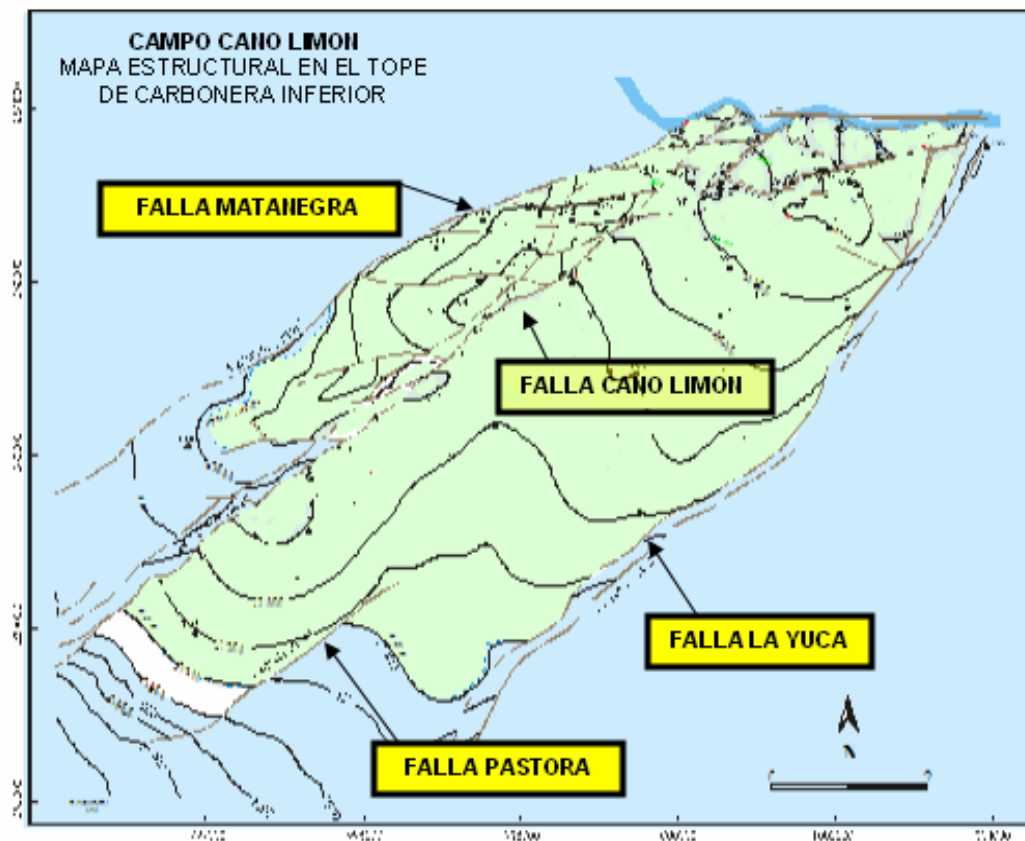
La Falla Normal Matanegra se desprende de la Falla Caño Limón al sur del río Arauca y se extiende en una dirección suroeste, por aproximadamente ocho kilómetros. El máximo desplazamiento vertical es de 61 metros (200 pies).

La Falla Inversa La Yuca se extiende sub – paralelamente a la de Caño Limón por aproximadamente 35 kilómetros. Tiene un desplazamiento vertical de hasta 274 metros (900 pies).

La falla Arauca tiene una dirección este – oeste a lo largo de un segmento del río Arauca uniendo las fallas Matanegra y La Yuca en el extremo norte del Campo. Esta falla normal tiene el bloque caído hacia el norte.

Las Fallas Caño Limón, Matanegra y la Yuca dividen el Campo en dos bloques productores de petróleo. El bloque más grande está limitado por las fallas de Caño Limón y la Yuca y se denomina bloque Caño Limón – La Yuca; el bloque adicional denominado Matanegra está limitado por las fallas de Caño Limón y Matanegra, estas tres fallas son consideradas sellantes.

Figura 6. Mapa Estructural del Campo Caño Limón.



Fuente: Occidental de Colombia, Inc.

1.3.3.1 Estructura Caño Limón – La Yuca. Esta compuesta por pliegues anticlinales con cabeceo sudoeste unidos entre sí por una área sinclinal. Estos pliegues son estructuras de buzamientos leves.

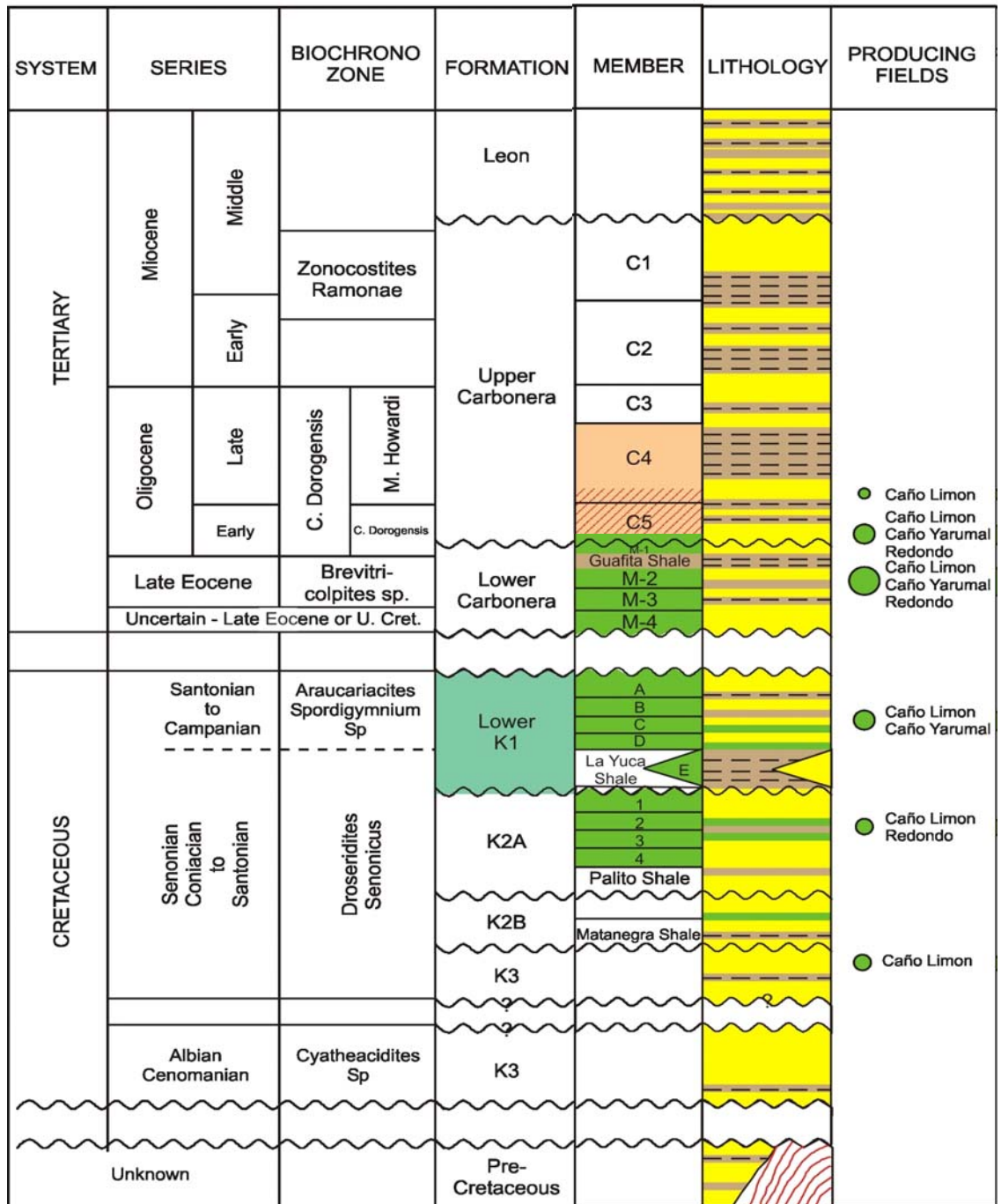
El cierre estructural de estos pliegues es de 91 metros (300 pies) en Caño Limón y 180 metros (590 pies) en La Yuca.

1.3.3.2 Estructura Matanegra. El bloque norte esta limitado por las fallas Matanegra y caño limón en el área más alta del campo con un cierre vertical total de 91 metros (300 pies). Esta área contiene el mayor número de zonas productivas. La estructura Matanegra es un yacimiento separado de la estructura de Caño limón – La Yuca y tiene por lo tanto un contacto agua – aceite diferente.

1.3.4 Estratigrafía. La sección estratigráfica se extiende desde el precretáceo al Cretáceo reciente, comprende 2804m (9200 pies) de columna sedimentaria. La información estratigráfica del Precretáceo está limitada a datos obtenidos a partir de la perforación de únicamente cuatro pozos, ya que los restantes han sido perforados hasta la base de la sección cretácea.

Tres discordancias principales se reconocen en la secuencia estratigráfica del campo: una basal que separa la sección precretácea de los sedimentos del Cretáceo Superior; una media entre el Cretáceo Superior y el Mirador Eoceno, que es el principal evento sísmico de rastreo, y una superior entre el Mirador y la sección basal de la formación Carbonera del Oligoceno.

Figura 7. Columna Estratigráfica del Campo Caño Limón.



Fuente: Occidental de Colombia, Inc.

La discordancia basal Paleozoico-Cretáceo marca la ausencia de sedimentos del Paleozoico Superior y del Triásico. La discordancia principal media marca la

ausencia de la formación Barco-Cuervos que esta presente en la parte profunda de la cuenca al occidente. En cuanto a los estratos productores, comprenden cuatro formaciones sedimentarias, la Formación Carbonera inferior/Mirador de edad Eoceno, es la que presenta relevancia en cuanto a producción se refiere. Contiene el 80% del petróleo total in situ del Campo. La otras formaciones productoras son el K1, K2A (denominadas de esta manera de acuerdo a la nomenclatura de la Compañía) de edad cretácea tardía (cenoniano) y la formación Carbonera Superior de edad Oligoceno. Estos estratos se subdividen después de acuerdo a las características litológicas y petrofísicas identificables. La tabla 1 muestra la subdivisión estratigráfica de las zonas productoras del Campo Caño Limón.

Tabla 1. Subdivisión estratigráfica de las zonas productoras

EDAD	FORMACION	MIEMBRO	AREAS PRODUCTORAS*	ESPEJOR (mt-pies)
Oligoceno Temprano a Mioceno Medio	Carbonera Superior	Superior C4 Basal C5	CL-LY CL-LY-MN	9-30 10-30
Cretáceo Superior a Eoceno Tardío	Carbonera Inferior (Mirador)	M1A M1B M1C1 M1C2 M2A M2B M3A M3B M3C M4A M4B	CL-LY-MN CL-LY-MN CL-LY-MN CL-LY-MN CL-LY-MN CL-LY-MN CL-LY-MN CL-LY-MN CL-LY-MN CL-LY-MN CL-LY-MN	80-260
Cretácico	LK1	K1	A MN B MN-LY C MN-LY D MN-LY E MN-LY	76-250
Cretácico		K2A	1 MN 2 MN 3 MN 4 MN	76-250

*Las abreviaciones CL, LY, MN significan Caño Limón, La Yuca y Matanegra respectivamente.

A, B, C, D, E: Arenas pertenecientes al miembro K1.

1, 2, 3, 4: Arenas pertenecientes al miembro K2A.

K1 y K2A son dos miembros del Cretáceo superior.

Fuente: Occidental de Colombia. Inc.

1.3.4.1 Precretáceo. En general esta sección comprende areniscas y lutitas arenosas, de posible edad paleozoica. En Colombia y en especial en el campo Caño Limón las secuencias estratigráficas con interés petrolífero se analiza a partir del Cretáceo Superior y es denominada cobertura productiva.

1.3.4.2 Cretáceo. Esta sección está compuesta principalmente por areniscas finas, con alto contenido de cuarzo acompañada con intercalaciones de arcillolitas. Su espesor es superior a 150 metros.

El Cretáceo se ha dividido en el Campo Caño Limón en cuatro unidades operacionales limitadas por discordancias, estas son la base del K3, K2A, K2B y K1.

- **Cretácico K3.** Este miembro posee buenas características petrofísicas: Podría corresponder a la sección Albiana Cenomaniana de las cuencas septentrionales de Venezuela. La división del Cretácico en los miembros K3, K2 y K1 son de carácter práctico, por tal razón no se relacionan con otras unidades del Cretácico en regiones cercanas.
- **Cretácico K2.** Posee dos unidades arenosas regresivas en medio de arcilla, identificados por K2A y K2B. El reservorio K2A en general es homogéneo y presenta buena continuidad lateral. El espesor aproximado de esta unidad es de 82 metros (270 pies). El cretácico K2 fue depositado en un ambiente marino y por contenido palinológico se le atribuye una edad Cenoniana.
- **Cretáceo K1.** Está constituida por intercalaciones de arena, en su mayoría macizas, calcáreas y lutitas. Presentan permeabilidades más bajas que otras arenas productivas. Su correlación en el área del campo se considera buena. La base de esta unidad es tomada por un límite discordante debido a interpretaciones de registros eléctricos, análisis ambientales y datos bioestratigráficos. El techo

está limitado por una discordancia entre el Cretácico y el Terciario. El espesor promedio de las arenas K1 es de 250 pies.

1.3.4.3 Terciario. En el Campo Caño Limón esta sección se encuentra conformada por cuatro formaciones a saber: Carbonera Inferior, Carbonera Superior, León y Guayabo; compuestas generalmente por areniscas arcillosas, areniscas arcólicas, cuarcíticas, por arcillolitas y algunas intercalaciones de lutitas. Su espesor promedio aproximado es de 7600 pies.

- **Formación Carbonera Inferior.** Estas arenas son deltáicas de amplia distribución y están presentes en todos los pozos perforados hasta hoy. Se han dividido en seis unidades correlacionadas con el objeto de optimizar su explotación. Las arenas de Carbonera Inferior/Mirador presentan excelentes características petrofísicas, son productivas en todas las estructuras de Caño Limón, su espesor promedio es de aproximadamente 260 pies. Esta conformada por areniscas, las cuales constituyen los dos tercios de la formación, presentan granos de cuarzo de tamaño medio a conglomerático con buena selección, alternando con niveles de lutitas y arcillolitas. Intercalaciones de arcillas y lutitas, dividen la formación en cuatro miembros, de acuerdo a la nomenclatura de la compañía de la base al tope los miembros M4, M3, M2, M1 con el fin de optimizar la explotación a su vez los miembros anteriores se han subdividido. En general, las areniscas son consideradas de buena calidad, presentan altas permeabilidades.

- **Formación Carbonera superior.** Esta formación está conformada por areniscas de grano grueso a medio y de regular a buena selección, son reconocidas como areniscas deltáicas de canal. Está compuesta por cinco miembros, estos son de la base al tope: C5, C4, C3, C2 y C1 y hasta el momento las únicas productivas en el campo han sido C5 y C4, las cuales tienen un espesor

promedio de 248 pies en el área de Caño Limón y la Yuca y de 214 pies en la estructura de Matanegra.

- **Formación León.** Es una formación no productora ya que se encuentra conformada casi en su totalidad por lutitas. Localmente se encuentra una serie de areniscas de unos 60 pies de espesor en la mitad de la formación. León presenta un espesor de 460 pies y aumenta hacia el sur-occidente. La edad de ésta formación es Mioceno Medio.

- **Formación Guayabo.** Esta formación reposa discordantemente sobre la Formación León. Esta compuesta principalmente de arcillolitas abigarradas, lutitas pardas y grises con intercalaciones de areniscas arcillosas con partes conglomeráticas. Su espesor promedio es de 5400 pies en el campo. Hasta el momento no se han encontrado hidrocarburos en esta formación, la edad corresponde al Mioceno. La figura 7 muestra la columna estratigráfica del campo.

1.3.5 Geología del Petroleo²

1.3.5.1 Roca Generadora. Análisis geoquímicos realizados en muestras de aceites del Campo Caño Limón indican que estos provienen principalmente de sedimentos marinos ricos en materia orgánica, a diferencia de los crudos producidos por otros campos ubicados en áreas cercanas en la misma cuenca.

La fuente de generación de los aceites producidos en el área de Caño Limón aún no ha sido definida, se cree que esta fuente podía ubicarse en sedimentos profundos hacia el oeste de la cuenca (Piedemonte Llanero) o en las cuencas vecinas de Venezuela.

1.3.5.2 Roca Almacenadora. Las unidades K1 y K2 del cretáceo y Carbonera inferior/Mirador y superior del terciario son en general las rocas almacenadoras en el Campo. (Ver Figura 7: Columna estratigráfica)

1.3.5.3 Roca Sello. El sello del Campo esta conformado por las arcillas del la formación Carbonera Superior y por las diferentes fallas del mismo.

1.3.5.4 Tipo de Trampa. El entrapamiento de aceite esta controlado en general por las fallas, sin embargo, algunas acumulaciones de hidrocarburos son de carácter sedimentario. En conclusión, las acumulaciones de aceite en el área de Caño Limón son de tipo estructural, definiéndose algunos entrapamientos sedimentarios siempre controlados por las fallas.

1.3.6. Análisis de corazones. Las propiedades promedias del reservorio fueron computadas por las mas prominentes unidades depositacionales, las cuales fueron identificadas en las secciones de Carbonera superior e inferior y del Cretáceo K1 y K2-A. Estas arenas fueron corazonadas en el pozo Matanegra F. Se encontraron las siguientes características:

1. Excelente calidad de reservorio aluvial y canales distribuídos en los sistemas Carbonera y Cretáceo K1 con un promedio de porosidad de 29.6% y una permeabilidad promedio horizontal del *plug* de corazón de 2650 md bajo 4300 Lpc de presión de confinamiento.
2. Buena calidad de reservorio producto de depósitos de “Frente de playa” de las arenas del Cretáceo con una porosidad promedio de 27.1 % y una permeabilidad promedio de 1825 md bajo una presión de confinamiento de 4300 Lpc.

3. De moderada a baja calidad, en canales con depositación de baja energía con una porosidad promedio de 26% y una permeabilidad horizontal promedio de 775 md.

4. De pobre a baja calidad dentro de los estratos de las arenas del Cretáceo con una porosidad promedio de 22.6% y una permeabilidad promedio de 510 md.

5. De pobre a bajo calidad de reservorio en las arenas del K2-A con una porosidad promedio de 24.1% y una permeabilidad de 619 md.

La mayoría de los corazones (77%) fueron extraídos del Sistema Cretáceo. El 16% de los corazones fueron de la formación K1 y el 61% de la formación K2-A. Este es evidenciado por la presencia de numerosas limolitas y la presencia de 10 a 20% de glauconita en las arenas cretácicas bioturbadas.

En la figura se muestran los diferentes ambientes depositacionales presentes en las arenas de el campo.

1.3.7 ARCILLAS PRESENTES EN LAS ARENAS

Figura 9. Corte delgado de las arenas de Caño Limón.



Fuente: Occidental de Colombia, Inc

Como se puede ver en la anterior figura, el porcentaje de arcillas (Ilita y Kaolinita) es muy bajo. Esto es indicación de una baja y pobre cementación, causal de una alta producción de arena en algunos pozos. Además, podemos afirmar que el hinchamiento de arcillas no es un problema mayor a la hora de la perforación de pozos nuevos en el campo.

1.4 CARACTERIZACION DEL YACIMIENTO

La evaluación de las propiedades petrofísicas de las áreas Matanegra, La Yuca y Caño Limón se ha llevado a cabo con un minucioso análisis de un completo set de perfiles eléctricos tomados a los diferentes pozos de estas áreas. Adicionalmente, en los corazones disponibles se han realizado pruebas de rutina para obtener

porosidad y permeabilidad de las arenas, así como análisis especiales para determinar las propiedades dinámicas del yacimiento.

1.4.1 Porosidad. Los valores de porosidad de las áreas productivas del Campo Caño Limón son altos observándose los mayores valores en la Formación Carbonera Inferior, los cuales oscilan entre 23% y 26% en todo el campo. Las arenas C5 de la Formación Carbonera y el miembro cretáceo K2 siguen a Carbonera Inferior en los valores de la porosidad.

La tabla 2, resume las porosidades promedio, ponderando por espesor para cada uno de los yacimientos del campo; estos valores han sido determinados a partir de la correlación establecida entre las porosidades medidas en los núcleos y las calculadas de los registros eléctricos.

1.4.2 Permeabilidad. Los valores de permeabilidad se han determinado con base en análisis de presiones obtenidos en pruebas de formación, de producción y análisis de corazones.

Las permeabilidades mas altas corresponden a las arenas de la Formación Carbonera Inferior, las cuales tienen un valor promedio de cinco darcys.

Para las arenas K1 los valores promedio de permeabilidad son de un darcy, y las arenas del K2 presentan valores promedio de dos darcys.

1.4.3 Saturación de los Fluidos. Los análisis de las muestras indican que las formaciones petrolíferas se encuentran a una presión superior a la presión de burbuja y por consiguiente sólo fluidos líquidos, petróleo y agua, pueden estar contenidos en ellas.

Las saturaciones de agua y petróleo se determinan con base en la evaluación de registros eléctricos y en la utilización de programas que incorporan parámetros de porosidad y arcillosidad de los reservorios.

Una saturación residual de petróleo (Sor) promedio del 18% ha sido determinada para la Formación Carbonera Inferior/Mirador con base en permeabilidades relativas para el sistema de drenaje. En la tabla 2 se relaciona los valores de saturación de petróleo promedio para cada formación, estos han sido ponderados por porosidad y espesor neto productivo.

Tabla 2. Porosidades y saturaciones promedio para el campo Caño Limón

AREA	FORMACION	POROSIDAD %	SATURACION DE ACEITE %
CL	Carbonera Superior	20.6	67.0
	Carbonera Inferior/Mirador	23.8	76.9
LY	Carbonera Superior	21.3	74.9
	Carbonera Inferior/Mirador	23.8	76.9
	K1	19.9	37.3
MN	Carbonera Superior	25.1	50.0
	Carbonera Inferior/Mirador	26.8	70.4
	K1	19.9	37.3
	K2	24.6	73.2

1.4.4 Propiedades de los Fluidos. Análisis PVT muestran que los fluidos se encuentran a una presión superior a la presión de saturación (50 lpca), lo que indica la presencia solo de fases líquidas en la producción. Por ésta razón el yacimiento de Caño Limón es subsaturado y no se presentará gas libre en el yacimiento. El gas en solución medido en el laboratorio (Rs) es inferior a 15 PCN/BN. El bajo contenido de gas contribuye a la baja compresibilidad del

petróleo por lo cual se espera un mínimo aporte de energía al yacimiento por expansión del petróleo.

Tabla 3. Características del Yacimiento

Características de el Yacimiento	
<i>Profundidad promedio</i>	7600 pies
<i>Area</i>	8900 acres
<i>Espesor neto con petróleo</i>	150 pies
<i>Presión inicial (7100' BNM)</i>	3213 Lpca
<i>Temperatura (7100' BNM)</i>	207 °F
<i>Permeabilidad</i>	5000 mD
<i>Porosidad</i>	25%
<i>Saturación de agua</i>	25%

Fuente: Occidental de Colombia. Inc.

La viscosidad del petróleo a condiciones iniciales del yacimiento (3200 lpcas, 200° F) ha sido obtenida en el laboratorio determinándose un rango de valores de 2.4 a 6.9 cp. En cuanto a la gravedad API, se determinó que varía entre 26.9 y 32.4° API a condiciones de superficie.

El crudo de Caño Limón se clasifica entre aceite aromático intermedio y nafténico parafínico.

Tabla 4. Composición típica del aceite

COMPONENTE	% MOLAR
Ácido sulfhídrico	0.00
Anhídrido carbónico	0.27
Nitrógeno	0.11
Metano	0.05
Etano	0.03
Propano	0.21
Isobutano	0.33
n-butano	0.62
Iso-pentano	0.75
n-pentano	0.72
Hexano	1.61
Heptano +	95.30

Fuente: Occidental de Colombia. Inc.

Tabla 5. Características de los fluidos

Características de los Fluidos	
<i>Gravedad API del petróleo</i>	<i>29 °API</i>
Gravedad específica	0.8794
Densidad condensado (C. Limón)	0.725 gr/cc
Densidad Diesel	0.8551 gr/cc
Gravedad API Diesel	31.8 a 60 °F
Densidad agua (C. Limón)	0.998 gr/cc
Densidad crudo (C. Limón)	0.8801 gr/cc
<i>Presión de burbuja</i>	<i>50 Lpca</i>
<i>Presión de vapor a 60 F:</i>	<i>5.5 Kpa</i>
<i>Vapor pressure @ 60 F:</i>	<i>0.8 Lpca</i>
<i>Punto de fluidez:</i>	<i>35 °F</i>
<i>Punto de inflamación:</i>	<i>45 °F</i>
<i>Gas en solución</i>	<i>8 PCS/BF</i>
<i>FVF a 207 °F y 3200 Lpca</i>	<i>1.05 BN/BF</i>
<i>Viscosidad del petróleo a 207 ° F y 3200 Lpca</i>	<i>4 cp</i>
<i>Poder calorífico</i>	<i>BRUTO = 44.75 MJ/Kgr. NETO = 42.22 MJ/Kgr. / 18129 BTU/LB</i>
<i>Punto de ebullición crudo de Caño Limón</i>	<i>41 °C</i>

Fuente: Occidental de Colombia. Inc.

Tabla 6. Elementos asociados al crudo de Caño Limón

Elementos Asociados al Crudo de Caño Limón	
Azufre (sulfur)	0.52 % masa
Carbon (carbon)	5.7 % masa
Ceniza (ash)	0.01 % masa
Calcio (calcium)	3 mg/kg
Cobre (copper)	0.2 mg/kg
Hierro (iron)	6 mg/kg
Magnesio (magnesium)	0.8 mg/kg
Niquel (nickel)	37.2 mg/kg
Sodio (sodium)	8.2 mg/kg
Vanadio (vanadium)	13.3 mg/kg
Nitrógeno (nitrogen)	0.24 %masa
Sal (salt)	2.8 gr./m3
NC5 Insoluble	5.58%masa
NC7	3.97 %masa

Fuente: Occidental de Colombia. Inc.

El petróleo original in situ (OOIP) para el campo Caño Limón se calculó en 1.4 MM bbls basado en cálculos volumétricos y en interpretaciones geológicas vigentes.

1.5 PROGRAMA DE MONITOREO Y PRUEBAS DE CAMPO

El programa de adquisición de datos continuo y el monitoreo se implementó con el fin de mantener un estricto control sobre el comportamiento de presión y producción de cada pozo y cada unidad independiente de producción y vigilar el avance del frente de agua. Con ese objeto se implementaron las siguientes pruebas:

- Pruebas de producción para cada pozo.
- Medidas de presión con el probador múltiple de formación en cada pozo nuevo para evaluar diferencias de presión en cada capa.
- Registros de producción en cada pozo nuevo y en cada pozo después de un reacondicionamiento, para determinar contribución y corte de agua de cada zona.

Para supervisar el comportamiento de los yacimientos fue necesario equipar el ensamblaje de fondo de bombeo electrosumergible con un sistema de paso lateral conocido como herramienta en “Y”. Por encontrarse la bomba en la parte inferior de la tubería de producción, se hace imposible poder pasar cualquier herramienta, de modo tal que esta herramienta en “Y” es necesaria en el caso de tener que correr dentro del pozo cualquier tipo de herramienta, como por ejemplo la empleada en la toma de registros de producción, los cuales presentan alto grado de utilización en todos los pozos de la asociación Cravo Norte.

1.6 LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

Basados en los estudios de simulación de yacimientos realizados se determinó que el levantamiento con Bombeo Electrosumergible (ESP) era el método más adecuado de producción para ser utilizado en el desarrollo del Campo Caño Limón, principalmente por los altos caudales de producción y profundidades de las formaciones productoras.

En dichos estudios se analizaron otras posibilidades como el Bombeo Mecánico, el cual no fue implementado debido a la presencia de pozos direccionales además de los altos caudales esperados y el Gas Lift que se descartó por la ausencia de gas en la zona.

1.7 PRESIONES DEL CAMPO

El comportamiento de la presión en las áreas de Caño Limón, la Yuca, y Matanegra se ilustra en la tabla 7. Como se puede observar, la presión promedio del yacimiento ha caído entre 700 psi y 1350 psi en comparación con la presión original del yacimiento (3,350 psi) en Carbonera inferior.

Tabla 7. Presiones Promedias Arenas Campo Caño Limón

ARENAS	ÁREA	PRESIÓN PROMEDIO (PSIA)	CAÍDA DE PRESIÓN (PSI)
C4-C5	MATANEGRA	2,500	700
M1A-M1C2	MATANEGRA	2,200	1,000
M3C-K1-K2	MATANEGRA	1,850	1,350
C4-C5	CL-LY	2,450	750
M1A-M1C2	CL-LY	2,350	850
M2A-M2C	CL-LY	2,450	800
M3A-M3C	CL-LY	2,450	750
M4A-M4B	CL-LY	2,450	750
K1A-K1E	CL-LY	2,200	750

Fuente: Occidental de Colombia. Inc.

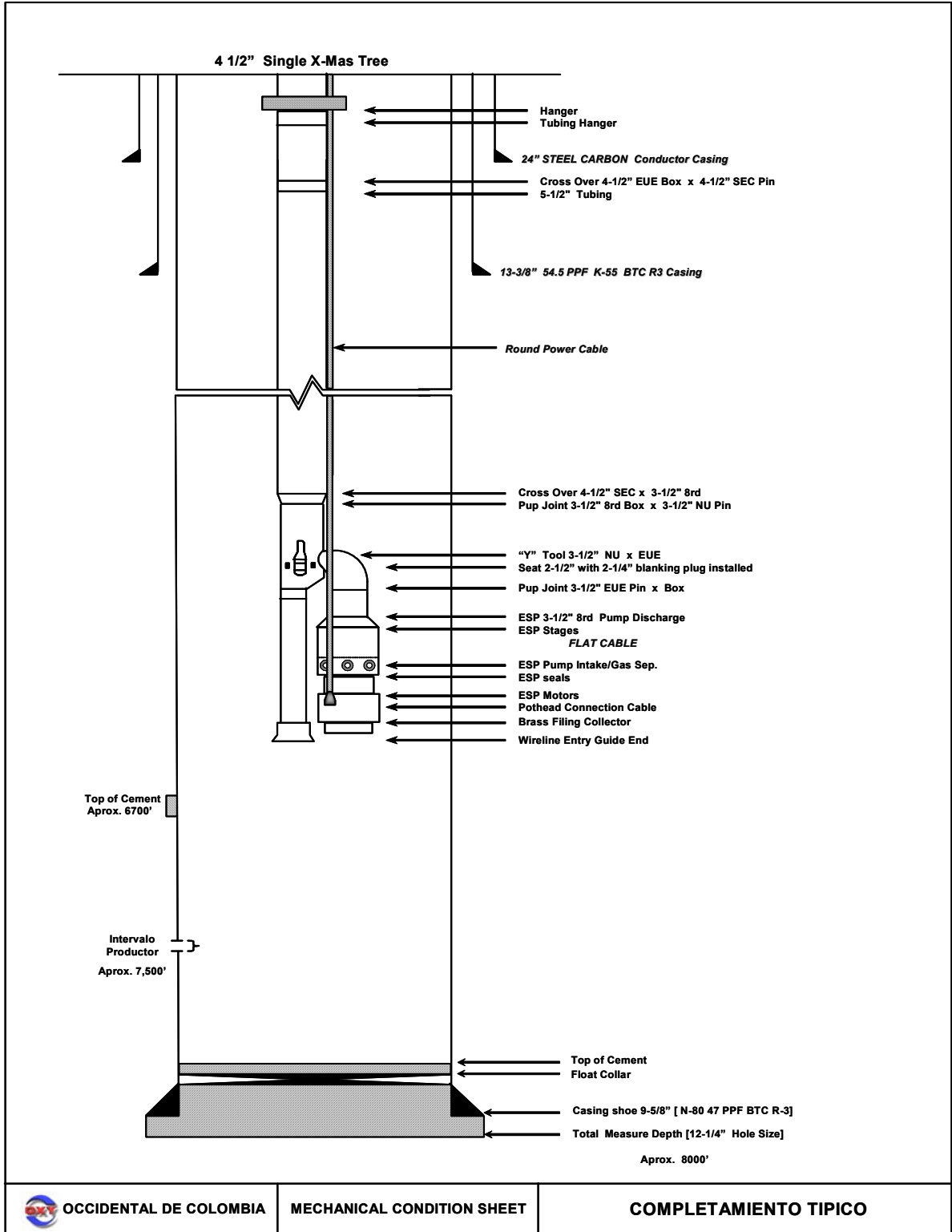
Las presiones mostradas en la tabla anterior son promedias y varían de acuerdo con la posición estructural del pozo, el bloque y el área donde se encuentre. Entre más cerca se encuentre el pozo del acuífero, mayor será la presión de sus arenas.

1.8 COMPLETAMIENTO TIPICO DE POZO

En promedio los pozos del campo Caño Limón alcanzan una profundidad total de 8,000 pies y el cañoneo se realiza aproximadamente a los 7,500 pies (figura 10). El revestimiento de superficie llega a los 800 pies de profundidad y el revestimiento promedio de los pozos es de $9\frac{5}{8}$ de pulgada el cual alcanza la profundidad total del pozo.

Todos los pozos productores emplean el sistema de bombeo electrosumergible como medio de levantamiento artificial. El ensamblaje de las bombas Electrosumergibles se ubica generalmente a una profundidad de 3,000 pies. Y las tuberías de producción van desde diámetros internos de 5 $\frac{1}{2}$ " para caudales superiores a los 20,000 BFPD hasta 3 $\frac{1}{2}$ " en los pozos de bajo caudal.

Figura 10. Completamiento típico de un pozo en Caño Limón



1.9 FACILIDADES DE PRODUCCION

Para el manejo de la producción del campo Caño Limón en la actualidad se cuenta con dos complejos llamados Facilidades de Producción Número 1 (*Production Facilities 1, -PF1-*, en Figura 11) con capacidad para tratar 280,000 BFPD y Facilidades de Producción Número 2 (*Production Facilities 2, -PF2-*, en figura 12) con capacidad para 1.500,000 BFPD donde se recoge y se procesa la producción del campo para finalmente bombear el crudo procesado al oleoducto “Caño Limón – Coveñas”.

Figura 11. Facilidades de producción Numero 1 (PF1).



Fuente: Occidental de Colombia, Inc

Al fluido que llega a estas facilidades de producción se le realiza un tratamiento de deshidratación con el fin de disminuir el corte de agua del crudo (figura 12); el agua que se extrae de este proceso recibe un tratamiento adecuado para poder ser depositada en los esteros. Una vez tratado el crudo, se envía a los tanques de almacenamiento, de donde es drenado luego de un tiempo de residencia, ya que se presenta separación de agua que aún queda mezclada con el aceite, ya que los Tratadores de Agua libre FWKO (*Free Water Knock Out*) no separan totalmente el agua del aceite. De allí que el crudo es finalmente llevado a PS1.

Para obtener una eficiente separación entre el agua y el aceite antes de ingresar los fluidos de pozo a tratamiento en las facilidades, se agregan productos químicos clarificantes y rompedores de emulsión que garantizan una eficiente separación.

Figura 12. Facilidades de producción Numero 2 (PF2)



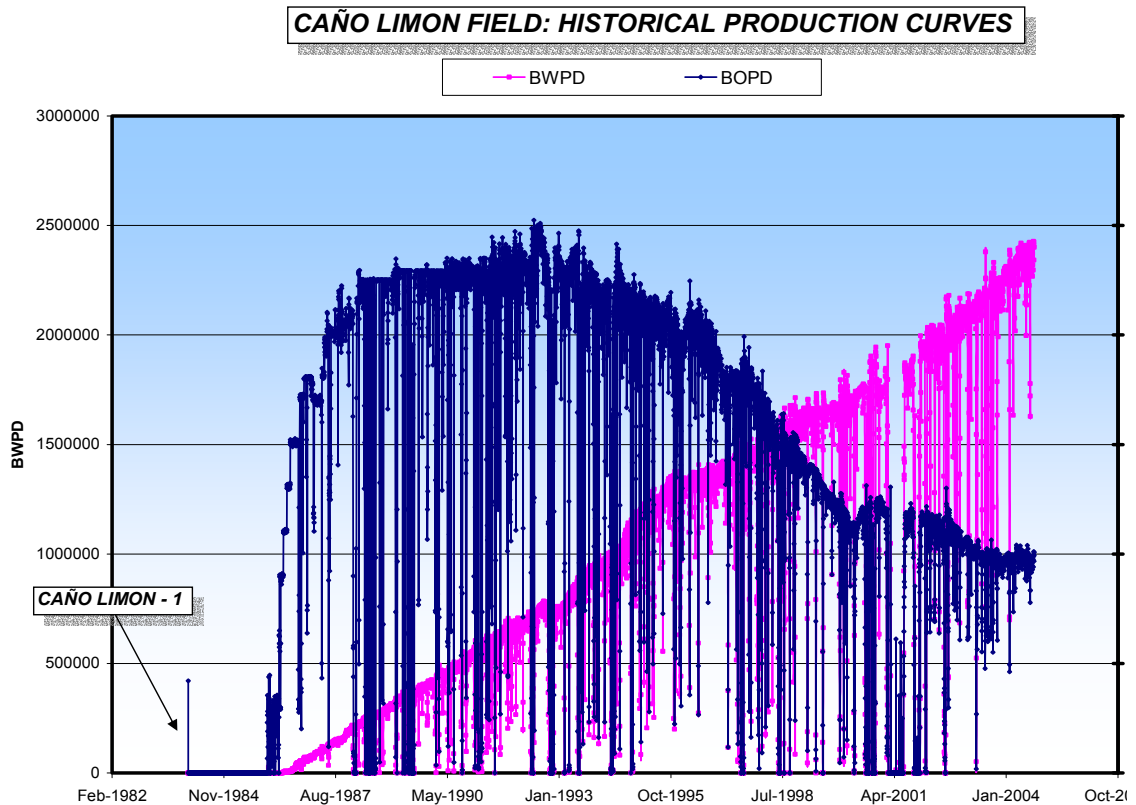
Fuente: Occidental de Colombia, Inc

1.10 ANTECEDENTES HISTÓRICOS DE PRODUCCIÓN

El campo Caño Limón se ha caracterizado por tener un alto empuje hidráulico, lo que le ha permitido mantener la presión en sus arenas. Sin este empuje la tasa de producción de aceite hubiera declinado rápidamente y el recobro del aceite original no hubiera sido el mismo sino que estaría muy por debajo del actual.

La Producción de agua solo llega a ser un problema cuando el empuje del acuífero está suministrando tanta agua que el corte de la misma alcanza valores entre 99% y 100%.

Figura 13. Comportamiento histórico de la producción en el campo Caño Limón.



2. ARENAS DEL CRETÁCEO⁵

2.1 ANTECEDENTES

Geológicamente, la Cuenca de los Llanos Orientales está limitada al norte por el Arco de Arauca, que la separa de la cuenca Barinas-Apure en Venezuela, al oriente por el Escudo de Guyana, al occidente por las fallas frontales de la Cordillera Oriental y al sur, por los altos de basamento constituidos por la Serranía de la Macarena y el Arco del Vaupés. La cuenca se caracteriza por un cinturón de plegamiento y cabalgamiento en el frente de montaña, una cuenca profunda inmediatamente al oriente y un escudo granítico cada vez más somero hacia el borde oriental.

El descubrimiento del Campo Caño Limón en 1983 y el proceso de desarrollo del mismo hasta nuestros días, han dejado como legado una gran cantidad de estudios acerca de la evolución tectono-estratigráfica de la cuenca de los Llanos Orientales, y especialmente del área de Cravo Norte, en el Departamento de Arauca.

2.2 ESTRATIGRAFIA

En la Cuenca Llanos Orientales, se ha identificado una secuencia sedimentaria de edad Proterozoico Tardío a Holoceno, que suprayace al borde occidental del Escudo de Guyana (basamento cristalino), y cuyo espesor va de 36000' en el extremo occidental a 10500' en el Oriental o piedemonte (*Base de datos Occidental de Colombia, Inc., 1988*).

⁵ *En cooperación con el Departamento de Geología, Occidental de Colombia, Inc.*

En el sector de Arauca, especialmente en Cravo Norte, las secuencias precretáceas no revisten interés económico, por lo cual se ha estudiado con detalle la estratigrafía desde el Cretácico, con una nomenclatura litoestratigráfica de unidades separadas por inconformidades dentro de las cuales, se realizan subdivisiones informales con criterios operacionales (según la distribución de las zonas productoras). De esta forma se han definido tres grandes unidades: **Secuencia Pre-Cretácica** (comprende Basamento Cristalino, Secuencia Paleozóica, y Capas Rojas del Triásico), Secuencia **Cretácica**, y **Secuencia Terciaria**.

Los topes estratigráficos de las grandes unidades, se vienen empleando sin cambios desde el descubrimiento del campo en 1983. Sin embargo los topes de las subunidades fueron modificadas en los últimos años; razón por la cual Occidental de Colombia, está reevaluando la información reunida durante el tiempo que lleva operando el campo para adaptarla a la nueva nomenclatura.

La nomenclatura estratigráfica empleada en Cravo Norte es correlacionable con las de otros operadores, en otras áreas de la cuenca (Figura 14).

2.2.1 Secuencia Pre-Cretácica

- **Basamento Cristalino.** Se trata de un complejo metamórfico de edad precámbrica, y pertenece al extremo occidental del Escudo de Guyana. Por no representar ningún interés económico a tales profundidades, solo ha sido mapeado mediante gravimetría y magnetometría. La menor profundidad que alcanza en el sector de Arauca es de 12000’.
- **Paleozóico.** Consiste en sedimentos clásticos y rocas de metamorfismo regional de bajo grado, como cuarcitas calcáreas y filitas. Su límite superior ha sido identificado mediante sísmica, como una superficie erosional que la pone en

contacto con la secuencia Cretácica, mientras que su límite inferior no es distinguible en la sísmica y solo puede suponerse como discordante sobre el basamento cristalino.

- **Triásico.** Se presenta localmente (solo fueron alcanzados por 3 pozos en Cravo Norte), y se trata de intercalaciones de areniscas cuarzosas con arcillolitas y limolitas arcillosas, de coloraciones parduscas, de carácter ferruginoso. Su espesor no supera los 1200', y mediante la sísmica, se determinó que está lateralmente restringida por los sedimentos Paleozoicos y suprayacida por la secuencia Cretácica.

2.2.2 Secuencia Cretácica. En general, la secuencia Cretácica en Cravo Norte, consiste en sedimentos siliciclásticos con influencia marina, cuyas edades han sido estimadas principalmente mediante palinoestratigrafía.

En Arauca, los sedimentos Cretácicos muestran espesores que varían entre los 1100' y 2100', con incrementos sucesivos en dirección E-W. El límite superior de la secuencia fue determinado con ayuda de la bioestratigrafía, y puede apreciarse también en la sísmica e incluso en los registros de pozo, siendo correlacionado con la inconformidad Cretácico-Terciario. La inconformidad del Cretácico basal, está bien marcada en la sísmica como su límite inferior. La secuencia Cretácica en Cravo Norte, ha sido dividida en cinco formaciones separadas cada una por inconformidades, las cuales se describen a continuación de más antigua a más joven.

Figura 14. Tabla de correspondencias entre la nomenclatura estratigráfica empleada por Occidental de Colombia en Cravo Norte (Arauca) y las otras compañías operadoras en la Cuenca de los Llanos Orientales.

EDAD	NOMENCLATURA						ESPESOR (pies)	
	PIEDEMONTES	META ECOPETROL	CASANARE ELF AQUITANE	ARAUCA INTERCOL OCCIDENTAL		META	ARAUCA	
PLEISTOCENO	FARALLONES	GUAYABO	GUAYABO	PALMAR	GUAYABO	3000 a 10000		
PLIOCENO								
MIOCENO								
	CAJA							
	DIABLO	LEON	LEON	LEON	LEON			
OLIGOCENO	SAN FERNANDO	CARBONERA	CARBONERA	CARBONERA	CARBONERA			
EOCENO TARDIO	MIRADOR	T2	MIRADOR	MIRADOR	CARBONERA INF.	80	260	
PALEOCENO	SOCHA/CUERVOS	/ / / /	CUERVOS	CUERVOS	/ / / /	500	0 a 950	
	SOCHA/CUERVOS SS		BARCO	BARCO				
MAASTRICHTIANO CAMPANIANO SANTONIANO CONIACIANO CENOMANIANO ALBIANO APTIANO	GUADUAS	GUADALUPE	K1	GUADALUPE	GUADALUPE	K1	150 a 600	500 a 800
	GUADALUPE			GACHETA				
	CHIPAQUE		ARENISCAS INFE.	K3				
	UNE				UNE			

Fuente: Occidental de Colombia, Inc.

Formaciones K3 Inferior y K3 Superior

Se trata de dos secuencias de areniscas y lodolitas fluviodeltáticas de edad Albiano-Cenomaniano, separadas por inconformidades, que alcanzan un espesor de cerca de 250 metros (800 ft). En Cravo Norte, tanto su contacto inferior con el basamento, como el superior con la Fm K2, son inconformes. Equivale a la Fm Une y a pesar de contar con buenas cualidades petrofísicas, solo K3 Superior es productora en el campo Caño Limón.

Formaciones K2A y K2B

Consisten en intercalaciones de cuarzoareniscas y areniscas calcáreas con shales, con un importante contenido de glauconita, cuyos ambientes de depositación han sido determinados como frente de playa inferior para el K2B, y una secuencia que va de canales mareales a llanura de playa y playa posterior para el K2A. Sus edades corresponden al intervalo Coniaciano–Santoniano. En Cravo Norte, su espesor varía alrededor de los 82 metros (270 ft), y solo K2A produce en los Campos Caño Limón y Redondo. Tanto su tope como su base, son inconformes. Toda la unidad K2 es equivalente a la Fm. Chipaque.

Formación K1 Inferior (LK1)

En Cravo Norte, la parte superior de la unidad K1 (Upper K1) esta ausente; para encontrarla, hay que salir de los límites occidentales de este bloque. Por esta razón, en Cravo Norte solo se le llama: “K1”, y sus miembros no llevan el prefijo “Lower”.

La unidad K1, está compuesta principalmente por intercalaciones de areniscas y escasas calizas con shales, cuyo ambiente de depositación ha sido determinado como transicional a marino somero. Su edad ha sido calculada de Santoniano a Campaniano, mediante palinoestratigrafía, con especímenes de Araucariacites Sp. y Spordigymnium Sp. El espesor alcanza en promedio 95 metros (313 ft) en los campos Caño Limón y La Yuca, y 75 metros (247 ft) en el campo Matanegra. Esta unidad es equivalente al Grupo Guadalupe, encontrada también por otros operadores en la Cuenca de los Llanos Orientales.

El contacto superior de K1 se encuentra marcado por el paso de un ambiente de depositación transicional a uno continental y la pérdida de sección estratigráfica desde el Campaniano hasta el Eoceno Temprano a Medio (según datos palinoestratigráficos) por lo cual, ha sido interpretado como inconforme. Su base

también ha sido definida como inconforme, debido a contrastes notorios en las respuestas de los registros eléctricos, los abruptos cambios de litología y los datos bioestratigráficos.

K1 ha sido subdividida en cinco miembros (Figura 7): K1A, K1B, K1C, K1D y K1E. Los cuatro primeros son predominantemente arenosos, mientras que el último (K1E) es principalmente arcilloso, representando una barrera regional al flujo vertical que también es conocida como “La Yuca Shale”. Solamente los miembros K1B y K1C son productores, en los campos Caño Limón y Caño Yarumal.

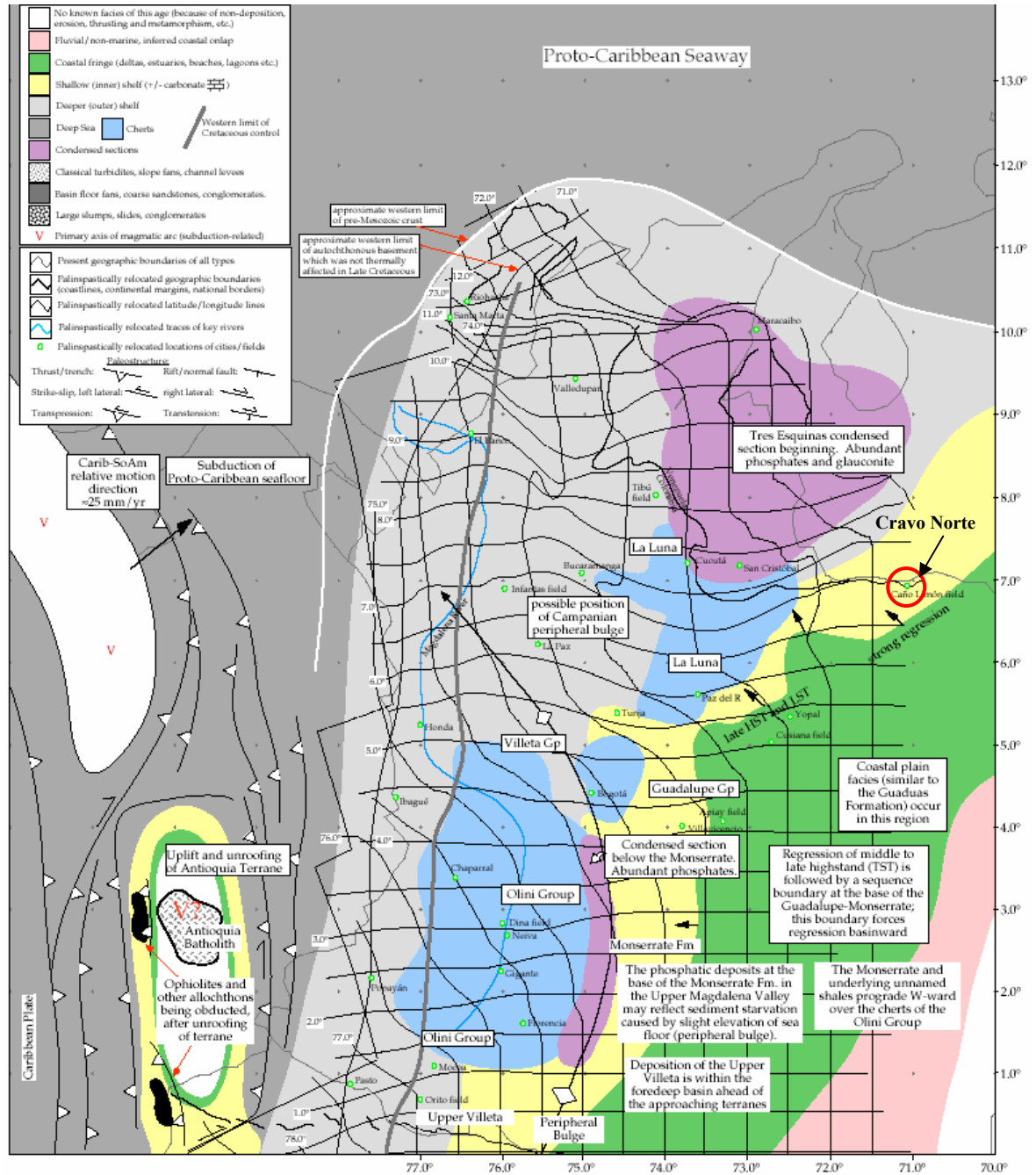
Miembro Cretácico K1C

El Miembro Cretácico K1C no ha sido estudiado en detalle. Además de los estudios exploratorios y de desarrollo inicial como el de Gabela (1985) y Cleveland & Molina (1991) entre otros, todas las reconstrucciones paleoambientales que se han realizado acerca del Cretácico en Cravo Norte han sido a escala de Formación. El Miembro K1C solo ha sido dividido con un criterio operacional, en las siguientes subunidades: *K1C1*, *K1C1S*, *K1C2* y *K1C2S*.

El marco paleogeográfico para el Santoniano-Campaniano sitúa al área de Cravo Norte en un ambiente marino somero, cuya franja se extiende desde el Noreste hacia el Suroeste, la cual corresponde al Grupo Guadalupe, a cuyos niveles superiores equivale el Miembro K1C. En el estudio de Correa (1993), se determinó que el ambiente de depositación de la Fm K1 iba desde prodelta en la parte basal, a frente de playa superior en barras progradantes en canales mareales en el tope. Por su parte, en el estudio de Serrano y & Urrego (1996) por ejemplo, se identificaron en la Fm K1 depósitos de plataforma marina somera con alta influencia mareal, con parasecuencias que van de un TST (Transgressive System Tract) en la parte basal, a un HST (Highstand System Tract).

Figura 15. Mapa Paleogeográfico de Colombia, durante el Santoniano-Campaniano Temprano.

Nótese la localización del Area Cravo Norte en un ambiente de depositación marino somero (franja amarilla), que corresponde al Grupo Guadalupe.



Fuente: Occidental de Colombia.

2.2.3 Secuencias Terciaria - Cuaternaria

▪ Formación Carbonera Inferior

La componen cuerpos de arenas interestratificados con lodolitas, cuyo ambiente de depositación ha sido definido como deltáico con dominio fluvial. Se encuentra subdividido en cuatro zonas: M1, M2, M3 y M4. Tiene un espesor total de alrededor de 280 ft en el (85 m) en los campos Caño Limón y La Yuca, y de cerca de 215 ft (66m) en el campo Matanegra.

El intervalo de lodolita llamado “Guafita Shale” separa el miembro M1 de los subyacentes, y representa una barrera regional para el movimiento vertical de los fluidos (Cleveland & Molina, 1991). Su edad, según datación de palinomorfos, corresponde a Eoceno medio-tardío a Oligoceno temprano. Es equivalente a la Fm. Mirador.

▪ Formación Carbonera Superior

Con un espesor promedio de 1300 ft (460 m), la Fm. Carbonera Superior consiste principalmente en arcillolitas y arenas de canales meandriformes, especialmente en la parte basal. Su edad, con base en palinoestratigrafía, ha sido estimada en Oligoceno a Mioceno medio, y esta dividido en cinco miembros: C1, C2, C3, C4 y C5, los cuales a pesar de ser continuos en la cuenca, localmente tienen poca conectividad.

▪ Formación León

Con un color predominantemente gris verdoso y un espesor promedio de 800 ft (250m), esta unidad consiste casi totalmente en lutitas, y en menor proporción, limolitas, areniscas y lutitas carbonosas. Su edad ha sido estimada en Mioceno medio.

- **Formación Guayabo**

Con un espesor promedio de 5000 ft, a esta unidad la componen principalmente dos juegos de litologías: en la parte basal, una secuencia de arcillolitas interestratificadas localmente con capas de arenas, limolitas, lutitas carbonosas e incluso algunos lentes de carbón, y en la parte superior, un paquete con mayor proporción de arenas, y también algo de limolitas y lutitas carbonosas. Su edad corresponde a Mioceno tardío a Plioceno.

- **Cuaternario**

Suprayaciendo a la Fm. Guayabo, solo se encuentran depósitos aluviales y fluviales de arenas y gravas arcillosas, no consolidadas.

3. CONCEPTOS BASICOS SOBRE REVESTIMIENTOS

3.1 GENERALIDADES

Los revestimientos utilizados en campos petroleros se encuentran estandarizados por la API (American Petroleum Institute). Su tamaño varia de 4-1/2 a 20 pulgadas, donde su tamaño nominal lo da el diámetro externo. La API ha especificado los tamaños y el desempeño de sus propiedades y estos datos se pueden encontrar en las tablas API. Hay otros tipos, tamaños, pesos y grados disponibles en la industria que no están cubiertos por las especificaciones API.

Debido a la alta inconsolidación de las arenas en el campo Caño Limón y con el objetivo principal de un gran caudal de producción por pozo, en el campo es de uso general, y en gran mayoría, el completamiento de pozo con casing 9-5/8" (diámetro externo), 47 lpp (densidad, libras por pie), N-80 (Tipo de aleación), rosca BTC (Buttress Thread Casing), R3 (rango 3 en longitud).

Figura 16. Casing 9-5/8", 47#/ft, BTC R3 utilizado en Caño Limón.



En algunos pozos se ha utilizado casing de 7”, 26 lpp, N-80, BTC, R3, pero solo llegan a ocupar el 4% del total de los pozos en el campo.

Tabla 8. Propiedades Físicas del Casing utilizado en Caño Limón

<i>Díámetro Externo</i> <i>in</i>	<i>Díámetro Interno</i> <i>in</i>	<i>Masa Nominal Lineal</i> <i>Lb/ft</i>	<i>Espesor de Pared</i> <i>in</i>	<i>Grado</i>	<i>Drift</i> <i>in</i>	<i>Resistencia al Colapso</i> <i>psi</i>	<i>Punto de cedencia tubería</i> <i>lbm</i>	<i>Punto de cedencia interno</i> <i>psi</i>
9.625	8.681	47.00	0.472	N-80	8.525	4750	1086000	6870

Fuente: API Bulletin 5C2, “Bulletin on Performance Properties of Casing, Tubing and Drill Pipe”

En la especificación API 5CT, “*Specification for Casing and Tubing*”, se especifica lo siguiente:

1. Proceso de Manufactura
2. Composición Química
3. Propiedades Mecánicas
4. Procedimientos para pruebas
5. Dimensiones, pesos y longitudes
6. Roscas y Conectores
7. Inspección y
8. Marcación

3.2 PROCESO DE MANUFACTURA

Los Casing son fabricados por medio de un proceso sin costuras o por medio de un soldado eléctrico. El proceso sin costura es una pieza completa y continua a la cual se le da tamaño para cumplir con las especificaciones API. El proceso de

soldadura eléctrica utiliza láminas cortadas al tamaño necesario. Las láminas son luego unidas por medio de una soldadura de resistencia eléctrica. Ambos procesos cumplen con las especificaciones API.

3.3 COMPOSICIÓN QUÍMICA DE LOS CASINGS

Todos los casings fabricados con las especificaciones API, estarán conformados con los requerimientos químicos encontrados en la Tabla 9.

3.4 PROPIEDADES MECÁNICAS DEL CASING

Las propiedades mecánicas de los casings API se muestran en la Tabla 10. La designación para cada grado es una letra seguida de un número. Las letras fueron escogidas arbitrariamente para mostrar una distinción entre los grados. El número designa el mínimo esfuerzo de cedencia mostrado en la Tabla 9. Por ejemplo, K-55 tiene un mínimo yield strength de 55,000 psi. El mínimo yield strength es el esfuerzo tensil requerido para producir una elongación de 0.5% de la longitud del casing (Excepto para P-110 y P-105 que es de 0.6% y para Q-125 que es de 0.65%).

Tabla 9. Requerimientos químicos para casings y tubings. Los valores están en porcentaje en peso.

0 Grupo	1 Grado	2 Tipo	3 Carbono		4 Manganeso		5 Molibdeno		6 Cromo		7 Níquel	8 Cobre	9 Fósforo	10 Azufre	11 Silicio
			min	max	min	max	min	max	min	max	max	max	max	max	max
1	H-40												0.030	0.030	
	J-55												0.030	0.030	
	K-55												0.030	0.030	
	N-80												0.030	0.030	
2	C-75	1		0.50		1.90	0.15	0.40	1	1	1	1	0.030	0.030	0.45
	C-75	2		0.43		1.50							0.030	0.030	0.45
	C-75	3	0.38	0.48	0.75	1.00	0.15	0.25	0.80	1.10			0.030	0.030	
	C-75	9Cr		0.15	0.30	0.60	0.90	1.10	8.00	10.0	0.50	0.25	0.020	0.010	1.00
	C-75	13Cr	0.15	0.22	0.25	1.00			12.0	14.0	0.50	0.25	0.020	0.010	1.00
	L-80	1		0.43 ²		1.90					0.25	0.35	0.030	0.030	0.45
	L-80	9Cr		0.15	0.30	0.60	0.90	1.10	8.00	10.0	0.50	0.25	0.020	0.010	1.00
	L-80	13Cr	0.15	0.22	0.25	1.00			12.0	14.0	0.50	0.25	0.020	0.010	1.00
	C-90	1		0.35		1.00		0.75		1.20	0.99		0.020	0.010	
	C-90	2		0.50		1.90		NL		NL	0.99		0.030	0.010	
	C-95			0.45 ³		1.90							0.030	0.030	0.45
	T-95	1		0.35		1.20	0.25 ⁴	0.85	0.40	1.50	0.99		0.020	0.010	
	T-95	2		0.50		1.90					0.99		0.030	0.010	
3	P-105												0.030	0.030	
	P-110												0.030	0.030	
4	Q-125	1		0.35		1.00		0.75		1.20	0.99		0.020	0.010	
	Q-125	2		0.35		1.00		NL		NL	0.99		0.020	0.020	
	Q-125	3		0.50		1.90		NL		NL	0.99		0.030	0.010	
	Q-125	4		0.50		1.90		NL		NL	0.99		0.030	0.020	

¹Para el grado C-75, Tipo 1, Cromo, Níquel y Cobre combinados no deben exceder el 0.50%.

²El contenido de Carbono para L-80 puede ser incrementado a 0.50% max. Si el producto es templado con aceite.

³El contenido de carbono para C-95 puede ser incrementado a 0.50% max. Si el producto es templado con aceite.

⁴El contenido de Molibdeno para el grado T-95, Tipo 1 puede ser disminuido a 0.15% mínimo si el espesor de la pared es menor a 0.700 pulgadas.

NL = Sin limite.

Fuente: API Spec 5CT.

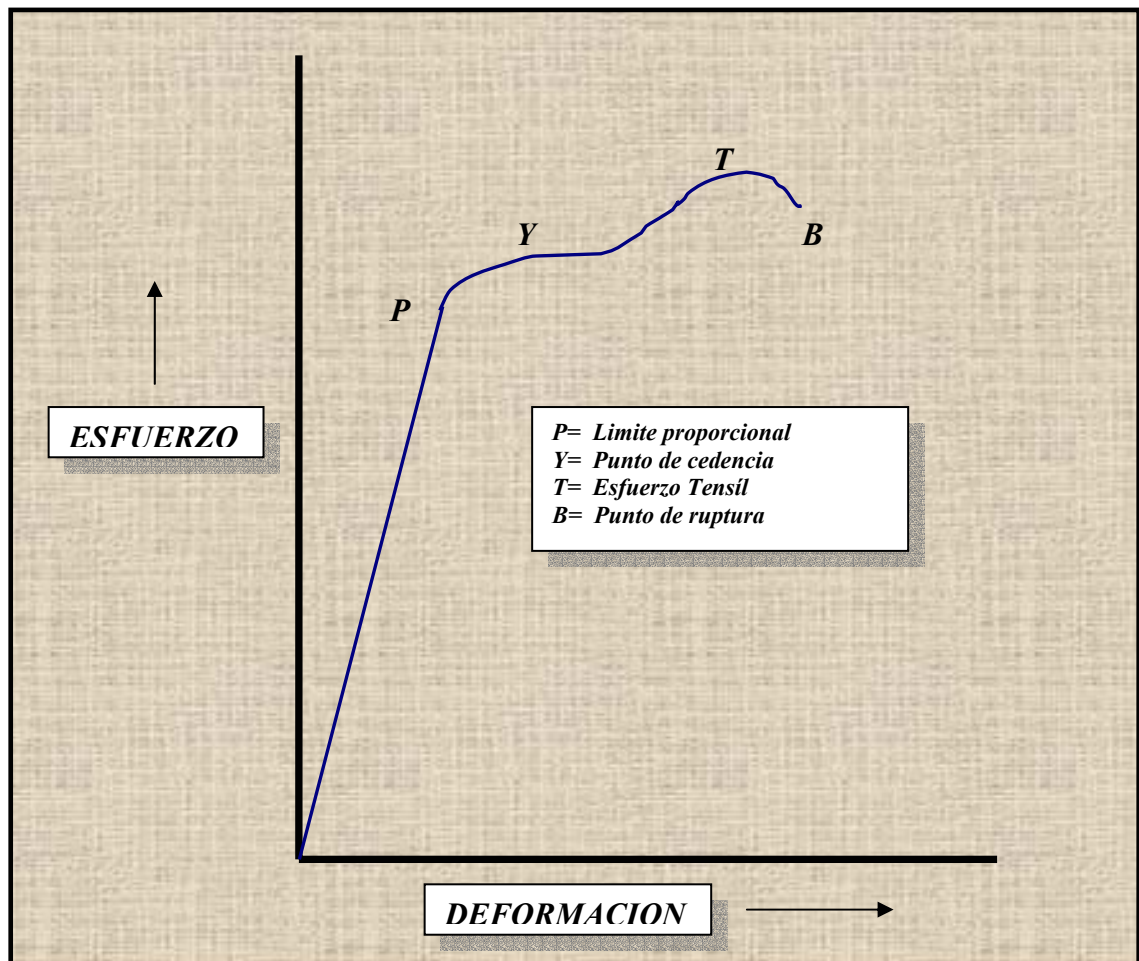
Tabla 10. Requerimientos de tensión y Dureza para Casing y Tubing

1	2	3	4		5		6		7		8	9
Grupo	Grado	Tipo	Esfuerzo de cedencia				Esfuerzo Tensil		Dureza		Pared Especificada Espesor Pulgadas	Dureza Permitida Variación HRC
			min.		Max		min		Max			
			psi	Mpa	psi	Mpa	psi	Mpa	HCR	BHN		
1	H-40		40,000	276	80,000	552	60,000	414				
	J-55		55,000	379	80,000	552	75,000	517				
	K-55		55,000	379	80,000	552	95,000	655				
	N-80		80,000	552	110,000	758	100,000	689				
2	C-75	1,2,3	75,000	517	90,000	620	95,000	655				
	C-75	9Cr	75,000	517	90,000	620	95,000	655	22	237		
	C-75	13Cr	75,000	517	90,000	620	95,000	655	22	237		
	L-80	1	80,000	552	95,000	655	95,000	655	23	241		
	L-80	9Cr	80,000	552	95,000	655	95,000	655	23	241		
	L-80	13Cr	80,000	552	95,000	655	95,000	655	23	241		
	C-90	1,2	90,000	620	105,000	724	100,000	690	25.4	255	0.500 o menos	3.0
	C-90	1,2	90,000	620	105,000	724	100,000	690	25.4	255	0.501 –0.749	4.0
	C-90	1,2	90,000	620	105,000	724	100,000	690	25.4	255	0.749 –0.999	5.0
	C-90	1,2	90,000	620	105,000	724	100,000	690	25.4	255	1.0 o mas	6.0
	C-95		95,000	655	110,000	758	105,000	724				
	T-95	1,2	95,000	655	110,000	758	105,000	724	25.4	255	0.500 o menos	3.0
	T-95	1,2	95,000	655	110,000	758	105,000	724	25.4	255	0.501 –0.749	4.0
	T-95	1,2	95,000	655	110,000	758	105,000	724	25.4	255	0.749 –0.999	5.0
3	P-105		105,000	724	135,000	931	120,000	827				
	P-110		110,000	758	140,000	965	125,000	862				
4	Q-125		125,000	860	150,000	1035	135,000	930			0.500 o menos	3.0
	Q-125		125,000	860	150,000	1035	135,000	930			0.501 –0.749	4.0
	Q-125		125,000	860	150,000	1035	135,000	930			0.75 o mas	

Fuente: API Spec 5CT.

El esfuerzo tensil, punto de cedencia y esfuerzo de deformación para un material se muestran en la figura 17. El esfuerzo tensil (deforma llamado como esfuerzo final) es el punto máximo de la curva esfuerzo –deformación. El esfuerzo de ruptura es donde se parte la tubería.

Figura 17. Diagrama Típico Esfuerzo – Deformación para un acero dúctil.



3.5 DIMENSIONES, PESOS Y LONGITUDES

La API especifica las dimensiones, pesos y longitudes para los casings. Los casings son designados por su diámetro externo y su diámetro interno varía dependiendo del espesor de su pared. Por ejemplo, un casing 5½”, 20#/pie tiene

un diámetro externo de 5½ in con un diámetro interno de 4.778 in. La API admite ciertas tolerancias en el diámetro externo, espesor de pared, peso y drift. Estas tolerancias son:

Tabla 11. Tolerancias permitidas por la API

Diámetro Externo, OD	
4 pulgadas y menor	±0.031 in.
4½ pulgadas y mayor	+1.000% a -0.50%
Espesor de pared, t	-12.5%
Peso	
Longitudes sencillas	+6.50% a -3.5%
Cargas totales	-1.75%

Fuente: Occidental de Colombia, PetroSkills Program, "Drilling Practices"

Diámetro Interno, ID: Está gobernado por el diámetro externo y las tolerancias en peso.

Diámetro del Drift: Es el mínimo diámetro interno que permite que pase una herramienta de una longitud especificada. El diámetro del drift siempre es más pequeño que el diámetro interno.

Longitud: Los casings vienen en tres longitudes:

- Rango 1: 16 a 25 pies en longitud
- Rango 2: 25 a 34 pies en longitud
- Rango 3: 34 a 48 pies en longitud

La mayoría de los casings utilizados en la industria son Rango 3, porque a mayor longitud minimiza la cantidad de conexiones y se reduce el tiempo necesario para correr casing.

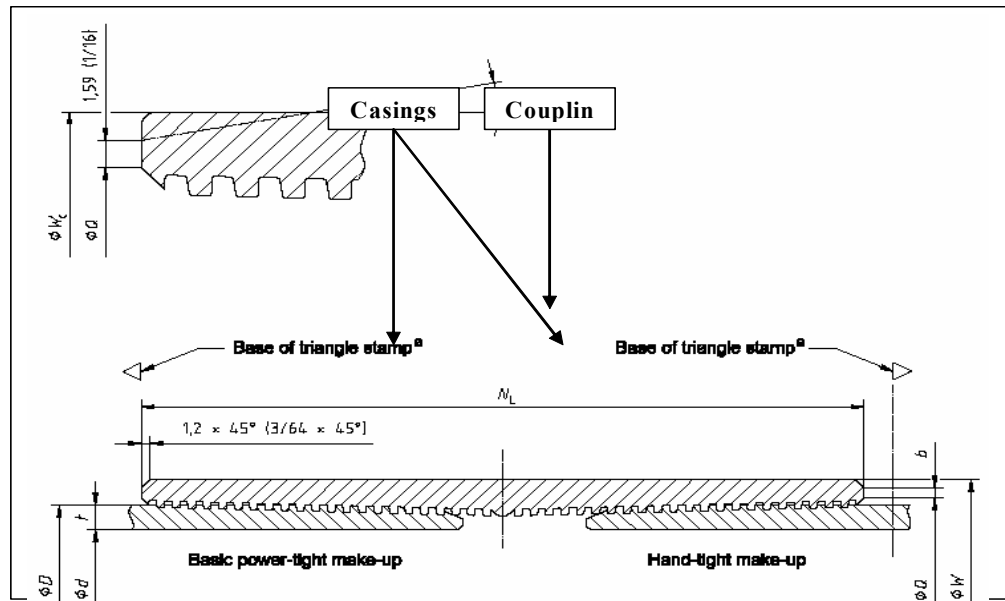
3.6 ROSCAS

La API reconoce cuatro tipos de roscas. Estas son:

1. Rosca Short 8 round
2. Rosca Long 8 round
3. Rosca Buttress thread y
4. Rosca Extreme line

Las roscas Short y long y sus conectores (ST&C y LT&C respectivamente) tienen rosca redonda con ocho hilos por pulgada; de aquí su nombre, "eight round thread". La rosca ST&C es una rosca mas pequeña que la LT&C y por ende, mas débil. Las roscas ST&C y LT&C son las roscas predominantes usadas en la industria porque son fáciles de manufacturar, tienen un bajo costo y son bastante confiables. La rosca 8-round es siempre más débil que la conexión al cuerpo de la tubería, así que el casing siempre se diseña basado en los esfuerzos de las conexiones.

Figura 18: Esquema rosca BTC



Fuente: API Specification 5CT

Las roscas ST&C y LT&C junto a la rosca Buttress (BT&C) son enroscadas y acopladas a la tubería. Como se puede ver en la figura, el conector no hace parte de la tubería, sino que es fabricado separadamente. El conector será de el mismo grado que el de la tubería, a menos que el comprador lo requiera de un grado mas alto.

Figura 19. Rosca BTC.



Las conexiones BTC son usadas en inyección geotérmica debido a su resistencia a la compresión. Los pozos de alta temperatura a menudo pasan de extremos de tensión a compresión durante los ciclos de inyección y producción. Las roscas redondas no son aconsejables para este tipo de aplicaciones.

La conexión extreme line es diferente de las ya nombradas ya que hace parte integral del cuerpo de la tubería. Una conexión integral significa que al casing se le recorte parte de su pared para poder formar la rosca. Esto hace necesario que el espesor aumente en la parte final de la junta, y así, entre más grueso sea la pared, más fuerte será la conexión. Debido a el pequeño OD de la conexión esta hace que se pueda utilizar en áreas restringidas, pero hacen de ella una conexión débil.

La conexión Extreme-Line utiliza un mecanismo de sello metal – metal al final de cada pin y en la base de cada caja. Esta conexión también utiliza hilos cuadrados como los de la rosca Buttress, pero es más costosa de fabricar ya que la tolerancia es muy pequeña para que se pueda producir el sello.

3.7 MARCADO

Todos los casings fabricados bajo las especificaciones API deberán estar debidamente marcados y estampillados con marcas de identificación que refieran, por lo menos, al fabricante, a la especificación 5CT, al tamaño, peso por pie, grado, proceso de manufactura y tipo de rosca. Por ejemplo una junta de 7", 38#/pie, Q-125, LTC fabricada por ABC deberá estar marcada así:

ABC Spec 5CT 7 38 Q-1 S 0001 LCSG

- ABC es el fabricante.
- Spec 5CT es requerido para todas las tuberías fabricadas bajo las especificaciones API.
- 7 es el OD.
- 38 es el peso por pie.
- Q-1 es el grado y tipo.
- S es el proceso de manufactura:
 - (S) Seamless (sin costura)
 - (E) Electric Welded (soldadura eléctrica).
- 0001 es el numero serial de la junta.
- LCSG significa "API long round thread" (rosca larga y redonda).



































El casing también lleva códigos de colores para fácilmente y visualmente identificar el grado. Una o dos bandas de colores se pintan sobre la tubería a una distancia no mayor a dos pies del conector o la caja. Los códigos de colores se muestran a continuación en las siguientes graficas:

Figura 20. Código de colores para el casing y los conectores utilizados en Caño Limón.

Nótese que la tubería se está “conejeando”, con el fin de calibrarse y cerciorarse de que no tiene basura en su interior.



Figura 21. Código de colores para grados API 5CT.

CODIGO DE COLORES PARA GRADOS API 5CT						
TUBO						
Grado	Tipo	1ra. Banda	2da. Banda	3ra. Banda	4ta. Banda	Ejemplo
H40		Negra *				 * o ninguna
J55 tubing		Verde Brillante				
J55 casing		Verde Brillante				
K55		Verde Brillante	Verde Brillante			 
M65		Verde Brillante	Azul			 
N80	1	Roja				
	Q	Roja	Verde Brillante			 
L80	1	Roja	Marrón			 
	9Cr	Roja	Marrón	Amarilla	Amarilla	   
	13Cr	Roja	Marrón	Amarilla		  
C90	1	Púrpura				
	2	Púrpura	Amarilla			 
T95	1	Plateada				
	2	Plateada	Amarilla			 
C95		Marrón				
P110		Blanca				
Q125	1	Naranja				
	2	Naranja	Amarilla			 
	3	Naranja	Verde			 
	4	Naranja	Marrón			 

Fuente: TenarisSiderca

4. TRATAMIENTO UNIAXIAL Y BIAxIAL PARA ESFUERZOS ACTUANTES SOBRE EL REVESTIMIENTO

4.1 ANTECEDENTES

El comportamiento del fenómeno del colapso del casing es un tema que ha sido ampliamente estudiado por la industria petrolera, pero pocos cambios se han implementado sobre esta materia. Desde que la API publicó la “Recommended Practice 5C3” en la década de 1960’s con las ecuaciones uniaxiales para casings bajo estallido, colapso y tensión, estas ecuaciones se han mantenido sin modificaciones desde aquel entonces.

Un colapso es la falla que le ocurre a una tubería cuando un stress externo excesivo es aplicado sobre ella. Este mecanismo de colapso es mucho más complejo que un estallido debido a presión interna, ya que este está influenciado por muchos más factores. Se ha aplicado la teoría clásica de elasticidad y se encontró el stress radial y tangencial sobre la pared de la tubería, aunque no es la respuesta ideal ya que deja muchos vacíos que llenar, máxime que de esta manera se maneja el problema únicamente en un plano bidimensional (radial y tangencialmente).

Las ecuaciones resultantes de estos modelos es llamada la presión de colapso basadas en el esfuerzo de cedencia (las cuales veremos más adelante) o las ecuaciones de Lamé.

Jhonson, Jellison, y Klemmech (1986) demostraron que los stresses generados sobre el casing son *triaxiales* en lugar de biaxiales o uniaxiales como se presentan por la API en sus ecuaciones. Los tres stresses principales son entonces, *axial*, radial y tangencial. Es supremamente importante tener en cuenta para los cálculos los esfuerzos axiales actuantes sobre la sarta, ya sean de tensión o

compresión, debido a que tienen un alto impacto sobre la resistencia final de la tubería.

Un criterio aceptado en su totalidad es la aproximación basada en los conceptos de energía para los materiales dúctiles e isotropitos. De esta manera, la energía total elástica es dividida en dos partes: una asociada con los cambios volumétricos del material, y la otra, causante de distorsiones por esfuerzos de corte. Calculándose la energía de distorsión para el punto de cedencia como una simple tensión, se encuentra un criterio de stress combinado. Este modelo se simplifica después ignorando los stresses de corte, como por ejemplo, los inducidos por torsión. Este modelo final es el llamado modelo de Hencky – Von Mises, el cual se tratará de manera individual en un capítulo posterior.

En este capítulo se presentarán las ecuaciones propuestas por la API y utilizadas por la gran mayoría de la industria con el fin de diseñar la sarta de casing.

4.2 RESISTENCIA AL COLAPSO

La resistencia al colapso es el valor de desempeño más difícil de calcular. El modo de falla depende de la relación diámetro / espesor o D/t . Hay cuatro ecuaciones para la presión de colapso que gobiernan este comportamiento, las cuales son:

1. Presión de colapso para el esfuerzo de cedencia
2. Presión de colapso plástico
3. Presión de colapso transitiva
4. Presión de colapso elástico

4.2.1 Presión de colapso para el esfuerzo de cedencia. La ecuación para la presión de colapso se deriva de la ecuación de Lamé, donde el valor de la presión de colapso genera un esfuerzo de cedencia mínimo en la parte interior del tubo. La ecuación es la siguiente:

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

Esta ecuación es aplicable para valores de D/t menores a la intersección con la ecuación de colapso plástico. La intersección se puede calcular con la siguiente ecuación:

$$(D/t)_{yp} = \frac{\sqrt{(A-2)^2 + 8(B+C/Y_p)} + (A-2)}{2(B+C/Y_p)} \quad \text{Ecuación 2}$$

Los valores de D/t que pueden ser aplicados a la ecuación de colapso para el esfuerzo de cedencia se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 12. Rangos de D/t para las ecuaciones de presión de colapso para el Esfuerzo de cedencia

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

Los grados sin una letra no son grados API.

Fuente: API Bulletin 5C3

4.2.2 Presión de colapso Plástico. La ecuación de presión de colapso plástico y sus constantes se derivó de análisis de regresión estadística de pruebas realizadas para los tipos de revestimientos K-55, N-80 y P-110. Esta ecuación es:

$$P_p = Y_p \left[\frac{A}{D/t} - B \right] - C \quad \text{Ecuación 3}$$

Esta ecuación tiene un rango de aplicación para valores de D/t desde $(D/t)_{yp}$ a $(D/t)_{pt}$. Este rango de D/t se muestran en la siguiente tabla y la ecuación para $(D/t)_{pt}$ es:

$$(D/t)_{pt} = \frac{Y_p(A - F)}{C + Y_p(B - G)} \quad \text{Ecuación 4}$$

Tabla 13. Constantes y Rangos de D/t para las ecuaciones de presión de colapso plástico.

Grado	A	B	C	D/t
H-40	2.950	0.0465	754	16.40 - 27.01
-50	2.976	0.0515	1,056	15.24 - 25.63
J-K-55	2.991	0.0541	1,206	14.81 - 25.01
-60	3.005	0.0566	1,356	14.44 - 24.42
-70	3.037	0.0617	1,656	13.85 - 23.38
C-75 & E	3.054	0.0642	1,806	13.60 - 22.91
L-N-80	3.071	0.0667	1,955	13.38 - 22.47
C-90	3.106	0.0718	2,254	13.01 - 21.69
C-T-95 & X	3.124	0.0743	2,404	12.85 - 21.33
-100	3.143	0.0768	2,553	12.70 - 21.00
P-105 & G	3.162	0.0794	2,702	12.57 - 20.70
P-110	3.181	0.0819	2,852	12.44 - 20.41
-120	3.219	0.0870	3,151	21.21 - 19.88
Q-125	3.239	0.0895	3,301	12.11 - 19.63
-130	3.258	0.0920	3,451	12.02 - 19.40
S-135	3.278	0.0946	3,601	11.92 - 19.18
-140	3.297	0.0971	3,751	11.84 - 18.97
-150	3.336	0.1021	4,053	11.67 - 18.57
-155	3.356	0.1047	4,204	11.59 - 18.37
-160	3.375	0.1072	4,356	11.52 - 18.19
-170	3.412	0.1123	4,660	11.37 - 17.82
-180	3.449	0.173	4,966	11.23 - 17.47

Los grados sin una letra no son grados API.

Fuente: API Bulletin 5C3

4.2.3 Presión de colapso Transitiva. Cuando se desarrollan formulas para calcular la presión de colapso, los valores calculados usando las ecuaciones para esfuerzo de cedencia y para deformación plástica se intersectan. Desafortunadamente, esto no es cierto para las ecuaciones de deformación plástica y para la elástica. Se desarrolló, entonces, una ecuación de transición plástica/elástica la cual intersecta el valor de D/t donde el promedio de la ecuación de presión de colapso plástica da un valor de cero y es tangente a el valor mínimo de la presión de colapso elástica. La ecuación de transición es usada para calcular la presión de colapso entre su tangente a la curva de presión de colapso elástica y su intersección con la curva de presión de colapso plástica. La ecuación de transición es la siguiente:

$$P_t = Y_p \left[\frac{F}{D/t} - G \right] \quad \text{Ecuación 5}$$

La ecuación es aplicable para rangos D/t desde $(D/t)_{pt}$ a $(D/t)_{te}$ donde $(D/t)_{te}$ es igual a :

$$(D/t)_{te} = \frac{2 + B/A}{3B/A} \quad \text{Ecuación 6}$$

Los rangos de D/t y las constantes de la ecuación de presión de colapso transitiva se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 14. Constantes y Rangos de D/t para las ecuaciones de presión de colapso transitivo.

Grado	F	G	D/t
H-40	2.063	0.0325	27.01 - 42.64
-50	2.003	0.0347	25.63 - 38.83
J-K-55	1.989	0.0360	25.01 - 37.21
-60	1.983	0.0373	24.42 - 35.73
-70	1.984	0.0403	23.38 - 33.17
C-75 & E	1.990	0.0418	22.91 - 32.05
L-N-80	1.998	0.0434	22.47 - 31.02
C-90	2.017	0.0466	21.69 - 29.18
C-T-95 & X	2.029	0.0482	21.33 - 28.36
-100	2.040	0.0499	21.00 - 27.60
P-105 & G	2.053	0.0515	20.70 - 26.89
P-110	2.066	0.0532	20.41 - 26.22
-120	2.094	0.0565	19.88 - 25.01
Q-125	2.106	0.0582	19.63 - 24.46
-130	2.119	0.0599	19.40 - 23.94
S-135	2.133	0.0615	19.18 - 23.44
-140	2.146	0.0632	18.97 - 22.98
-150	2.174	0.0666	18.57 - 22.11
-155	2.188	0.0683	18.37 - 21.70
-160	2.202	0.0700	18.19 - 21.32
-170	2.213	0.0734	17.82 - 20.60
-180	2.261	0.0769	17.47 - 19.93

Los grados sin una letra no son grados API.

Fuente: API Bulletin 5C3

4.2.4 Presión de colapso Elástica. La ecuación de colapso elástica se derivó de la ecuación teórica desarrollada por W. O. Clinedinst en su paper titulado "A Rational Expression For The Critical Collapsing Pressure of Pipe under External Pressure" presentado en la reunión anual de la API Chicago en 1939. La ecuación se muestra a continuación:

$$P_e = \frac{46.95 \times 10^6}{(D/t)[(D/t) - 1]^2} \quad \text{Ecuación 7}$$

Los rangos de D/t para la ecuación de presión de colapso plástica se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 15. Rangos de D/t para las ecuaciones de presión de colapso elástico

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

Los grados sin una letra no son grados API.

Fuente: API Bulletin 5C3

4.3 EFECTOS DE STRESSES COMBINADOS O BIAXIALES.

Hasta este punto, todas las ecuaciones presentadas están basadas en un solo estado de stress axial, un estado donde solo uno de los tres stresses principales no es igual a cero. Sin embargo, la tubería dentro de un pozo está sujeta siempre a condiciones de cargas combinadas.

El principio fundamental para las fuerzas actuantes sobre un casing es que si los stresses sobre la pared de la tubería exceden el esfuerzo de cedencia del material, existirá una condición de falla. Por esto, el esfuerzo de cedencia es una medida del stress máximo permisible. Para evaluar la resistencia de la tubería bajo efectos combinados de stress, se compara el esfuerzo de cedencia uniaxial de la tubería con la condición de carga actual.

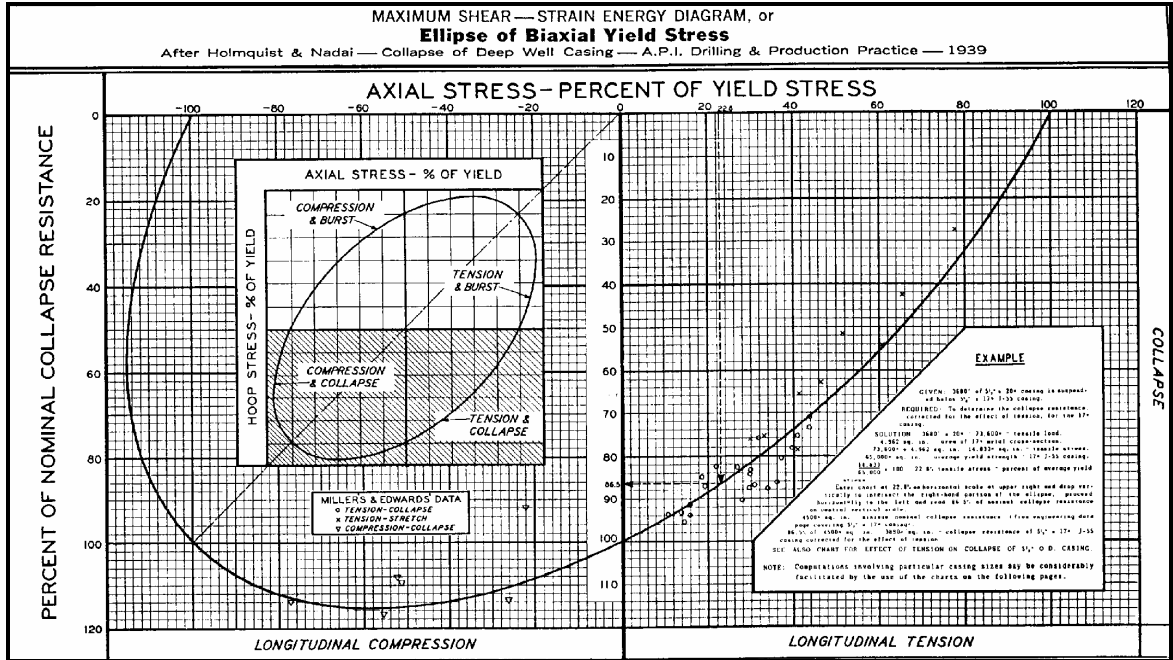
Como ya se mencionó en este trabajo, el criterio mas aceptado es el basado en la teoría de la distorsión máxima de la energía, mas conocida como la *condición de Huber-Hencky-Von Mises* o simplemente como *Von Mises, triaxial* ó *stress equivalente*, el cual se tratará de manera mas amplia en espacios posteriores.

La API utiliza una ecuación derivada de la de Hencky-von Mises para calcular un grado de stress axial equivalente. Después, el grado de stress axial equivalente es usado para calcular la presión de colapso. La ecuación para calcular el stress axial equivalente se puede encontrar en la norma API Spec 5C3 y es la siguiente:

$$Y_{pa} = \left[\sqrt{1 - 0.75(\sigma_a / Y_p)^2} - 0.5(\sigma_a / Y_p) \right] Y_p \quad \text{Ecuación 8}$$

Las ecuaciones de resistencia al colapso API no son validas para valores de stress equivalente (Y_{pa}) menores a 24,000 psi.

Figura 22. Elipse de esfuerzo de cedencia biaxial.



Fuente: Occidental de Colombia, “Drilling Practices” - PetroSkills Program

Como el esfuerzo de cedencia a utilizar es diferente, las constantes “A, B, C, F y G” no se pueden obtener de las tablas anteriormente presentadas. Los valores de D/t también van a cambiar porque el esfuerzo de cedencia hace parte de las ecuaciones para calcular los límites de D/t . Se deben entonces utilizar las tablas API llamadas “Minimum Collapse Resistance of Casing Under Axial Load”, para determinar la presión de colapso bajo tensión axial. Los cálculos para hallar la presión de colapso son tediosos y consumidores de tiempo, a menos que se programen en un computador.

Las ecuaciones para calcular las constantes “A, B, C, F y G” son las siguientes:

$$A = 2.8762 + 0.10679 \times 10^{-5} \times Y_p + 0.21301 \times 10^{-10} \times Y_p^2 - 0.53132 \times 10^{-16} \times Y_p^3 \text{ Ecuación 9}$$

$$B = 0.026233 + 0.50609 \times 10^{-6} \times Y_p \text{ Ecuación 10}$$

$$C = -465.93 + 0.030867 \times Y_p - 0.10483 \times 10^{-7} \times Y_p^2 + 0.36989 \times 10^{-13} \times Y_p^3 \text{ Ecuación 11}$$

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

Ecuación 12

$$G = \frac{FB}{A}$$

Ecuación 13

El método utilizado se muestra de una mejor manera por medio de un ejemplo.

Ejemplo

Dado: Casing 9⁵/₈", 47.00#/ft, N-80 con 5,000 ft de 9⁵/₈", casing 53.50#/ft colgando bajo de el (Tensión).

Determinar: Determinar la presión de colapso ajustada para el casing de 47.00#/ft.

Solución: La resistencia al colapso de el casing de 9⁵/₈", 47.00#/ft, N-80 sin tensión es de 4,760 psi (leída de las tablas API). Su diámetro interno es 8.681 in.

D/t será igual a:

$$(D/t) = \frac{OD}{(OD-ID)/2}$$

Ecuación 14

$$(D/t) = \frac{9.625}{(9.625 - 8.681)/2}$$

$$(D/t) = 20.39$$

El peso de el casing de 9⁵/₈" que cuelga bajo el será:

$$T = Wt \times L$$

$$T = 53.50 \times 5,000 = 267,500 \text{ lbs}$$

El área transversal del casing de 47.00#/ft es:

$$A_s = \frac{\pi}{4}(OD^2 - ID^2) \quad \text{Ecuación 15}$$

$$A_s = \frac{\pi}{4}(9.625^2 - 8.681^2)$$

$$A_s = 13.572 \text{ in}^2$$

El stress axial en el casing de 47.00#/ft causado por la tensión se calcula de la siguiente manera:

$$\sigma_a = \frac{T}{A_s} \quad \text{Ecuación 8}$$

$$\sigma_a = \frac{267,500}{13.572}$$

$$\sigma_a = 19,709 \text{ psi}$$

El stress axial equivalente se calcula a continuación:

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

$$Y_{pa} = \left[\sqrt{1 - 0.75(19,709 / 80,000)^2} - 0.5(19,709 / 80,000) \right] 80,000$$

$$Y_{pa} = 68,303 \text{ psi}$$

Ahora, se calculan las constantes para las ecuaciones de D/t y para las ecuaciones de presión de colapso:

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

$$A = 2.8762 + 0.10679 \times 10^{-5} \times 68,303 + 0.21301 \times 10^{-10} \times 68,303^2 - 0.53132 \times 10^{-16} \times 68,303^3$$

$$A = 3.032$$

$$B = 0.026233 + 0.50609 \times 10^{-6} \times Y_p$$

$$B = 0.026233 + 0.50609 \times 10^{-6} \times 68,303$$

$$B = 0.0608$$

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

$$C = -465.93 + 0.030867 \times 68,303 - 0.10483 \times 10^{-7} \times 68,303^2 + 0.36989 \times 10^{-13} \times 68,303^3$$

$$C = 1,605$$

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

$$F = \frac{46.95 \times 10^6 \left[\frac{3 \times 0.0608 / 3.032}{2 + 0.0608 / 3.032} \right]^3}{68,303 \left[\frac{3 \times 0.0608 / 3.032}{2 + 0.0608 / 3.032} - (0.0608 / 3.032) \right] \left[1 - \frac{3 \times 0.0608 / 3.032}{2 + 0.0608 / 3.032} \right]^2}$$

$$F = 1.983$$

$$G = \frac{FB}{A}$$

$$G = \frac{1.983 \times 0.0608}{3.032}$$

$$G = 0.0398$$

Se calculan las razones D/t para las ecuaciones de presión de colapso.

$$(D/t)_{yp} = \frac{\sqrt{(A-2)^2 + 8(B+C/Y_p)} + (A-2)}{2(B+C/Y_p)}$$

$$(D/t)_{yp} = \frac{\sqrt{(3.032-2)^2 + 8(0.0608 + 1,605/68,303)} + (3.032-2)}{2(0.0608 + 1,605/68,303)}$$

$$(D/t)_{yp} = 13.94$$

$$(D/t)_{pt} = \frac{Y_p(A-F)}{C+Y_p(B-G)}$$

$$(D/t)_{pt} = \frac{68,303(3.032 - 1.983)}{1,605 + 68,303(0.0608 - 0.0398)}$$

$$(D/t)_{pt} = 23.54$$

$$(D/t)_{te} = \frac{2 + B/A}{3B/A}$$

$$(D/t)_{te} = \frac{2 + 0.0608 / 3.032}{3 \times 0.0608 / 3.032}$$

$$(D/t)_{te} = 33.57$$

Se usa la ecuación de presión de colapso para el esfuerzo de cedencia si D/t es menor que 13.94.

Se usa la ecuación de presión de colapso plástico si D/t está entre 13.94 y 23.54.

Se usa la ecuación de presión de colapso transitiva si D/t está entre 23.54 y 33.57.

Se usa la ecuación de presión de colapso elástica si D/t es mayor a 33.57.

Como la razón D/t para el casing de 47.00#/ft es 20.39, entonces se utilizará la presión de colapso plástica para calcular la resistencia al colapso.

$$P_p = Y_p \left[\frac{A}{D/t} - B \right] - C$$

$$P_p = 68,303 \left[\frac{3.032}{20.39} - 0.0608 \right] - 1,605$$

$$P_p = 4,397 \text{ psi}$$

Como se pudo observar, la resistencia al colapso se redujo de 4,760 psi a 4,397 psi con una tensión axial de 267,500 lbs. La presión de colapso ajustada se

puede obtener también de tablas API en la pagina 29.de el boletín API 5C2 llamado “*Minimum Collapse Resistance of Casing Under Axial Load Grades L-80 and N-80*”.

El casing de 9^{5/8}", 47.00#/ft tiene las siguientes resistencias al colapso bajo tensiones de 15,000 y 20,000 psi:

$$\sigma_{a1} = 15,000 \text{ psi} \quad P_{c1} = 4,500 \text{ psi}$$

$$\sigma_{a2} = 20,000 \text{ psi} \quad P_{c2} = 4,390 \text{ psi}$$

$$\sigma_a = 19,709 \text{ psi} \quad P_c = ?$$

$$P_c = P_{c1} - \left[\frac{(P_{c1} - P_{c2})(\sigma_{a1} - \sigma_a)}{(\sigma_{a1} - \sigma_{a2})} \right] \quad \text{Ecuación 17}$$

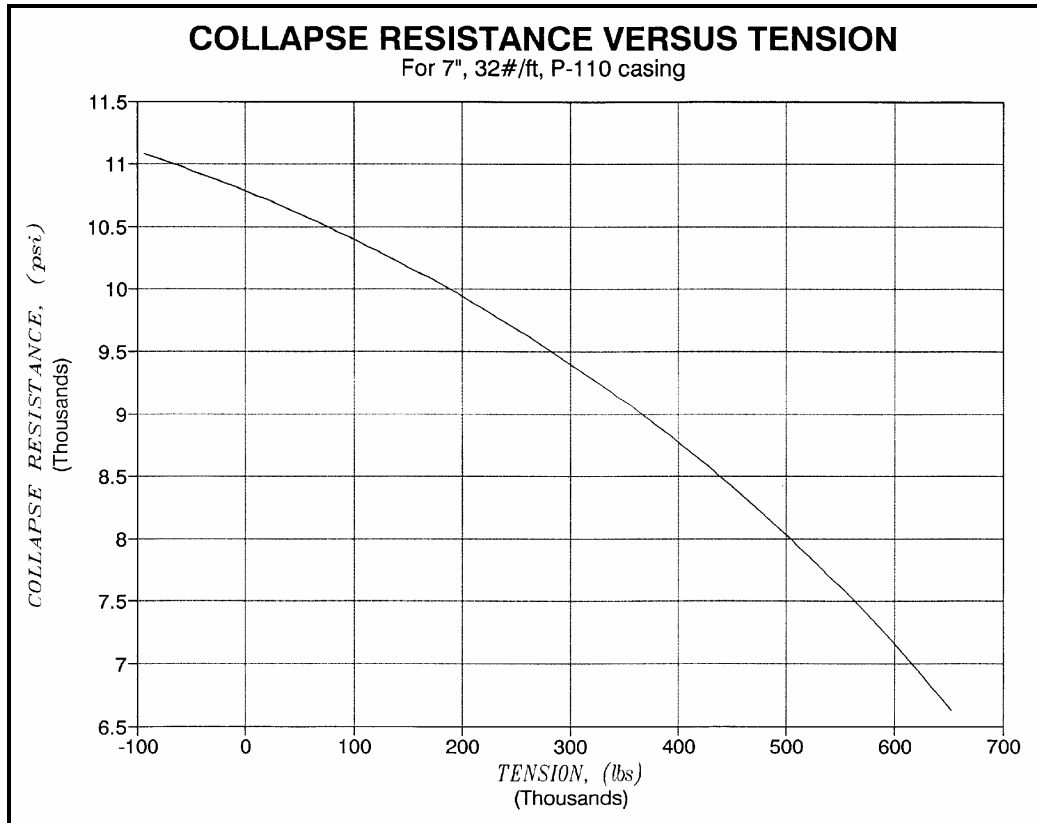
$$P_c = 4,500 - \left[\frac{(4,500 - 4,390)(15,000 - 19,709)}{(15,000 - 20,000)} \right] = 4,396 \text{ psi}$$

Interpolando a un valor de stress de 19,709 psi se producirá una resistencia al colapso de 4,396 psi. La figura 8 es una grafica de resistencia contra tensión para un casing 7", 32.00#/ft, P-110.

Se puede utilizar la presión interna para ayudar a prevenir un eventual colapso. La presión interna actúa en el interior de la pared del casing, mientras que la presión externa actúa en la lado exterior de la pared. El área externa tiene una superficie mayor que el área interna; por esto, la presión interna no puede ser restada de la presión externa sin antes hacer una corrección por el área donde ellas actúan. La siguiente ecuación puede ser usada para calcular la presión externa equivalente:

$$P_{eq} = P_o - (1 - 2/(D/t))P_i \quad \text{Ecuación 98}$$

Figura 23. Resistencia al colapso Vs. Tensión para Casing 7", 32#/ft, P-110.



Fuente: Occidental de Colombia, PetroSkills Program, "Drilling Practices"

4.4 PRESIÓN DE ESTALLIDO O PRESIÓN DE CEDENCIA INTERNA

La presión de estallido de un casing está determinada por el menor de los siguientes valores calculados:

1. Presión de cedencia interna del cuerpo de la tubería.
2. Presión de cedencia interna del cuerpo del conector.
3. Resistencia al goteo de la conexión.

La ecuación API para la presión de estallido está basada en la ecuación de Barlow's. El factor de (0.875) tiene en cuenta la tolerancia de 12.5% en la variación permisible en el espesor de la pared. La ecuación es la siguiente:

$$P_b = 0.875 \left[\frac{2Y_p t}{OD} \right] \quad \text{Ecuación 19}$$

La presión de estallido para el conector se calcula utilizando las siguientes formulas:

$$P_b = Y_c \left(\frac{W - d_1}{W} \right) \quad \text{Ecuación 20}$$

$$d_1 = E_1 - (L_1 + A_b)T + H - 2S_m \quad \text{Ecuación 21}$$

donde:

- A_b = Distancia, apretando a mano, de la cara del conector hasta la base del triangulo para rosca Butress, pulgadas. (API Std 5B)
- d_1 = Diametro en la base de la rosca del coupling al final de la tubería, en posicion muy apretado, pulgadas.
- E_1 = Para rosca Butress, Punto medio entre el diámetro mayor y menor, apretado a mano, pulgadas (API Std 5B)
- H = Altura de el hilo de la rosca, pulgadas (0.10825 para 8-round)
- L_1 = Longitud, desde el final de la tubería hacia el plano de “apretado a mano”, pulgadas, (API Std 5B)
- P_b = presión de estallido, psi
- S_m = 0.017 in para 8rd
- T = Taper, 0.0625 in/in
- W = Diámetro exterior nominal del conector, pulgadas
- Y_c = mínimo esfuerzo de cedencia del conector., psi

Para rosca Buttress el valor de d_1 es:

$$d_1 = E_7 - (L_7 + l)T + 0.062 \quad \text{Ecuación 22}$$

E_7 = Punto medio entre el diámetro mayor y menor, in (API Std 5B)

L_7 = Longitud de hilos perfectos, (API Std 5B)

El valor de l y T se pueden encontrar en la siguiente tabla:

T	TAMAÑO, in		
	4.50	5 hasta 13 $\frac{3}{8}$	Mayor a 13 $\frac{3}{8}$
$l =$	0.400	0.500	0.375
$T =$	0.0625	0.0625	0.0833

La resistencia interna al goteo para el conector se puede calcular basados en la siguiente ecuación:

$$P_b = \frac{ETNp(W^2 - E_s^2)}{2E_s W^2} \quad \text{Ecuación 23}$$

donde:

d = Diámetro interno, in

E = Modulo de elasticidad, (30×10^6)

E_s = Punto medio entre el diámetro mayor y menor en el punto de sello, in

= E_1 para hilos redondos, in

= E_7 para hilos cuadrados, Buttress, in

N = Numero de vueltas de hilos

= A para hilos redondos

= $A + 1\frac{1}{2}$ para hilos buttress en casings de 13 $\frac{3}{8}$ " y menores

= $A + 1$ para hilos buttress en casings de 16" y mayores

p	=	Distancia entre hilos, in
	=	0.125 para rosca redonda
	=	0.020 para rosca buttress
T	=	Taper, in/in
	=	0.0625 para rosca redonda
	=	0.625 para hilos buttress en casings de 13 ³ / ₈ " y menores
	=	0.0833 para hilos cutres en casings de 16" y mayores
W	=	Diámetro externo del conector, in

Como un ejemplo consideremos un casing 9⁵/₈", 53.50#/ft, P-110. De las tablas API sacamos el valor de presión de estallido, el cual es de 10,900 psi; mientras que una conexión LTC tiene una presión de estallido de 9,670 psi. La rosca Buttress tiene una presión de estallido de 9,160 psi. El valor a tomar de presión de estallido será el menor de las tres ecuaciones.

4.5 FUERZA DE LA UNIÓN

Las roscas redondas API pueden fallar por alguna de las siguientes dos formas: por fractura o porque se salga la junta. Si una unión falla por fractura, el pin o el conector se partirá. Si la rosca falla porque se salió la junta, el pin habrá salido del conector. Al aumentar la tensión en el pin, este empezará a ceder. Una vez que comience a ceder, la conexión empezará a deformarse, reduciendo de esta manera el diámetro externo. Esta reducción en diámetro externo permitirá que los hilos se suelten del conector sin que haya en ningún momento una ruptura.

La resistencia de una rosca redonda será la menor de dos valores. Estas ecuaciones son:

Resistencia a la fractura:

$$P_j = 0.95A_{jp}U_p$$

Ecuación 24

Resistencia a la tensión:

$$P_j = 0.95A_{jp}L \left[\frac{0.74OD^{-0.59}U_p}{0.5L + 0.14OD} + \frac{Y_p}{L + 0.14OD} \right] \quad \text{Ecuación 25}$$

$$A_{jp} = 0.7854 \left[(OD - 0.1425)^2 - ID^2 \right] \quad \text{Ecuación 26}$$

Resistencia a la fractura del conector:

$$P_j = 0.95A_{jc}U_c \quad \text{Ecuación 27}$$

$$A_{jc} = 0.7854(W^2 - d_1^2) \quad \text{Ecuación 28}$$

donde:

A_{jc} = área transversal de el conector, in^2

A_{jp} = área transversal de la tubería bajo el ultimo hilo en buen estado, in^2

d_1 = Diámetro en la raíz de la rosca del conector al final de la tubería, in

ID = Diámetro interno de la tubería, in

L = Longitud de el hilo de la rosca, in
= $L_4 - M$ (API Std 5 B)

OD = Diámetro externo de la tubería, in

P_j = mínimo esfuerzo de la junta, lbs

U_c = mínimo esfuerzo final de el conector, psi

U_p = mínimo esfuerzo final de la tubería, psi

W = Diámetro externo del conector, in

Y_p = mínimo esfuerzo de cedencia de la tubería, psi

La rosca Buttress puede fallar en el pin de la tubería o en el conector, dependiendo de cual sea más débil. Las siguientes ecuaciones pueden ser usadas para determinar la resistencia para las roscas Buttress.

Resistencia de la rosca del Pin

$$P_j = 0.95A_p U_p [1.008 - 0.0396(1.083 - Y_p / U_p) OD] \quad \text{Ecuación 29}$$

Resistencia de la rosca del Conector:

$$P_j = 0.95A_c U_c \quad \text{Ecuación 30}$$

$$A_p = 0.7854 (OD^2 - ID^2) \quad \text{Ecuación 31}$$

$$A_c = 0.7854(W^2 - d_1^2) \quad \text{Ecuación 32}$$

donde:

- A_c = área transversal del conector, in^2
- A_p = área transversal de la parte final de la tubería, in^2
- d_1 = Diámetro en la raíz de la rosca del conector al final de la tubería, in
- ID = Diámetro interno de la tubería, in
- OD = Diámetro externo de la tubería, in
- P_j = mínimo esfuerzo de la junta, lbs
- U_c = mínimo esfuerzo final de el conector, psi
- U_p = mínimo esfuerzo final de la tubería, psi
- Y_p = mínimo esfuerzo de cedencia de la tubería, psi

4.6 ESFUERZO DE CEDENCIA PARA LA TUBERÍA

El esfuerzo de cedencia para el cuerpo de la tubería es la tensión axial requerida para que la tubería ceda. La ecuación para calcular el esfuerzo de cedencia para el cuerpo de la tubería es la siguiente:

$$P_y = 0.7854(OD^2 - ID^2)Y_p \quad \text{Ecuación 33}$$

donde:

- ID = Diámetro Interno, in
- OD = Diámetro externo nominal, in
- P_y = Esfuerzo de cedencia de la tubería, lbs
- Y_p = mínimo esfuerzo de cedencia específico para la tubería, psi

5. ESFUERZOS COMPRESIVOS SOBRE EL REVESTIMIENTO

5.1 GENERALIDADES

El análisis y diseño convencional de la sarta de revestimiento se ha hecho tradicionalmente basado en calcular los mínimos factores de diseño para presión de estallido, de colapso y la tensión axial. Los factores para el diseño de tensión axial son por lo general calculados basados en el peso de la sarta en aire. Si el efecto de la boyaza es tenido en cuenta, el peso ajustado por pie de tubería en el fluido de perforación (lodo) es generalmente utilizado para determinar el peso de la sarta. Como regla general no se tiene en cuenta las fuerzas de compresión axiales actuantes sobre el casing.

Debido a los cada vez mas sofisticados modelos de diseño de casing, conjuntamente con los yacimientos cada vez mas inaccesibles, con altas temperaturas y presiones, han aumentado la preocupación y han dejado entrever que la sarta puede experimentar fuerzas muy grandes, y que estas fuerzas pueden tener un gran impacto en la integridad total de esta y, obviamente, en la integridad del pozo. Las altas temperaturas, las altas presiones y la fricción en las paredes pueden resultar en fuerzas muy grandes actuantes sobre el casing.

5.2 CAUSAS DE COMPRESIÓN AXIAL

Para entender el impacto de las fuerzas de compresión sobre el casing y sus conectores (couplings), es necesario conocer las causas que las generan dentro del pozo. Varios factores causan carga de compresión axial sobre el casing:

- Boyanza
- El efecto Poisson
- Expansion termica
- Fricción con las paredes del hueco o fuerzas de arrastre en pozos direccionales.

5.2.1 Boyanza. La boyaza debido a los fluidos de perforación resultan en fuerzas de compresión en el parte baja de la sarta de casing y en los conectores de la sarta.

En el diseño convencional del casing, la boyaza se tiene en cuenta usando un peso ajustado por pie para el casing dentro del fluido para determinar la fuerza de tensión en el tope de la sarta. Esta aproximación produce la fuerza de tensión correcta en el tope de una sarta suspendida en fluido, pero produce muchas inexactitudes si se aplica para un diseño detallado. El método correcto para tener en cuenta la boyaza es el método de presión/área. La presión del fluido en la parte más baja de la sarta es multiplicada por el área transversal de la tubería para llegar a la fuerza boyante. Esta es una fuerza compresiva actuante en la parte baja de la sarta. La carga axial sobre el casing es el peso con que cuelga la tubería (en aire) menos la fuerza de boyaza actuante sobre la sarta. La ecuación para casing abierto es la siguiente:

$$F_B = -P_O A_S \quad \text{Ecuación 34}$$

Para casings con un extremo taponado es el siguiente:

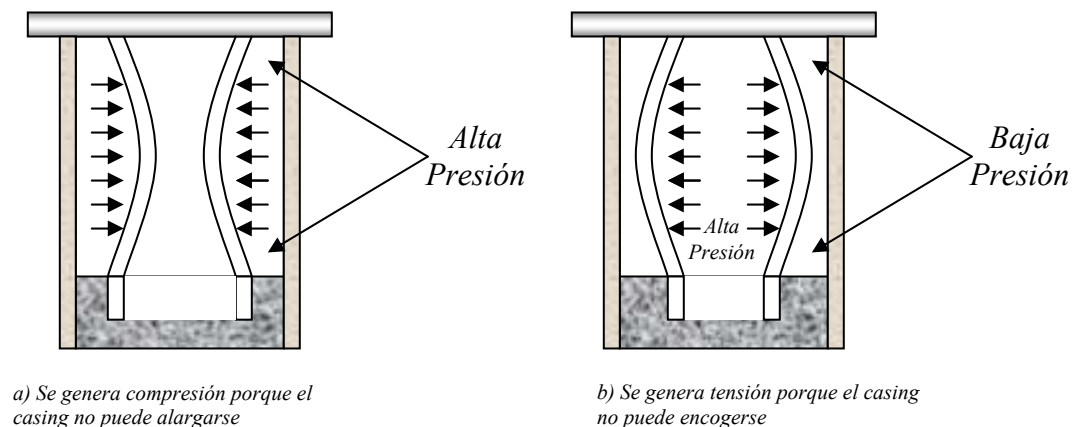
$$F_B = P_i A_i - P_o A_o \quad \text{Ecuación 35}$$

Por conveniencia matemática, se tratarán las fuerzas de tensión y sus stresses de forma positiva, mientras que las fuerzas compresivas y sus stresses son negativos.

Una vez que la sarta es cementada la fuerza de boyaza es “encerrada” bajo el tope del cemento y afecta todas las condiciones siguientes de carga sobre la tubería.

5.2.2 Efecto Poisson. Después que la sarta de revestimiento es cementada, cualquier cambio en presión externa o interna afecta el perfil de fuerza axial en el casing. La tubería que se puede mover libremente (que no esta cementada) se encoge cuando la presión interna aumenta o la presión externa disminuye. Esto es llamado generalmente el efecto de Poisson. De la misma manera, una disminución en la presión interna o un aumento en la presión externa causan que la tubería que esta libre para moverse se vuelva mas larga de lo normal. Como generalmente el casing está cementado y no puede moverse, los cambios de presión causan cambios en las fuerzas axiales.

Figura 24. Efecto Poisson. Como el casing cementado no se puede mover, cambios en presión generan cambios en fuerzas axiales.



Incrementos netos en la presión externa y decrementos netos en la presión interna generan fuerzas de compresión axiales. La fuerza debida al efecto de Poisson se calcula con la siguiente ecuación:

$$F_p = 0.6[\Delta P_i A_i - \Delta P_o A_o] \quad \text{Ecuación 36}$$

Por ejemplo, una condición de pérdida de circulación dentro de un casing de 9-5/8", con un peso de 53.5 lbf/ft puede resultar en una reducción del promedio de la presión interna o 7,000 psi genera una carga de compresión axial de 240,000 lb sobre el casing.

La boyaza y el efecto Poisson inducen fuerzas compresivas que pueden llegar a alcanzar niveles extremos en pozos profundos a altas temperaturas.

5.2.3 Expansión Térmica. Incrementos en temperatura en el pozo y en el casing pueden producir altas cargas compresivas. Si la tubería se encuentra libre para moverse, un incremento en la temperatura causa que la tubería se alargue. Pero si la tubería se encuentra cementada, como es el caso general, un aumento en la temperatura creará fuerzas axiales para prevenir que el casing se expanda en longitud. La ecuación para calcular la fuerza axial debido a cambios en temperatura se muestra a continuación:

$$F_T = -207.\Delta T.A_s \quad \text{Ecuación 37}$$

Un incremento en temperatura de 100°F produce una fuerza compresiva de 312,000 lb en un casing 9-5/8" 53.5lb/ft.

Convirtiendo la ecuación anterior para determinar el stress axial debido a cambios en temperatura queda:

$$\sigma_T = -207.\Delta T$$

Ecuación 38

En otras palabras, para cada incremento de un grado F, hay un incremento de 207 psi en stresses compresivos sobre el casing. Un incremento de 100°F en temperatura resulta en un esfuerzo compresivo de 20,700 psi; 25% de el mínimo yield strenght especificado para el casing L-80.

5.2.4 Fuerzas de Arrastre. Las fuerzas de arrastre en pozos direccionales son causadas principalmente por la fricción debido al deslizamiento. La fuerza de fricción en el deslizamiento se determina multiplicando la fuerza de contacto entre el casing y las paredes del hueco por un coeficiente de fricción. El arrastre es la fuerza incremental requerida para mover el casing hacia arriba o hacia abajo en el hueco. La corrida de casing en un pozo altamente desviado u horizontal puede producir altas cargas sobre él.

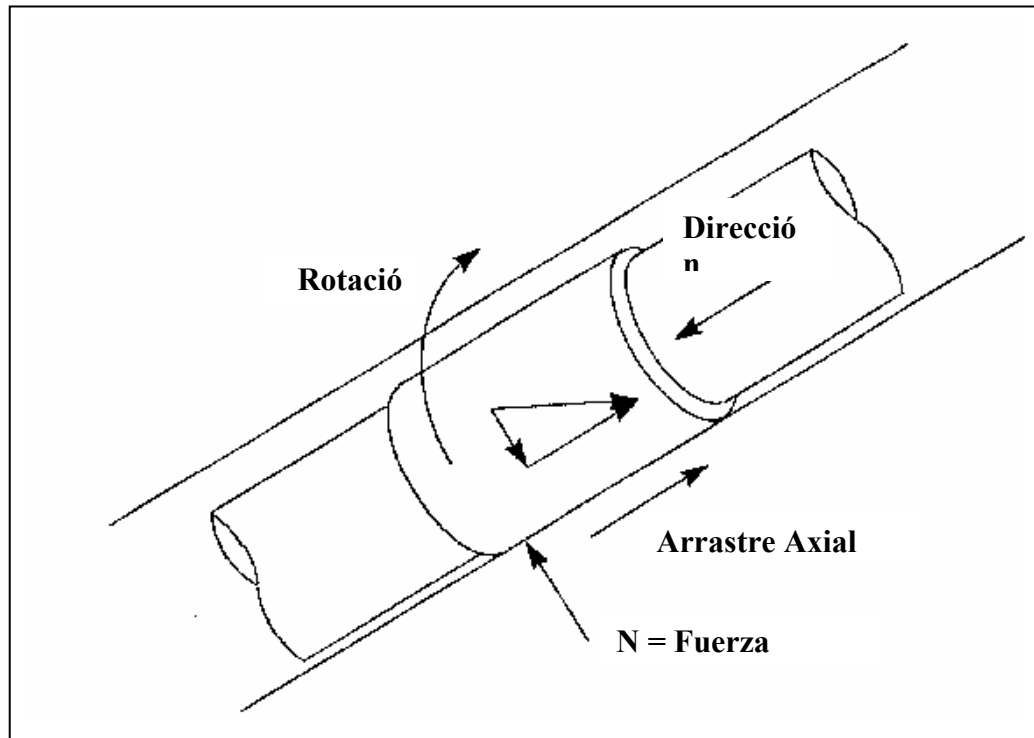
Se pueden seguir algunas pautas para limitar la intensidad de las fuerzas compresivas sobre el casing debido a la fricción con el hueco:

- Reducir el coeficiente de fricción con aditivos al lodo.
- Debido a que la fricción es dependiente del peso por pie del casing, los tubos de alta resistencia son más convenientes sobre tubos mas pesados de un grado de resistencia menor. Por ejemplo, será más fácil correr un casing de 7”, 26 lb/ft P-110 y experimentará menor compresión que un casing 7”, 32 lb/ft N-80.
- Minimizar los “pata-de-perros” no planeados. Los pata-de-perros inducen fuerzas adicionales sobre la tubería. Minimizando desvíos de la trayectoria adicional puede ayudar a limitar las fuerzas compresivas debido a la fricción.
- Es apropiado utilizar el peso ajustado del casing cuando se calcule la fuerza normal entre las paredes del hueco y el casing y la fuerza de fricción que es

función de la fuerza normal, ya que el componente normal de la fuerza de boyaza está distribuido a través de la longitud de la tubería.

– La rotación de la sarta de casing durante la corrida disminuye las fuerzas de compresión debido a la fricción. La rotación de la tubería cambia la dirección de la fuerza de fricción actuante sobre el casing, y el componente de la fuerza de fricción que se opone al movimiento del casing es disminuido (Figura 4). Los coeficientes dinámicos o de deslizamiento en la fricción son normalmente menores al coeficiente estático de fricción. Una vez que la tubería comienza su movimiento de rotación, se encontrará en modo de deslizamiento dinámico y las fuerzas de fricción serán menos severas.

Figura 25. Disminución fuerzas de arrastre. El componente friccional se disminuye con rotación.



Fuente. Jellison et al., 2000.

5.3 ESPIRALAMIENTO Y CURVATURA

Cuando se instala el casing, este cuelga verticalmente desde superficie, o está recostado en la parte baja del hueco para pozos desviados. Las cargas de compresión axial por encima de un valor crítico pueden producir un espiralamiento del casings sin cementar. En pozos verticales, puede producirse un espiralamiento de hélice a cargas compresivas relativamente bajas. El espiralamiento puede ser sinusoidal, para bajas cargas de compresión, o de hélice para altas cargas compresivas, en pozos direccionales (Figura 27). En pozos con una alta inclinación, el casing se estabiliza por la parte baja del hueco, permitiendo que soporte mayores cargas axiales sin que haya espiralamiento. En otras palabras, la fuerza compresiva crítica de espiralamiento es mayor para pozos horizontales y altamente inclinados que en pozos verticales.

Cuando el casing presenta espiralamiento, se generan stresses debido al curvamamiento de la sarta.

Figura 26. La curvatura genera stresses axiales. Compresivo dentro de la curvatura y de tensión en al lado opuesto.

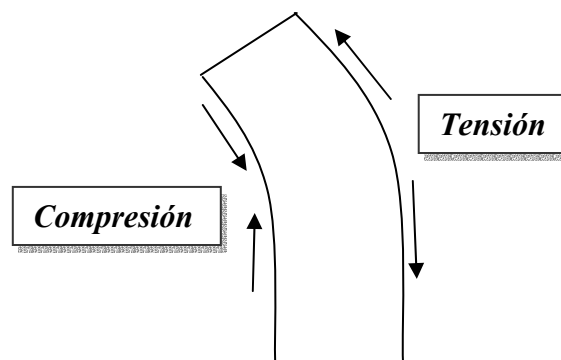
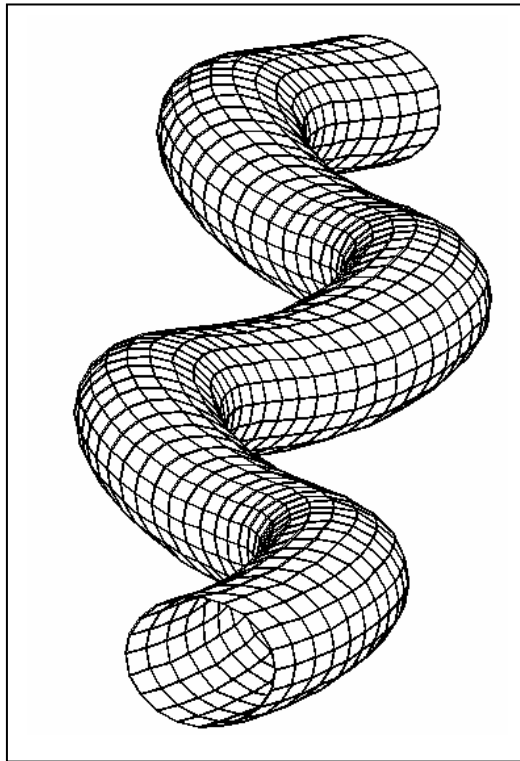
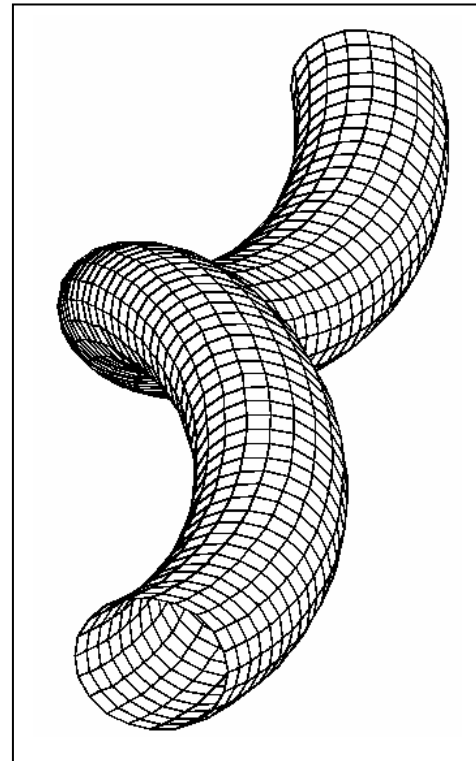


Figura 27. Tipos de Espiralamientos



a) Espiralamiento sinusoidal



b) Espiralamiento de helice

Fuente: Miska et al., "Petroleum Well Construction"

Los stresses debido al curvamiento están en la dirección axial. Dentro de la curvatura el stress es compresivo, pero en el lado opuesto de la sarta se genera un stress tensil.

El espiralamiento causa curvatura del casing, el cual puede ser medido y cuantificado por medio de una cantidad muy común llamada *severidad del pata-de-perro*, la cual tiene sus unidades en grados/100 ft. Esta medida es muy útil para medir la intensidad del espiralamiento que puede ser luego convertida a un stress axial o a una fuerza axial equivalente.

El stress debido a la curvatura se puede calcular con la siguiente ecuación:

$$\sigma_b = \pm(218)(DLS)(OD) \quad \text{Ecuación 39}$$

Esta ecuación puede ser usada también para calcular los stresses por curvatura debido a pata-de-perros direccionales. Este stress puede ser luego convertido a una fuerza equivalente para facilitar la evaluación del diseño de la sarta y sus conectores. Esto se logra por medio de la siguiente ecuación:

$$F_{BEND} = \sigma_B A_S \quad \text{Ecuación 40}$$

F_{bend} nos una verdadera fuerza; sin embargo, nos provee un método conveniente para analizar la sarta de casing.

La norma API 5C4, "*Bulletin on Round Thread Casing Joint Strength with Combined Internal Pressure and Bending,*" puede ser usada para determinar el esfuerzo de al cual está sujeto el conector por curvatura y por tensión interna.

Si el casing tiene conectores con OD relativamente grandes o si se colocó centralizadores en cada conector, entonces los stresses por curvatura serán mayores que los calculados por la ecuación anterior. Con los conectores o centralizadores tocando la pared del hueco, los puntos medios de la tubería pueden estar tocando también la pared del hueco causando una curvatura mayor que la de la "pata de perro". Se requerirá entonces una tensión axial mas grande para forzar el centro de la junta hacia la pared del hueco.

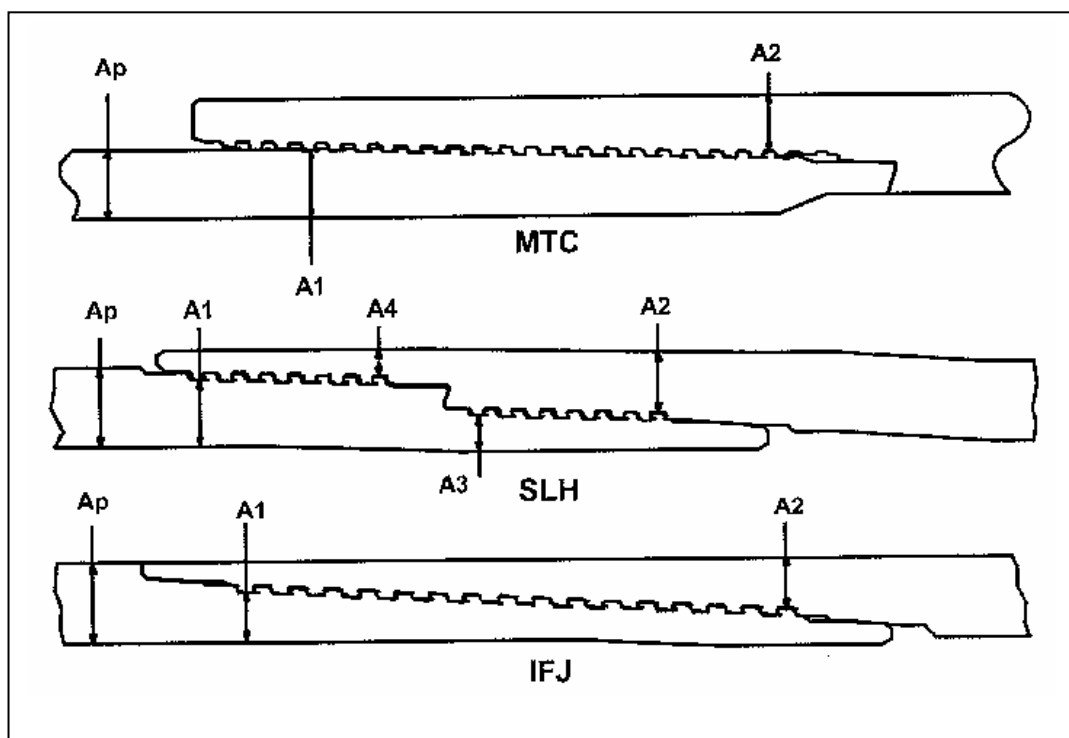
5.4 ATRIBUTOS DE LOS CONECTORES CON RESPECTO A LA COMPRESIÓN

Las capacidades en cuanto a compresión de los conectores son significativamente mas bajas que la resistencia a la compresión de los cuerpos de los casings. Por

esto, la compresión puede tener efectos muy adversos en la integridad de los conectores.

Como regla general, los conectores se clasifican en tensión basados en el área crítica del conector. La figura 28 muestra las áreas críticas para configuraciones de conectores usados en la industria.

Figura 28. Áreas transversales críticas para conectores comunes



Fuente. Jellison et al., 2000.

El área crítica en tensión es la menor de A_1 , A_2 o A_3+A_4 . La clasificación en tensión es simplemente el área crítica multiplicada por el esfuerzo de cedencia o por el esfuerzo tensil de el material.

Los fabricantes utilizan diferentes tipos de clasificaciones en sus productos, lo que dificulta la comparación entre diferentes tipos de conectores. Dependiendo en los

atributos de los conectores, la clasificación relacionada a la compresión puede estar basada en:

- Área Crítica
- Área del hombro para el torque
- Datos empíricos

La forma de la rosca es la característica principal de un conector que determina la capacidad de compresión.

La mayoría de los conectores incorporan un hombro de torque que controla la posición relativa de los miembros del pin y la caja. Si existe un espacio significativo en los flancos de compresión de los hilos, las cargas de compresión son resistidas por el hombro de torque. Como el hombro de torque es considerablemente más pequeño que el área del cuerpo de la tubería, los conectores con grandes espacios entre sus hilos pueden tener una resistencia mas baja a las cargas compresivas. Además, en conectores con el hombro interno, el sello principal metal-metal para la presión interna esta generalmente adyacente al hombro de torque; en conectores con el hombro externo, el sello de metal para la presión externa se encuentra adyacente al hombro de torque. Altas cargas compresivas pueden dañar el hombro de torque comprometiendo la presión y, en algunos, casos la integridad estructural de el conector.

Los conectores API 8-round y Buttress, los cuales son los utilizados por Occidental en Caño Limón, no tienen hombros de torque. Consecuentemente, los flancos de compresión de los hilos de la rosca son los que resisten directamente las cargas compresivas. Los hilos de los conectores 8-round hacen contacto (sin espacios) en los flancos de compresión de los hilos. Los hilos de la rosca Buttress tienen espacios relativamente grandes en los flancos de compresión. Como los buttress no tienen hombro de torque, una carga compresiva da como resultado que

disminuya el espacio, permitiendo a los hilos resistir efectivamente la carga de compresión axial.

5.4.1 Compresión en Conectores. La eficiencia para conectores en cuanto a compresión se puede calcular según la siguiente ecuación:

$$Eff_{comp} = \frac{\text{Clasificación en compresión del conector}}{A_{pb} Y_p} \cdot 100 \quad \text{Ecuación 41}$$

Los fabricantes, por lo general, clasifican la capacidad para compresión de sus conectores como un porcentaje de su eficiencia para la tensión. Expresando la capacidad de compresión como un porcentaje de la eficiencia para la compresión, el fabricante puede cuantificar la cantidad de compresión de un conector a través de todos los tamaños y pesos con un solo valor de referencia, aunque la eficiencia de compresión actual relativo al cuerpo de la tubería pueda variar para cada tamaño y peso.

La clasificación en compresión se puede calcular por medio de la siguiente ecuación:

$$\text{Clasificación en compresion} = R_{comp/Ten} \cdot Eff_{Ten} \cdot A_{pb} \cdot Y_p \quad \text{Ecuación 42}$$

Se puede utilizar un valor de 1.0 para $R_{comp/Ten}$ con el fin de estimar las capacidades de compresión para los conectores API Buttress y 8-round. Y, la eficiencia en tensión para los conectores de casings API se deben calcular con la siguiente ecuación:

$$Eff_{Ten} = \frac{P_j}{A_{pb} U_p} \cdot 100 \quad \text{Ecuación 43}$$

5.4.2 Resultados de pruebas para Conectores. Debido a una creciente preocupación por el estado de los conectores por una cada vez mas compleja ubicación de los pozos, la API RP 37, en su segunda edición reconoció que los casings pueden estar bajo la acción de fuerzas compresivas debidas a empaques, fluctuaciones en temperatura o presión y boyaza, entre otras causas. Se requirió una verificación del desempeño para los conectores, pero solo se incluyeron seis muestras sujetas a compresión hasta su falla. También se incluyó dos procedimientos para pruebas compresivas. En el primero se incluyeron 18 muestras con cargas incrementales desde 50% de su clasificación en tensión. El segundo fue igual al primero, pero con la adición de una carga debido a curvatura igual a 3 grados por cada 100 pies de desviación.

La norma API RP 5C5, especifica modelos de pruebas para determinar la calidad del sello y la integridad estructural de las conexiones. Para todos los casings, tres muestras se llevaron a falla debido a cargas incrementales compresivas.

Además, la Drilling Engineering Asociation llevo a cabo un estudio llamado “DEA-27”, mediante el cual se construyó curvas de desempeño tomando como base cinco tipos de conectores de casings, en condiciones de compresión, curvatura y presión interna hasta su falla. Este procedimiento se toma ahora como un estándar de la industria.

Como ahora se toma en consideración las cargas sobre los conectores, es de esperarse que se lleven a cabo estudios mas complejos que involucren todas las ares de la industria.

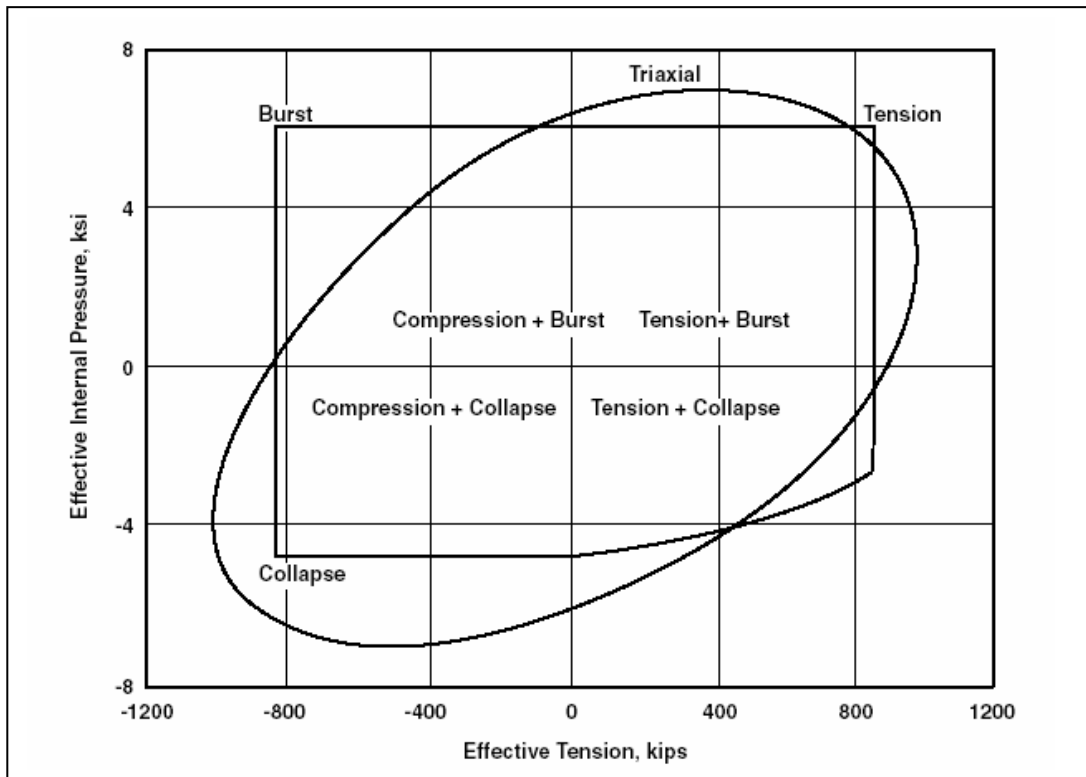
6. ESTADO DE DISTORSIÓN DE LA ENERGIA O EQUIVALENTE DE HENCKY-VON MISES

Experimentalmente, el esfuerzo de cedencia de un material es determinado normalmente por una prueba simple de tensión uniaxial. Este esfuerzo de cedencia es indicado por el stress en el cual la relación stress-deformación deja de ser lineal. Experimentos realizados han demostrado que para materiales dúctiles, hay una concordancia razonable entre el esfuerzo de cedencia determinado experimentalmente y la condición máxima de esfuerzo de corte octahedral (ó von mises ó máxima distorsión de la energía).

Propuesta por primera vez por Von Mises y después interpretada por Hencky, esta teoría de criterio de falla está basada en la suposición que la cedencia comienza cuando la densidad de energía de deformación llega a un valor crítico. De esta manera, la energía total elástica es dividida en dos partes: una asociada con los cambios volumétricos del material, y la otra, causante de distorsiones por esfuerzos de corte. Calculándose la energía de distorsión para el punto de cedencia como una simple tensión, se encuentra un criterio de stress combinado. Este modelo se simplifica después ignorando los stresses de corte, como por ejemplo, los inducidos por torsión. Este modelo final es el llamado modelo de Hencky – Von Mises.

Las capacidades de los materiales pueden ser descritas por medio de curvas de desempeño. (Figura 29). Estas curvas de desempeño son generadas a partir del criterio de intensidad del stress equivalente de Von Mises (VME). Los puntos sobre la curva de desempeño representan la fuerza axial (tensión o compresión) y la presión (interna o externa) que genera un stress de referencia VME igual al esfuerzo de cedencia mínimo del material.

Figura 29. Curvas de desempeño basadas en el criterio de stress equivalente de VME



Fuente: Miska et al. "Petroleum Well Construction."

La teoría de Von Mises provee un método para combinar los tres principales stresses en la tubería: axial, radial y tangencial, dentro de un stress equivalente. Este equivalente triaxial de Von Mises puede ser comparado entonces directamente con el esfuerzo de cedencia del material para determinar si un diseño es aceptable.

Este análisis triaxial está basado en los métodos desarrollados por Johnson, Jellison y Klementich (1986), los cuales se encuentran incorporados en la mayoría de programas de diseño desarrollados para la industria petrolera. Para efecto práctico, se han introducido simplificaciones para obtener una solución efectiva a los problemas de colapso y estallido. Para cálculos de estallido, se asume presión

externa igual a cero (es decir, el esfuerzo por presión interna será el máximo). Similarmente, para cálculos de colapso, se tomará una presión interna igual a cero.

El stress equivalente Von Mises puede calcularse con la siguiente ecuación:

$$\sigma_{VME} = \left\{ \frac{1}{2} \left[(\sigma_a - \sigma_h)^2 + (\sigma_h - \sigma_r)^2 + (\sigma_r - \sigma_a)^2 \right] \right\}^{1/2} \quad \text{Ecuación 44}$$

El factor de diseño para la intensidad del stress triaxial esta dado por:

$$DF_{VME} = \frac{Y_p}{\sigma_{VME}} \quad \text{Ecuación 45}$$

Para calcular los stresses radiales y tangenciales actuantes sobre el revestimiento, se basará en las ecuaciones desarrolladas por Lamé para cilindros linealmente elásticos.

Los tres stresses principales sobre una sarta de casing pueden calcularse con las siguientes ecuaciones (ya se encuentran normalizadas para colapso y estallido):

Stress Axial:

$$\sigma_a = \left(\frac{F_{TOTAL}}{A_{pb}} \right) \pm \sigma_B \quad \text{Ecuación 46}$$

Stress Radial en ID (radio interno):

$$\sigma_{r,i} = -p_i \quad \text{Ecuación 47}$$

Stress Radial en OD (radio externo):

$$\sigma_{r,o} = -p_e \quad \text{Ecuación 48}$$

Stress Tangencial en ID:

$$\sigma_{h,i} = \frac{P_i(A_i + A_o) - 2P_o A_o}{A_o - A_i}$$

Ecuación 49

Stress Tangencial en OD:

$$\sigma_{h,o} = \frac{2P_i A_i - P_o(A_i + A_o)}{A_o - A_i}$$

Ecuación 50

Si en la tubería no hay curvatura, el estrés VME mas alto siempre se encontrará en el ID de la tubería. El mayor stress VME puede encontrarse en ID o en OD únicamente si existe curvatura de la sarta. Como la curvatura causa stress tensil en un lado de la tubería, y stress compresivo al lado opuesto, el stress VME debe ser calculado para el ID y el OD de el casing, considerando stresses tensiles y de compresión por curvatura para determinar el stress máximo VME

Una comparación directa del stress máximo VME junto al esfuerzo de cedencia del material nos da un solo factor equivalente de comparación para todas las cargas actuantes sobre el casing. Además, el uso de estas curvas es ampliamente aceptado ya que el desempeño de los conectores, tal y como son descritos por las curvas, ha sido demostrado a través de pruebas físicas.

7. ANÁLISIS DE ESFUERZOS PARA POZOS CON OBSTRUCCIÓN EN EL CAMPO CAÑO LIMÓN

En Caño Limón se han presentado obstrucciones significativas en tres pozos del campo: La Yuca-45, Matanegra-16 y Caño Yarumal-33. Es necesario calcular en este capítulo las condiciones singulares para cada pozo concernientes a las cargas y esfuerzos que actúan sobre el revestimiento.

Se anexa al presente trabajo los siguientes documentos para los tres pozos en mención, necesarios para el desarrollo del presente capítulo:

Anexo 01: Historias operativas.

Anexo 02: Estados Mecánicos actuales.

Anexo 03: Extractos del registro CBL-CCL-GR-VDL.

Anexo 04: Registros MDT.

Anexo 05: Survey direccional de CY-33.

Anexo 06: Resultados del análisis Triaxial.

7.1 ANÁLISIS GENERAL DE LOS TRES POZOS

Debido a que el tratamiento matemático es diferente para analizar un conector que para analizar el cuerpo de la tubería, como primer paso se revisó el registro CCL (Casing Collar Locator) con el fin de determinar si a la profundidad de las obstrucciones se encuentra un conector o el cuerpo de una junta. En el Anexo C se puede observar claramente que para los tres pozos, CY-33, LY-45 y MN-16, en el lugar de la obstrucción se encuentra el cuerpo de una junta.

Si en la profundidad de la obstrucción se encontrara un conector, la falla podría haber sido causada por fractura o por que se hubiera salido la junta. Si una unión falla por fractura, el pin o el conector se partirá. Si la rosca falla porque se salió la junta, el pin habrá salido del conector. Al aumentar la tensión en el pin, este empezará a ceder. Una vez que comience a ceder, la conexión empezará a deformarse, reduciendo de esta manera el diámetro externo. Esta reducción en diámetro externo permitirá que los hilos se suelten del conector sin que haya en ningún momento una ruptura. La rosca Buttress pudiera haber podido fallar en el pin de la tubería o en el conector, dependiendo de cual sea más débil. Se procedería entonces a calcular la resistencia de la rosca del pin y de la rosca del conector.

Para poder realizar los cálculos de esfuerzos, era necesario determinar si en el lugar de la obstrucción el casing estaba libre o cementado (soportado). En los estados mecánicos se observa claramente que el tope del cemento –TOC- se encuentra a una profundidad mucho menor que la profundidad de las obstrucciones para los tres pozos. El registro CBL (Anexo C) muestra, además, que la cementación es de buena calidad y que la adherencia del cemento es perfecta, con lecturas promedio menores a 5 mV.

Esto cambia el panorama completamente, ya que por el hecho de estar la obstrucción a una profundidad cementada, se deben descartar *directamente* esfuerzos actuantes de inmensa magnitud, como lo son: Tensión y compresión por curvatura, Espiralamiento (ni sinusoidal, ni de hélice), el Efecto Poisson, y, los esfuerzos por expansión térmica.

Cabe anotar que el diseño convencional de casing está basado única y exclusivamente para satisfacer los factores de diseño en presión de estallido, presión de colapso y tensión, generados por el peso colgante de la sarta,

presiones internas y externas, y densidades de fluido. Los efectos anteriormente descritos no son considerados.

Después de haberse cementado el casing, se supone que no puede ocurrir ningún movimiento axial por debajo del tope del cemento. Por esto, las fuerzas axiales debido al cementado y actuantes por debajo del tope del cemento son congeladas al fraguar este. Cualquier condición de carga subsecuente que tienda a cambiar las fuerzas axiales del casing, como por ejemplo el efecto Poisson, serán transferidos a la carga axial del cemento.

Como una cierta cantidad de espacio vacío (microanulos, canales, segregación, etc) queda en el cemento después de fraguar, no existen restricciones radialmente rígidas en la tubería, ni por encima ni por debajo del tope del cemento.

Como se asume que en la zona cementada la sarta está axialmente congelada, el efecto de un cambio de presión en un área transversal dada será muy local y no será transmitido al cuerpo de la tubería. Los cambios en presión y temperatura serán calculados para una locación específica a esa profundidad en particular.

Debido a que el casing es libre de moverse radialmente, los stresses radiales y tangenciales serán calculados estrictamente como función de los perfiles de presión, interno y externo, por medio de las ecuaciones de Lamé para sólidos elásticos cilíndricos.

Por medio de los records operacionales, y como se puede observar claramente en los estados mecánicos, se puede identificar que las obstrucciones encontradas en los tres pozos se encuentran a profundidades ligadas a operaciones de cañoneo y recañoneo (CY-33 y MN-16). El efecto de las perforaciones sobre el revestimiento será tratado en capítulos posteriores, junto con el estudio geomecánico pertinente.

Tal vez la causa mas común de colapso de casing a nivel mundial es producida por fuerzas compresivas debido a la expansión de capas hidrofílicas, mas explícitamente, evaporíticas y arcillosas. Debido al ambiente depositacional del área de Cravo Norte se descarta la presencia de capas evaporíticas, además del hecho que no se ha encontrado evidencia de ninguna clase de estas rocas en las columnas estratigráficas de los pozos perforados, aún menos en las columnas de los pozos con obstrucción de casing. Con el fin de descartar esfuerzos radiales ocasionados por expansión de formaciones arcillosas, se decidió analizar la suciedad de las rocas en los intervalos obstruidos en el registro Gamma Ray, encontrándose lecturas (en unidades API) de 37 para CY-33, 75 para MN-16 y 30 para LY-45. Era necesario, una revisión de la roca en MN-16. Debido a que la herramienta se corre de manera ascendente en el pozo para tomar el registro, la inflexión de la curva en forma decreciente indica que para ese punto de 75 GAPI, el registro ya detectó el comienzo del estrato de la roca arenosa limpia. Además, tomando como es regla general un cut-off de 75 unidades, indicaría entonces que la formación arenosa presenta una baja arcillosidad.

Con el fin de estimar esfuerzos procedentes por curvatura del revestimiento al cementarse en un “washout” excesivo creado al momento de la perforación, se revisó el caliper de los tres pozos para la profundidad de la obstrucción. Se encontró para ellos un caliper perfecto, con igual medida del diámetro de la broca.

7.2 ANÁLISIS TRIAXIAL PARA CAÑO YARUMAL N° 33

CY-33 es un pozo direccional, que ha estado en producción desde su completamiento en el año 2,001. Por ser altamente arenoso se decidió realizar trabajo para control de arena en el año 2,003, en donde se encontró obstrucción a 7591'. En el Anexo A se encontrará más específica y detallada la historia de cada pozo.

Este modelo triaxial presentado para estallido y colapso está basado en la suposición que la tubería fallará primero por cedencia en la pared interior. Esto siempre es cierto, a menos, que la tubería esté afectada por stresses suficientemente grandes debido a curvatura o espiralamiento, por lo cual será necesario añadir este stress a la carga axial. Los stresses por curvatura son mayores en la pared exterior, y por esto es necesario calcular el stress equivalente para ambos lados de la pared de la tubería para verificar cual de ellos fallaría primero.

Según el boletín API 5C2, la presión de colapso para el casing 9-5/8" 47#/ft N-80 es de 4760 psi. Esto es, claro está, para una tubería ideal sin ninguna clase de defecto por manufactura. Según varios autores, la resistencia del casing a presiones externas es realmente menor a la señalada por la API (*Ju et al, 1998*). Esto es debido a tres factores: una ovalidad inicial, a una excentricidad inicial y a un stress residual. Se ha demostrado que una ovalidad inicial, o de fábrica, de tan solo 1% puede reducir hasta en un 30% la resistencia al colapso del casing. La excentricidad o variación del espesor alrededor de la circunferencia tiene un efecto menor que la ovalidad inicial sobre la resistencia al colapso, pero su efecto se encuentra entre valores de reducción de 5 a 15%. El stress residual en la pared de la tubería consiste principalmente en un stress uniforme en la dirección radial que tendería a abrir o cerrar el casing si este fuera cortado transversalmente. Este efecto adverso es mayor para valores altos de D/t , pero su consecuencia práctica es difícil de medir y cuantificar. Para nuestro caso de análisis tomaremos una reducción general de 5% en la resistencia a la presión de colapso.

Resultado de los cálculos:

Con el objetivo final de encontrar el mayor esfuerzo actuante sobre el revestimiento para el punto de la obstrucción, se tomaron los mayores esfuerzos a los cuales ha estado sometido ese punto a través de la historia del pozo.

Datos de entrada:

- Todos los cálculos se llevaron a cabo para la profundidad de la obstrucción.
- Para obtener el máximo valor de tensión axial que haya actuado sobre el casing, no se tuvo en cuenta el factor de boyanza debido al cemento ni al lodo para el cálculo del stress axial. Solo se tuvieron en cuenta las fuerzas tensiles.
- Por ser pozo direccional, se tomó en cuenta la tensión adicional por “pata de perro”. Se calculó adicionalmente el esfuerzo sobre el casing debido al mayor DLS (Dog Leg Severity) en el pozo.
- CY-33 no tiene MDT (Modular Dynamic Test) propio, entonces se correlacionó con los resultados del MDT de CY-29 (pozo muy cercano geográficamente y contemporáneo) para el calculo de la presión de poro a la profundidad de la obstrucción. Se tomó la presión inicial debido a que representa la mayor P_e sobre ese punto.
- Para la máxima presión interna, se tomó la mayor columna de fluido históricamente en el pozo y se corrigió para profundidad.
- Se corrigió la presión de colapso para la profundidad dada, por tensión y por imperfecciones iniciales del casing.

Se programaron las ecuaciones en Excel para poder tener un mejor control de las variables. Los resultados se encuentran en el Anexo F.

Los resultados del modelo implican que el esfuerzo máximo actuante solo alcanza el 5.56 % del esfuerzo necesario para su deformación. Esto basado en el “worst case scenario” planteado para el pozo. Para cada stress equivalente (interno y externo) se calcula un factor de diseño, DF, que relaciona el stress VME con el esfuerzo de cedencia. Un diseño es aceptable bajo la condición que DF sea mayor a uno.

Al ajustarse la presión de colapso, se nota una disminución de casi 260 psi del valor de 4760 psi (valor API). Entre menos profundo sea el punto a calcular,

menor será el valor de la presión de colapso debido a el efecto adverso de la tensión. Para este cálculo, no se tuvo en cuenta el factor de seguridad de 1.125, para tener un valor de presión de colapso lo mas real posible.

El colapso de casing es una falla de estabilidad inelástica o una falla independiente de estabilidad elástica del esfuerzo de cedencia. Como el criterio triaxial está basado en el comportamiento elástico y el esfuerzo de cedencia del material, entonces no debe ser comparado ni usado con cargas de colapso. Por ende, el stress equivalente de von mises es comparado de manera directa con el esfuerzo de cedencia mínimo del material (80,000 psi para N-80) y no con la presión de colapso.

Puede observarse que la presión de estallido calculada basada en la ecuación de Barlow es de 6,865 psi para la tubería. Esto contrasta con la presión de colapso ya que el área de acción es menor en la pared interior de la tubería. Cabe anotar que poniendo las presiones P_e y P_i actuando sobre el casing, la presión equivalente resultante entre ellas, corregida por área, que actúa sobre la tubería sería de 360 psi en la parte externa.

Todos los cálculos para estos pozos se llevan a cabo tomando el caso no-soportado; caso en el cual la tubería no está cementada a la formación y está bajo la acción total de los esfuerzos. Debido a que para nuestro caso los tres pozos presentan obstrucción a profundidades cementadas, es necesario conocer los efectos de este sobre la resistencia a las presiones de colapso y estallido.

El cemento reduce el stress von mises equivalente actuante sobre el casing directamente como resultado de la resistencia del cemento y de la formación a la expansión del casing debido a la presión de estallido interna. Esto indica que si el anular entre casing y formación se encuentra exitosamente cementado, la resistencia a la presión de estallido puede llegar a ser el doble (Eustes et al, 2003

y Goodwin et al, 1962). El stress tangencial máximo dentro de un casing cementado es aproximadamente 1/3 del valor máximo del casing sin cementar. La resistencia a la presión de estallido que es soportada por el cemento por fuera del casing está reemplazando al stress tangencial suministrado por el casing mismo. Un mecanismo común de falla del cemento es generado por fractura radial iniciada por stresses tangenciales. No hay estudios sobre la tensión requerida para fracturar el cemento de un casing, pero minimizando estas fuerzas se puede restringir los esfuerzos sobre este. En todo caso, si la resistencia compresiva del cemento es mayor que el stress von mises calculado, el cemento no fallará estructuralmente. En la mayoría de los casos en que el cemento falla, el cemento desarrolla grietas radiales y fallará antes que el casing lo haga. Pero, para que esto ocurra, habrá que ser aplicada una gran presión hidráulica al cemento y al casing, ya que experimentalmente se halló que la presión de ruptura para un cilindro de cemento finito será cuatro veces mayor que el máximo stress pronosticado por la teoría cilíndrica.

Al momento de bombear la lechada y ser desplazada por un fluido de menor densidad, la columna de cemento reduce el OD del casing y puede también crear stresses sobre la formación, aunque aún después de haber endurecido el cemento no estará bajo la acción de ningún esfuerzo. Sin embargo, al aumentar la presión dentro del casing, su OD se expandirá y comenzará a deformar al cemento y a la formación, aunque la tubería no estará bajo esfuerzos de tensión hasta que se alcance la presión inicial de colapso.

Como el stress aplicado al cemento y a la formación es función de la expansión del casing, este estará dominado por el grado de la tubería. Como el modulo de elasticidad se mantiene aproximadamente constante para todos los grados del mismo diámetro y peso, entre mas alto sea el grado, mayor será el stress aplicado al cemento al momento de aumentar la presión interna.

Un efecto muy positivo para los pozos estudiados es que se ha demostrado experimentalmente que entre mayor sea el OD de la tubería, mayor será el incremento de resistencia a la presión externa o interna debido al cemento presente en el anular.

El pozo CY-33 presenta un DLS (Dog Leg Severity –pata de perro-) direccional máximo de 2.6°/100 ft a 5914 pies de profundidad (Anexo 05). Calculando el esfuerzo actuante sobre la tubería debido a la curvatura producida por esta desviación, realza el valor de 74,111 psi, que equivale a un 92% del esfuerzo mínimo de cedencia del casing. Es un valor bastante alto al cual debe prestársele atención para nuevos pozos a perforar. Con un DLS de 2.81°/100 ft se alcanza fácilmente el esfuerzo mínimo de cedencia del material.

7.3 ANÁLISIS TRIAXIAL PARA MATANEGRA N°16

Para el pozo MN-16 se calcularon los esfuerzos para la fase de inyección y para la fase de producción. Este pozo se perforó verticalmente con el objetivo de inyectar agua en el bloque Matanegra para mantenimiento de presión, pero en varias ocasiones se han bajado bombas ESP de sacrificio para la limpieza del pozo.

Debido a que las mayores fuerzas sobre el casing se encuentran en el proceso de inyección de agua, solo nos referiremos a esta aunque los resultados de los esfuerzos en la etapa de producción se encuentran igualmente en el Anexo F.

Para el cálculo de los máximos esfuerzos actuantes, se tomó de igual forma que en el caso anterior las máximas condiciones de carga actuantes sobre el revestimiento.

La mayor presión de cabeza se registró el día 27 de Enero de 1999 con una WHP de 1780 psi, a un caudal de 68,000 Bbl/día.

La temperatura de inyección es aproximadamente 200ºf; a partir de esto se calculan las propiedades del agua como la gravedad específica y la viscosidad con el fin de deducir las pérdidas por fricción dentro del casing. De esta manera, la presión sobre el casing a la profundidad de la obstrucción es la WHP mas la columna de agua a esta profundidad, menos las perdidas por fricción. MN-16 tiene MDT propio, entonces se pudo extraer la presión de poro inicial para esta profundidad.

Debido a las condiciones análogas en la localización de las obstrucciones en los revestimientos para los tres pozos, los análisis presentados en CY-33 se hacen extensivos e igualmente valederos para el presente y posterior pozo.

MN-16 presenta el mayor esfuerzo VME sobre las paredes del casing de los tres pozos. Aún con una presión interna de más de 4,800 psi no se llega a alcanzar un 30% del esfuerzo necesario para deformar el casing (VME de estallido). Como era de prever, el esfuerzo es mayor en la pared interna del casing con un 29% del esfuerzo de cedencia del material. Igualmente esta presión de inyección instaura, como se puede observar en los resultados, una presión equivalente de 1,960 psi en el ID de la tubería.

En las condiciones del pozo no es posible que se presente una deformación del casing, ni por colapso, ni por estallido. Si sumamos las propiedades benefactoras del cemento, es mas improbable aún una falla por cedencia del material.

7.4 ANÁLISIS TRIAXIAL PARA LA YUCA N°45

De acuerdo con los records operativos del pozo, el workover para instalar el mecanismo de control de arena se empezó a realizar el 20 de Abril de 2004. Se bajó con cuello dentado de 4-3/4" OD tocando fondo a 6801'. Trabajando la sarta se logró llegar hasta 7442' (mismo lugar de la obstrucción del WO de Noviembre 25 de 2003).

Se bajó junk mill de 8-1/2" y a 7442' se observó alto torque y se detecto que la sarta se había pegado. Se trabajó con 100.000 lbs de overpull y 50.000 lbs de compresión logrando liberar la sarta. El junk basket salió con 15 lbs de cemento lo que indica la existencia de un daño estructural de gran magnitud en el casing. En base a esta evidencia, se puede comprobar que efectivamente el revestimiento se encuentra colapsado a esta profundidad, y se descarta ipso facto la posibilidad de una simple deformación.

Para efectos del cálculo de esfuerzos, LY-45 cuenta con MDT propio, lo que permite una valoración exacta de la presión de poro inicial a la profundidad del colapso. De igual manera, se evaluó la presión interna máxima basada en el mínimo nivel histórico del pozo. No se tuvo en cuenta la fuerza boyante de compresión para maximizar las fuerzas tensíles.

La cara interna de la pared es la que ha soportado la carga más alta, con un 7.78% del esfuerzo mínimo de cedencia (el esfuerzo al cual el revestimiento empieza a deformarse de manera permanente). Por esto, no es probable una falla mecánica producida por los esfuerzos máximos conocidos en el pozo.

8. EFECTO DEL CAÑONEO SOBRE EL CASING

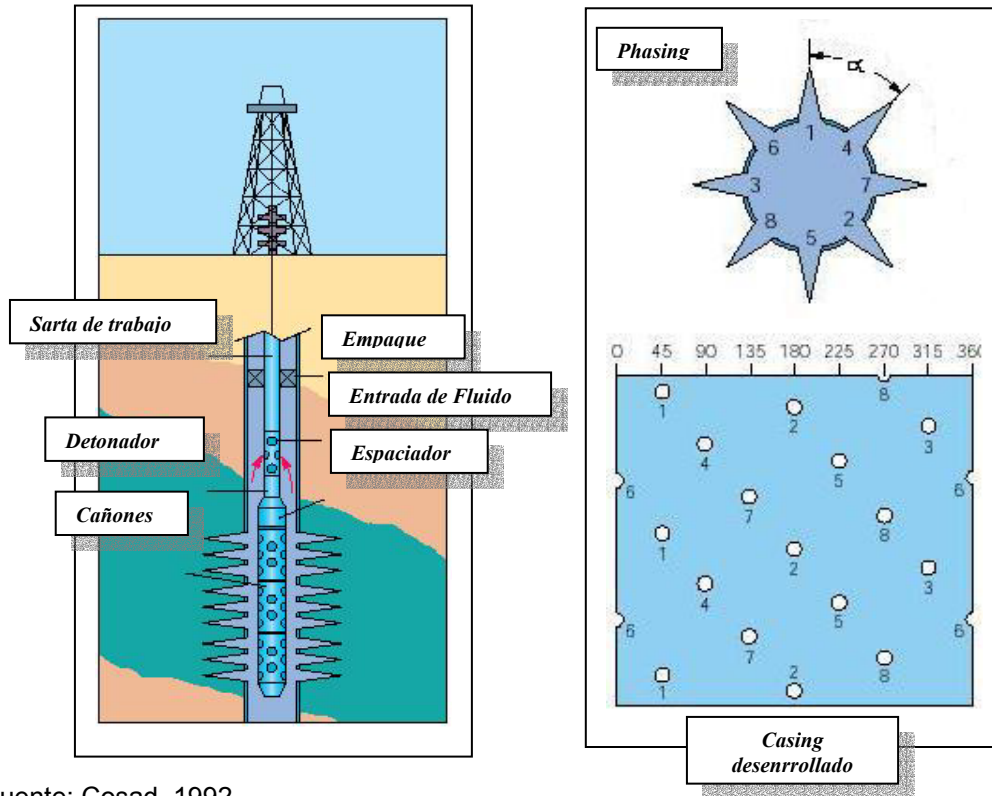
8.1 GENERALIDADES

Después que se ha completado un pozo, es necesario llevar a cabo operaciones de cañoneo con el fin de crear una comunicación entre la cara del pozo y la formación. El cañoneo es el proceso mediante el cual se crean hoyos en el casing que pasan a través del cemento y penetran en la formación. La penetración de los disparos dentro de la formación puede variar entre cero y varias pulgadas, dependiendo del tipo de perforación usada y en las propiedades mecánicas y físicas de los materiales a penetrar. Los hoyos creados pueden estar dispersos en un patrón angular alrededor del interior del pozo; esta dispersión es llamada "phasing". Esta nomenclatura de phasing puede ser fuente de confusión. Un phasing de 60° significa un disparo por cada 60° azimutalmente; un phasing de 180° significa un tiro por cada 180° . Un phasing de 0° es todos los tiros en una sola línea, o sea, que el ángulo de entre disparos es de 360° . El número de disparos por pie linear puede variar, típicamente, entre 1 a 24 tpp (tiros por pie), o más si el intervalo es recañoneado. Este número es llamado como densidad de cañoneo. La figura 30 muestra la sarta TCP y la geometría de un casing cañoneado.

En la actualidad se utilizan varios métodos de cañoneo; la perforación por disparos de balas es la mas antigua. Barker et al, (2003) reporta que el cañón perforador original fue desarrollado y construido en 1926, pero que su uso no fue ampliamente adoptado sino hasta la década de los 30s. El cañoneo por bala tuvo su máximo apogeo en la década de 1950, y hasta la fecha, se ha mostrado solamente un pequeño desarrollo es en su estructura básica. En este método, las

balas son disparadas debido a un propelente a través del casing y el cemento dentro de la formación.

Figura 30. Sarta TCP y geometría de un casing cañoneado



Fuente: Cosad, 1992.

Un conductor de acero, llamado cañón, es usado para transportar los penetradores hasta la profundidad requerida dentro del pozo. La acción de disparo es llevada a cabo enviando una señal eléctrica por medio de wireline para accionar el propelente. La explosión del propelente acelera la bala a través de un corto barril (2 in o más pequeño) a velocidades mayores a 3300 ft/s. Esta velocidad es suficiente para que la bala atraviese el casing, el cemento y la formación. Sin embargo, el desempeño de la penetración disminuye sustancialmente en formaciones con altas resistencias y en casings de alto desempeño. Actualmente, la utilización de esta técnica es infrecuente, pero aun

tiene aplicaciones en formaciones muy suaves, o cuando se necesitan huecos circulares consistentes en el casing.

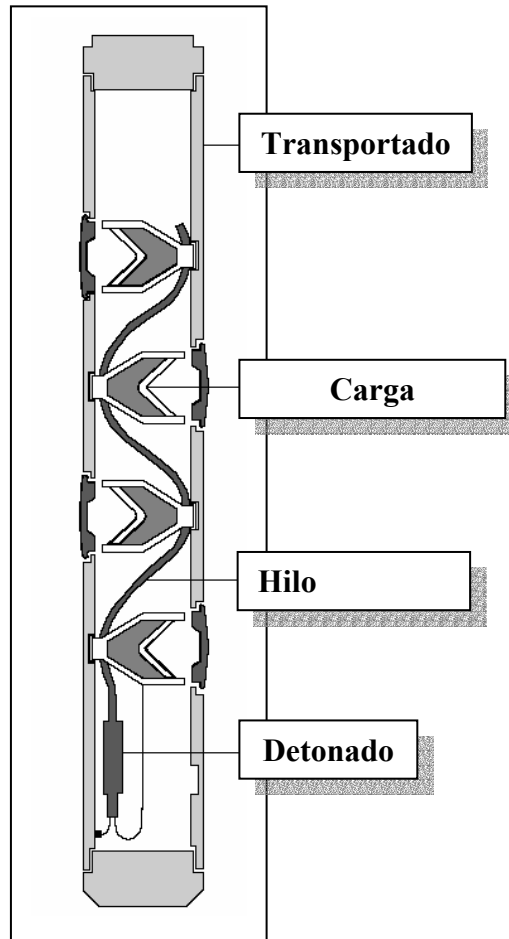
Otro método de perforación, se basa en la utilización de jets de alta presión para impulsar agua o lechadas arenosas para abrir hueco dentro del casing, cemento y formación. La lechada es bombeada hasta el fondo, y por medio de una boquilla es direccionada para ser impuesta directamente sobre el casing. Se pueden hacer excelentes huecos con este sistema, aun, el casing podría ser cortado con una correcta manipulación de este sistema. En otro método, se baja una herramienta que utiliza una bomba para forzar fluido a altas presiones hacia un tubo flexible, abriéndose paso hasta la formación. La mayor ventaja de este método es que se pueden crear túneles muy limpios con nada o muy poco daño a la formación. La desventaja más grande es que se debe hacer un hueco a la vez, convirtiendo este método en impracticable y costoso para intervalos muy grandes.

Un tercer método, llamado cañoneo tipo jet, involucra el uso de explosivos y cargas metálicas de formas específicas. Esta técnica de cañoneo es la más utilizada mundialmente. Los cañones pueden ser transportados hasta la profundidad deseada por varios medios: slickline, wireline, coiled tubing, drill pipe y tubing de producción.

Por ser el anterior método el más utilizado por la industria, se ampliará la descripción de esta técnica y los dispositivos asociados.

8.1.1 El tren explosivo. Los sistemas de cañoneo tipo jet utilizan diferentes componentes explosivos que son unidos entre sí por el “tren explosivo”. La figura 31 muestra un esquema típico para un cañón y el tren explosivo dentro de él.

Figura 31. Esquema de un cañón TCP y su tren explosivo



Fuente: Barker et al. "Petroleum Well Contruction."

Los elementos explosivos pertinentes dentro del el son: 1) Un iniciador o detonador, 2) Un hilo detonador que se utiliza para transmitir la detonación a través del eje longitudinal del cañón, y 3) las cargas que perforan el casing y el cemento para llegar a la formación. Los explosivos utilizados en estos componentes son llamados "Altamente explosivos". Cuando estos son iniciados, los explosivos reaccionan supersonicamente en un proceso llamado detonación. Por comparación, los "bajamente explosivos" reaccionan subsonicamente mediante un proceso llamado deflagración. Los propelentes y la pólvora son

ejemplos de estos últimos explosivos, mientras que el TNT es un ejemplo de los altamente explosivos. Los bajamente explosivos generalmente no son usados para operaciones de cañoneo tipo jet, pero si son utilizados en otras operaciones de la industria, como por ejemplo para sentar empaques y tapones y para tomar muestras de la pared de la formación.

La familia de los altamente explosivos puede ser dividida en dos categorías: primarios y secundarios. Los explosivos primarios son usados en los iniciadores únicamente; su único propósito es iniciar la reacción con una pequeña entrada de energía (usualmente un calentamiento eléctrico de un filamento o por impacto). Estos explosivos son muy sensibles a las entradas de energía como calor, llamas, fricción, impacto y descargas estáticas.

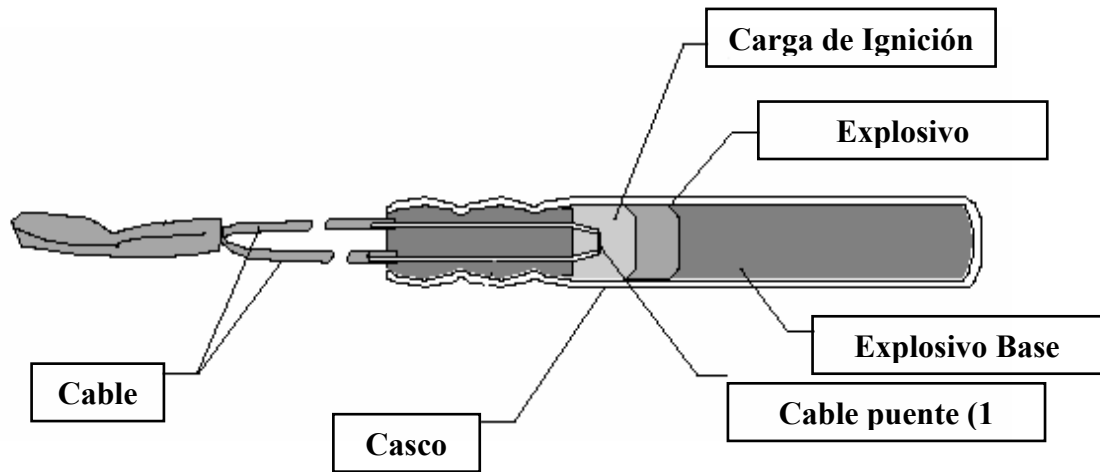
Los explosivos secundarios son usados en todos los tres componentes (detonadores, hilo detonador y en las cargas) del tren explosivo. Estos explosivos son mucho menos sensibles a los estímulos externos, y de alguna manera, son difíciles de iniciar. Pero, después de iniciarse la reacción, liberan enormes cantidades de energía en microsegundos. Los explosivos mas utilizados por la industria petrolera para estas funciones son RDX, HMX, HNS y PYX. Estos cuatro explosivos difieren en estabilidad térmica y son necesarios debido al gran rango de temperaturas encontradas en los pozos.

Tabla 16. Explosivos utilizados en el cañoneo.

EXPLOSIVO	Formula Química	Densidad (g/cm ³)	Velocidad de detonación (ft/s)	Presión de detonación (psi)
<u>RDX</u>				
Ciclotrimetileno Trinitramina	C ₃ H ₆ N ₆ O ₆	1.80	28,700	5,000,000
<u>HMX</u>				
Ciclotetrametileno tetranitramina	C ₄ H ₈ N ₈ O ₈	1.90	30,000	5,700,000
<u>HNS</u>				
Hexanitroestilbeno	C ₁₄ H ₆ N ₆ O ₁₂	1.74	24,300	3,500,000
<u>PYS</u>				
Bis(picrilamino)- 3,5-dinitropiridina	C ₁₇ H ₇ N ₁₁ O ₆	1.77	24,900	3,700,000

8.1.2 Iniciadores. Los iniciadores utilizados pueden ser de dos tipos: eléctricos o de percusión. Si el método de conducción del cañón es por medio de wireline, el modo más común es por detonador eléctrico, generalmente llamado dispositivo electroexplosivo o EED. Para cañones TCP, utilizados en el campo Caño Limón, el iniciador utilizado es de percusión. Estos dispositivos por percusión contienen un pin detonador en una parte sensible del iniciador. El explosivo dentro del iniciador genera una señal que reacciona con los explosivos primarios y secundarios para llevar a cabo la detonación. Estos dispositivos, al no tener dispositivos electrónicos no son susceptibles a peligros eléctricos. Aun así, éste debe ser manejado con extremo cuidado porque ha sido diseñado para accionarse con el impacto. Las energías típicas de impacto para su funcionamiento son entre 5 a 7 ft-lb.

Figura 32. Iniciador Eléctrico

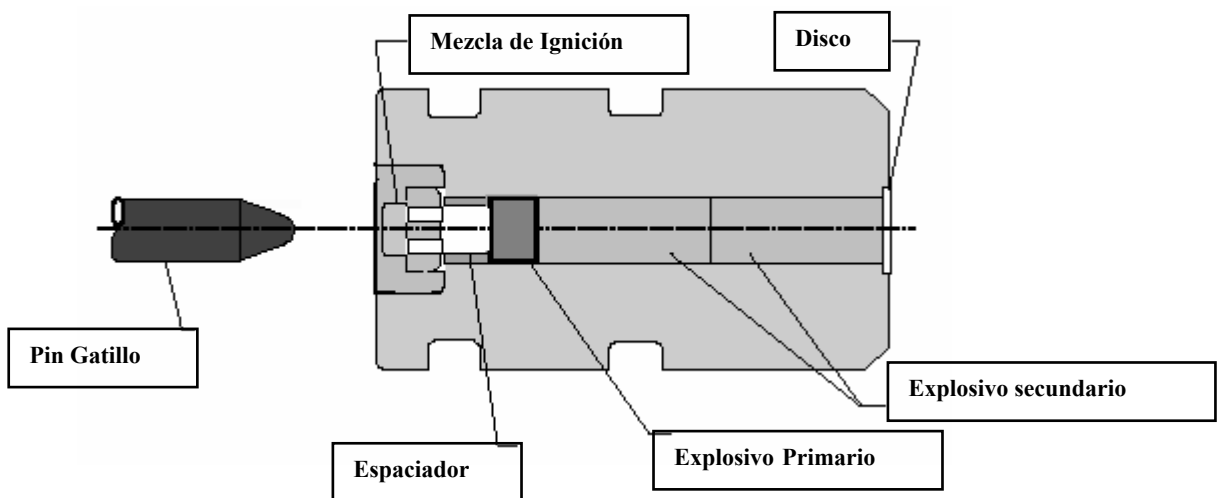


Fuente: Barker et al. "Petroleum Well Construction."

Hilo detonador.

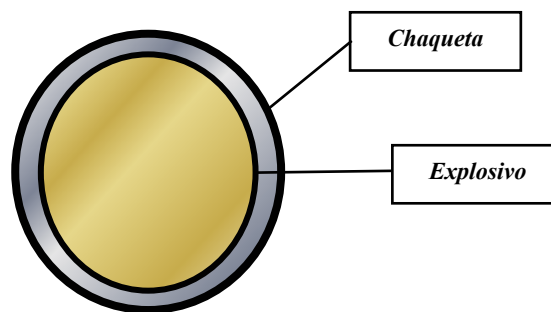
Como se mencionó anteriormente, el hilo detonador es utilizado para transmitir la detonación a través del eje del cañón, iniciando secuencialmente cada carga. La figura 32 muestra una sección transversal del hilo. Este es sencillamente un núcleo de explosivo

Figura 33. Iniciador de Percusión.



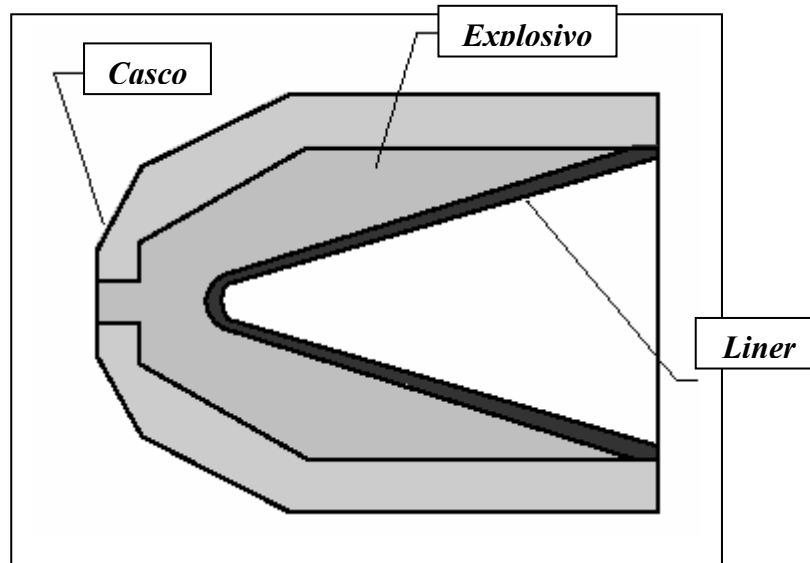
Como se mencionó con anterioridad, el cordón detonante es usado para transmitir la detonación a través del eje del cañón, iniciando secuencialmente cada carga. La figura 34 muestra un corte transversal de este cordón. Es simplemente un núcleo de explosivo secundario encerrado por un material protector. Sus velocidades de detonación varían según el explosivo a utilizar. Los hilos creados a partir de HNS y PYX contienen típicamente velocidades mas bajas, entre 20,000 a 21,000 ft/s. Los hilos creados a partir de RDX y HMX son más rápidos con velocidades cercanas a 26,000 ft/s.

Figura 34. Corte Transversal del cordón detonante.



8.1.3 Cargas con formas especiales (DP y BH). Las cargas con formas especiales, o perforadores tipo jet, son el componente explosivo que crea la perforación. Están basadas en la tecnología usada por las armas de perforación desarrolladas durante la II Guerra Mundial. Estas cargas son dispositivos sencillos, que contienen por lo menos tres componentes como se muestra en la figura 35. Sin embargo, lo complicado de este tema es la física del colapso lineal y la penetración del objetivo, lo que involucra disciplinas como la elasticidad, plasticidad, hidrodinámica, mecánica de fracturas y caracterización del material.

Figura 35. Cargas de un cañón TCP



Fuente: Barker et al. "Petroleum Well Construction."

Según la forma y material de la carga, podemos discretizar su función en dos tipos, 1) DP (deep-penetrating), de alta penetración y 2) BH (big-hole), o hueco mayor. Las cargas DP típicas crean diámetros de huecos entre 0.2 y 0.5 in con penetraciones hasta de varias docenas de pulgadas dentro de concreto. Son usadas por lo general para perforar formaciones muy duras. Por comparación, las cargas BH son generalmente utilizadas para perforar formaciones inconsolidadas. Típicamente producen huecos entre 0.6 y 1.5 in., y su penetración rara vez excede las 8 in.

8.2 PROCESO DE PENETRACIÓN EN EL CASING

El proceso de penetración de la carga dentro del casing ocurre debido a que el material de la carga empuja el acero del casing hacia un lado radialmente. El acero no es removido, únicamente es desplazado hacia un lado, proceso que ocurre a muy altas presiones. El modelo antiguo que se utilizaba para predecir el proceso data de los 1940s y asumía que el casing y la carga eran incompresibles,

o fluidos de Benoulli. Esto permitía que se dejara a un lado los efectos de las viscosidades y las resistencias de los materiales, en una suposición llamada la aproximación hidrodinámica. Esta aproximación hidrodinámica es una suposición acertada únicamente para las etapas tempranas de la penetración, debido a que la presión de impacto excede por mucho el esfuerzo de cedencia del casing. Por ejemplo, la presión de impacto generada por cargas de cobre al penetrar el casing es aproximadamente entre 15 y 30 millones de psi, mientras que el esfuerzo de cedencia del casing 9-5/8" N-80 es de 80,000 psi. Por esto, aun un material como el acero es débil frente a los stresses resultantes del impacto a gran velocidad. La temperatura juega un papel nulo en el proceso de penetración. No solamente el tiempo de penetración es muy corto para cualquier transferencia de temperatura significativa, sino que la temperatura es realmente baja. Experimentalmente se midió las temperaturas de las cargas de cobre al penetrar el casing, resultando entre 750° y 1100°F, bastante menores al punto de fusión del acero.

Sin embargo, la evidencia experimental confirmó que la aproximación hidrodinámica no es valida para todas las etapas de la penetración. De hecho, como la carga tiene un gradiente de velocidad (por lo que esta se encoge durante la penetración), existe un punto en el cual la velocidad es insuficiente para permitir que las propiedades de resistencia de los materiales sean tomados como nulos. Para la industria petrolera, Thompson (1962) fue el primero en publicar datos mostrando que la penetración disminuye como función de un incremento en la resistencia compresiva del material.

8.3 EFECTO DEL CAÑONEO SOBRE EL CASING

El daño causado al casing por el cañoneo ha sido pobremente estudiado por varios autores. Sus reportes no han concordado en su totalidad y su trabajo no ha abarcado las condiciones de campo necesarias para lograr conclusiones de alta fidelidad. En este capítulo del trabajo, abarcaremos el efecto del cañoneo tipo jet,

por ser el método más utilizado en el mundo, y obviamente, por ser el utilizado en el campo Caño Limón.

El método de perforación tipo jet es el dispositivo más común para crear las perforaciones en pozos de petróleo y gas alrededor del mundo. Solo una parte de la energía explosiva es efectiva para crear la perforación. El remanente es absorbido por el casing, el dispositivo conductor, el fluido en el hueco y por la formación. Cuando el casing absorbe bastante de esa energía remanente, puede ocurrir un gran daño en forma de deformación, grietas o rajaduras. Estos daños no pueden ser tolerados bajo ningún motivo si el objetivo de correr casing es el de aislar y proteger el interior del pozo.

De que depende el daño:

La severidad del daño en el casing es función de varios parámetros, de los cuales los más importantes son, 1) el diseño del cañón perforador, 2) la cantidad de explosivos cargados en el cañón y 3) las propiedades y el soporte del casing.

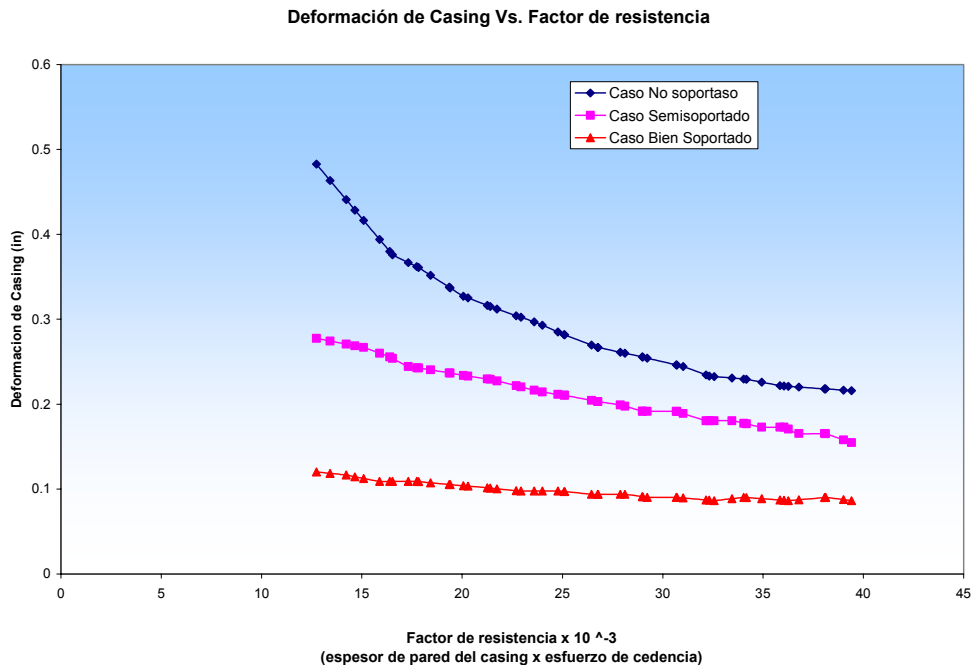
Entonces,

- 1) El tipo de cañón: Según datos experimentales presentados por varios autores, el tipo de cañón TCP (Tubing Conveyed Perforating) causa muy poca deformación y no se presentan grietas ni rajaduras sobre el casing. Este daño tan bajo es debido a que el tubo conductor en que se arman los disparos es un conductor con paredes gruesas de acero, el cual absorbe el shock explosivo en lugar del casing.
- 2) Cargas explosivas: Se presume que entre mayor sea la cantidad de explosivo cargado en el cañón, mayor será la penetración de la bala. Esto no es siempre cierto, y esta mentalidad ha sido reemplazada por diseños avanzados de la bala que permiten una mayor penetración utilizando una cantidad convencional de explosivo. Lo que sí es cierto, es que a una mayor cantidad de explosivo se le puede adjudicar un mayor daño producido al casing. La deformación será

más severa y pueden producirse grietas y rajaduras cuando se perfora sobre casings con bajo o ningún soporte de cemento. El daño potencial sobre el casing debe ser pesado en contra de las posibles ventajas de una mayor penetración debido a una mayor cantidad de cargas explosivas.

- 3) Propiedades del casing y su soporte: Por medio de pruebas de laboratorio llevadas a cabo por Bell y Shores, se ha concluido que la deformación del casing disminuye a medida que aumenta su grado de resistencia (espesor de pared x esfuerzo de cedencia). En la figura 36 se esquematiza los resultados obtenidos por estos autores. El caso no soportado es el casing con ninguna cantidad de cemento entre el anular casing-formación. Semi-soportado es con una cementación de baja calidad y, bien soportado con cementación de excelente calidad. Una menor deformación ocurre sobre casings bien soportados y una mayor deformación ocurre para casings sin soporte.

Figura 36. Deformación de casing Vs. Factor de resistencia



Fuente: Godfrey et al. "Casing damage caused by jet perforating" SPE 2815

Estas graficas se desarrollaron utilizando cargas expandibles, ajenas al tipo de cañón TCP. Para comparación, se llevaron a cabo experimentos con TCP y los resultados se esquematizan en la zona baja de la grafica, mostrando que la deformación es muy baja cuando se utilizan cañones TCP.

Se llega a la conclusión, que la deformación es menor para casings con un mayor diámetro, lo que parece razonable debido a que existe una mayor masa que absorba la energía de la explosión.

Godfrey y Methven llevaron a cabo experimentos de laboratorio, recreando las condiciones de pozo, sobre especímenes N-80 añadiendo imperfecciones a los casings con fin de ser más rigurosos y llevar los resultados a situaciones más agresivas. Los resultados mostraron que ninguno de los casings N-80 perforados con cañones TCP resultaron dañados, ni en forma de grietas ni de rajaduras, confirmando los resultados presentados por varios autores.

8.4 REDUCCIÓN EN LA RESISTENCIA AL COLAPSO

En adición al daño causado por el cañoneo sobre el casing, la resistencia al colapso de este se verá afectada y disminuida por la presencia de las perforaciones.

Experimentalmente se ha encontrado que la mayor disminución sobre la resistencia al colapso ocurre cuando las perforaciones son llevadas a cabo en línea axial (ángulo de 0° de phasing). Esta reducción en la resistencia al colapso es menor a 10% para densidades de 6 tpp con diámetros de hueco de ½ in a 0° de phasing, o para densidades de 8 tpp con diámetros de huecos de ½ in para disparos en hélice, o lo que es lo mismo, 90° de phasing. Esta reducción no es

considerada muy significativa. Por ejemplo, esta es menor que la tolerancia API para espesor de paredes que es de 12.5%.

Es claro que la resistencia al colapso será mayor para casings con diámetros de hueco de $\frac{1}{4}$ in que para diámetros de hueco de $\frac{1}{2}$ in. La resistencia al colapso disminuye con la cantidad de acero que es removida.

En subsiguientes experimentos, King (1990), demostró con un set muy completo de ensayos que la resistencia del casing perforado a 12 tpp no muestra una diferencia significativa en comparación a la resistencia del casing sin perforar. Aun más, llevó a cabo un experimento extremo donde un casing de 7" se perforaba en un patrón de hélice triple con huecos de $\frac{1}{2}$ in de diámetro, dando una densidad de disparo de 72 tpp a 20° de phasing. Esto arrojó como resultado una resistencia al colapso de 87% con respecto al casing sin perforar.

De forma afín y análoga con el caso de Caño Limón, King realizó un experimento a condiciones extremas donde un casing 9-5/8" se perforaba con TCP de 7" a 12 tpp con cargas BH (big hole) que crean diámetros de hueco entre 1 y 1.25 in. El plano de falla siempre ocurre a 90° del punto de aplicación de la carga. Como consecuencia, el casing presentó pérdida del 22% de la resistencia al colapso cuando no existía ninguna perforación en el plano de falla (la mas cercana se encontraba a 30° del plano de falla). Cuando se rotaba el casing y se perforaba en el plano de la falla, la resistencia al colapso mecánico era disminuido en 68%. Claro está, que un casing con perforaciones de menor tamaño será menos afectado por la orientación de las perforaciones con respecto al plano de falla. Esto es debido a la relación en cantidad de acero desplazada por las perforaciones.

También se corrieron experimentos para averiguar el efecto del evento explosivo sobre la resistencia del casing. Probando sobre revestimientos de 5" y 9-5/8" se

encontró que este evento tiene un efecto mínimo cuando el diámetro del hueco es menor a 0.76”.

Estos experimentos se llevaron a cabo en casings sin soporte por parte del cemento; impartiendo un punto de partida y suministrando una noción del daño que es dado al revestimiento. Estos valores anteriormente descritos no pueden ser utilizados puntualmente debido a la diferencia de condiciones.

8.5 EFECTO DEL CAÑONEO SOBRE EL SISTEMA CASING-CEMENTO

Godfrey (1968), condujo experimentos con el fin de verificar la información presentada hasta ese momento concerniente a la relación cemento-cañoneo. Sus estudios y resultados siguen vigentes hasta la actualidad y no se han reportado nuevos trabajos sobre este tema.

Oliphant y Farris (1947), Morgan y Dumbauld (1951) y Clark (1953) llevaron a cabo experimentos sobre la calidad del cemento a utilizar para no ser dañado por operaciones de cañoneo. Ellos concluyeron que la óptima calidad era un cemento que resistiera 2000 psi de esfuerzo compresivo, pero esto se encontraba basado en pruebas a presión atmosférica. Bell y Shore invalidaron casi toda información presentada hasta ese momento cuando demostraron que a la presión atmosférica no se puede determinar la deformación del casing y el daño que puede ocurrir debido al cañoneo dentro de las condiciones del pozo.

Por medio de ensayos se determinó que entre mayor sea la presión hidrostática, mas restringida será la expansión de los gases generados por la carga; causando de esta manera un menor daño y deformación al casing.

La resistencia de la adherencia hidráulica es definida como la presión necesaria para causar falla en el punto de cohesión casing-cemento bajo una presión de

confinamiento. La resistencia de la adherencia mecánica es definida como la fuerza por unidad de área para romper la cohesión del cemento al casing dentro de una prensa sin ningún tipo de presión de confinamiento.

Antes del proceso de cañoneo, la resistencia de la adherencia hidráulica aumenta a medida que la resistencia compresiva del cemento aumenta. Entre ellos existe una relación lineal. Después de cañonearse, este proceso destruye la resistencia de la adherencia hidráulica para cementaciones débiles, pero no tiene ningún efecto sobre las resistencias de cementaciones fuertes. La relación entre la resistencia de la adherencia hidráulica y la resistencia compresiva del cemento indica que la resistencia compresiva crítica para el cemento es de 1300 psi. Esto quiere decir, que al perforar con cañones TCP, la resistencia de la adherencia será destruida si la tubería se encuentra soportada por un cemento más débil que 1300 psi de resistencia a la compresión, pero este no será afectado si el casing se encuentra soportado por cementos con resistencias a la compresión mayores a 1300 psi.

Si a el cemento se le añade bentonita, se necesitará mas agua para mantener el cemento bombeable; como resultado, el contenido de cemento es reducido y su calidad será menor. Antes de cañonear, la resistencia a la compresión y la resistencia de la adherencia hidráulica disminuirán juntos de manera continua.

Nuevamente, Godfrey concluyó que el casing sufre prácticamente ningún daño al ser cañoneado con cañones TCP en anulares bien cementados. Notó también, que el diámetro del hueco en el cemento es un poco mayor que el hueco de entrada de la carga en el casing.

Con respecto a la resistencia de la adherencia mecánica, se puede concluir de manera general que el cañoneo, 1) reduce en una pequeña cantidad la resistencia

de la adherencia mecánica que existe en cementos débiles y 2) aumenta la resistencia de la adherencia mecánica para cementos fuertes.

La explosión de la carga explosiva daña la pequeña resistencia mecánica de los cementos débiles de igual manera que destruye la resistencia hidráulica. El cañoneo no reduce la resistencia mecánica de los cementos fuertes. El aumento de esta resistencia mecánica de los cementos fuertes después del proceso de cañoneo probablemente es debido a, 1) la carga compresiva actuante sobre el cemento como resultado de la deformación de la tubería y 2) la flor formada por la tubería alrededor de la perforación.

Cabe resaltar, para terminar este capítulo, que no hay ningún tipo de estudio realizado que implique los efectos del recañoneo. Si a un casing se le dispara con densidad de 12 tpp y se deja en producción, la probabilidad de daño es mínima según lo estudiado. Pero, si el casing es expuesto a un proceso de recañoneo, por ejemplo a 18 tpp como los utilizados para completamientos con gravel pack, no sería correcto asumir una densidad de disparo únicamente de 30 tpp para el estudio. Si los disparos llegasen a coincidir con el borde del hueco previo, tendríamos un diámetro de hueco muchísimo mas grande que el anterior, debilitando en mayor escala el casing, contrariamente que si los hoyos creados no llegaran a coincidir. Es claro que un estudio de esta magnitud requiere gran tiempo y dinero para su realización, pero es conveniente no dejar a un lado este proceso de recañoneo, que se hace cada vez una práctica más realizada por la industria.

9. CORROSIÓN Y EROSIÓN

9.1 GENERALIDADES

La corrosión es un problema que representa costos demasiados altos en procesos donde se requieren estructuras metálicas mediante la corrosión el metal pierde sus características metálicas en unos casos y en otros se consume. Es necesario analizar el problema de la corrosión, y para su control se necesita entender como se presenta, como se puede prevenir, detectarla, medirla y finalmente controlarla.

En general, la corrosión se puede definir como el deterioro o pérdida del material por medios diferentes al mecánico. En caso de los metales cuando estos entran en contacto con un electrolito bajo ciertas condiciones, ocurren reacciones electroquímicas que traen como consecuencia la alteración de la composición del material, esto se conoce como corrosión.

9.2 TIPOS DE CORROSIÓN

Aunque la corrosión globalmente se puede clasificar como química y electroquímica, se habla de distintos tipos de corrosión dependiendo principalmente del ambiente que la produce y del medio en que se presenta.

De esta manera se puede hablar de:

- Corrosión química
- Corrosión electroquímica
- Corrosión húmeda
- Corrosión seca

- Corrosión dulce
- Corrosión ácida

La corrosión química se presenta cuando el material se disuelve en el solvente, esto no se presenta en metales sino en materiales orgánicos e inorgánicos no metálicos. Los demás tipos de corrosión se presentan en metales y son todas de tipo electroquímica, o sea se presentan simultáneamente flujo de corriente eléctrica y reacciones químicas.

La corrosión húmeda se debe fundamentalmente a la humedad del suelo o de la atmósfera. La corrosión seca no requiere humedad para presentarse. La corrosión dulce se debe a la presencia de CO₂, O₂, N₂ pero sin H₂S. La corrosión ácida o agría debe a la presencia de H₂S.

Origen de la corrosión electroquímica:

La mayoría de los metales puros son inestables porque no se encuentran puros en la naturaleza sino como óxidos, sales, etc. Por ejemplo el hierro no se encuentra como Fe sino como Fe₂O₃, FeO, etc. y de estos minerales mediante algún proceso, se obtiene el hierro puro. Esto hace que el hierro muestre tendencia a volver a su estado natural, o sea a pasar de un estado de valencia o a un estado de valencia +2 ó +3 de acuerdo con las siguientes reacciones:



La situación que se presenta con el hierro se puede presentar con cualquier otro metal que no se encuentra puro en la naturaleza como el Al, Mg, Zn, etc. y lógicamente no se presenta con los metales que se encuentran puros como el caso de Au, Ag, Pt los cuales se conoce con el nombre de metales nobles. La

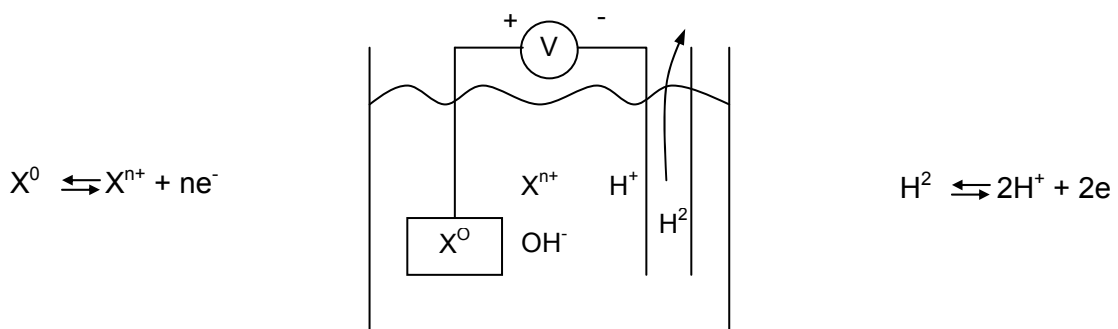
reacciones (1) y (2) indican que el hierro se va gastando, y si dura largo tiempo el hierro se puede agotar. Esto es lo que corre realmente en la corrosión electroquímica donde las condiciones son tales que las reacciones (1) y (2) se hacen continuas hacia la derecha hasta que el hierro se agote.

Como las reacciones (1) y (2) se pueden hacer generales y aplicarlas a cualquier metal, se pueden escribir:



Potencial de Electrodo. Todos los metales no tienen la misma tendencia a sufrir la reacción (3), unos son más inestables que otros. Esto dio origen al concepto de potencial de electrodo, que en términos generales es la facilidad con que un metal se puede oxidar comparado con el hidrógeno. El potencial de electrodo para un elemento dado se puede visualizar de la siguiente manera: Supongamos que se tiene en un recipiente un electrolito que posee en solución cationes X^{n+} , tal como se muestra.

Figura 37. Ejemplo potencial del electrodo



La fase agua sufre, aunque en pequeñísima escala la siguiente reacción:



o sea que también se va a tener presencia de iones H^+ .

Si en la solución anterior se introdujera un pedazo de metal X en un extremo del recipiente e hidrógeno en el otro extremo, se tendría tendencia a las siguientes reacciones:

Donde está el metal X la reacción (3) y donde está el hidrógeno la siguiente:



En cada caso no hay átomos del elemento y cationes del mismo, o sea que de acuerdo con las ecuaciones (3) y (5), hay deficiencia de electrones y las reacciones no están en equilibrio. Como hay deficiencia de electrones, hay demanda de estos y los producirá primero el elemento que tenga más facilidad para hacerlo. Si se coloca un voltímetro para medir la diferencia de potencial entre el electrodo de hidrógeno y el metal X, conectando el terminal positivo al metal y el negativo al hidrógeno, se leerá un potencial positivo si el metal tiene más tendencia a oxidarse y negativo si es el hidrógeno el que presenta mayor tendencia.

Cuando la concentración de iones X^{n+} en las soluciones 1.0 M, el potencial que se mide se define como potencial de electrodo. De igual manera se procede para cualquier material para medir su potencial de electrodo.

Serie de la FEM. Si una vez obtenidos todos los potenciales de electrodo se organizan de mayor a menor, asignando al hidrógeno un potencial de electrodo de cero, se tiene lo que se conoce como la serie de la fuerza electromotriz. Mientras más alto este un material en la serie, mayor es su tendencia a oxidarse con relación al hidrógeno y de dos materiales que estén clasificados en la serie de la FEM tiene mas tendencia a oxidarse el que esta mas alto o sea que tiene un valor mayor.

La serie de la FEM para algunos elementos puros es la siguiente:

Tabla 17. Serie FEM

Metal	Potencial (v)	Metal	Potencial
Mg	2.40	Cd	0.40
Al	1.70	H	0.00
Zn	0.76	Cu	-0.34 a -0.50
Fe	0.44	Ag	-0.80
Ni	0.23	Au	-1.36

La serie FEM para elementos metálicos y aleaciones comunes es la siguiente:

Tabla 18. Serie FEM para elementos metálicos y aleaciones comunes

Metal	Potencial (v)
Mg Comercial/Puro	1.75
Mg (Aleación)	1.60
Zn	1.10
Al (Aleación)	1.05
Al Comercial/Puro	0.80
Acero	0.5 – 0.8
Hierro dulce	0.5
Plomo	0.5
Laton, Bronce, Cobre	0.2
Carbón, Coque, Grafito	-0.3

Celda Electroquímica. Mientras el recipiente de la figura anterior no tenga medio para que los electrones puedan desplazarse, no hay ninguna posibilidad de que se presenten las reacciones (3) y (5). Sin embargo, si se establece un contacto eléctrico para que haya flujo de electrones se presentarían las reacciones, las cuales continuarían mientras no haya algo que impida la formación de electrones. En este caso se tiene lo que se conoce como una celda electroquímica.

Para que se presente la formación de una celda electroquímica se necesita:

- La presencia de dos metales diferentes (que presenten potencial de electrodo diferente).
- Una conexión metálica entre ellos que permita el flujo de electrones.
- Un electrolito que permita el desplazamiento de iones,
- Y que se presenten las reacciones.

El electrodo donde se producen los electrones es el ánodo y donde se consumen es el cátodo.

La intensidad o fuerza de una celda galvánica depende de la diferencia entre los potenciales de electrodo y la intensidad de la corrosión depende directamente de la intensidad de la celda galvánica, si no existen otros factores que interfieran.

Reacciones en una Celda Galvánica. Se presentan reacciones primarias y secundarias; las primeras son las responsables de la formación y funcionamiento de la celda, las segundas se originan por la presencia de productos de las reacciones primarias o por las condiciones ambientales que rodean la celda.

Supongamos una celda donde el ánodo es el hierro, las reacciones que tienen a presentarse en el ánodo y cátodo son:



Las reacciones (1) y (5) son las reacciones primarias. Además para el mismo caso del hierro, se pueden presentar las siguientes reacciones:



La reacción (6) se presenta en el ánodo y consume los Fe^{+2} producidos en la reacción primaria del ánodo. Como ambas reacciones consumen productos de la reacción primaria del ánodo, su efecto sería incrementar la velocidad de la reacción primaria y por tanto intensificar la corrosión. En realidad la reacción (6) reduce la tasa de corrosión y la (7) la aumenta. En el caso de la reacción (6) se forma $\text{Fe}(\text{OH})_2$ que es un compuesto insoluble que se deposita en el ánodo y acaba por aislarlo del electrolito, interrumpiéndose la celda y parándose la corrosión.

Las reacciones secundarias afectan la intensidad de la celda galvánica, si se dan en el ánodo generalmente la disminuyen y si se da en el cátodo la aumenta.

Cuando se presenta depositación de compuestos catódicos, sobre el ánodo se pueden presentar problemas de corrosión por salpicaduras dado que el material no cubrió totalmente el ánodo y dejó zonas expuestas a la corrosión.

Tipos de Celdas Electroquímicas. Las celdas electroquímicas pueden ser electrolíticas o galvánicas. En el primer caso el flujo de electrones no es espontáneo, si no que se invierte agregando un potencial mayor y de sentido contrario al espontáneo, este es el tipo de celda que se utiliza para cromado, niquelado, etc. En la celda galvánica el flujo de electrones es espontáneo.

Las celdas galvánicas se dividen:

- Composición
- Concentración y aireación
- Esfuerzo

La celda por composición esta formada por dos metales, ubicados en diferentes puntos de la serie donde ya se sabe que el más alto será el ánodo y el más bajo el cátodo.

En el caso de la celda galvánica por concentración la situación es la siguiente: Los electrodos pueden ser del mismo material pero el electrolito que los rodea es de concentración diferente: En ambas zonas el electrodo trata de presentar la siguiente reacción:



Pero la tendencia esta mas desequilibrada en la zona donde esta mas concentrado el electrolito, por tanto allí es más fácil que se inicie la reacción para producir los electrones, convirtiéndose por tanto en la zona anódica y la menos concentrada en la catódica.

Las celdas por aireación se presentan porque el mismo material tiene zonas donde el acceso de oxígeno es diferente; la zona que tiene mas acceso al oxígeno

es la catódica y la que tiene menos acceso es la ánódica. Esto se puede explicar por ejemplo con el hierro de la siguiente manera:

En el cátodo la reacción primaria es:



Además la reacción secundaria es



y la segunda reacción secundaria que se presenta en el cátodo es:



Las ecuaciones (7) y (8) indican que en presencia de oxígeno hay más demanda de electrones y esto trae como consecuencia que el hierro forme una celda galvánica donde la zona que no tienen contacto con el oxígeno es la ánódica y la que lo tiene es la catódica. Esta celda se conoce como de aireación.

Las celdas galvánicas de esfuerzo se presentan cuando el material tienen zonas con diferentes estados de esfuerzo, por ejemplo hay zonas que están más tensionadas que otras; zonas que han sido trabajadas al lado de otras que no (codos). Las zonas que presentan estados de esfuerzos más altos son más inestables y por tanto se comportan como ánódicas con relación a las de menos estado de esfuerzos.

Adicionalmente a las celdas aquí mencionadas se pueden presentar celdas galvánicas ocasionadas por agentes como erosión y corrientes extrañas. En el caso de erosión, por ejemplo el caso de flujo a través de una tubería puede destruir la capa del inhibidor o la capa protectora del material en zonas de turbulencia como restricciones, desvíos, etc. dejando expuesto el material al ataque de la corrosión; esta zona se comporta como ánodo. En el caso de las corrientes extrañas se puede presentar porque a través del suelo hay flujo de corriente eléctrica la cual puede entrar a una estructura por algún punto y luego salir, en el ánodo la corriente sale hacia el electrolito y en el cátodo entra del electrolito al material. El punto por donde salen las corrientes extrañas se comportará como ánodo.

9.3 LA CORROSIÓN EN LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO

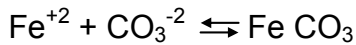
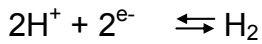
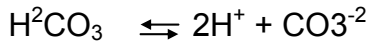
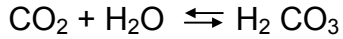
Los puntos más críticos de corrosión en la industria del petróleo son el interior de tuberías, uniones, separadores, tratadores, tanques y estructuras de subsuelo. Las partes externas de las estructuras en superficie también pueden estar sometidas a corrosión severa pero se pueden chequear y tratar más fácilmente.

En nuestro caso aplicaremos estos conocimientos a la corrosión de los revestimientos para el campo Caño Limón.

9.3.1 Principales agentes de corrosión

- **Agua Salada.** Este nos es el caso del campo Caño Limón. Este se encuentra bajo el empuje de un acuífero activo, cuya característica principal y que lo hace unico en el mundo es que su agua es dulce. Entonces, este agente es descartado como posible productor de corrosión en el revestimiento. En otros campos donde sea producida esta agua, la presencia del agua salada llena los requisitos del electrolito para formar la celda galvánica; además en algunos casos el agua suministra los elementos para otros agentes de corrosión.

- **CO₂**. El CO₂ esta presente en la producción de muchos pozos de petróleo. El CO₂ puede ocasionar corrosión de la siguiente manera.



La corrosión con CO₂ se conoce como corrosión dulce. Para que se presente corrosión por CO₂ se necesita la presencia de agua; además depende de la presión parcial de CO₂ de la siguiente manera:

$$P_{\text{pCO}_2} = P_T \times \% \text{CO}_2$$

Tabla 19. Presión parcial del CO₂

PpCO ₂ (LPC)	Grado de Corrosión
0 - 10	Débil
10 – 30	Moderada
30+	Alta

En algunos casos la corrosión por CO₂ puede convertirse en problemas serios; por ejemplo pozos de gas profundos en los cuales hay producción de CO₂, la corrosión se puede presentar en la cabeza del pozo donde el tubing esta sometido a mayor esfuerzo; además de que la turbulencia hace que las posibles películas protectoras que se formen sean removidas. La corrosión se presenta porque algo del vapor de H₂O se condensa y se presentan la serie de reacciones que llevan a

la ecuación (10). La corrosión es severa porque los fluidos llegan a la superficie con presión alta lo cual hace muy probable que la $PpCO_2$ sea mayor de 30.

- **H₂S.** Tampoco se es producido este tipo de gas en el campo Caño Limón. La corrosión con H₂S se conoce como corrosión agria. También requiere la presencia de agua para que se presente la corrosión. Las reacciones son las siguientes:



El FeS es una sustancia poroso y catódica con relación al acero, por lo tanto no importa donde se deposite, la corrosión continua. Como no hay presencia de oxígeno no hay posibilidades de que se formen capas de oxígeno que protejan el ánodo y paren la corrosión.

- **Oxígeno.** La presencia de oxígeno tiende a aumentar la tasa a la que reaccionan los agentes de la corrosión puede ocasionar reacciones secundarias en el cátodo, originar celdas de aireación diferencial. En algunos casos la presencia de oxígeno puede ser beneficiosa porque puede formar capas aislantes de oxígenos que se depositan sobre el ánodo impidiendo que continúe la corrosión.

Intervalos de agua. En las arenas que atraviesa el revestimiento, muy seguramente encontraremos intervalos de agua. Esta, actúa como electrolito, y en algunos casos, se pueden presentar celdas de concentración o aireación.

- **Corrosión por Bacterias.** Las bacterias que interesan desde el punto de vista de corrosión se pueden clasificar como aeróbicas y anaeróbicas; las primeras

necesitan la presencia del oxígeno, las segundas no. Las aeróbicas en presencia de oxígeno producen limo o cieno que se acumula en algunas partes de la tubería originando celdas de concentración de oxígeno.

Las bacterias anaeróbicas pueden ocasionar corrosión por H_2S de la siguiente manera: Como no tienen suministro directo de oxígeno, lo obtienen de la reducción del sulfato a sulfuro el cual se combina con el hidrógeno iónico (H^+) para producir H_2S con lo cual se puede iniciar el proceso de corrosión.

Cuando se presenta corrosión por H_2S también se presenta un proceso adicional que se conoce como fragilización del acero, consiste en que los iones de hidrógeno se entran en los espacios vacíos que deja la estructura del acero, pero al formarse el H_2 aumenta de tamaño y aplica esfuerzos sobre los átomos de Fe en el acero debilitando los enlaces electrónicos y afectando las propiedades mecánicas de acero negativamente. Esto se presenta en el caso de corrosión por H_2S porque el H_2S impide la formación de las moléculas de H_2 .

Microbiología es la parte de la Biología que estudia los seres vivos microscópicos, también conocidos con el nombre de microorganismos.

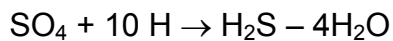
Los microorganismos más importantes del reino vegetal son las algas que contienen clorofila y por consiguiente necesitan la luz del sol para desarrollarse. Los hongos que no contienen clorofila y las bacterias que tienen algunas propiedades que son comunes a las algas y a los hongos.

Bacterias Sulfato Reductoras (BSR) o Sulfate Reducing Bacteria (SRB)

Las BSR (*Desulfovibrio Desulfuricans*) son bacterias anaeróbicas o sea que no necesitan oxígeno para su desarrollo, pero pueden sobrevivir en ambientes oxigenados, se desarrollan preferencialmente en aguas estancadas y áreas de

baja velocidad, debajo de incrustaciones y de sedimentos, en estos casos son difíciles de matar.

Las BSR son promotoras activas y acelerantes de la corrosión, su acción se debe a que reducen los iones sulfato del agua a iones sulfuro dando ácido sulfídrico como subproducto.



Las BSR viven, en grupos llamados colonias, sobre las paredes de las tuberías induciendo la formación de picaduras, cada vez que se encuentran BSR en las aguas del gasoducto quiere decir que hay muchas, muchas más BSR, firmemente aseguradas a las paredes de la tubería.

9.3.2 Control de la corrosión. La mejor manera de controlar la corrosión es prevenirla, pero en algunos casos es inevitable que se presente. Cuando esto ocurre se debe medir su intensidad para decidir el método de control a aplicar. Algunas veces el control resulta mas costoso que las mismas pérdidas que ocasiona la corrosión y es por tanto aconsejable dejarla avanzar. Además de conocer la intensidad de la corrosión es importante conocer la forma como esta avanzada.

Un buen programa de control de corrosión incluye cuatro pasos:

- Prevención
- Detección
- Medición
- Control

9.3.3 Prevención de la corrosión. Al hacer el diseño de una instalación de revestimiento se debe desde el principio tomar las medidas pertinentes para que no se presente o disminuir el problema de corrosión. Para ello es importante conocer las características del fluido que va a manejar, las condiciones en que esta va a trabajar y controlar la posibilidad de que se presenten celdas galvánicas. El conocimiento de las características del fluido permite saber si este es corrosivo o no.

Al hacer el diseño de un revestimiento se debe evitar tener condiciones de trabajo que faciliten la corrosión, por ejemplo turbulencia que pueda destruir las capas protectoras de las paredes internas de la tubería, velocidades de flujo que permitan la separación de fases o contacto por tiempo prolongado de un fluido corrosivo con la tubería.

Igualmente al hacer el diseño y conociendo las posibilidades de corrosión se deben seleccionar materiales resistentes a la corrosión, aunque algunas veces no es posible porque los materiales que se deberían usar resultan demasiados costosos o no cumplen con las propiedades mecánicas que debe tener el material. Algunas veces cuando el área anódica es muy grande comparada con la catódica y la conductividad del electrolito es baja, el efecto de la corrosión es despreciable.

Cuando no es posible hacer la selección apropiada de materiales metálicos resistentes a la corrosión se recurre al uso de materiales no metálicos tales como asbesto, cemento, plásticos, etc.

Si no es posible seleccionar el material apropiado y resistente a la corrosión se puede prevenir esta usando recubrimientos o pinturas, inhibidores o aislando eléctricamente la estructura de tal manera que se interrumpan las corrientes eléctricas de la celda galvánica.

- **Recubrimientos y Pinturas.** Con estas se busca aislar física o eléctricamente la estructura del electrolito. Pueden ser de tres tipos: Inorgánicas, orgánicas y metálicas.

Dentro de las orgánicas están algunas pinturas que se aplican en capas delgadas a estructuras expuestas a la atmósfera y parte interna de las tuberías de perforación y producción. Además algunas pinturas más pesadas que se usan como recubrimientos bituminosos para tuberías. Dentro de los recubrimientos inorgánicos están el cemento y algunas pinturas a base de silicato de Zn.

La mayoría de los recubrimientos tienen tasas de expansión térmica diferentes a las del metal al cual se están aplicando y la resistencia de la adherencia entre el recubrimiento y el metal debe ser suficiente para soportar esta deformación.

Algunos recubrimientos son termoplásticos o sea que pierden muchas o todas sus propiedades protectoras a temperaturas altas; otros son polimerizables y son estables hasta la temperatura de descomposición.

Al aplicar el recubrimiento la superficie debe estar completamente limpia y seca; mientras más gruesa sea la capa será más elástica, podrá soportar más fácilmente esfuerzos sin desligarse.

- **Inhibidores.** Son sustancias que paran o previenen las reacciones químicas y en algunos casos son el único método de controlar la corrosión. Las cantidades que se usan no son suficientes para controlar la acción de los agentes de la corrosión sino que más bien forman una película protectora sobre las superficies metálicas para aislar la del electrolito.

Los inhibidores generalmente se consiguen concentrados para facilitar la estabilidad y el transporte, pero se usan diluidos. La mayoría son líquidos solubles

o dispersables en agua o aceite. Como sus densidades varían de 7-12 Lb/pie³, algunas veces se necesita mezclarlos con fluidos mas pesados para que se separen del agua y el petróleo, este tipo de inhibidores se usan en forma de capsular que caen hasta el fondo del pozo a través de los fluidos que se están produciendo y luego se dispersan hacia los fluidos producidos.

Hay dos clases de inhibidores en forma de cápsula, basados en la tasa a la cual se libera el inhibidor. Los de liberación rápida se liberan inmediatamente después de establecer contacto con el agua y los de liberación lenta liberan el inhibidor gradualmente.

La selección del líquido con que se va a dar peso al inhibidor es importante pues se debe tener en cuenta los efectos colaterales que se puedan presentar: formación de emulsiones por ejemplo: En algunos casos el inhibidor se puede tener en forma de barras pesadas, que se echan al pozo y se van disolviendo a velocidades que dependen de la temperatura y el tiempo.

Al seleccionar un inhibidor se debe tener en cuenta la compatibilidad con otros químicos y la tendencia a formar emulsiones; la estabilidad con la temperatura que es afectada por la presión y la presencia de agua. Además para seleccionar el inhibidor indicado se deben realizar pruebas usando el inhibidor a diferentes concentraciones e incluso combinado con otros.

Métodos de Aplicación: El tipo de equipo en el pozo afecta el método de aplicación del inhibidor al igual que los métodos de recobro. Existen tres métodos para aplicar el inhibidor, la inyección continua, la inyección a la formación y la inyección por baches.

En la inyección continua la ventaja es que el inhibidor mantiene su concentración constante. La inyección se puede hacer a través del anulo y en caso de que haya

empaquete se usa una válvula activada por presión para pasarlo a la sarta de producción; también se puede hacer por la tubería de producción usando macarroni.

En la inyección a la formación se usa esta como un depósito para el inhibidor y en este caso se garantiza que solamente el fluido tratado tiene contacto con el equipo del pozo. Es común usarlo en pozos que producen de varias zonas. La cantidad de inhibidor y solvente varía ampliamente; comúnmente se usan de una a cinco canecas de 55 galones de inhibidor y 25 a 100 canecas de solvente. Además se necesita fluido adicional para desplazar el inhibidor hasta una cierta distancia hacia adentro en la formación. Puede tener desventajas porque los fluidos pueden llegar a afectar la humectabilidad y permeabilidad del yacimiento. El tratamiento con inhibidores inyectándolos a la formación implica un doble proceso adsorción y desadsorción; algunas formaciones como areniscas y calizas entregan fácilmente las sustancias adsorbidas en cambio las arcillas no.

- **Remoción de Oxígeno.** El oxígeno aunque rara vez se presenta en formaciones gasífera y petrolíferas puede ser adsorbido fácilmente por el petróleo, gas o agua. El oxígeno puede establecer contacto con el petróleo o el agua en sistemas aireados, a través de colchones de gas, etc. En algunos casos cuando el electrolito es agua dulce, la corrosión es lenta y uniforme y generalmente no requiere control especial. En aguas saladas la corrosión por oxígeno es del tipo salpicadura, lo cual puede ocasionar fallas rápidas en el material.

La mejor manera de prevenir la corrosión con oxígeno es evitando que entre al sistema de producción a través del anular o la tubería de producción.

El barrido de oxígeno (Oxygen Scaringing) es un método de remoción de oxígeno bastante usado y consiste en agregar algún compuesto al fluido que contiene oxígeno, el cual reaccionará con este formando un producto que se pueda

remover fácilmente. Los compuestos mas usados para el barrido de oxígeno son el sulfito de sodio (Na_2SO_3) y el dióxido de azufre (SO_2).

El sulfito de sodio reacciona con el oxígeno de la siguiente manera:



Se recomienda agregar en exceso Na_2SO_3 para lograr que reaccione todo el oxígeno.

El dióxido de azufre reacciona con el oxígeno de la siguiente manera:



Al igual que en la reacción (11a) se debe agregar en exceso el SO_2 con el mismo fin.

Para que las reacciones (11a) y (11b) sean más rápidas se recomienda el uso de cloruro de cobalto como catalizador.

Cuando es imposible evitar la presencia de oxígeno se debe recurrir a tratamientos químicos tales como: Barrido, desaireación con vacío, despojamiento en contracorriente.

9.3.4 Detección de la corrosión. La detección de la corrosión se puede hacer por inspección visual, buscando posibilidad de celdas galvánicas o ambientes corrosivos, o realizando pruebas químicas que permitan identificar agentes de corrosión.

Al tratar de detectar corrosión se debe tener en cuenta los siguientes aspectos:

- Para que haya corrosión se debe tener presencia de agua o humedad.
- Gases como el CO_2 , el H_2S pueden ocasionar corrosión si hay presencia de agua.
- Si hay entrada de oxígeno hay posibilidad de corrosión.
- La presencia de metales diferentes en contacto puede ocasionar una celda galvánica.
- Velocidades altas de fluido, turbulencia pueden remover películas protectoras.
- Las celdas de concentración y aireación se puede presentar en muchas partes y por diferentes razones, por ejemplo:
 - Externamente por fallas en el aislamiento eléctrico entre la cabeza del pozo y la línea de superficie; internamente por escapes en el anular que permiten entrada de oxígeno.

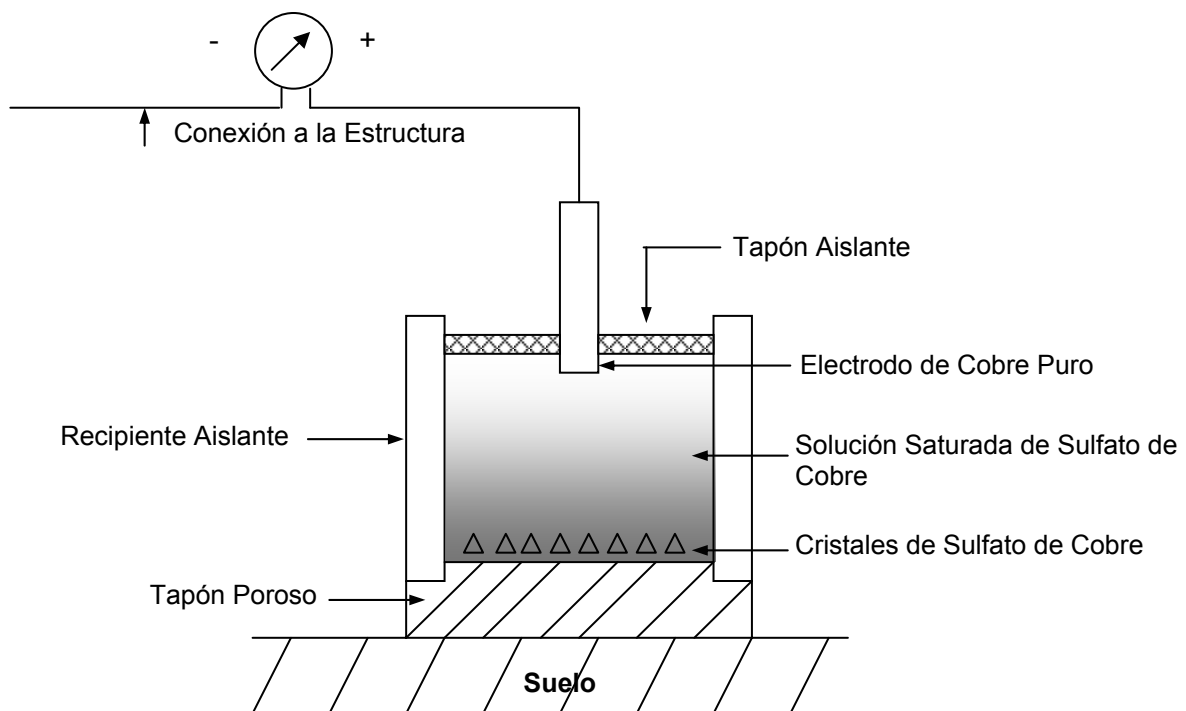
Las pruebas químicas se hacen con el fin de conocer la composición del fluido, chequear si hay presencia de agentes de corrosión o de productos de la corrosión; tales pruebas se pueden hacer a petróleo, gas, agua o a especímenes de prueba. La presencia de compuestos de hierro en solución es casi siempre indicio de un proceso de corrosión; el conteo de hierro es el método que mas da idea de la intensidad de la corrosión. La presencia de bacterias sulfato reductoras se detecta porque en el agua aparece FeS que es de color oscuro o por el olor a H_2S .

También se pueden realizar pruebas electroquímicas con el fin de detectar ambientes corrosivos, entre las cuales están medición de potenciales tubo-suelo, chequeo del flujo de corriente en el revestimiento, etc.

Para la medición de los potenciales tubo-suelo se usa un electrodo de sulfato de cobre que tiene las características siguientes:

Se trata de una barra de cobre puro sumergida en una solución de sulfato de cobre; la solución esta en un recipiente cuyo fondo poroso permite el contacto de la solución de cobre con la humedad del suelo, para de esta manera darle continuidad al electrolito. Para chequear la posibilidad de corrosión en una estructura, se conecta el electrodo de cobre con la parte positiva de un voltímetro y la estructura al terminal negativo. El potencial leído debe ser de por lo menos 0.85 mv para considerar que no hay problemas de corrosión. Este mismo criterio se aplica cuando se quiere chequear la efectividad de algún método de control de corrosión.

Figura 38. Electrodo de sulfato de cobre

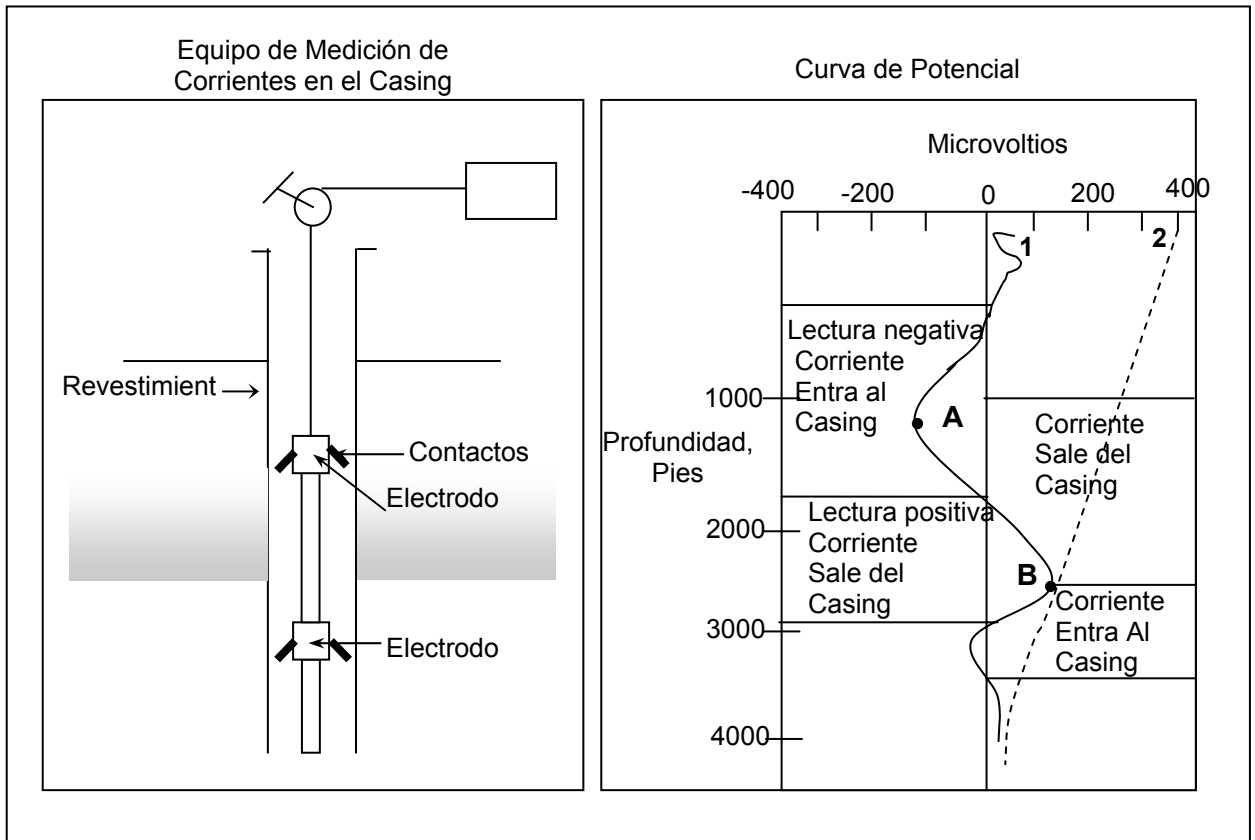


La medición del flujo de corrientes en el revestimiento consiste en lo siguiente:

La herramienta mide la caída de potencial que se presenta entre dos electrodos localizados a 25 pies de distancia. La caída de potencial se considera positiva

cuando el flujo de corriente es en la misma dirección en que se desplaza la herramienta y negativa si es lo contrario. Las dos curvas que se presentan a la derecha de la figura nos indican lo siguiente:

Figura 39. Herramienta Electrodo de sulfato de cobre



La línea continua corresponde a la corrosión natural y nos muestra que en la parte inferior las líneas de corriente viajan hacia arriba y como la caída de potencial aumenta hasta B, en la parte inferior están entrando líneas de corriente al revestimiento, del punto B en adelante empieza a disminuir la caída de potencial lo cual indica que cada vez hay menos corriente o sea que esta saliendo del revestimiento. Al llegar a cero el potencial continúa disminuyendo lo que indica que el flujo de corriente es hacia abajo pero a medida que sube encuentra mayor

cantidad de corriente o sea que hacia abajo las líneas de corriente están también saliendo del revestimiento, esto continúa hasta el punto A. De A en adelante empiezan a entrar nuevas líneas de corriente y por lo tanto la zona ya no es anódica.

La curva dos muestra el comportamiento del potencial cuando la tubería no tiene problemas de corrosión. En general, cuando la curva de caída de potencial muestra siempre un comportamiento decreciente es porque esta saliendo corriente del revestimiento y cuando muestra comportamiento creciente es porque están entrando líneas de corriente.

La corrosión por H_2S y por bacterias sulfato reductoras se puede chequear probando el fluido con HCl; si hay corrosión por H_2S debe haber sulfuros y otros productos de corrosión, tales sulfuros reaccionan con el HCl y producen H_2S que se puede identificar por el olor. La prueba se debe realizar tan pronto se tome la muestra porque los sulfuros en contacto con el oxígeno se oxidan rápidamente a sulfatos, donde ya no es aplicable la prueba. Hay que tener en cuenta además que la oxidación mencionada puede presentar incrementos altos de temperatura, si la concentración de sulfatos es alta y si hay hidrocarburos se puede llegar a mezclas combustibles y puede llegar la temperatura al punto de inflamación ocasionándose un incendio o una explosión. En estructuras de difícil acceso se puede chequear si se esta presentando corrosión o si el método de control es efectivo tomando radiografías del equipo.

9.3.5 Medición de la corrosión. Es importante medir la corrosión porque dependiendo de su intensidad se decide si es necesario aplicar control de corrosión o no. En algunos casos, cuando la corrosión es uniforme y el área anódica es bastante grande puede resultar un deterioro muy lento del material lo cual puede llevar a que no sea necesario aplicar un control de corrosión porque resulta antieconómico. Al hacer medición es de corrosión no solo es importante

cuantificar su tasa sino también la forma como se esta presentando, pues no es lo mismo una corrosión uniforme que una localizada en algunos puntos, este último caso es más crítico.

Existen diferentes formas de cuantificar la corrosión, por ejemplo: Inspección visual y periódica, usando cupones, midiendo resistividad y corriente eléctrica.

- **Uso de Cupones.** El cupón generalmente es una muestra del mismo material de la estructura a la que se le ha medir la tasa de corrosión, aunque puede ser de otro material cuando lo que se busca es probar diferentes materiales para analizar la resistencia a la corrosión. El cupón se expone a la corriente de petróleo o gas que esta fluyendo a través de la tubería. El periodo de exposición puede variar desde unos pocos días hasta años. Se examinan a intervalos predeterminados. La corrosión se puede medir en pérdida por peso, el tipo de corrosión se puede chequear por inspección visual y la tasa de penetración midiendo la profundidad de las salpicaduras o el espesor del material remanente.

Antes de usar el cupón, este debe estar completamente limpio, no haber sido atacado antes por corrosión; después de usarlo se debe retirar cualquier producto de corrosión que se le haya adherido.

Las principales desventajas del uso de cupones son:

- El tiempo requerido para obtener resultados.
- Muestran la corrosión en un solo punto.
- La tasa de penetración generalmente se da en milésimas de pulgada por año (MPY). Una milésima de pulgada se conoce como un “Mil”. Suponiendo el ataque de la corrosión es general, la tasa de penetración se puede calcular de:

$$Q_c = 543 \frac{\Delta W}{\rho A t} \quad (12)$$

donde:

Q_c : Tasa de corrosión en mpy

ΔW : Pérdida de peso en libras

ρ : Densidad del material, gr/cc

A : Área del material en pulgadas cuadradas

t : Tiempo de exposición en horas

- **Medición de la Resistencia Eléctrica.** La resistencia de un material al flujo de corriente eléctrica depende de las dimensiones de este, o sea el área y la longitud. Cuando se tiene, por ejemplo, un cable y se le mide la resistencia, luego se le sumerge en un fluido que se sospecha corrosivo y después de esto se le mide nuevamente la resistencia, el incremento en esta es una manifestación de la intensidad del ataque de la corrosión, pues si esta ha sido intensa y suponiéndola uniforme. Habrá una reducción en el área seccional del alambre y esto implicará aumento en la resistencia del cable; mientras mayor sea el decremento en área mayor será el incremento de resistencia. El aparato usado para medir la resistencia eléctrica se conoce como corrosiméetro.

- **Medidor de Tasa de Corrosión (Instrumento de Polarización Lineal).** Es un dispositivo que cambia el potencial eléctrico de un espécimen que se está corroyendo en un fluido conductivo y mide la cantidad de corriente requerida para tal cambio. El cambio es de unos 10 a 15 MV. La cantidad de corriente aplicada para tal cambio es proporcional a la tasa de corrosión.

- **Conteo de Hierro (Fe).** Cuando el producto de la corrosión es soluble en agua se puede hacer el conteo de hierro con lo cual se puede tener una idea de la tasa de corrosión. Cuando los productos de la corrosión son insolubles no se puede aplicar este método.

9.3.6 Protección catódica. Aunque los aspectos analizados en la sección de prevención de la corrosión también se pueden considerar como métodos de control. En esta sección solo se va a considerar la protección catódica, la cual es quizás el método más efectivo en el control de la corrosión. En la protección catódica se permite que un material de desgaste intencionalmente con el fin de proteger la estructura. Fundamentalmente existen dos métodos de protección catódica, una en el cual la parte anódica de una estructura se pone en contacto eléctrico y metálico con un material por encima en la serie de FEM, el cual por tanto pasará a ser el ánodo y se conoce como ánodo de sacrificio. Un segundo método utilizado es cuando la intensidad de las celdas galvánicas generadas es alta se utilizan materiales que queremos desgastar (consumir) y obligar a que las líneas de corriente tengan una orientación tal que entren del electrolito a la estructura y salgan por el material que se tiene disponible para consumir hacia el electrolito, este método se conoce como ánodos de corriente impresa.

- **Ánodos de Sacrificio.** En este caso se busca crear una celda galvánica intrusa tal que la estructura a proteger sea el cátodo y el ánodo será un material bastante anódico con relación a la estructura que se desea proteger. Este ánodo se conoce como ánodo de sacrificio y los más usados son: Magnesio, Zing, Aluminio. En este sentido cada material tiene una característica que se conoce como el equivalente químico y que es la cantidad de material en libras que se requiere para generar una corriente de un amperio durante un año.

Para obtener el valor el equivalente químico se procede de la siguiente manera:

- Se debe conocer la reacción de oxidación del elemento, por ejemplo las reacciones (1) ó (2) para el hierro.
- Se calcula el valor del equivalente gramo para el material. Un equivalente gramo es la cantidad de sustancia en moles que se necesita para producir una mol de electrones. De acuerdo con esto el equivalente gramo para un metal se obtiene de:

$$Meqgr = \frac{M}{n} \tag{13}$$

Meqgr: Peso de un equivalente gramo en moles.

n: Número de electrones que se producen en la reacción de oxidación:

Valencia del Metal

M: Peso molecular del elemento en gr-mol

- Un mol de electrones equivale a 96500 Coulombios, lo que se conoce como un Faradio.
- La duración en años de una libra de una pieza de metal por que esta sometida a un flujo de corriente de 1 amperio (1 Coul/s) es:

$$Y(\text{Años / lb}) = \frac{454 \text{ gr}}{1 \text{ lb}} \times \frac{96500 \text{ Coul}}{1 \text{ Coul/seg}} \times \frac{1 \text{ año}}{86400 \text{ seg / dia} \times 365 \text{ dias}} \tag{14}$$

Por lo tanto el equivalente químico del mismo metal es:

$$W = \frac{1}{Y} \left(\frac{\text{lb}}{\text{Año} \times \text{Amp}} \right) \tag{15}$$

El material que más se óxida y hace parte de los equipos y tuberías es el Hierro (Fe+2)

De acuerdo con la ecuación (15), el equivalente químico del Hierro es:

$$W = \frac{86400 \times 365 \times 55.85}{454 \times 96500 \times 2} = 20.1 \frac{\text{lbs}}{\text{Año} \times \text{Amp}}$$

El anterior equivalente químico es suponiendo que el hierro se oxida de 0 a +2.

Los ánodos de sacrificio tienen bajo rendimiento por unidad en cuanto a la entrega de corriente, pero se usan con frecuencia dadas las ventajas que se ofrece. Son bastante usados en plataformas.

La cantidad, tamaño y ubicación de los ánodos se debe especificar para suministrar un periodo de protección definido.

Vida del Anodo en Años:

$$Y(\text{año}) = \frac{57.8 W}{I} \text{ (Magnesio)}$$

W = Peso anodo en lb

I = Corriente en miliamperios

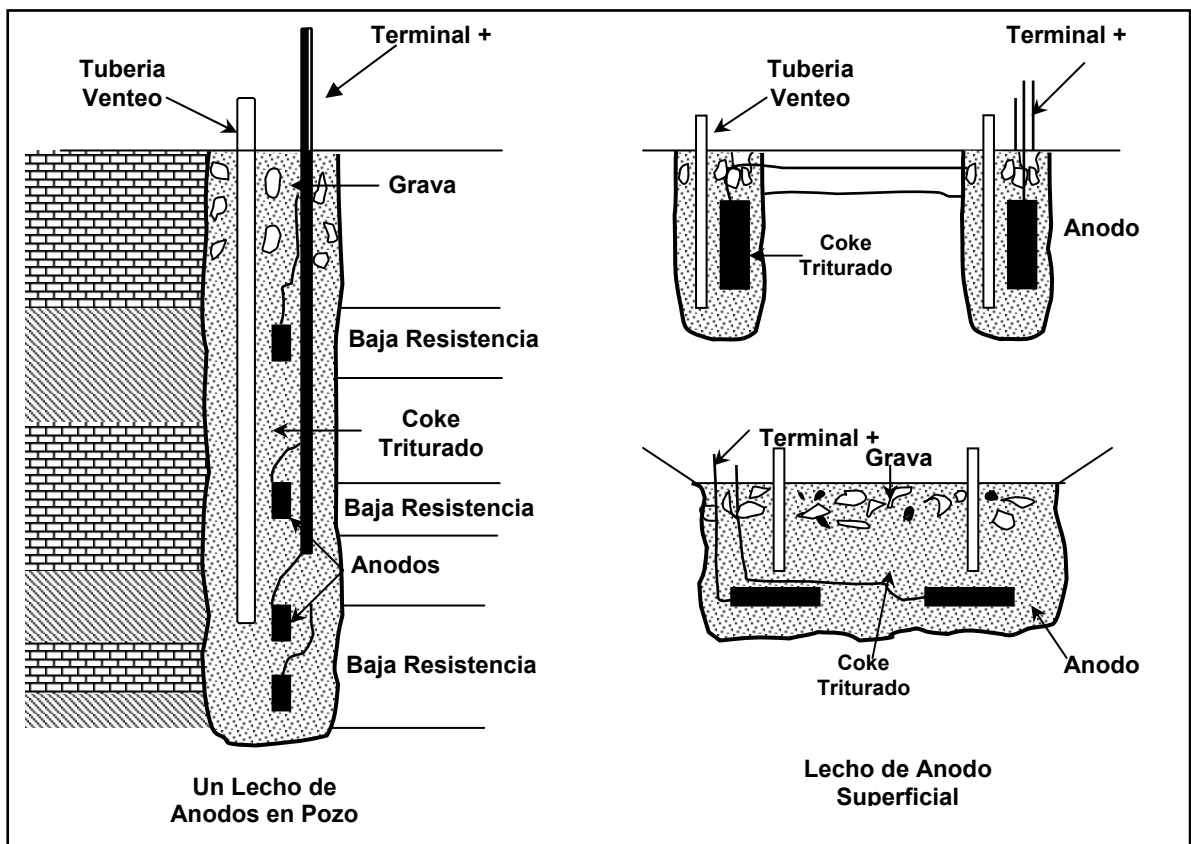
$$Y(\text{año}) = \frac{38.24 W}{I} \text{ (Zinc)}$$

Trabajar con un 75%

La figura que se muestra indica la forma de instalar los ánodos, generalmente el ánodo va en el suelo en un pozo de diámetro bastante mayor a fin de que quede un espacio anular entre el electrodo y la pared del pozo, para rellenarlo con algún material que puede ser una mezcla de yeso y arena a fin de proteger el ánodo, y además por el controlar el flujo de corriente eléctrica. Además el yeso que se disuelve lentamente proporciona un ambiente de baja resistencia y atrae la humedad que es conservada por la arcilla.

Los ánodos de sacrificio mas usados son: Magnesio (Mg), Zinc (Zn), Aluminio (Al). Siendo los primeros los mas usados aunque el Zinc (Zn) menos porque su potencial es mas bajo que el del Magnesio (Mg). El Zinc (Zn) se usa en suelos de baja resistencia.

Figura 40. Ánodos utilizados para la Protección Catódica



- **Ánodos de Corriente Impresa.** Los requerimientos de corriente varían de una instalación a otra, por ejemplo para tubería desnuda en agua de mar se requiere aproximadamente 4 mA por pie cuadrado de superficie y en una tubería desnuda enterrada los requerimientos son de 1 mA/pie² de superficie.

La forma de los ánodos de corriente impresa tiene un efecto significativo en el comportamiento del mismo. Por ejemplo, un ánodo largo y delgado se puede corroer fácilmente en el punto donde se hace la conexión eléctrica, quedando un porcentaje alto sin usar. Las formas cilíndricas parecen ser las mejores. La relación ideal diámetro-longitud varía con los diferentes materiales y condiciones. Una desventaja de la forma cilíndrica es el efecto terminal, por el cual mucha corriente tiende a ser descargada por los extremos del cilindro, lo cual hace que los extremos del ánodo se consuman mas rápido.

Los ánodos deben tener un equivalente eléctrico bajo, composición uniforme, suficiente mas para durar de 10 a 20 años en servicio, una forma que asegure su consumo completo y áreas que reduzcan la resistencia del circuito.

La mejor manera de mirar si una estructura esta catódicamente protegida es medir la diferencia de potencial entre la estructura y electrolito que la rodea. Una superficie protegida debe ser negativa al electrolito, indicando un flujo de corriente del electrolito al metal. Cuando el potencial se mide con electrodo de cobre (sulfato de cobre), se considera que la estructura esta protegida si el potencial es de -0.85 v o menor. El electrodo se debe colocar tan próximo a la estructura como sea posible.

- **Rectificadores y Lechos de Ánodos.** Una fuente externa de corriente AC se usa con un rectificador y un lecho de ánodos. El rectificador transforma la corriente AC en DC que es descargada al suelo por un lecho de ánodos. La

resistencia del lecho de ánodos es de 2 Ohmios o menor. Los ánodos son de un material inerte como el grafito. La corriente va al rectificador de la estructura.

Los sistemas con rectificador se diseñaron para altos voltajes y corrientes y sirven para proteger grandes estructuras y suelos de alta resistividad.

- **Generadores Termoeléctricos.** Los generadores termoeléctricos trabajan a base de gas y convierten el calor directamente en corriente DC. Estos generadores se usan en zonas aisladas donde los ánodos no son aconsejables.

10. CONCLUSIONES

- El campo Caño Limón ha producido desde 1984 y hasta la actualidad mas de 1.4 billones de barriles de petróleo, mas que cualquier otro yacimiento en Colombia. El estado y las condiciones actuales de sus revestimientos son desconocidos e inciertos.
- Las arenas de el cretáceo son las arenas productoras mas antiguas del campo, es decir, son las que mas fluido han aportado a la producción y por ende las mas depletadas. La subsidencia en estas arenas puede ser importante y es una posible causa de daños en el revestimiento.
- Se desarrolló un estudio valorativo por medio del método triaxial de distorsión de la energía Hencky- Von Mises a los pozos con obstrucciones del casing. Este método es ampliamente aceptado en la industria petrolera y es la base para la mayoría de programas estructurales.
- De acuerdo con los resultados del análisis VME se puede afirmar que los esfuerzos propios de la producción a los cuales se encuentra sometido el revestimiento no son causal de colapso ni de daños permanentes a las profundidades obstruidas.
- La localización de las obstrucciones, presentes a profundidades cementadas con excelente adherencia y presentes en el cuerpo de una junta y no en un conector, disminuye significativamente el número de posibles causas del daño.
- Se descartó daños de casing producidos por expansión de rocas hidrofílicas y por cementación en washouts.

- La presión de colapso reportada por la API es teórica e ideal. Cuantitativamente no es representativa y debe ser corregida adoptando los factores que conmutan su valor.
- El análisis uniaxial y biaxial propuesto por la API carece de precisión para un análisis detallado de la sarta de revestimiento. La utilización exclusiva de estas ecuaciones puede producir grandes errores (sobredimensionamiento o subdimensionamiento de la sarta).
- La precisión del análisis triaxial depende de la apropiada interpretación de (a) las condiciones que existen cuando se instala la tubería y (b) las subsecuentes cargas de interés. Es el cambio en las condiciones de carga lo que es más importante en el análisis de stresses.
- El DLS (“Dog-Leg-Severity” o “Pata-de-perro”) imprime grandes esfuerzos sobre el revestimiento en pozos direccionales. Teóricamente se encontró, que un DLS mayor a $2.81^\circ/100$ ft produce un esfuerzo actuante igual al esfuerzo mínimo de cedencia del material.
- Una excelente cementación del anular entre el casing y la formación, incrementa significativamente la resistencia al colapso y al estallido del casing.
- Los esfuerzos compresivos son retenidos por el sistema cemento-formación. Esto disminuye el stress efectivo dentro del casing por medio de una transferencia de stress radial hacia el cemento y la formación, disminuyendo así, el stress tangencial dentro de la tubería.
- El stress de confinamiento actuante desde la formación hacia el cemento tiene un efecto aún mayor en el aumento de resistencia al estallido y colapso del casing. El stress resultante dentro del casing cementado puede ser hasta cuatro o cinco

veces menor a comparación de la tubería libre (no soportada), en presencia de un stress alto de confinamiento.

- El mecanismo primario de falla del cemento causante de falla en el aislamiento hidráulico es el agrietamiento radial debido a stresses de tensión tangenciales.
- El proceso de cañoneo destruye la adherencia casing-cemento únicamente para cementaciones deficientes.
- El daño producido al casing por el proceso de cañoneo con TCP es casi nulo, comparado con otros tipos de conductores (*carriers*).
- En trabajos experimentales solo se observó una leve deformación del revestimiento y nunca una grieta para cañoneos con TCP.
- Para disparos con densidades menores a 12 tpp y huecos de entrada menores a 0.76", no es reducida la resistencia al colapso del revestimiento.
- El mayor daño sufrido por el casing es para *phasings* de 0° (en línea recta vertical).
- Para evitar que la corrosión produzca pérdidas irreparables, es necesario realizar un monitoreo a todos los equipos, tuberías y accesorios. Dicho monitoreo debe realizarse aplicando cualquier método de detección de la tasa de corrosión, y luego que se conozca el problema y se determine con precisión el tipo de corrosión, tomar inmediatamente medidas adecuadas para disminuir el daño potencial.
- Como la forma mas facil de controlar la corrosión es la prevención, esta debe empezar desde el mismo diseño del sistema. Para esto, es necesario escoger el

material adecuado, seleccionar adecuadamente los inhibidores de corrosión, y evitar al máximo que ocurran celdas galvánicas.

BIBLIOGRAFÍA

AADNOY, B.S. y AASEN, J.A.: “Fully three-dimensional well design improves margins in critical wells” paper SPE 85302 presentado en Octubre de 2003.

AADNOY, B.S., BERG, P.C. y Larsen, K.: “Analysis of stuck pipe in deviated boreholes” paper SPE 5663 presentado en Octubre de 1999.

ABBASSIAN, F. y PARFITT, S.H.L.: “A simple model for collapse and post-collapse behavior of tubulars with application to perforated and slotted liners” paper SPE 51188 presentado en Enero de 1998.

ADAMS, A.J., MASSON, P.C. y Warren, A.V.R.: “On the development of reliability-based design rules for casing collapse” paper SPE 48331 presentado en Mayo de 1998.

ADAMS, A.J., MOORE, P.W., y Payne, M.L.: “On the calibration of design collapse strengths for quenched and tempered pipe” paper SPE presentado en Marzo de 2003.

ANDREWS, I.J.: “A case study of casing failure and damage under artificial lift conditions in the Montrose Field” paper SPE 18392 presentado en Octubre de 1988.

API Bulletin 5C2: “Bulletin on Performance Properties of Casing, Tubing, and Drill Pipe” Edición 21, Am. Pet. Inst., Dallas, 1999.

API Bulletin 5C3: "Bulletin on Formulas and Calculations For Casing, Tubing, Drill Pipe, and Line Pipe Properties" Sexta Edición, Am. Pet. Inst., Dallas. 1999.

API RP 5A3: "Recommended Practice on Thread Compounds for Casing, Tubing and Line Pipe" Segunda Edición, Am. Pet. Inst., Dallas, Julio de 2003.

API RP 5B1: "Gauging and Inspection of Casing, Tubing and Line Pipe Threads". Quinta edición. Am. Pet. Inst., Dallas, Octubre de 1999.

API RP 5C1: "Recommended Practice for Care and Use of Casing and Tubing". Edición N° 18. Am. Pet. Inst., Dallas, Mayo de 1999.

API Spec 5B: "Specification for Threading, Gauging and Thread Inspection of Casing, Tubing and Line Pipe Threads", Edición 14. Am. Pet. Inst., Dallas, 1998.

ARNDT, S., SOLANKI, S., WAGG, B. y Xie, J.: "Evaluating Casing Deformation Mechanisms in Primary Heavy Oil Production" paper SPE 54116 presentado en Marzo de 1999.

ASBILL, W.T., LAST, N.C. y PATTILLO, P.D.: "Effect of non-uniform loading on conventional casing collapse resistance" paper SPE 79871 presentado en Febrero de 2003.

ASSANELLI, A.P., DVORKIN, E.N., JOHNSON, D.H. y TOSCANO, R.G.: "Collapse behavior of casing: Measurement techniques, numerical analysis and full scale testing" paper SPE 51314 presentado en Mayo de 1998.

_____ "Collapse behavior of casings: measurement techniques, numerical analyses and full scale testing" paper SPE 51314 presentado en Mayo de 1998.

BEHIE, A. y SETTARI, A.: "Perforation design models for heterogeneous, multiphase flow". Paper SPE 25901 presentado en Abril de 1993.

BROCK, J.N. y JELLISON, M.J.: "The impact of compression forces on casing string designs and connectors" paper SPE 47790 presentado en Septiembre de 1998.

BRONDEL, D., EDWARDS, R., HAYMAN, A., Hill, D., MEHTA, S. y SEMERAD, T.: "Corrosion in the oil industry". Oilfield Review, Schlumberger, Edición Enero de 1992.

CHEN, U., HUANG, R.Z. y ZHOU, Z.H.: "Constitutive equations of shale and clay swelling: Theoretical model and laboratory test under confining pressure" paper SPE 22382 presentado en Marzo de 1992.

CLEVELAND, M.N y MOLINA, J.: "Deltaic Reservoir of the Caño Limón Field, Colombia, South America". Casebook in Earth Science, 1990.

COBBETT, J.: "Sand jet perforating revisited". Paper SPE 39597 presentado en Febrero de 1998.

COSAD, C.: "Choosing a perforation strategy". Oilfield Review, Schlumberger, Edición Enero de 1992.

DILLEMBECK, R.L. y MACK, D.J.: "Cement, How tough is tough enough? A laboratory and field study" paper SPE 78712 presentado en Octubre de 2002.

EUSTES, A.W., FLECKENSTEIN, W.W. y MILLER, M.G.: "Burst induced stresses in cemented wellbores" paper SPE 62596 presentado en Junio de 2003.

EUSTES, A.W., FLECKENSTEIN, W.W. y RODRIGUEZ, W.J.: "Simulation of collapse loads on cemented casing using finite element analysis". Paper SPE 84566 presentado en Octubre de 2003.

EVANS, G.W. y HARRIMAN, D.W.: "Laboratory tests on collapse resistance of cemented casing" paper SPE 4088 presentado en Octubre de 1972.

GABELA, Victor H.: "Asociación ECOPEPETROL - Occidental Campo Caño Limón. Llanos Orientales de Colombia". II Simposio Exploración de Cuencas Subandinas. Bogotá Agosto de 1985.

GODFREY W.K. y METHVEN N.E.: "Casing damage caused by jet perforating". Paper SPE 2875 presentado en 1969.

_____ "Casing damage caused by jet perforating" Paper SPE 3043 (Re-edición del paper SPE 2875), presentado en 1970.

GODFREY W.K.: "Effect of jet perforating on bond strength of cement". Paper SPE 2300 presentado en Octubre de 1968.

GOODWIN, R.J. y ZINCKHAM, R.E.: "Burst resistance of pipe cemented into the earth" paper SPE 0291 presentado en Julio de 1962.

HAAS, D.B. and SMITH, L.G.: "Erosion Studies — A Report to Dupont of Canada, Ltd.". Saskatchewan. Research Council, Septiembre de 1975.

HAMMERLINDL, D.J.: "Basic well fluid and pressure forces on oil well tubulars" paper SPE 7594 presentado en Enero de 1980.

HARARL, Z.: "Monitoring short-term corrosion rates in some oilwell cements". Paper SPE 19051 presentado en Abril de 1990.

HUANG, N.C. y PATTILLO, P.D.: "The effect of axial load on casing collapse" paper SPE 9327 presentado en Enero de 1982.

JELLISON, M.J. y BROCK, J.N.: "The impact of compression forces on casing strings design and connectors". SPE Drill and Completion, Vol. 15, No. 4. Diciembre del 2000.

JELLISON, M.J. y KLEMENTICH, E.F.: "A service – life model for casing strings" paper SPE 12361 presentado en Abril de 1986.

JELLISON, M.J., JOHNSON, R. y Klementich, E.F.: "Triaxial-load-capacity diagrams provide a new approach to casing and tubing design analysis" paper SPE 13434 presentado en Septiembre de 1987.

JU, G.T., POWER, T.L. y TALLIN, A.G.: "A reliability approach to the design of OCTG tubulars against collapse" paper SPE 48332 presentado en Mayo de 1998.
Kastor, R.L.: "Triaxial casing design for burst" paper SPE 14727 presentado en Febrero de 1986.

KING, E.: "Casing crush resistance loss due to high density perforating". Paper SPE 20634 presentado en Septiembre de 1990.

KIRSCHMER, O.: "Problems of Abrasion in Pipes", Steinzeugin Formationen, Edición No. 1, Octubre de 1966.

KLEMENTICH, E.F.: "A rational characterization of proprietary high collapse casing grades" paper SPE 30526 presentado en Octubre de 1995.

KWON, Y.W., "Analysis of helical buckling" paper SPE 14729 presentado en Junio de 1988.

MIMAKI, T. y KURIYAMA, Y.: "A new formula for elasto-plastic collapse strength of thick-walled casing" paper SPE 28327 presentado en Septiembre de 1994.

MISKA, S., MITCHELL, R.F. y Wagner, R.R.: "Casing and tubing design". Petroleum Well Construction CD-rom.

MISKA, S., y CUNHA J.C.: "An analysis of helical buckling of tubulars subjected to axial and torsional loading in inclined wellbores" paper SPE 29460 presentado en Abril de 1995.

MITCHELL, R.F.: "Buckling analysis in deviated wells: A practical method" paper SPE 36761 presentado en Abril de 1996.

Occidental de Colombia, Inc.: Bases de Datos internas.

_____ Publicación "Historia de un gigante", Caño Limón, 2003.

_____ "Drilling Practices". PetroSkills Program.

RIVERO R.T. y DOMINGUEZ J.G.: "Caño Limón Field Colombia: The latest giant oil reservoir in South América" Paper SPE 15566 presentado en Octubre de 1986.

ROSSUM, J.R.: "Fundamentals of metallic corrosion in fresh water". Roscoe Moe Company.

SIERRA, Carlos Mario. "Perforación rotatoria: Fundamentos y diseños".
Universidad Nacional de Colombia. 1999.

SUE, T.: "Erosion – Corrosión in oil and gas production". E/CRC Notes, Tulsa
1995.

ANEXOS

Anexo A. Historias operativas.

LA YUCA No. 45

El pozo LA YUCA No. 45 fue perforado en Agosto de 1992 a una profundidad total de 7900 pies. Este es un pozo vertical. Su completamiento inicial se hizo en las arenas de carbonera inferior y del cretaceo M4B, K1A1, K1A2, K1B1, K1B2 y K1C1. El pozo inicialmente produjo 6000 BFPD con 30% de agua.

En Enero 11 de 1993 se tomó un registro de producción que mostraba la distribución de los fluidos producidos por cada intervalo. En condiciones de cierre se observó un flujo cruzado de 1000 bbls de fluido del intervalo M4B (7389'-7393') hacia el intervalo del K1B1 (7476'-7486'). También se observó que el intervalo superior M4B producía el 68% del fluido con un 77% de agua. El intervalo K1B2 producía el 23% del fluido con un 17% de agua. Finalmente el intervalo inferior del K1C1 estaba produciendo el 9% del fluido con un 100% de agua.

La distribución de la producción de acuerdo con la interpretación del PLT de Enero de 1993 fue la siguiente:

<i>Intervalo FT-MD</i>	<i>Zona</i>	<i>BOPD</i>	<i>BWPD</i>	<i>Corte de Agua (%)</i>
7389' – 7393'	M4B	834	2867	77
7426' – 7431'	K1A1	0	0	-
7444' – 7450'	K1A2	0	0	-
7457' – 7462'	K1A2	0	0	-
7476' – 7486'	K1B1	0	0	-
7496' – 7505'	K1B2	1048	211	17
7541' – 7548'	K1C1	0	464	100
	<i>Total</i>	1882	3542	65

Con base la interpretación del PLT, se decidió hacer un trabajo remedial en Octubre 25 de 1993, para aislar el intervalo K1C1 (7541'-7548'), colocando un tapón puente modelo EZ-SV a 7536'.

En Marzo de 1994 el pozo estaba produciendo 4900 BFPD con corte de agua del 91% (430 BOPD) y según el PLT de Enero de 1993, el intervalo superior M4B (7389'-7393') aportaba el 93% del agua que producía el pozo. Por lo anterior se decidió aislar dicho intervalo con una cementación forzada que se realizó entre el 10 y el 16 de Marzo de 1994.

El 6 de Agosto de 2003 debido a una falla mecánica del equipo de fondo se intervino el pozo para realizar una limpieza de arena. Se retiró ESP 158-GC-8200AR Motor de 600HP. Se limpió arena desde 7307' hasta 7435' donde se detecto obstrucción. Saco sarta. Schlumberger corrió CCL y detecto fondo a 7444'. Se decidió suspender la limpieza de arena. Durante toda la operación se perdió un total de 1698 bbls de lodo hacia la formación. Se bajo ESP (130-GC-6100 AR con Motor de 380 HP) dejando el pozo en producción del K1A2.

En Octubre 2 de 2003 se saco el ESP encontrando el motor aterrizado.

En Noviembre 25 de 2003 se realizó un nuevo trabajo de reacondicionamiento para limpiar la arena. Se limpió arena con junk mill de 7 ½" desde 7341' hasta 7362' con perdidas de circulación, la sarta bajo libre hasta 7442', donde se encontró una obstrucción. Trabajando la sarta se logró llegar hasta 7460. Saco sarta y bajo nuevamente con junk mill de 8 ½", trabajando la sarta se logro llegar hasta 7513'. En total las pérdidas de lodo fueron de 1094 bbls. Bajo ESP bomba (158 GC-8200 AR con motor de 608 HP) y dejo el pozo en producción de todos los intervalos abiertos.

Por arenamiento del pozo, este fue cerrado el 5 de Diciembre de 2003. El 11 de Enero de 2004 se retiró el equipo ESP y se aseguro el pozo con 10 Jts de 4-1/2".

El pozo fue considerado como candidato del proyecto de "Sand Control". El Workover para instalar el mecanismo de control de arena se empezó a realizar el 20 de Abril de 2004. Se bajó con cuello dentado de 4-3/4" OD tocando fondo a 6801. Trabajando la sarta se logró llegar hasta 7442' (mismo lugar de la obstrucción del WO de Noviembre 25 de 2003). Se bajó junk mill de 8-1/2" y a 7442' se observó alto torque y se detectó que la sarta se había pegado. Se trabajó con 100.000 lbs de overpull y 50.000 lbs de compresión logrando liberar la sarta. El junk basket recuperó 15 lbs de cemento lo que indica la existencia de un daño mecánico de gran magnitud en el casing. Un Workover para tratar dicho daño resultaría altamente costoso y riesgoso y las probabilidades de éxito serían muy bajas, por lo tanto se decidieron abandonar los intervalos perforados y proponer un nuevo Workover.

Debido a daño en el casing encontrado a 7444' (profundidad con Gamma Ray) se decidió abandonar las arenas K1A1, K1A2, K1B1 y K1B2 que se encontraban abiertas a producción en el pozo. Sentó tapón puente a la profundidad de 7437' para aislar los intervalos K1A2 (7444'-7450', 7457'-7462') K1B1 (7476'-7486') y K1B2 (7496'-7505') que se encuentran por debajo de la obstrucción del casing a 7444'. Vacío 10 galones de lechada de cemento encima del tapón (equivalentes a 4 pies). Sentó tapón puente a la profundidad de 7369' para aislar el intervalo K1A1 (7426'-7431') que se encuentra por encima de la obstrucción del casing. Vacío 12 galones de lechada de cemento encima del segundo tapón (equivalentes a 4 pies) y se cañoneó el intervalo 7246'-7256' de la arena M2A con cañones de 4-1/2" con cargas 34 B HJII RDX a 12 tiros por pie. Instaló nuevo equipo ESP y se dispuso de nuevo el pozo a producción.

MATANEGRA No. 16

El pozo Matanegra N°16 se perforó a una profundidad total de 8050 pies del 28 de Septiembre al 10 de Octubre de 1993. En Noviembre de 1993 se cañonearon los intervalos del K2A1, K2A2, K2A3 y K2A4 (137 pies). Después del cañoneo fue necesario realizar un trabajo de pesca para recuperar los cañones de 7" que se quedaron pegados al revestimiento. Se realizó trabajo de limpieza a las zonas abiertas instalando dos bombas ESP y realizando un trabajo de achicamiento al pozo.

Desde Septiembre 16 de 1994 se inicio la inyección de agua a las arenas del cretáceo K2A para mantener la presión en el bloque de Matanegra, luego de retirar el ESP y correr un empaque a 7530 pies con tubería de 7".

En Enero 28 de 1995 se realizó un trabajo de workover para re-cañoneo de los intervalos K2A1, K2A3 y K2A4 y el cañoneo de intervalos nuevos del K2A3, K2A4; quedando un total de 176.5 pies abiertos.

En Agosto 14 de 1995 se sentó el empaque a 7695 pies con tubería de 7" para inyectar selectivamente al K2A2, K2A3 y K2A4. Posteriormente, en Abril 30 de 1996 se recuperó la tubería de 7" quedándose el empaque, el cual fue empujado a fondo. El pozo fue completado con una junta de 7" y se reanudo la inyección de agua al pozo.

De Febrero 25 a Mayo 14 del 2000, se realizó en tres etapas un trabajo de limpieza de arena con espuma desde 7590 pies hasta fondo, ya que el pozo se encontraba arenado. Después se reanudo de nuevo la inyección de agua.

En Octubre 10 del 2001 se encontró nuevamente arenado el pozo a 7593 pies. Se intentó hacer una limpieza usando bailer hidrostático, esta operación no tuvo éxito debido al taponamiento ocasionado por arena y material arcilloso. Posteriormente se intentó limpiar con espuma sin poder pasar de 7592 pies. Se corrió un bloque de impresión de 8-3/8", el cual saliendo se soltó y quedo a 6452 pies.

La inyección acumulada a Abril 30 del 2002 fue 115,692,980 barriles de agua.

De Mayo 24 al 30 del 2002, se realizó un trabajo de reacondicionamiento al pozo durante el cual se empujo el bloque de impresión atascado a 6452 pies hasta 7592 pies (fondo). Se sentó un tapón puente a 7570 pies y se colocaron 9 pies de cemento encima del tapón, aislando las arenas del K2A1, K2A2, K2A3 y K2A4. Se corrió un registro (USI) para evaluar el cemento y el revestimiento, los cuales se encontraron en buenas condiciones. Posterior a esto, se abrieron los intervalos nuevos de las arenas C5C, M1, M2, M3, K1A y K1B y se instaló un equipo ESP, con el objeto de realizar una limpieza a las arenas abiertas.

El pozo estuvo produciendo durante diez días, desde Junio 2 hasta el 11 del 2002 a una tasa de 8000 bfpd y 100% de corte de agua. La producción acumulada fue de 54,687 barriles de agua.

En Junio 10 del 2002, se corrió un registro PLT y se tocó fondo a 7545 pies. El registro mostró que solamente las arenas del C5C y las tres inferiores del M1 estaban produciendo fluido con un corte de agua del 100%. Durante la sacada de la herramienta, esta se quedó en fondo. Se decidió retirar el equipo ESP y se recuperó la herramienta de PLT. Se cambió el cabezal de producción por el de inyección de agua y se comenzó a inyectar agua desde el 25 de Junio hasta el 23 de Septiembre del 2002, cuando se decidió suspender la inyección de agua en este pozo. El total de agua inyectada durante este periodo fue de 1,395,734 barriles de agua.

En Agosto 23, 2002 se corrió un registro de inyección y se tocó fondo a 7530 pies. El registro mostró que el 96% del agua se estaba inyectando a las arenas del C5C y M1 y el 4 % restante distribuido en tres intervalos del M3, K1A y K1B respectivamente. Por la respuesta de nivel en los pozos vecinos, se concluyó que la inyección de agua estaba afectando principalmente al pozo MN04, el cual no requiere de soporte de presión. Se decidió entonces, suspender la inyección de agua al pozo en Septiembre 23, 2002 con el fin de realizar un trabajo de reacondicionamiento al pozo.

En la siguiente tabla se muestran los resultados de la interpretación de los registros de producción e inyección corridos en el pozo MN16.

La inyección acumulada a Septiembre 01 del 2003 fue 1'430,460 barriles de agua en los intervalos del M2 y M3.

El 4 de Marzo de 2003, se corrió canasta de calibración tocando fondo a 7416', se realizo trabajo de cementacion forzada a los intervalos del C5 (7221'-7224') y M1 (7231'-7234', 7245'-7248', 7254'-7258' y 7274'-7278'), se probaron los intervalos aislados y la presión decayó. Se estimularon con Pad Acid las arenas restantes abiertas del M2, M3. Se instalo SCAB liner entre 7189'y 7295' para aislar mecánicamente los C5 y M1 y se reinicio la inyección de agua al pozo en estas arenas, las cuales son de baja presión y requieren de un mantenimiento de presión.

Con el fin de limpiar el pozo y remover el posible daño de formación se colocó en producción desde septiembre 18 hasta octubre 12 de 2003. Durante este periodo el pozo tuvo una producción que oscilo entre 1800 y 2300 bbl de fluido por día y un corte de agua del 98.5%.

Desde aquel entonces y hasta la fecha se ha mantenido con el programa de inyección.

CAÑO YARUMAL 33

El pozo CAÑO YARUMAL 33, se perforó direccionalmente hasta la profundidad de 7797 pies, como un pozo de desarrollo para producir reservas de las arenas de la formación Carbonera superior, Carbonera inferior y Cretaceo K1 inferior, localizadas entre los pozos Caño Yarumal 11 y Caño Yarumal 14.

El pozo Caño Yarumal 33 se encuentra localizado en la porción central de la estructura del area Caño Yarumal entre los pozos CY-11 y CY-14, la falla de Arauca se encuentra 109 metros al sur del pozo.

El pozo se completó el 22 de Septiembre de 2001 en las arenas K1B1 y K1B2, abriendo con cañones de 4 ½" wire line con carga 34B, HJII, RDX a 12 tiros por pie, los intervalos K1B1 (7564'- 7570'), K1B2 (7590'- 7600') de la formación Cretaceo.

El segundo servicio se realizó en octubre del 2003 debido a falla eléctrica. Se sacó encontrando el motor aterrizado. La instalación se hizo bajando el mismo tipo de ESP, bomba 158 GC-8200 quedando la succión a 5500 pies.

Basados en la historia de producción del pozo y teniendo en cuenta los resultados de los estudios realizados al modelo Geomecánico de Caño Limón, en el que se confirma la alta tendencia a producir arena de todas las formaciones productoras, se seleccionó este pozo como parte del proyecto piloto que busca encontrar alternativas eficaces y costo-efectivas para el control de la producción de arena en Caño Limón.

Desde el inicio de producción en septiembre de 2001 la producción de arena del pozo ha oscilado de acuerdo a la tasa de producción entre 0 y 150 ppm,

decreciendo posteriormente. En el PLT corrido en octubre 9 de 2003, se observó que los 6 pies inferiores de las arenas K1B1 están cubiertos por arena y el análisis nodal preliminar indica un daño cercano a 7.

PLT

El registro muestra:

El fondo a 7594', luego los últimos seis pies del intervalo 7590'-7600' esta tapado con arena.

El 71.4% del fluido (equivalente a 5812 barriles) viene del intervalo 7590'-7594' y el 28.6% del intervalo 7564'-7570'.

En condiciones estáticas hay un flujo cruzado de 400 barriles desde el intervalo 7590'-7594' al intervalo 7564'-7570'.

Con la realización del trabajo de control de arena, además de controlar la producción de arena, lo cual permite correr una bomba de tipo estándar cuyo costo en comparación a las Resistentes a la Abrasión es de 3 a 4 veces menor, se pretende reducir este daño y mejorar la productividad del pozo al tener de nuevo todo el intervalo inferior abierto a producción.

En diciembre del 2003 se realizó el trabajo para control de arena, así:

Sacó la sarta de producción y el ESP que no presento daño mecánico ni falla eléctrica.

Limpio arena cuello dentado y usando agua con baches de polímero como fluido transportador, sin problemas.

Bajó sarta de cañoneo (ensamblaje TCP de 7" cargado a 12 tiros por pie con carga 64C ULTRAPAC RDX) recañoneando los mismos intervalos.

Bajó el "taper mill" de 8-1/2" con raspador, encontró obstrucción que se dejó trabajar entre 7564-7568, continuo bajando y no fue posible pasar de 7591'.

Bajó la canasta de 8-3/8" de "Schlumberger" hasta 7591 pies, de donde no pasó.

Bajó el “taper mill” de 8-1/2” y trabajó entre el intervalo 7591-7596, continuo bajando libre hasta fondo.

Bajó de nuevo la canasta de 8-3/8” de “Schlumberger” hasta 7598 pies, de donde no pasó.

Como no pasó la canasta del último intervalo perforado entonces no se corrió el empaque inferior del empaquetamiento; para tener un fondo firme se bajó tubería abierta y vació grava.

Bajó el “liner” y empaquetó sin problemas.

Realizó servicio a la bomba 36 KC-12000 quedando la succión a 6300 pies.

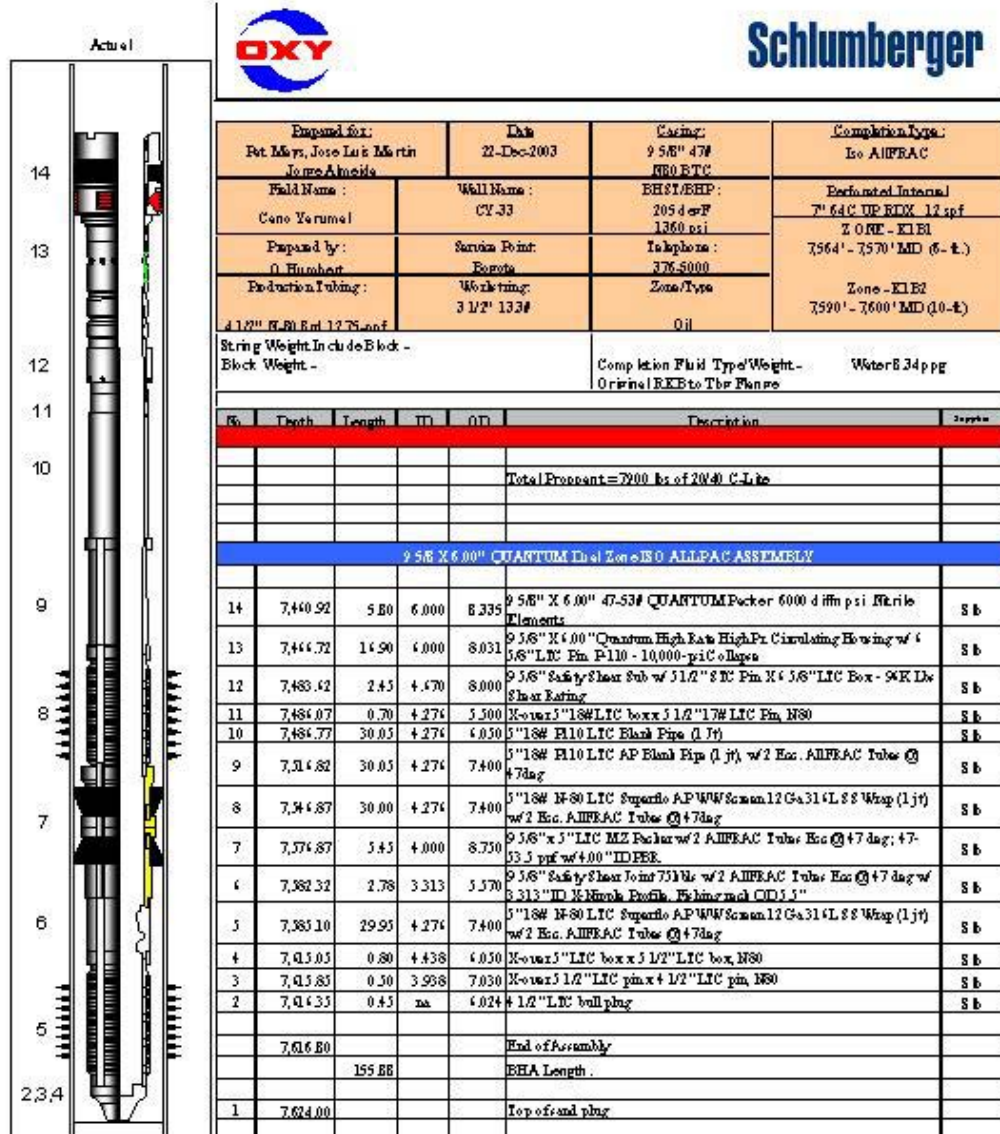
De acuerdo a los trabajos realizados se puede decir lo siguiente:

Durante el completamiento inicial el cañoneo se realizo bajando los cañones con guaya, algo no muy usual en el campo ya que la mayoría de los trabajos se hace con el ensamblaje TCP.

En los pozos LY-101, CY-25, MN-W1, LY-100 y LY-115 se bajó el empaque inferior del ensamblaje del “liner”, seguidamente se recañearon los intervalos y luego se bajó el “liner” y empaquetó.

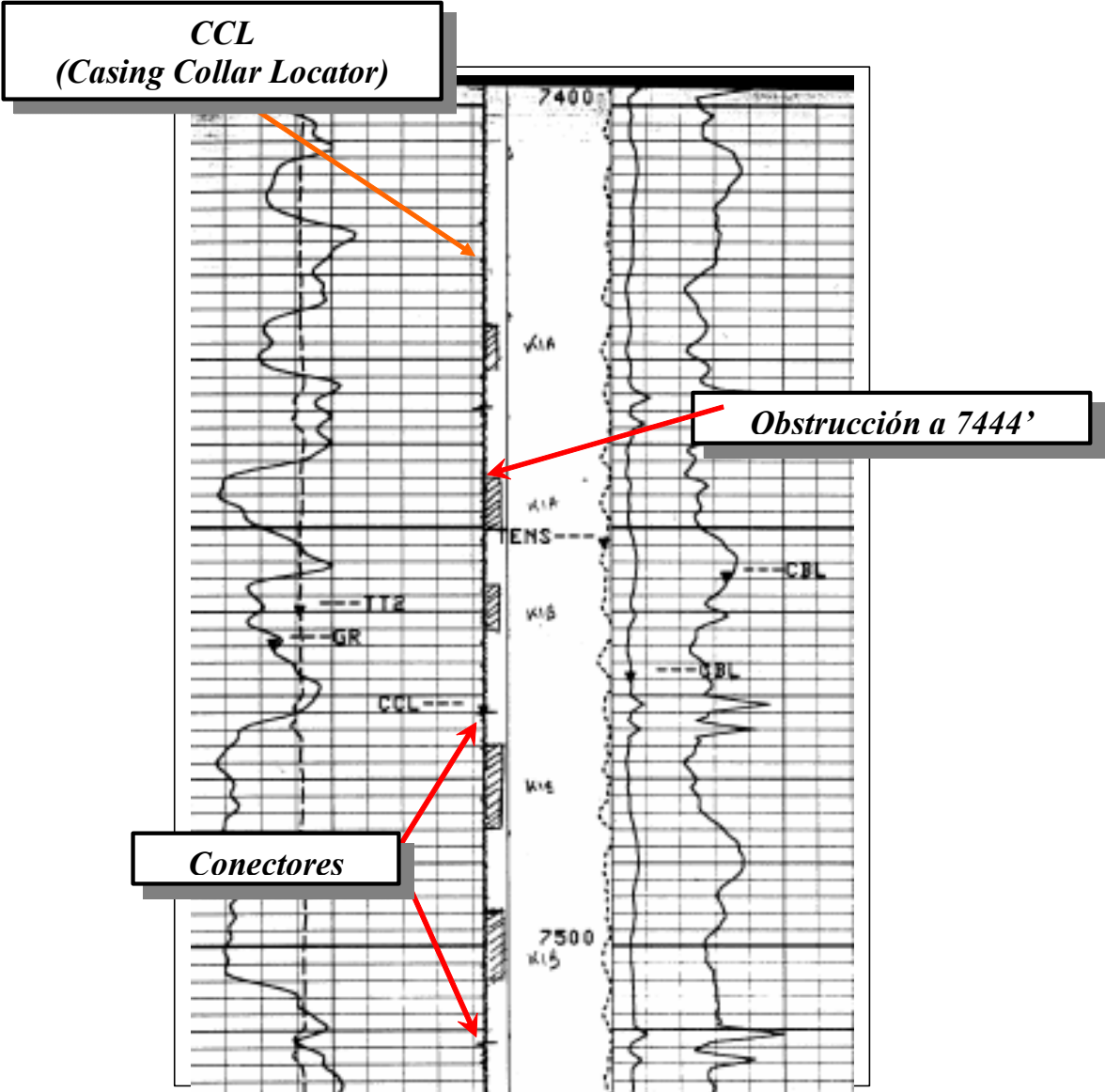
En el pozo CY-33 se recañearon los intervalos luego se bajó el “taper mill” de 8-1/2” que fue necesario trabajar entre 7564-7568, 7591-7596 y la canasta de 8-3/8” que inicialmente no paso de 7591’ pero con el trabajo del “taper mill” se logro pasar de ese sitio pero no fue posible pasar de 7598 pies.

Anexo B. Estados mecánicos de los pozos

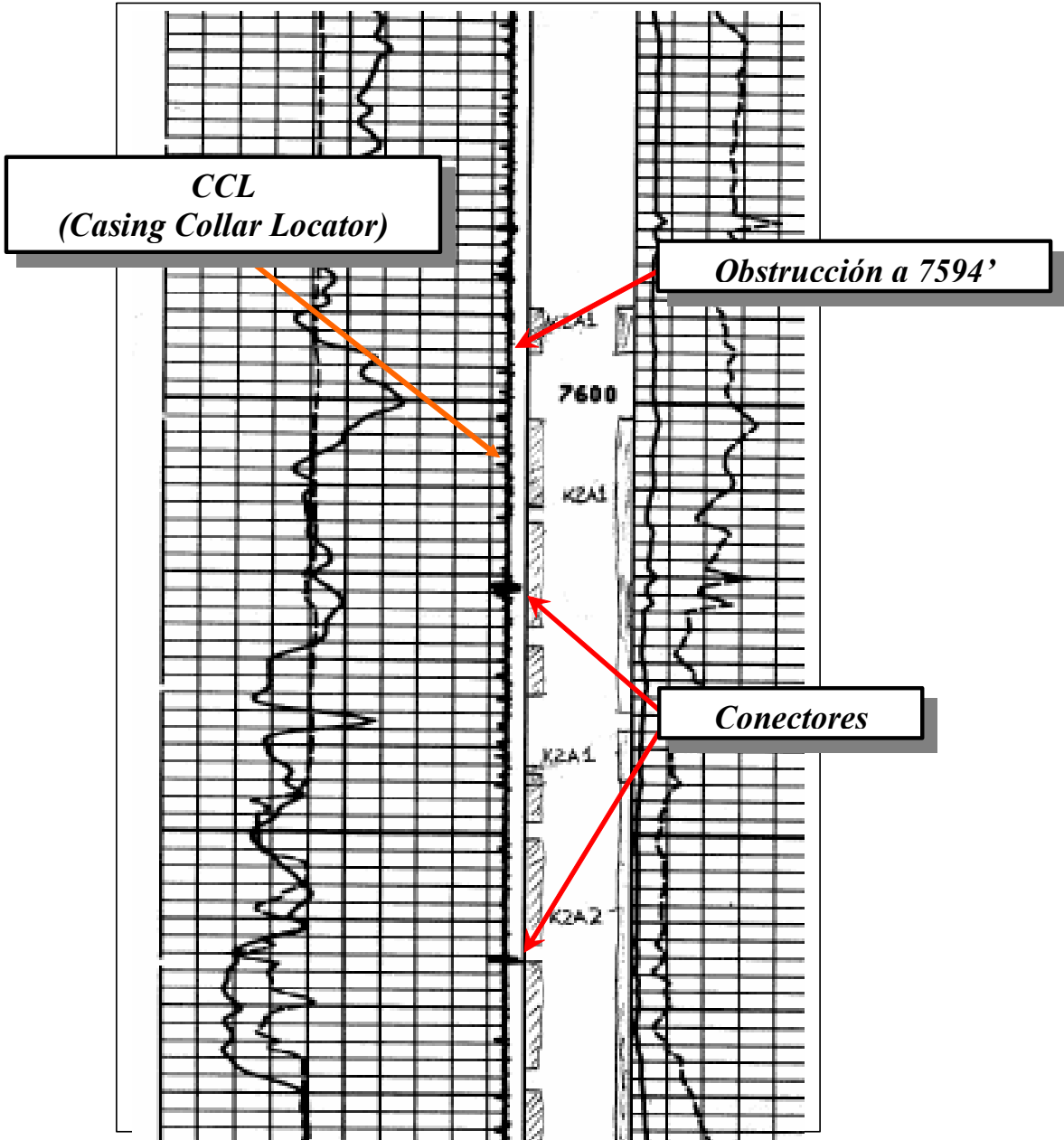


Anexo C. Extractos del registro CBL-CCL-GR-VDL

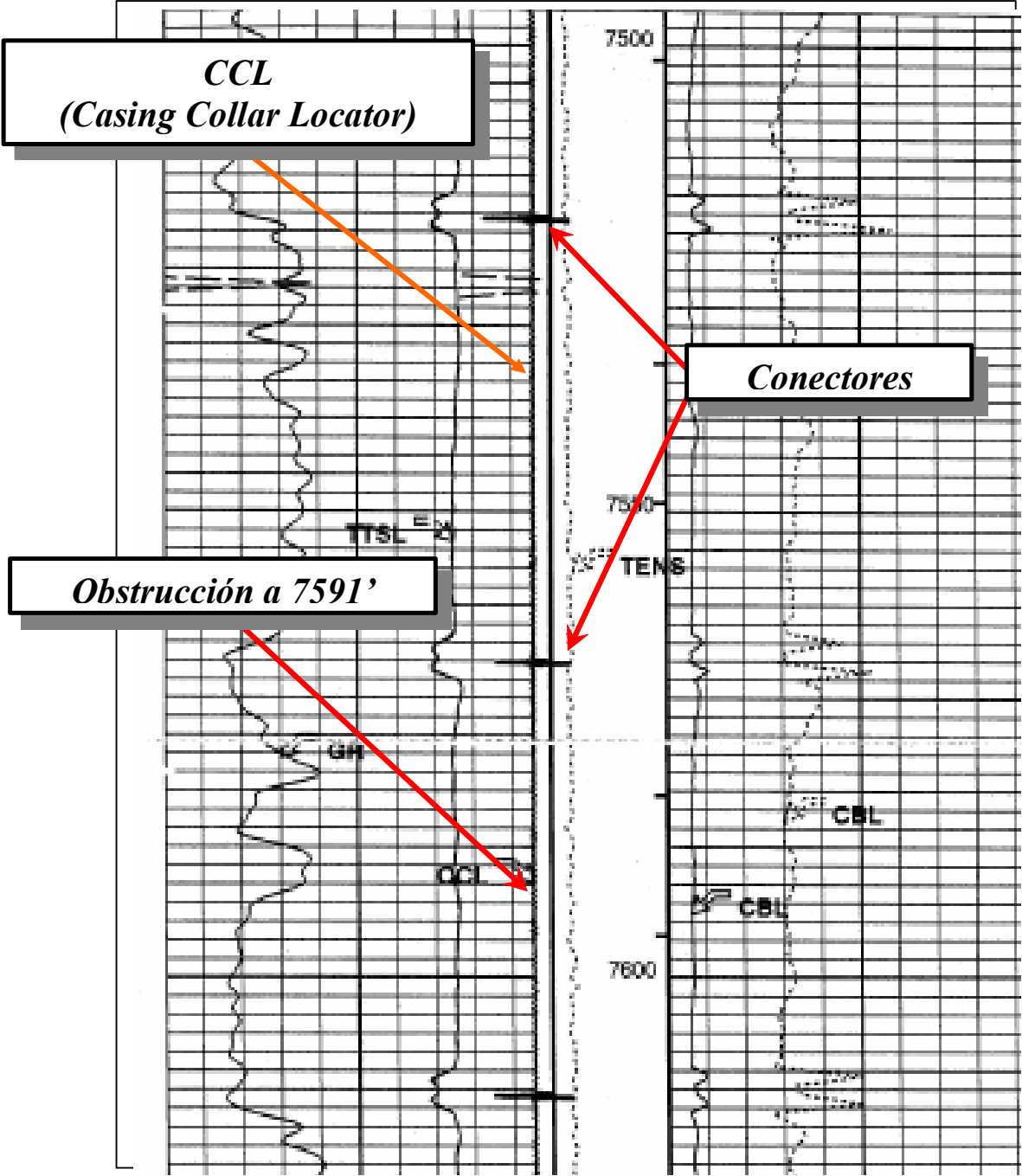
LA YUCA - 45



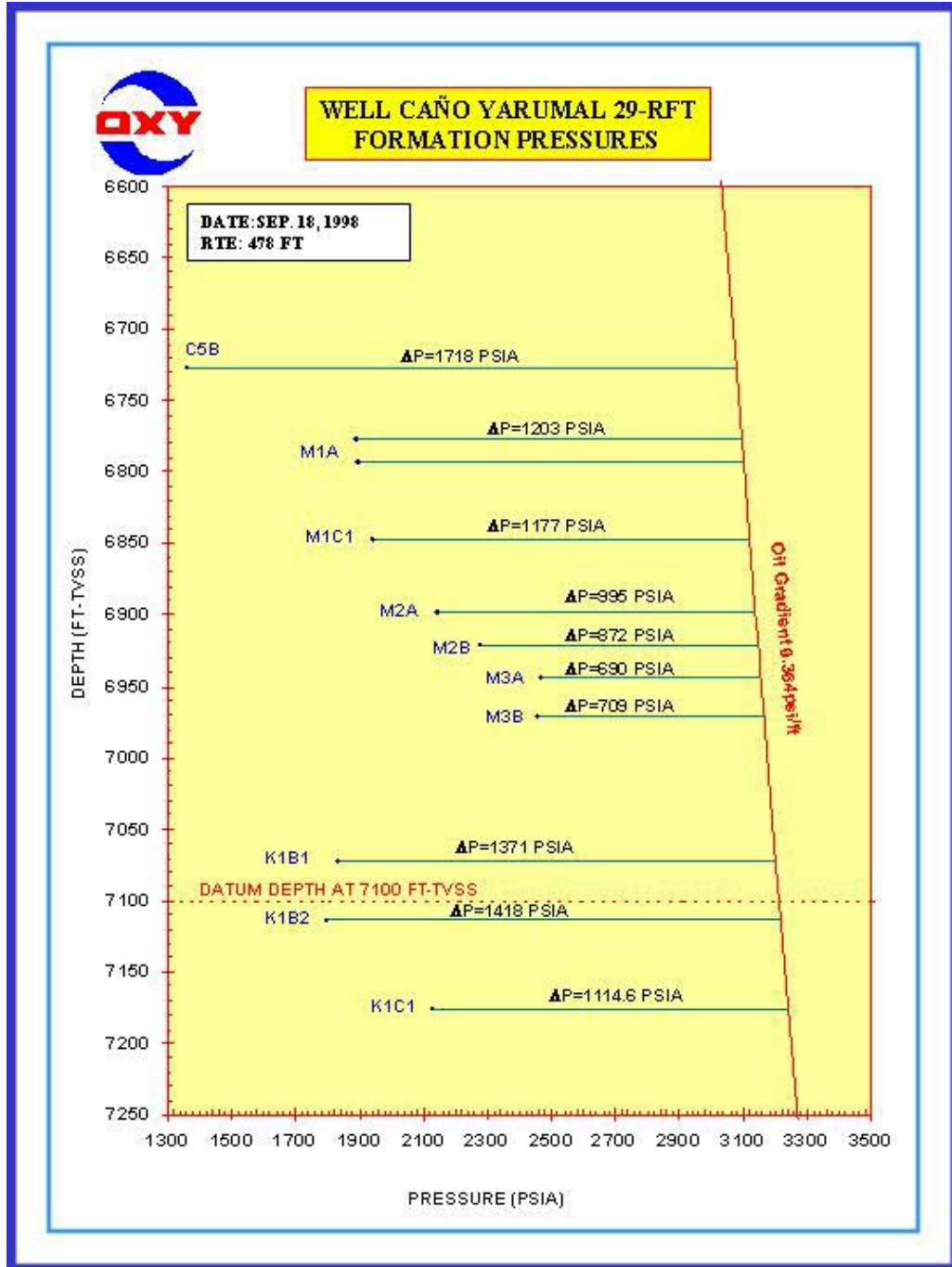
MATANEGRA - 16



CAÑO YARUMAL - 33

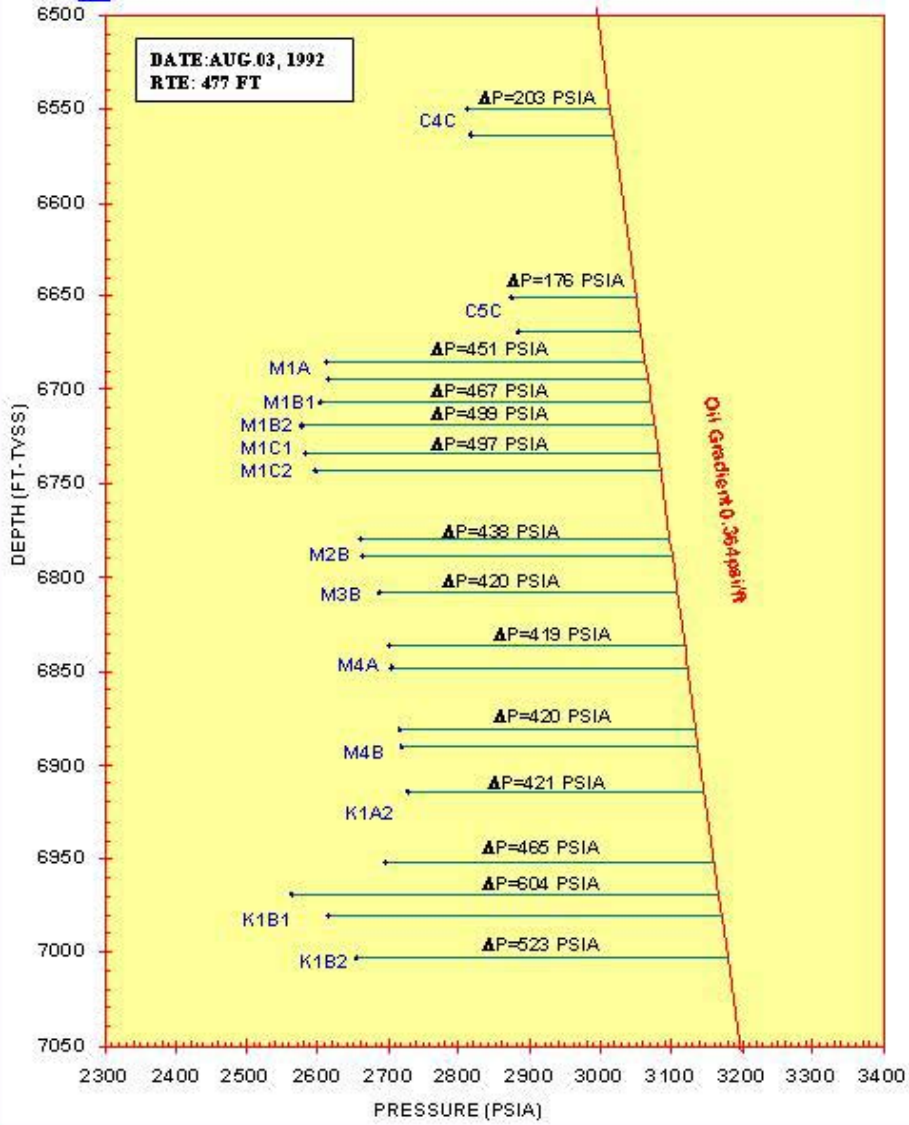


Anexo D. Registros MDT



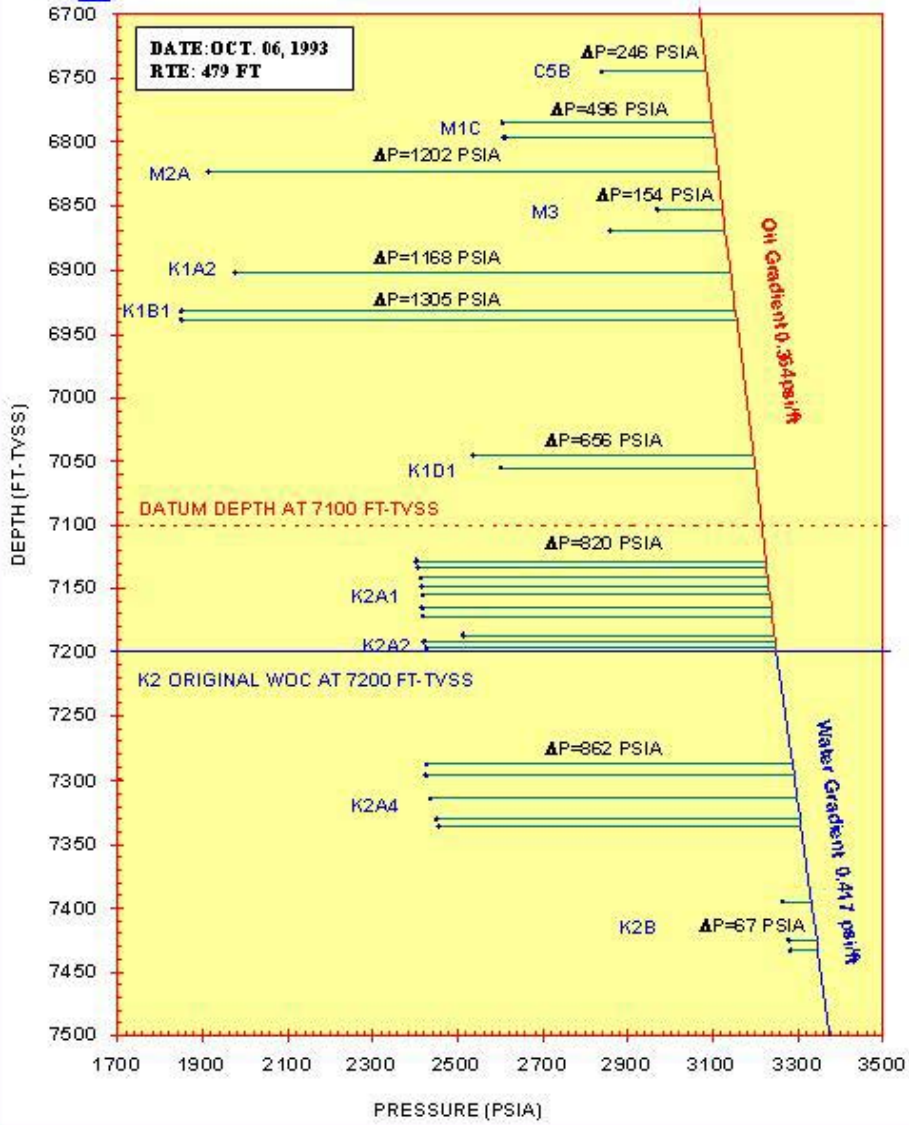


WELL LA YUCA 45-RFT FORMATION PRESSURES





WELL MATANEGRA 16-RFT FORMATION PRESSURES



Anexo E. Survey direccional de CY-33



Geospatial International

Directional Survey Report

CANO YARUMAL 33

Sidetrack: OH

Plane of V.S.:

54,00

Measured Depth ft	Angle	Azimuth	True V. Depth ft	N / S (+ / -) ft	E / W (+ / -) ft	Vertical Section ft	Dogleg Severity %/100 ft	Build Rate
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
735,00	0,00	0,00	735,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1.963,00	0,20	260,00	1.963,00	-0,37	-2,11	-1,93	0,02	0,02
3.313,00	0,50	221,00	3.312,97	-5,23	-8,30	-9,78	0,03	0,02
4.412,00	0,25	221,00	4.411,95	-10,66	-13,01	-16,79	0,02	-0,02
4.945,00	0,40	245,00	4.944,94	-12,32	-15,46	-19,75	0,04	0,03
5.541,00	0,75	263,00	5.540,91	-13,67	-21,22	-25,21	0,07	0,06
5.558,00	0,84	274,28	5.557,91	-13,68	-21,46	-25,40	1,06	0,53
5.600,00	0,40	310,15	5.599,90	-13,56	-21,87	-25,67	1,35	-1,05
5.632,00	0,56	355,48	5.631,90	-13,33	-21,97	-25,61	1,24	0,50
5.663,00	1,04	24,39	5.662,90	-12,93	-21,87	-25,29	1,98	1,55
5.694,00	1,70	31,29	5.693,89	-12,28	-21,51	-24,62	2,19	2,13
5.726,00	2,12	35,30	5.725,87	-11,39	-20,92	-23,62	1,38	1,31
5.757,00	2,60	26,33	5.756,85	-10,29	-20,28	-22,46	1,95	1,55
5.789,00	3,37	40,08	5.788,80	-8,92	-19,35	-20,90	3,27	2,41
5.820,00	3,67	40,42	5.819,75	-7,47	-18,12	-19,05	0,97	0,97
5.883,00	5,13	44,55	5.882,56	-3,92	-14,84	-14,31	2,37	2,32
5.914,00	5,84	48,53	5.913,42	-1,89	-12,69	-11,38	2,60	2,29
5.946,00	6,52	47,84	5.945,23	0,41	-10,12	-7,95	2,14	2,13
5.977,00	6,98	47,35	5.976,02	2,86	-7,43	-4,33	1,50	1,48
6.008,00	7,27	46,29	6.006,78	5,49	-4,63	-0,51	1,03	0,94
6.040,00	7,38	44,31	6.038,52	8,36	-1,73	3,52	0,86	0,34
6.071,00	7,49	48,70	6.069,25	11,12	1,18	7,49	1,87	0,35
6.103,00	7,51	52,32	6.100,98	13,78	4,40	11,66	1,48	0,06
6.134,00	7,83	53,87	6.131,70	16,26	7,71	15,80	1,23	1,03
6.165,00	7,99	55,38	6.162,41	18,73	11,19	20,06	0,85	0,52
6.197,00	8,38	54,98	6.194,08	21,33	14,93	24,62	1,23	1,22
6.228,00	8,60	52,13	6.224,74	24,05	18,61	29,19	1,53	0,71
6.259,00	8,87	53,64	6.255,38	26,89	22,36	33,90	1,14	0,87
6.291,00	9,17	53,29	6.286,99	29,88	26,40	38,92	0,95	0,94
6.322,00	9,32	53,01	6.317,59	32,86	30,38	43,90	0,51	0,48
6.354,00	9,86	53,49	6.349,14	36,05	34,65	49,23	1,71	1,69
6.385,00	9,99	52,69	6.379,67	39,26	38,92	54,57	0,61	0,42
6.416,00	10,47	53,59	6.410,18	42,56	43,33	60,07	1,63	1,55
6.448,00	10,88	51,97	6.441,63	46,15	48,05	66,00	1,59	1,28
6.479,00	11,09	52,36	6.472,06	49,77	52,71	71,90	0,72	0,68
6.511,00	11,40	53,55	6.503,44	53,53	57,70	78,14	1,21	0,97
6.542,00	11,72	53,09	6.533,82	57,24	62,68	84,35	1,07	1,03
6.574,00	12,03	53,68	6.565,13	61,17	67,96	90,94	1,04	0,97
6.605,00	12,63	54,87	6.595,42	65,03	73,34	97,56	2,10	1,94
6.646,00	13,08	54,60	6.635,39	70,30	80,79	106,68	1,11	1,10
6.740,00	11,59	54,20	6.727,22	81,99	97,12	126,76	1,59	-1,59
6.834,00	10,26	52,52	6.819,51	92,60	111,42	144,57	1,45	-1,41
6.928,00	9,07	51,21	6.912,17	102,34	123,84	160,34	1,29	-1,27
7.022,00	8,09	50,91	7.005,12	111,15	134,75	174,35	1,04	-1,04
7.116,00	6,89	48,22	7.098,32	119,08	144,08	186,56	1,33	-1,28
7.211,00	6,19	47,27	7.192,70	126,35	152,10	197,32	0,75	-0,74
7.254,00	6,05	45,86	7.235,45	129,50	155,42	201,86	0,48	-0,33
7.368,00	5,49	46,17	7.348,88	137,46	163,67	213,21	0,49	-0,49
7.473,00	5,26	46,42	7.453,41	144,26	170,78	222,96	0,22	-0,22
7.738,00	4,40	41,00	7.717,47	160,31	186,25	244,90	0,37	-0,32

Anexo F. Resultados del análisis triaxial

Casing	
OD	9,625 in
ID	8,681 in
Yp	80.000 psi
Weight	47 lbm/ft
Espesor	0,47 in

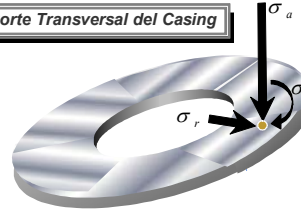
DLS@Obs	0,3	%/100ft
Bend Stress	630,05	psi
DLS max	2,6	%/100ft
Pe	1800	psi
Ai	59,19	in ²
Ae	72,76	in ²
As	13,572	in ²
Well TMD	7797	ft
Depth@Obs	7591	ft
Min. Fluid Level	3410	ft
Oil °API	29	
Pc corr@Obs	4.501,58	psi
P estallido@Obs	6.865,45	psi
Tensión@Obs	9.682,00	psi
P ext equiv@Obs	359,95	psi



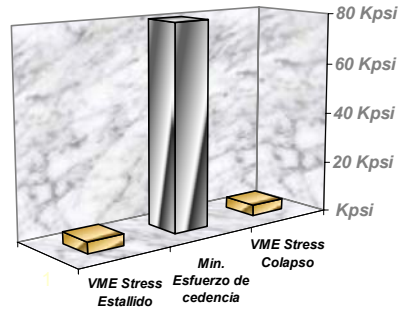
Datos de entrada

Datos Calculados

Corte Transversal del Casing

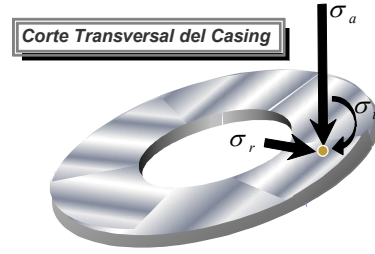
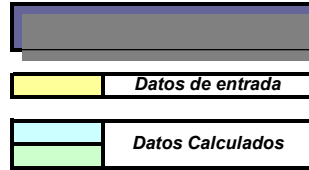


σ_a
σ_r
σ_r
σ_t
σ_t

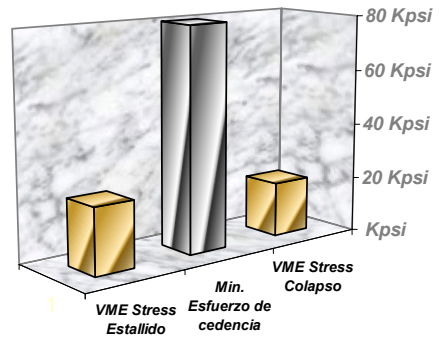


Casing	
OD	9,625 in
ID	8,681 in
Yp	80,000 psi
Weight	47 lbm/ft
Espesor	0,47 in

WHP max Iny	1780 psi
SG Aqua Iny	0,963
Perdidas Frición	112,335 psi
P Iny@Obs	4,834,20 psi
Pe	2400 psi
Ai	59,19 in ²
Ae	72,76 in ²
As	13,572 in ²
Well TMD	8050 ft
Depth@Obs	7594 ft
Min. Fluid Level	- ft
Oil °API	-
Pc corr@Obs	4,498,00 psi
P estallido@Obs	6,865,45 psi
Tensión@Obs	21,432,00 psi
P ext equiv@Obs	-1,960,07 psi



σ_a
σ_r
σ_r
σ_t
σ_t



[Redacted content]

[Redacted content]

Casing	
OD	9,625 in
ID	8,681 in
Yp	80,000 psi
Weight	47 lbm/ft
Espesor	0,47 in

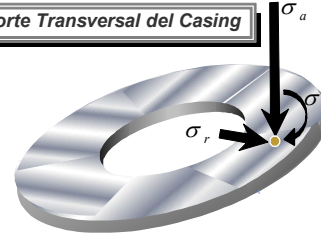
DLS@Obs	0	%/100ft
Bend Stress	0,00	psi
DLS max	0	%/100ft
Pe	2400	psi
Ai	59,19	in^2
Ae	72,76	in^2
As	13,572	in^2
Well TMD	8050	ft
Depth@Obs	7594	ft
Min. Fluid Level	2100	ft
Oil °API	29	
Pc corr@Obs	4.498,00	psi
P estallido@Obs	6.865,45	psi
Tensión@Obs	21.432,00	psi
P ext equiv@Obs	507,71	psi



Datos de entrada

Datos Calculados

Corte Transversal del Casing



σ_a
σ_r
σ_r
σ_t
σ_t

