

# **ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL**

**FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y  
PETRÓLEOS**

**ESTUDIO TÉCNICO – ECONÓMICO PARA EL USO DE  
COLGADORES DE LINER CON SISTEMA EXPANDIBLE EN  
PERFORACIÓN DE POZOS PETROLEROS**

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO EN  
PETRÓLEOS**

**CARLOS FÉLIX SÁNCHEZ CALAPUCHA**  
(carlosfelixsc@hotmail.com)

**DIRECTOR: ING. JOHNNY ZAMBRANO**  
(jhonny.zambrano@epn.edu.ec)

**Quito, Octubre 2011**

## DECLARACIÓN

Yo, Carlos Félix Sánchez Calapucha, declaro que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

La Escuela Politécnica Nacional puede hacer uso de los derechos correspondientes a este trabajo, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

---

Carlos Félix Sánchez Calapucha

## **CERTIFICACIÓN**

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Carlos Félix Sánchez Calapucha, bajo mi supervisión.

---

Ing. Johnny Zambrano C.  
DIRECTOR DEL PROYECTO

## DEDICATORIA

Por todo el esfuerzo realizado para que pueda culminar mis estudios, afrontando duras situaciones de la vida para ver cumplido un anhelo, este proyecto se lo dedico a mi madre.

***Carlos Félix***

## AGRADECIMIENTOS

Al verse realizado un objetivo personal, hay que ser fiel a la gratitud a quienes han sido parte importante de este logro.

A mi esposa Nátali quien ha sido un apoyo en todos los sentidos, cuando hemos tenido que afrontar la dura lucha por la vida de un nuevo ser hermoso y bello como es nuestra hija Scarlett, y a seguido alentando para completar este objetivo.

A la Escuela Politécnica Nacional que me brindó las herramientas para poder salir adelante ante los caminos de la vida, permitiéndome llegar a lugares importantes.

A los profesores quienes supieron brindar sus conocimientos profesionales y enseñanza de vida, Al Ing. Johnny Zambrano por su paciencia y apoyo como amigo.

A TIW Ecuador quien me brindó la oportunidad de ampliar mis conocimientos y completar de la mejor manera mi carrera, especialmente al Ing. James Bonilla, Darwin Molina, José Segarra, José López, Vinicio Rodríguez y Trinidad Olán; quienes me apoyaron como profesionales y como amigos.

A mis hermanos por estar siempre a mi lado, en todo momento y recordarme que no estoy solo ante las dificultades de la vida.

A mis grandes amigos y compañeros con quienes compartimos muchas vivencias, pero siempre poniendo el hombro entre todos para apoyar y dando voces de aliento. Son tantos a quienes les debo mucho, que han estado siempre de alguna manera pendiente para que yo siga adelante.

**Carlos Félix.**

## TABLA DE CONTENIDO

<b>DECLARACIÓN .....</b>	<b>I</b>
<b>CERTIFICACIÓN.....</b>	<b>II</b>
<b>DEDICATORIA.....</b>	<b>III</b>
<b>AGRADECIMIENTOS .....</b>	<b>IV</b>
<b>TABLA DE CONTENIDO .....</b>	<b>V</b>
<b>ÍNDICE DE FIGURAS .....</b>	<b>XI</b>
<b>ÍNDICE DE TABLAS.....</b>	<b>XIV</b>
<b>ÍNDICE DE GRÁFICOS.....</b>	<b>XV</b>
<b>ÍNDICE DE ANEXOS .....</b>	<b>XV</b>
<b>RESUMEN .....</b>	<b>XVI</b>
<b>PRESENTACIÓN.....</b>	<b>XVII</b>
<b>CAPÍTULO I.....</b>	<b>1</b>
<b>TEORÍA DE COLGADORES DE LINER CONVENCIONALES Y DE SISTEMA EXPANDIBLE .....</b>	<b>1</b>
1.1. INTRODUCCIÓN.....	1
1.2. TIPOS DE REVESTIMIENTO.....	2
1.3. FUNCIONES DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO.....	3
1.4. CLASIFICACIÓN DE LAS TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO.....	3
1.4.1. TUBERÍA CONDUCTORA.....	3
1.4.2. TUBERÍA SUPERFICIAL .....	4
1.4.3. TUBERÍA INTERMEDIA.....	4
1.4.4. TUBERÍA DE EXPLOTACIÓN.....	4
1.4.5. TUBERÍA DE REVESTIMIENTO CORTA (LINER) .....	5
1.5. DESCRIPCIÓN DEL LINER.....	5
1.6. JUSTIFICACIÓN PARA EL USO DE LINER.....	6
1.6.1. TIPOS DE LINER .....	7
1.6.1.1. Liner de Perforación o Intermedio .....	7
1.6.1.2. Liner de Producción .....	8
1.6.1.3. Extensión Parcial “Stub Liner” .....	8
1.6.1.4. Extensión a Superficie “Tie-Back Liner” .....	8
1.6.1.5. Scab Liner .....	8
1.7. SISTEMA DEL COLGADOR DE LINER.....	9
1.7.1. CONSIDERACIONES EN UN SISTEMA DE COLGADORES DE LINER .....	9
1.7.2. SELECCIÓN DE COMPONENTES PARA COLGADORES DE LINER .....	9
1.7.2.1. Collar de asentamiento (Setting Collar) .....	12
1.7.2.2. Empaques de Liner.....	12
1.7.2.3. Colgadores de Liner (Liner Hangers).....	13
1.7.2.4. Obturador de Liner para Cementar.....	14
1.7.2.4.1. Obturador Recuperable tipo “B” (RPOB).....	14
1.7.2.4.2. Buje obturador perforable (DPOB).....	15

1.7.2.5. Herramientas de asentamiento (Setting Tool).....	16
1.7.2.5.1. Herramienta de Asentamiento Tipo LN.....	16
1.7.2.5.2. Herramienta de Asentamiento Tipo SJ.....	17
1.7.2.5.3. Herramienta de liberación hidráulica Tipo Drill Down con opción Mecánica.....	18
1.7.2.5.4. Sección de perros.....	19
1.7.2.6. Tapones de limpieza.....	20
1.7.2.6.1. Tapón de la Tubería de Trabajo.....	20
1.7.2.6.2. Tapón Limpiador del Revestidor.....	21
1.7.2.7. Cabezas de Cementación.....	21
1.7.2.7.1. Cabeza de cementación tipo Heavy Duty.....	21
1.7.2.7.2. Cabeza de cementación tipo Top Drive.....	22
1.7.2.8. Equipos Flotadores.....	23
1.7.2.8.1. Collar de acoplamiento (Landing collar).....	23
1.7.2.8.2. Collar flotador (Float collar).....	23
1.7.2.8.3. Zapata flotadora (Set shoes).....	24
1.8. COLGADORES DE LINER CONVENCIONALES.....	25
1.8.1. COLGADORES DE LINER MECÁNICOS.....	25
1.8.1.1. Características de los Colgadores Mecánicos.....	25
1.8.1.2. Asentamiento de los Colgadores Mecánicos.....	26
1.8.1.2.1. Acople giratorio de liner.....	27
1.8.1.3. Aplicaciones de los Colgadores Mecánicos.....	27
1.8.2. COLGADORES DE LINER HIDRÁULICOS.....	31
1.8.2.1. Asentamiento de los Colgadores Hidráulicos.....	31
1.8.2.2. Aplicaciones de los Colgadores Hidráulicos.....	32
1.9. COLGADORES DE LINER CON SISTEMA EXPANDIBLES.....	32
1.9.1. INTRODUCCIÓN.....	32
1.9.2. TECNOLOGÍA TUBULAR EXPANDIBLE.....	33
1.9.2.1. Trabajo en Frío.....	34
1.9.2.2. Deformación Elástica.....	35
1.9.2.3. Deformación Plástica.....	36
1.9.2.4. Fractura.....	37
1.9.3. APLICACIÓN DE LA TECNOLOGÍA TUBULAR EXPANDIBLE.....	37
1.9.4. X-PAK LINER HANGER SYSTEM.....	38
1.9.4.1. Descripción del X-Pak Liner Hanger System.....	38
1.9.4.2. Plan de Desarrollo.....	39
1.9.4.3. Metas de Desarrollo del Sistema Expandible Liner Hanger.....	39
1.9.4.4. Características del X-Pak Liner Hanger.....	40
1.9.4.5. Asentamiento del X-Pak Liner Hanger.....	41
1.9.4.6. Ventajas del X-Pak Liner Hanger.....	43
1.9.5. X-PAK DRILL DOWN LINER HANGER SYSTEM.....	43
1.9.5.1. X-Pak Multi-Piston Setting Tool.....	45
1.9.5.2. Liberación del Setting Tool - Multipistón.....	46

1.9.6. 2T XPATCH SYSTEM.....	47
1.9.6.1. Flexibilidad .....	48
1.9.6.2. Tecnología en el Sello .....	48
1.9.6.3. Asentamiento del 2T Xpatch System .....	49
<b>CAPÍTULO II.....</b>	<b>50</b>
<b>DESCRIPCIÓN Y EVALUACIÓN DE POZOS CON TEGNOLOGÍA CONVENCIONAL Y EXPANDIBLE .....</b>	<b>50</b>
2.1. INTRODUCCIÓN.....	50
2.2. DESCRIPCIÓN DE LAS APLICACIONES DEL SISTEMA EXPANDIBLE.....	51
2.3. PRUEBAS DE LABORATORIO DE TIW HANGER LINER .....	53
2.3.1. REPORTE DE LA PRUEBA TIW 7-5/8” 39# P-110 X 9-5/8” 53.5# P-110 .....	54
2.3.1.1. Objetivo .....	54
2.3.1.2. Equipo de prueba.....	54
2.3.1.3. Procedimiento de prueba .....	55
2.3.1.4. Resultado de las pruebas.....	57
2.3.1.5. Prueba de presión del rendimiento al 80% .....	60
2.3.1.6. Prueba de fondo de presión al 80%.....	60
2.3.1.7. Prueba de presión a 10000 psi.....	62
2.3.1.8. Conclusiones de las pruebas realizadas .....	63
2.4. CASOS HISTÓRICOS DE LAS APLICACIONES DEL SISTEMA 2T-XPATCH ....	64
2.4.1. DISEÑO INICIAL DEL PATCH .....	65
2.4.2. OBJETIVOS DE LAS APLICACIONES DEL 2T-PACTH SYSTEM.....	69
2.5. CASOS HISTÓRICOS DE LAS APLICACIONES DEL SISTEMA EXPANDIBLE X-PAK .....	69
2.5.1. PRIMERA APLICACIÓN.....	69
2.5.2. SEGUNDA APLICACIÓN .....	70
2.5.3. TERCERA APLICACIÓN .....	73
2.5.4. OBJETIVOS DE LOS TRABAJOS DEL X-PAK LINER HANGER SYSTEM.....	75
2.5.4.1. Descripción del trabajo realizado con el X-PAK Liner System en el Pozo 1 .....	75
2.5.4.1.1. Objetivo .....	75
2.5.4.1.2. Detalles del equipo.....	75
2.5.4.1.3. Detalles del trabajo .....	76
2.5.4.1.4. Conclusión.....	76
2.5.4.2. Descripción del trabajo realizado con el X-PAK Liner System en el Pozo 2 .....	76
2.5.4.2.1. Objetivo .....	76
2.5.4.2.2. Detalles del equipo.....	77
2.5.4.2.3. Detalles del trabajo .....	77
2.5.4.2.4. Conclusiones.....	77
2.5.4.3. Descripción del trabajo realizado con el X-PAK Liner System en el Pozo 3 .....	78
2.5.4.3.1. Objetivo .....	78
2.5.4.3.2. Detalles del equipo.....	78
2.5.4.3.3. Detalles del trabajo .....	78



2.5.4.3.4. Conclusión.....	79
2.5.4.4. Descripción del trabajo realizado con el X-PAK Liner System en el Pozo 4 .....	79
2.5.4.4.1. Objetivo .....	79
2.5.4.4.2. Detalles del equipo.....	79
2.5.4.4.3. Detalles del trabajo .....	80
2.5.4.4.4. Conclusión.....	80
2.5.5. CASOS HISTÓRICOS EN LATINOAMÉRICA – ECUADOR .....	80
2.5.5.1. Resumen general de las corridas .....	81
2.5.5.2. Resultados de corridas de colgadores de Liner en ecuador .....	82
2.5.6. APLICACIONES DEL X-PAK SYSTEM EN COMPLETACIONES .....	83
2.5.7. CARACTERÍSTICAS DEL X-PAK EN COMPLETACIONES:.....	84
2.5.8. PROCEDIMIENTOS DE CORRIDAS DE COLGADORES DE LINER.....	86
2.5.8.1. Procedimiento recomendado de operación para Colgadores Mecánicos .....	86
2.5.8.2. Procedimiento recomendado de operación para colgador hidráulico .....	90
2.5.8.3. Procedimiento general de corrida del X-PAK liner hanger.....	93
2.6. DESCRIPCIÓN DE LAS OPERACIONES EN POZO CON COLGADORES DE LINERS .....	96
2.6.1. CORRIDA DE LINER CON EL COLGADOR HIDRAULICO IB-R CON C SETTING .....	96
2.6.1.1. Datos del pozo.....	96
2.6.1.2. Equipo utilizado .....	97
2.6.1.3. Resumen de la operación.....	97
2.6.1.4. Activando colgador hidráulico.....	98
2.6.1.5. Para liberar Setting Tool.....	98
2.6.1.6. Cementando de acuerdo a programa .....	99
2.6.1.7. Desplazamiento .....	99
2.6.2. CORRIDA DEL LINER DE 7 IN CON COLGADOR EXPANDIBLE X-PAK DE 7-5/8 IN X 9-5/8 IN CON TIE BACK EXPANDER DE 7-5/8 IN ID X 4 FT LONG.....	102
2.6.2.1. Datos del Pozo.....	102
2.6.2.2. Equipos utilizados en el pozo.....	102
2.6.2.3. Resumen Operacional de la Corrida del Liner de 7".....	103
<b>CAPÍTULO III.....</b>	<b>111</b>
<b>ESTUDIO TÉCNICO COMPARATIVO DE POZOS CON COLGADORES DE LINER CONVENCIONALES Y SISTEMA EXPANDIBLE .....</b>	<b>111</b>
3.1. INTRODUCCIÓN.....	111
3.2. FALLAS TÍPICAS CON COLGADORES CONVENCIONALES.....	112
3.3. USO DE COLGADORES DE LINER MECÁNICO O HIDRÁULICO .....	113
3.3.1. VENTAJAS DE USAR COLGADORES MECÁNICOS.....	113
3.3.2. DESVENTAJAS DE USAR COLGADORES MECÁNICOS .....	113
3.4. EL SISTEMA EXPANDIBLE VS. SISTEMA CONVENCIONAL .....	114
3.4.1. ÁREA DE FLUJO (BY PASS AREA) VS. CAPACIDAD DE COLGAMIENTO ..	116
3.4.1.1. Capacidad de carga.....	116

3.4.1.2. Área de “bypass” .....	116
3.4.1.2.1. Limitaciones del “by-pass” .....	117
3.5. CÁLCULOS BÁSICOS REQUERIDOS PARA OPERACIONES DE CORRIDAS DE COLGADORES DE LINER .....	120
3.5.1. ÁREA ANULAR.....	120
3.5.2. CAPACIDAD .....	121
3.5.3. BOUYANCY .....	121
3.5.4. PRESIÓN HIDROSTÁTICA.....	121
3.6. COMPARACIÓN DE LOS POZOS QUE PERFORARON CON COLGADORES DE SISTEMA EXPANDIBLE Y SISTEMA CONVENCIONAL .....	122
3.6.1. RESEÑA DE LA CORRIDA DEL COLGADOR DEL LINER X-PAK LINER HANGER DEL POZO A.....	122
3.6.1.1. Objetivo .....	122
3.6.1.2. Equipos y herramientas utilizados.....	124
3.6.1.3. Resumen y resultados de la corrida.....	124
3.6.1.4. Corrida de liner en el pozo en el casing.....	124
3.6.1.5. Corrida de liner en el pozo a hueco abierto .....	125
3.6.2. RESEÑA DE LA CORRIDA DEL COLGADOR DEL LINER X-PAK LINER HANGER DEL POZO B.....	130
3.6.2.1. Objetivo .....	130
3.6.2.2. Equipos y herramientas utilizados.....	130
3.6.2.3. Detalles y resultados de la corrida.....	131
3.6.2.3.1. Corrida de liner en el pozo en el casing .....	131
3.6.2.3.2. Corrida de liner en el pozo en hueco abierto.....	131
3.6.2.4. Expansión del X-PAK .....	133
3.6.2.5. Liberación del liner .....	139
3.6.2.6. Alcance del problema .....	140
3.6.2.7. Análisis .....	142
3.6.2.8. Conclusión .....	143
3.6.3. RESEÑA DE LA CORRIDA DEL COLGADOR CONVENCIONAL HIDRÁULICO C-6 SETTING COLLAR W/IB-R HYDRO HANGER 7” X 9-5/8” EN EL POZO C .....	144
3.6.3.1. Objetivo .....	144
3.6.3.2. Equipos y herramientas utilizados.....	144
3.6.3.3. Resumen y resultados de la corrida.....	145
3.6.3.4. Corrida de liner en el pozo en el casing.....	145
3.6.3.5. Corrida de liner en el pozo en hueco abierto .....	146
3.6.3.6. Activando colgador hidráulico.....	146
3.6.3.7. Para liberar herramienta soltadora del liner .....	147
3.6.3.8. Cementando .....	147
3.6.4. ANÁLISIS COMPARATIVO ENTRE CORRIDA DE LINERS CONVENCIONALES Y CORRIDA DE LINERS EXPANDIBLES.....	149
3.6.4.1. Rotación durante la corrida y cementación.....	150
3.6.4.2. Rotación antes y después de ser asentados .....	150

3.6.4.2.1. Instrucciones para soltar el SJ Setting Tool .....	151
3.6.4.3. Mayor capacidad de carga .....	152
3.6.4.4. Disminuye el área de flujo .....	152
3.6.4.5. Se utiliza un solo equipo.....	152
3.6.4.6. Genera un sello primario .....	153
3.6.4.7. Mejor área de flujo .....	153
3.6.4.8. Integridad del sistema.....	154
3.6.4.9. Reducción de costos .....	154
3.6.4.10. Garantiza la incapacidad de mover el liner después de asentado.....	155
3.6.4.11. Construcción con un mínimo de partes móviles .....	155
<b>CAPÍTULO IV .....</b>	<b>157</b>
<b>ESTUDIO ECONÓMICO COMPARATIVO DEL USO DE COLGADORES DE LINER CONVENCIONALES Y SISTEMA EXPANDIBLE .....</b>	<b>157</b>
4.1. ESTIMATIVOS DE COSTOS DEL POZO A .....	159
4.2. ESTIMATIVOS DE COSTOS DEL POZO B.....	161
4.3. ESTIMATIVO DEL COSTO DEL POZO C .....	163
<b>CAPÍTULO V .....</b>	<b>167</b>
<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....</b>	<b>167</b>
5.1. CONCLUSIONES.....	167
5.2. RECOMENDACIONES.....	169
<b>BIBLIOGRAFÍA .....</b>	<b>170</b>
<b>ANEXOS .....</b>	<b>171</b>

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1. Revestimiento del pozo al final de la perforación.....	2
Figura 1.2 Etapa final del pozo con liner .....	6
Figura 1.3 Tipos de liner .....	10
Figura 1.4 Setting collar tipo LG.....	12
Figura 1.5 Liner Packer Tipo L .....	13
Figura 1.6 Colgador de liner mecánico Tipo J .....	14
Figura 1.7 Obturador Recuperable tipo “B” (RPOB) con niple pulido. ....	15
Figura 1.8. Obturador Perforable (DPOB) con niple pulido. ....	15
Figura 1.9 Tipos de Herramientas de Asentamiento.....	16
Figura 1.10. Herramienta de asentamiento tipo LN.....	17
Figura 1.11 Setting tool tipo SJ .....	18
Figura 1.12 Herramienta de asentamiento Drill Down .....	19
Figura 1.13 Sección de Perros.....	20
Figura 1.14 Tapón de Tubería de trabajo tipo PDC.....	20
Figura 1.15 Tapón de Liner tipo PDC.....	21
Figura 1.16 Cabeza de cementación Tipo Heavy Duty .....	22
Figura 1.17 Cabeza de cementación Tipo Top Drive .....	22
Figura 1.18 Landing collar Tipo PDC “L” .....	23
Figura 1.19 Float Collar tipo CL .....	24
Figura 1.20 Zapato guía tipo LS – 2 .....	24
Figura 1.21. Colgador Mecánico Tipo J.....	26
Figura 1.22. Acople giratorio de liner.....	27
Figura 1.23. Drag spring. ....	28
Figura 1.24. Ensamble del Setting tool LN.....	29
Figura 1.25. Ensamble del Setting tool SJ .....	29
Figura 1.26. Esquema de ensamble del colgador mecánico.....	30
Figura 1.27 Colgador Hidráulico tipo IB TC .....	31
Figura 1.28. Sistemas de Expansión Tubular .....	34
Figura 1.29. Proceso de deformación del acero.....	34
Figura 1.30. Grafico Stress vs Strain .....	35
Figura 1.31. Deformación del metal .....	36
Figura 1.32 Configuración del X-PAK Liner Hanger.....	39
Figura 1.33. Pre-expansión y post expansión del liner hanger.....	40
Figura 1.34 Expansor y Colgador del sistema XPAK Liner Hanger .....	41
Figura 1.35. Cuñas del X-PAK liner hanger System.....	42
Figura 1.36. Configuración de XPAK Drill Down.....	43
Figura 1.37. Configuración del X-Pak Drill Down con los elementos de rotación.....	44
Figura 1.38. Configuración del Setting Tool Multi-Pistón .....	45
Figura 1.39. Shear ring.....	46
Figura 1.40. Posición del Collet en una corrida y en liberación de la herramienta.....	47

Figura 1.41. Composición del 2T XPatch System.....	47
Figura 1.42. Upper Patch.....	48
Figura 1.43. Sello bola metal - metal.....	48
Figura 1.44. Esquema del 2T XPatch System.....	49
Figura 2.1 Esquematación del Proceso de Expansión del X-PAK Liner Hanger/Packer. 52	52
Figura 2.2. Prueba Realizada para Shell en Base TIW-Houston (11-3/4in x 13-3/8 in.) ....	54
Figura 2.3. Setting tool y línea de presión.....	56
Figura 2.4. Herramienta introducida para prueba de pozo.....	56
Figura 2.5 Shear Ring.....	56
Figura 2.6. Herramienta antes y después de la liberación.....	57
Figura 2.7. X-PAK Expander.....	57
Figura 2.8 Cuerpo del Expander.....	57
Figura 2.9 Casing y Nipple.....	57
Figura 2.10. Prueba de Presión.....	60
Figura 2.11 Corte del casing y el expansor.....	62
Figura 2.12 Corte conjunto del casing y el expansor.....	63
Figura 2.13 Cuerpo del X-PAK después de la prueba.....	63
Figura 2.14. Esquema del 2T – Xpatch.....	66
Figura 2.15 Secuencia de operación del 2T-XPATCH.....	67
Figura 2.16 Secuencia de corrida del Drill Down X-PAK.....	71
Figura 2.17 Secuencia de corrida del X-PAK Liner Hanger System.....	72
Figura 2.18 Esquema del X-PAK Liner Hanger en Completación de Producción.....	84
Figura 2.19 Estado mecánico propuesto del X-PAK Liner Hanger en Completación de Producción.....	85
Figura 2.20 Secuencia de asentamiento del colgador mecánico en el fondo del pozo.....	92
Figura 2.21 Secuencia de asentamiento del colgador hidráulico en el fondo del pozo.....	92
Figura 2.22 Esquemático Final del Pozo 7”.....	101
Figura 2.23. Esquema Mecánico Final del Pozo PCCB-006.....	110
Figura 3.1 Mecanismos de expansión del sistema de colgadores expandibles.....	111
Figura 3.2. Evolución de los colgadores a través del tiempo.....	112
Figura 3.3. Potenciales fallas en los colgadores convencionales.....	114
Figura 3.4. Colgador convencional vs colgador expandible.....	115
Figura 3.5. Área de Flujo.....	116
Figura 3.6. Movimiento de Cuñas del colgador.....	117
Figura 3.7. Área de Cuñas y conos.....	118
Figura 3.8 Aplicación de la capacidad carga en el colgador.....	118
Figura 3.9 Esquema de la evaluación de carga del colgador.....	119
Figura 3.10 Protección de las cuñas del colgador.....	120
Figura 3.11 Área anular entre tubing y casing.....	120
Figura 3.12. Perfil del pozo A.....	123
Figura 3.13 Programa de cementación de liner.....	129
Figura 3.14 Acople del pump down plug en el liner wiper plug.....	132
Figura 3.15 Acople de tapones en el landing collar.....	133

Figura 3.16. Intervalo de presión de expansión del X-PAK .....	134
Figura 3.17. Intervalo de expansión del X-PAK (Ampliación).....	134
Figura 3.18. Mecanismo interno de liberación .....	139
Figura 3.19. Salida del Setting Tool luego de la expansión.....	139
Figura 3.20 Setting Tool Multi Pistón en superficie.....	140
Figura 3.21. Bola de contingencia para el X-PAK Liner Hanger.....	140
Figura 3.22 Esquema final del pozo del pozo B.....	141
Figura 3.23 Sección del X-PAK rotating tool y etapas de la corrida.....	143
Figura 3.24 Bola utilizada para el anclar el colgador hidráulico en el landing collar .....	147

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1 Características de los Tipos de Liner.....	11
Tabla 2.1 Datos antes y después de la expansión .....	59
Tabla 2.2 Casos Históricos con 2T - XPATCH (Reparaciones de revestidores) .....	68
Tabla 2.3 Casos históricos del X-PAK Liner Hanger Expandible .....	74
Tabla 2.4 Resultados de corridas de Colgadores Convencionales VS Colgadores Expandibles .....	82
Tabla 2.5 Datos del pozo Sacha 196 D .....	96
Tabla 2.6 Desplazamiento durante la corrida.....	99
Tabla 2.7 Tally Final 7” del pozo. ....	100
Tabla 2.8 Datos del pozo PCCB-006.....	102
Tabla 2.9 Ensamble del cabezal de cementación.....	104
Tabla 2.10 Desplazamientos teórico en la sarta .....	106
Tabla 2.11 Desplazamiento de los tapones limpiadores .....	107
Tabla 2.12. Tally Final de la Corrida del Liner de 7 in en el Pozo PCCB-006.....	109
Tabla 3.1 Registro de parámetros en circulación en fondo .....	126
Tabla 3.2 Desplazamiento del cemento con lodo .....	127
Tabla 3.3. Programa de bombeo para asentar colgador de liner.....	128
Tabla 3.4 Programa de bombeo.....	132
Tabla 3.5 Desplazamiento de cemento con lodo .....	133
Tabla 3.5 Datos para la corrida del colgador hidráulico convencional 7” x 9-5/8” .....	144
Tabla 3.6 Desplazamiento de cemento y lodo.....	148
Tabla 3.7 Descripción de las ventajas del colgador convencional vs colgador expandible .....	149
Tabla 4.1 Datos con los cálculos básicos del pozo A .....	160
Tabla 4.2 Costo de los equipos para el sistema X-PAK liner hanger. ....	160
Tabla 4.3 Datos con los cálculos del pozo B.....	162
Tabla 4.4 Costo de los equipos para el sistema X-PAK liner hanger. ....	162
Tabla 4.5 Datos con los cálculos del pozo C.....	163
Tabla 4.6 Costo de los equipos para el Liner Hanger Hidráulico convencional .....	164
Tabla 4.7 Costos operativos generales por problemas en la integridad de tope de liner. ..	165
Tabla 4.8. Tally de Corrida de liner en pozo del pozo C .....	166

## ÍNDICE DE GRÁFICOS

Grafica 2.1 Fuerza VS. Tiempo .....	58
Gráfico 2.2 Variaciones del Expansor .....	59
Gráfica 2.3. Prueba de Presión, vs Tiempo .....	61
Gráfica 2.4 Prueba de Fondo de presión .....	61
Gráfica 2.5 Prueba de presión a 10000 psi.....	62
Gráfica 3.1. Carta de expansión del Colgador X-PAK.....	135
Gráfica 3.2. Carta de cambios de presiones hasta alcanzar la expansión .....	136
Gráfica 3.3. Carta de cementación y desplazamiento .....	137
Gráfica 3.4. Carta de bombeo y expansión .....	138
Gráfico 4.1 Problemas asociados a los topes de Liner.....	158

## ÍNDICE DE ANEXOS

Anexo 1. Glosario de Términos.....	172
Anexo 2. Cálculos de los Pines Ball Seat Rotating Tool X-PAK .....	174
Anexo 3. Características General de Elastómeros.....	175
Anexo 4. Tensiones del Setting tool para corrida de equipos convencional.....	176
Anexo 5. Especificaciones de anillos de corte para alcanzar la presión de trabajo.....	177
Anexo 6. Especificaciones de pines de corte.....	178
Anexo 7. Cálculo aproximado del tiempo de viaje de la bola de bakelita .....	179



## RESUMEN

En la actualidad, una de las principales preocupaciones de las operadoras en la perforación es la integridad en el tope del liner; si las pruebas rutinarias fallan, operaciones costosas de remediación y/o remediación incrementan directamente el costo de los equipos y servicios. Esta reparación retrasa el tiempo de completación del pozo, generando pérdidas de réditos a la operadora del campo y que por lo general exceden el costo inicial del sistema del liner.

Las continuas fallas del tope del liner es un desafío a pesar del acondicionamiento en una corrida integrando liner top packer, cemento especial y variadas prácticas de cementación. Incluso la más reciente generación de liner top packer es corrida íntegramente con el liner hanger o como un second trip packer; tiene múltiples sellos en superficie que pueden funcionar bajo las condiciones más rigurosas para aislar el tope del liner.

El liner hanger expandible se ha desarrollado y probado exitosamente en campo como una alternativa a los liner hanger “cono y cuñas” convencionales y sistemas liner top isolation packer. El liner hanger expandible combina las funciones del liner y el packer aislador en un simple componente; este liner hanger expandible emplea bandas elastómeras para proveer la capacidad axial de carga de un liner hanger convencional y la capacidad del sello anular del sistema liner isolation packer.

El liner hanger es expandido hidráulicamente con el ensamble setting tool. Durante la expansión, las bandas elastómeras se comprimen dentro del contacto con el ID del casing, eliminando virtualmente el espacio anular entre el liner hanger y el casing.

## PRESENTACIÓN

En los trabajos de perforación es esencial reducir el tiempo de taladro, y a la vez, construir un pozo altamente rentable. El proyecto “ESTUDIO TÉCNICO - ECONÓMICO PARA EL USO DE COLGADORES DE LINER CON SISTEMA EXPANDIBLE EN PERFORACIÓN DE POZOS PETROLEROS” tiene por objetivo demostrar que los Sistemas “Expandible Liner Hanger” son la mejor opción a la hora de perforar pozos. Por eso, la compañía TIW, como innovadores de la tecnología tubular expandible, pone a disposición de las operadoras el X-PAK Liner Hanger System.

Este trabajo presenta conceptos básicos de los componentes de la herramienta y su instalación en la etapa de perforación del pozo, así como la descripción técnica de la herramienta y sus principales parámetros de funcionamiento. Además, se pone a disposición del lector un breve historial de las aplicaciones de este sistema realizadas alrededor del mundo y sus principales logros. Dentro del Ecuador, se comparan perforaciones realizadas mediante el Sistema Expandible y el Convencional de Liner Hanger, con una revisión de los parámetros obtenidos en cada uno de los trabajos realizados.

Este proyecto muestra las ventajas de implementar este tipo de sistemas en campos donde las exigencias y condiciones de la perforación son un contingente que requiere de soluciones rápidas y eficientes.

# **CAPÍTULO I**

## **TEORÍA DE COLGADORES DE LINER CONVENCIONALES Y DE SISTEMA EXPANDIBLE**

### **1.1. INTRODUCCIÓN**

Las operaciones de perforación tienen como objetivo perforar un hueco de la manera más rápida y segura hasta alcanzar la formación, realizándola por etapas. Para proteger el pozo de derrumbes, filtraciones o cualquier otro problema propio de la perforación, se pegan a las paredes del hueco, por etapas tubos, de revestimiento con un cemento especial que se inyecta a través de la misma tubería y se desplaza en ascenso por el espacio anular donde se solidifica, de tal manera que el tamaño del pozo en la parte superior es ancho y en las partes inferiores cada vez más angosto, donde se espera encontrar hidrocarburos líquidos o gaseosos, poniendo así en contacto la formación petrolífera con las instalaciones de superficie; permitiendo obtener los hidrocarburos que el yacimiento pudiera contener.

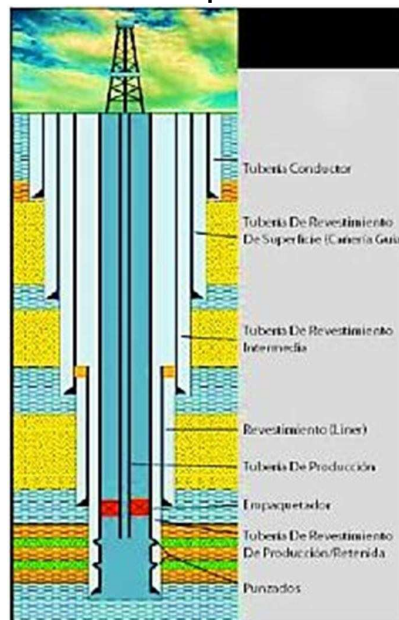
Durante la perforación es fundamental la circulación permanente de un "lodo de perforación", el cual da consistencia a las paredes del pozo, enfría la broca y saca a la superficie el material triturado. Ese lodo se inyecta por entre la tubería y la broca y asciende por el espacio anular formado entre la tubería y las paredes del hueco.

Al finalizar la perforación el pozo queda literalmente entubado (revestido) desde la superficie hasta el fondo. El último tramo de la tubería de revestimiento se llama "liner de producción" y se fija con cemento al fondo del pozo (ver figura 1.1), lo que garantiza su consistencia y facilitará posteriormente la extracción del petróleo en la etapa de producción.

## 1.2. TIPOS DE REVESTIMIENTO

Uno de los aspectos de primer orden dentro de las operaciones que se efectúan para perforar un pozo, es el que se refiere a la protección de las paredes del agujero para evitar derrumbes y aislar manifestaciones de líquidos o gas. Protección se lleva a cabo mediante tuberías de revestimiento o casing, las que se introducen al pozo en forma telescópica, como muestra la figura 1.1; es decir, que los diámetros de las tuberías utilizadas van de mayor a menor, por razones fundamentales técnicas y económicas.

Figura 1.1. Revestimiento del pozo al final de la perforación.



Fuente: TIW

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

Las tuberías de revestimiento representan alrededor del 18% del costo total del pozo. De aquí la importancia de optimizar los diseños a fin de seleccionar las menos costosas que garanticen la integridad del pozo durante la perforación y la terminación del mismo.

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

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

### **1.3. FUNCIONES DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO**

Las funciones de las tuberías de revestimiento son:

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

### **1.4. CLASIFICACIÓN DE LAS TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO**

En general las tuberías de revestimiento se pueden clasificar en conductora, superficial, intermedia y de explotación, además de la tubería de revestimiento corta (liner).

#### **1.4.1. TUBERÍA CONDUCTORA**

Es la primera que se cementa o hinca al inicio de la perforación del pozo; presenta un diámetro exterior de 20" a 30" y alcanzan una profundidad de 40 a 1000 pies. Su objetivo principal es establecer un medio de circulación y control del fluido de perforación que retorna del pozo hacia el equipo de eliminación de sólidos y las áreas de tratamiento.

Algunas veces en la tubería conductora se instala un divertir o desviador de flujo a fin de poder manejar flujos de agua salada o gas superficial, para su adecuada disposición. Cuando se esperan arenas superficiales con gas, puede servir de conexión para la BOP; esta tubería se cementa hasta superficie.

#### **1.4.2. TUBERÍA SUPERFICIAL**

Presenta un diámetro exterior de 7" a 20" y alcanzan una profundidad de hasta 4500 pies. Esta cañería generalmente se cementa hasta la superficie, sirve de base para la instalación del sistema de seguridad del pozo (BOP), proteger el pozo de los niveles acuíferos encontrados a profundidades someras, es quien va soportar las próximas cañerías de revestimiento, es un dispositivo controlador de los derrumbes de las formaciones superficiales y asila zonas de pérdidas de circulación.

#### **1.4.3. TUBERÍA INTERMEDIA**

Presenta un diámetro exterior de 7" a 11 ¾" y su profundidad a alcanzar es variable. Se puede llegar a cementarse más de una tubería intermedia, incluso se puede cementar de forma parcial. Se la emplea para sellar o aislar zonas problemáticas que puedan contaminar los lodos de perforación, zonas que presentan problemas de perforación tales como zonas de aprisionamiento, zonas cavernosas, zonas con tectónica complejas proclives a súbitos cambios de rumbo y desviación (formación de patas de perro u ojos de llave). Permite controlar zonas con altas presiones de formación (gradiente anormal).

#### **1.4.4. TUBERÍA DE EXPLOTACIÓN**

En el diseño de esta tubería se deberá tener especial atención, considerando todos los elementos que intervienen en su programación. Presenta un diámetro exterior de 2 3/8" a 9 5/8" y su profundidad llega hasta la zona productora; puede ser cementada parcialmente o en algunos casos totalmente según criterio técnico.

Estas tuberías tienen como meta primordial aislar el yacimiento de fluidos indeseables en la formación productora y de otras zonas del agujero, también para la instalación de empacadores de producción y accesorios utilizados en la terminación del mismo.

#### **1.4.5. TUBERÍA DE REVESTIMIENTO CORTA (LINER)**

Constituye una instalación especial que evita utilizar una sarta de la superficie al fondo del pozo; la longitud de esta tubería permite cubrir el agujero descubierto.

Esta tubería presenta un diámetro exterior de 4 ½" a 7", se cementa en la totalidad de su longitud mediante técnicas especiales. Las funciones que debe cumplir esta cañería son idénticas al de las cañerías productoras.

### **1.5. DESCRIPCIÓN DEL LINER**

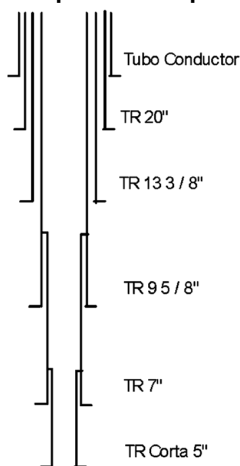
Se define al liner como sarta de revestimiento o tubería corta con su tope por debajo de la superficie del pozo. En la mayoría de los casos es suspendido en un revestimiento anterior por medio de un Colgador.

Las liners no se corren hasta la superficie, solo se cementan en el fondo a una profundidad predeterminada con un traslape entre las tuberías como se puede ver en la figura 1.2 de aproximadamente 300 a 500 pies.

Se emplean principalmente por economía o por limitaciones de la capacidad de carga del equipo, siendo una alternativa para tener un control de las presiones de formación o fractura a un costo menor de lo que implica correr una sarta hasta la superficie.

Los liners en pozos profundos proporcionan una adaptabilidad que frecuentemente no puede ser igualada por las sargas completas de tubería de revestimiento

**Figura 1.2 Etapa final del pozo con liner**



**Fuente: TIW**

**Elaborado Por: Carlos Sánchez**

## 1.6. JUSTIFICACIÓN PARA EL USO DE LINER

Las justificaciones que sustentan el empleo de los liners son:

- Aislar intervalos de alta presión o pérdida de circulación.
- Controlar lutitas plásticas o de ablandamiento.
- Mejorar la hidráulica de perforación ya que se puede correr tubería de perforación de mayor diámetro en la parte superior del hueco que aún está cubierto por la sarta intermedia.
- Reducir el peso suspendido de la cabeza de la T.R. (tubería de revestimiento). Aún cuando se enlaza de vuelta (tie back) con la superficie, la cabeza debe sustentar sólo la sarta (tie back) de enlace de vuelta ya que el colgador del liner sostiene el revestidor.
- Efectuar cualquier trabajo de cementación primaria necesario. Los topes del liner pueden ser comprimidos y se puede colocar una sarta de enlace de vuelta (tie back). La T.R. convencional puede ser perforada e inyectada con el peligro de que aumenten en el futuro las fugas.
- Eliminar que se deje lodo ponderado en el espacio anular detrás de la T.R., lo que representa un posible peligro de colapso.



- Reparar T.R. intermedia dañada. Se puede emplear una sarta de enlace de vuelta (tie back) para revestir completamente el tramo dañado.
- Permitir la cementación de la T.R. hasta la superficie en huecos de tolerancia cerrada en que no se pueden emplear herramientas de etapa convencional. La sarta de revestidor y enlace de vuelta (tie back) se instalan y cementan individualmente, lo que proporciona esencialmente un trabajo por etapa.
- Tener la opción y adaptabilidad de emplear una sarta de tubería más grande para la producción.
- Reducir el costo ahorrando tubería de revestimiento (T.R.), equipo y servicio.

#### **1.6.1. TIPOS DE LINER**

Se pueden categorizar varios tipos de liner de acuerdo a su función:

- Liner intermedio o de perforación.
- Liner de producción.
- Liner Stub (ext. corta).
- Liner Tie-Back (ext. larga).
- Scab Liner.

##### **1.6.1.1. Liner de Perforación o Intermedio**

Permiten trabajos de perforación a mayor profundidad aislando los intervalos de alta presión o la pérdida de circulación y controlando la formación plástica de ablandamiento. En lugar de tubería de revestimiento (T.R.) de longitud completa, el revestidor de perforación mejora la hidráulica de perforación; es decir, una sección transversal sobre el tope del liner permite el uso de tubería de perforación (T.P.) de mayor diámetro y/o disminuye la caída de presión anular.

#### **1.6.1.2. Liner de Producción**

Son corridos a través de las zonas de producción cuando los intervalos productivos no deben ser expuestos a los pesos y/o propiedades del lodo requeridas para perforar formaciones someras, son usados para colgar casing de producción, dependiendo de la configuración final del pozo y cualquier requerimiento de completación y estimulación. Este liner estará expuesto a mayor carga y periodos más largos que cualquier otro tipo de liner.

#### **1.6.1.3. Extensión Parcial “Stub Liner”**

Es utilizado para reparar secciones dañadas o desgastadas en el casing sobre un liner existente, y para proveer protección adicional por efecto de la corrosión y/o presión. Proporciona integridad por presión para extender la cima de la tubería corta. Puede ser cementada parcialmente. Se extiende desde el tope del Liner a un punto intermedio del Casing, generalmente de 100 a 500 pies.

#### **1.6.1.4. Extensión a Superficie “Tie-Back Liner”**

Es una sarta de tubería que proporciona integridad al pozo, desde la cima de la tubería corta hasta la superficie. Se constituye en un esfuerzo para la tubería de explotación si se tienen altas presiones, fluidos corrosivos o si la tubería de explotación fue dañada. Puede ser cementada parcialmente.

Se extiende desde el tope del Liner hasta la Superficie, y puede ser utilizado en cementaciones de dos etapas de ser requerido; incrementando la resistencia al colapso del casing existente.

#### **1.6.1.5. Scab Liner**

Se lo utiliza para reparar secciones dañadas o desgastadas en el Casing o Liner. Se extiende desde cualquier punto por debajo de la zona dañada del Revestidor

hasta otro punto por encima de la zona a reparar. Puede ser cementado o aislado con obturadores.

En la figura 1.3 se puede observar un esquema de las aplicaciones de los diferentes tipos de liner. La Tabla 1.1 presenta las características de los distintos tipos de liner aquí tratados.

## **1.7. SISTEMA DEL COLGADOR DE LINER**

### **1.7.1. CONSIDERACIONES EN UN SISTEMA DE COLGADORES DE LINER**

El diseño para una instalación de colgadores de liner puede ser complejo porque envuelve algunas variables. Entre los criterios de selección esencial se tiene:

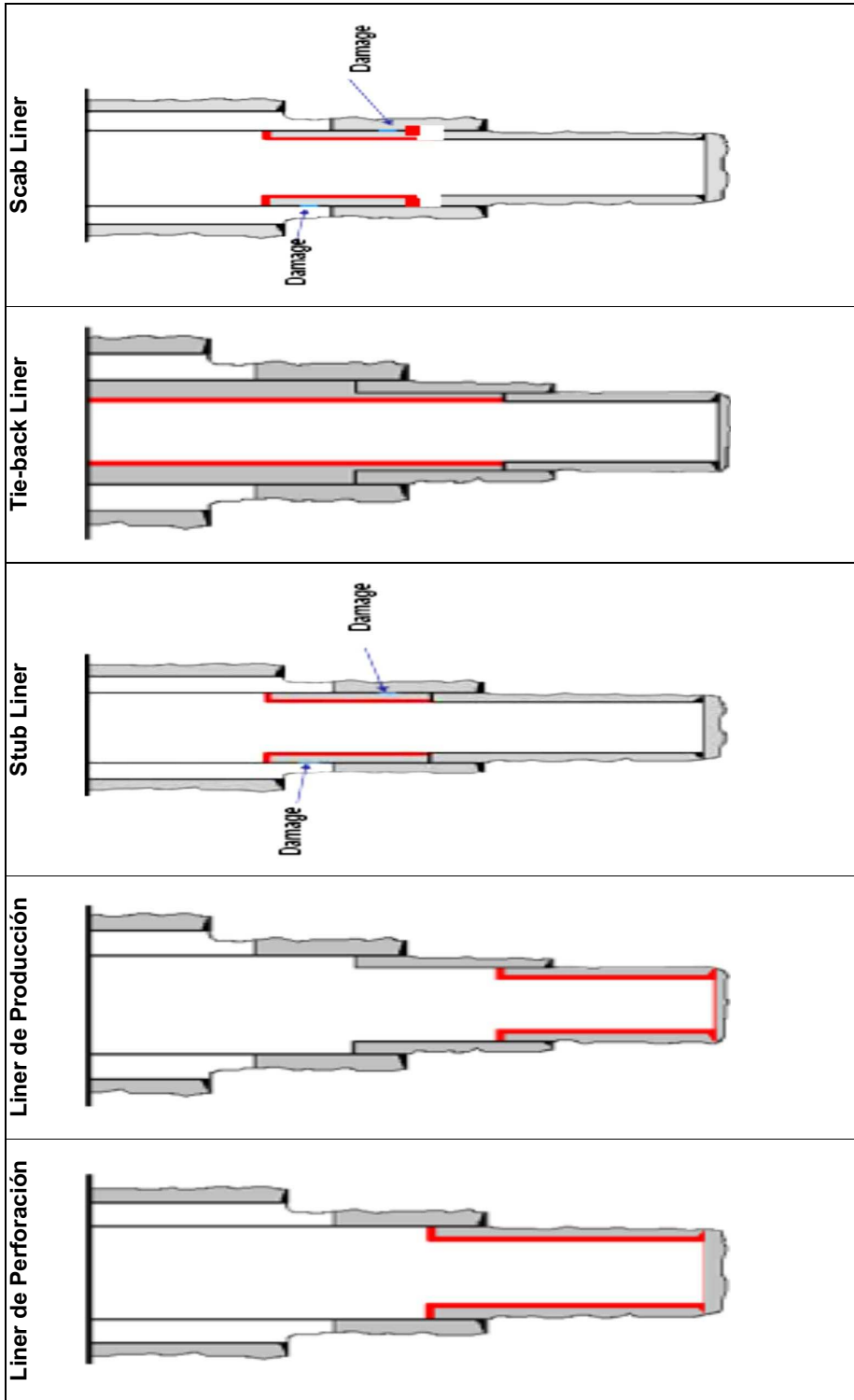
- Diámetros, Peso, Grado de Acero y Profundidad del casing.
- Diámetros, Peso, Grado de Acero, Tipo de rosca y Profundidades del Liner.
- Temperatura del pozo a la profundidad del Liner.
- Tipo de Lodo.
- Tipo de Completación
- Tamaño, Condición y Desviación del pozo
- Presión y temperatura a la que liner puede estar expuesto.

### **1.7.2. SELECCIÓN DE COMPONENTES PARA COLGADORES DE LINER**

Para una efectiva aplicación de un liner se requiere un completo estudio de las mismas. Los factores que se deben considerar en el diseño de un programa de liner y la selección de accesorios son:

- Collar de asentamiento (Setting Collar).
- Empaques de liner (Liner Packer).
- Colgadores de Liner (Liner Hangers).
- Obturadores (Pack offs).
- Herramientas de asentamiento (Setting Tools).

Figura 1.3 Tipos de liner



Fuente: TIW

Elaborado Por: Carlos Sánchez

Tabla 1.1 Características de los Tipos de Liner.

	LINER DE PRODUCCIÓN	LINER DE PERFORACIÓN	SCAB LINER	STUB LINER
<b>PROPÓSITO</b>	Sirve como sarta de Completación.	Para extender un revestimiento intermedio.	Repara secciones de revestimiento averiados.	Extensión del liner dentro de un revestimiento intermedio.
<b>VENTAJAS</b>	Requiere menos tubería. Permite tubería (tubing) de producción más grande para mayor capacidad de flujo.	Permite el cambio del peso del lodo y extensiones a superficie. Reducción en los costos por tubería.	Utiliza secciones cortas de tubería y generalmente ensamblado con dos empaques en sus extremos.	Cubre tubería o revestimiento dañado.
<b>CARACTERÍSTICAS GENERALES</b>	Cubre largas secciones. Espacios anulares pequeños. Sin movimiento durante la cementación. Restringe los flujos de bombeo. Requiere cuidadoso control del tiempo de fraguado.	Cubre largas secciones de hueco. Controla zonas de Gas. Usualmente requiere lodos y cementos pesados (12 a 14 lbs/gal).	Normalmente cubre secciones cortas. Colgado antes de cementar. No está conectado a un receptáculo.	Usualmente cubre secciones cortas. Colgado antes de cementar. No está conectado a un receptáculo.
<b>PROCEDIMIENTOS DE CEMENTACIÓN</b>	Volumen de cemento calculado arriba del liner. El exceso del cemento es reversado a través del Drill Pipe, o se deja fraguar para luego ser perforado.	Similar al liner de producción.	Similar al liner de producción.	No puede ser sentado antes de cementar. Se cementa igual que un liner de producción.
<b>TIPO DE CEMENTO USADO</b>	Depende de las condiciones del pozo y de las densidades del lodo. Lechadas combinadas. Bajo pesos de cemento para control de densidad. Cemento API Clase G o H densificado para alta resistencia. Control de filtrado.	Alta densidad con baja relación de agua. Dependiendo el lodo. Cemento API clase G o H con dispersantes.	Alta densidad con baja relación de agua. Dependiendo el lodo. Cemento API clase G o H con dispersantes.	Alta densidad con baja relación de agua. Dependiendo el lodo. Cemento API clase G o H con dispersantes.

Fuente: TIW

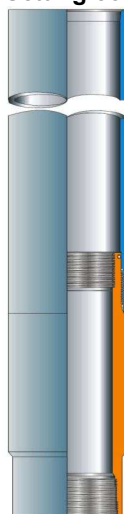
Elaborado Por: Carlos Sánchez

- Tapones (Plugs)
- Múltiples de cementación
- Equipos flotadores:
- Collar de acople (Landing Collar)
- Collar flotador (Float Collar)
- Zapatos (Set shoes)

#### 1.7.2.1. Collar de asentamiento (Setting Collar)

Un Collar de Asentamiento tiene la rosca en la cual se conecta la herramienta para soportar al Liner. La mayoría de estos collares permiten realizar extensiones, sentar empaques dentro del Liner y reparar, remplazar liner o revestimientos. Ver figura 1.4

Figura 1.4 Setting collar tipo LG



Fuente: TIW

#### 1.7.2.2. Empaques de Liner

Un empaque de liner reemplaza al collar de asentamiento y es conectado a la parte superior del colgador para dar sello en el anular del liner y el revestimiento anterior, deben ser usados con algún tipo ensamblaje. Ver figura 1.5.

Un empaque para liner tiene los siguientes usos:

- Proporciona un sello secundario en el tope del liner.
- Permite que el exceso de cemento por encima del colgador sea reversado sin que las presiones de circulación afecten la formación.
- No permite la migración de gas desde la formación.
- Usado con liner ranurado no cementados.
- Para localizar el fondo del pozo y sellar el tope del liner.

**Figura 1.5 Liner Packer Tipo L**



**Fuente: TIW**

### **1.7.2.3. Colgadores de Liner (Liner Hangers)**

Un colgador de Liner es un equipo con cuñas dentadas que se deslizan al frente de los conos para lograr agarre con la pared del revestimiento, lo cual permite suspender al Liner. Sostiene el tramo suspendido de la T.R. en tensión para impedir el pandeo de la tubería hasta que el cemento quede fraguado. La mayoría de los colgadores de liner se colocan con un aparato mecánico o hidráulico. Ver figura 1.6.

**Figura 1.6 Colgador de liner mecánico Tipo J**



**Fuente: TIW**

#### **1.7.2.4. Obturador de Liner para Cementar**

Proveen un sello positivo entre la herramienta soltadora y el liner, permitiendo que el flujo circule en una sola dirección.

##### *1.7.2.4.1. Obturador Recuperable tipo "B" (RPOB)*

Provee un sello positivo entre la herramienta y el liner, manteniendo integridad con las presiones de circulación, cementación, asentamiento, liberación y acoplamiento de los tapones de desplazamiento.

Los sellos resisten altas presiones y temperaturas, están diseñados para soportar presiones diferenciales en cualquier dirección, reduce las fuerzas por el efecto pistón de la tubería de trabajo durante la cementación, es recuperable con la herramienta y deja al liner sin ninguna restricción interna.

El obturador y el niple pulido son instalados en el collar de asentamiento y luego conectado a la herramienta, el niple pulido mantiene los perros retenedores asegurados dentro del perfil RPOB, ver figura 1.7.



Figura 1.7 Obturador Recuperable tipo "B" (RPOB) con niple pulido.



Fuente: TIW

#### 1.7.2.4.2. Buje obturador perforable (DPOB)

El obturador perforable con niple pulido provee de un sello para altas presiones y temperaturas entre la herramienta y el liner para todas las operaciones de circulación, asentamiento, cementación y acoplamiento de tapones.

Está especialmente diseñado para resistir los movimientos hacia arriba y hacia abajo, desgastes por abrasión causados durante la liberación de la herramienta, soporta altas temperaturas sobre 450°F y está construido con material perforable

Figura 1.8. Obturador Perforable (DPOB) con niple pulido.

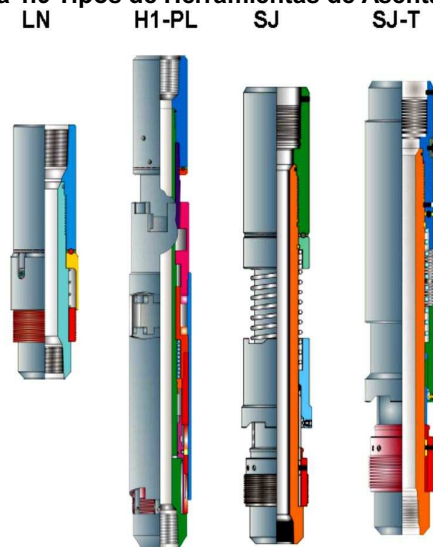


Fuente: TIW

### 1.7.2.5. Herramientas de asentamiento (Setting Tool)

Las herramientas soltadoras son las utilizadas para transportar, sentar y soltar el liner y/o empaques conjuntamente, maniobrar en caso de ser necesario, a la terminación de la cementación la herramienta del colgador del liner se libera y se saca del pozo. Básicamente consiste en dos formas de desconexión: mecánica e hidráulicamente. Para los trabajos de asentamiento de los colgadores convencionales se tiene una herramienta, ver figura 1.9, que dependiendo de los casos cuando se asientan equipos hidráulicos, se emplearán las siguientes herramientas:

**Figura 1.9 Tipos de Herramientas de Asentamiento**



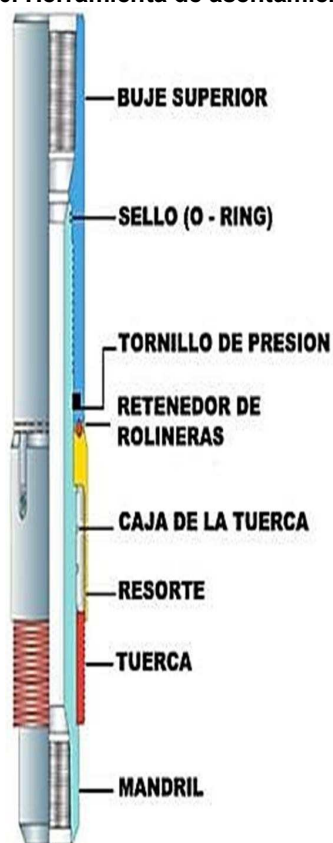
**Fuente: TIW**

#### 1.7.2.5.1. Herramienta de Asentamiento Tipo LN

Diseñada para correr y sentar liners, tiene una tuerca o rosca que suelta hacia la derecha la cual permite posicionar el liner a la profundidad deseada. Los mecanismos de extraer o flotar de la rosca junto con los rodamientos hacen fácil su liberación del Liner; una vez que se ha operado un colgador basta con cargar peso de 3000 a 5000 sobre el balero y girar a la derecha de 12 a 26 vueltas dependiendo del diámetro para liberar la herramienta.

El rodamiento de la herramienta facilita su liberación, un resorte soporta la tuerca para su conexión, ver figura 1.10. No permite rotar, se puede aplicar el peso necesario por cualquier eventual restricción sin tener inconvenientes en el agujero.

**Figura 1.10. Herramienta de asentamiento tipo LN**

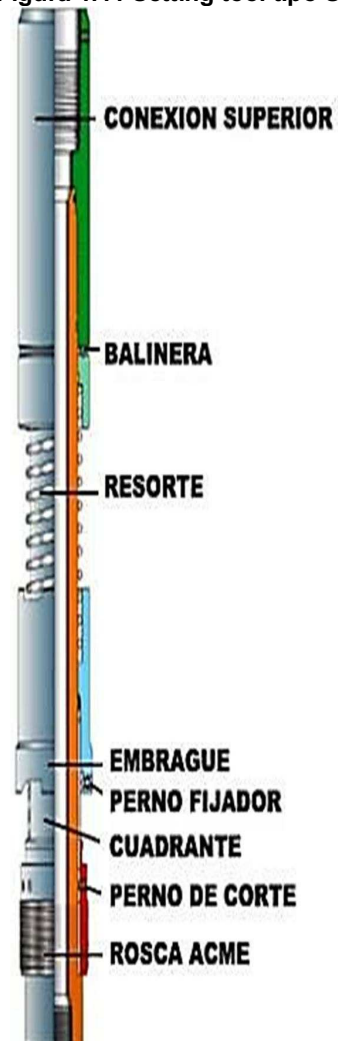


Fuente: TIW

#### *1.7.2.5.2. Herramienta de Asentamiento Tipo SJ*

La herramienta está diseñada para soportar altos torques de rotación requeridos para rotar y sentar liner pesados en pozos de alto ángulo o desviados. Tiene una exclusiva propiedad de no-reenganche que previene la re-conexión después de haber sido liberado debido al torque residual, también es recomendada para ser usada con colgadores mecánicos derechos, ver figura 1.11. Puede ser ajustada para diferentes valores de liberación con peso con los pines de corte.

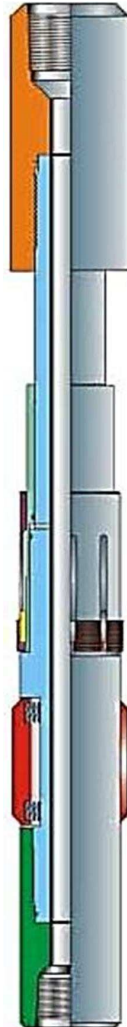
Figura 1.11 Setting tool tipo SJ



Fuente: TIW

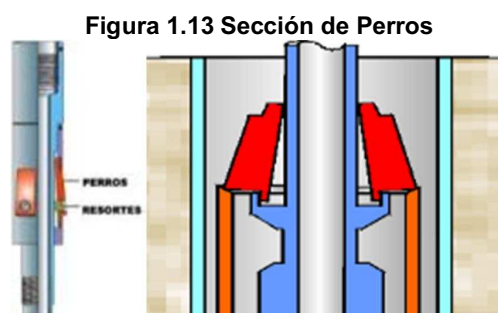
#### 1.7.2.5.3. Herramienta de liberación hidráulica Tipo Drill Down con opción Mecánica

Es recomendada para pozos profundos de alta desviación y/u horizontales, ésta herramienta es usada con un collar de asentamiento tipo LG Drill Down cuando se desea liberar la herramienta hidráulicamente del liner sin rotación. También tiene una capacidad de alto torque que es compatible con colgadores del tipo Drill Down, siendo una característica adicional la liberación mecánica de emergencia hacia la izquierda, ver figura 1.12

**Figura 1.12 Herramienta de asentamiento Drill Down****Fuente: TIW**

#### *1.7.2.5.4. Sección de perros*

Esta sección forma parte y es empleada con todos los tipos de herramienta soldadora cuando se baja un empacador de liner operado por peso. Se conecta a la parte superior de la herramienta, durante la corrida del liner ésta herramienta va dentro del receptáculo, después de la cementación del liner se levanta para que salgan los “perros” como se ve en la figura 1.13, los cuales se posicionan en la parte superior del empaque para aplicar peso y activarlo.



### 1.7.2.6. Taponos de limpieza

Sirven para limpiar el interior del drill pipe, separando el cemento del fluido desplazado, así como, limpiar el interior del liner. Las malas operaciones de cementación, especialmente alrededor del zapato de la tubería, son el resultado de lechada de cemento contaminada por el lodo.

#### 1.7.2.6.1. Tapón de la Tubería de Trabajo

Desplaza al cemento separando el cemento del fluido de desplazamiento usando una serie de cuatro copas de goma o caucho de diferentes tamaños que limpian internamente las paredes de la tubería de trabajo de conexiones, perfiles y de la herramienta de asentamiento, ver figura 1.14. Está diseñado para arrastrar y enganchar efectivamente al tapón del liner, los dos taponos entonces se mueven como uno solo a través del liner para fijarse internamente en el collar de acoplamiento, esto último a través de un mecanismo tipo engranaje que facilita la operación de perforarlos.

**Figura 1.14 Tapón de Tubería de trabajo tipo PDC**



Fuente: TIW

#### 1.7.2.6.2. Tapón Limpiador del Revestidor

El Tapón de liner es sujetado con pines de cizallamiento al tubo liso por debajo de la herramienta de asentamiento, diseñado para recibir al tapón de la TP, los dos tapones son desplazados a través del liner manteniendo al lodo separado del cemento, dejando limpias las paredes internas del liner, ver figura 1.15.

Cuando el tapón de la T.P se acopla en el collar, este forma un bloqueo hidráulico que lo mantiene efectivo en ambas direcciones. El tapón también está diseñado para engranar collar, evitando así la rotación de los tapones durante su perforación.

**Figura 1.15 Tapón de Liner tipo PDC**



**Fuente: TIW**

#### 1.7.2.7. Cabezas de Cementación

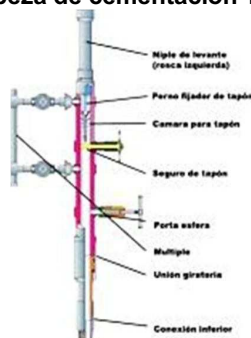
Las cabezas de cementación son contenedores de acero de alta resistencia a la presión interna y a la tensión, albergan uno o los dos tapones inferiores y superior, un sistema mecánico o hidráulico para soltar los tapones durante la operación de cementación primaria en el momento que se requiera sin parar la operación

##### 1.7.2.7.1. Cabeza de cementación tipo Heavy Duty

Está diseñado para soportar cargas del tensión del liner y de la tubería de la sarta de trabajo, ver figura 1.16. La cabeza de cementación almacena el tapón de la sarta de trabajo en su cámara superior durante las operaciones de circulación y mezclado de cemento.

Cuenta con una conexión giratoria para las operaciones de rotar y reciprocarse, con un substituto “bandera” que muestra el paso del tapón cuando se comienza la operación de desplazamiento.

**Figura 1.16 Cabeza de cementación Tipo Heavy Duty**

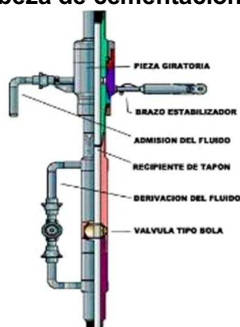


Fuente: TIW

#### 1.7.2.7.2. Cabeza de cementación tipo Top Drive

Diseñado para soportar a un sistema de perforación tipo Top Drive o a un sistema tipo power swivel, ver figura 1.17. La unidad es particularmente útil cuando es usada en conjunto con ensambles de liner rotacionales y reciprocantes. Un acople para liberar el tapón de la S.T conectado por debajo del acople giratorio, provee de un bypass del fluido hasta que el tapón de la S.T es liberado.

**Figura 1.17 Cabeza de cementación Tipo Top Drive**



Fuente: TIW



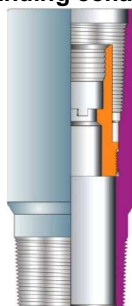
### 1.7.2.8. Equipos Flotadores

La selección de equipos flotadores para un trabajo con revestidor es mucho más crítica que en una sarta de T.R. completa, la falla de los equipos flotadores puede tener como resultado trabajos remediales costosos que requieren múltiples inyecciones de cementación para la reparación.

#### 1.7.2.8.1. Collar de acoplamiento (*Landing collar*)

El Landing Collar está diseñado para recibir el tapón de desplazamiento del liner conjuntamente con el Tapón de la Sarta de Trabajo. Contiene un dispositivo o candado y un receptáculo que una vez recibido los tapones forma un sello positivo, ver figura 1.18; el candado o ratchet mantiene al tapón en posición.

**Figura 1.18 Landing collar Tipo PDC “L”**

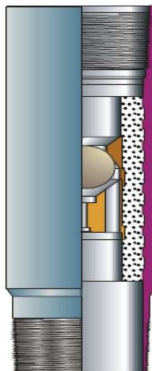


**Fuente: TIW**

#### 1.7.2.8.2. Collar flotador (*Float collar*)

El collar de flotación es una válvula adicional de contra flujo o contra presión que asegura que el cemento no retorne hacia el liner después del desplazamiento; generalmente es colocado una o dos juntas por arriba de la zapata de flotación.

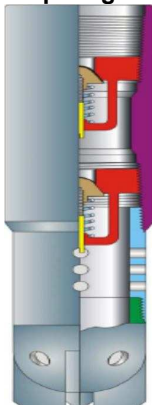
Son opcionales y pueden ser utilizados para proporcionar seguridad de una válvula de contrapresión adicional, reduce la contaminación alrededor de la zapata, se instala de 1 a 3 tramos arriba de la zapata. Todas sus partes internas son fabricadas con materiales fácilmente perforables, ver figura 1.19.

**Figura 1.19 Float Collar tipo CL****Fuente: TIW**

#### 1.7.2.8.3. Zapata flotadora (Set shoes)

Consiste de unos orificios de impacto que facilitan el lavado hacia abajo durante su corrida y de algunas partes interiores fáciles de perforar, ver figura 1.20 manteniendo sus propiedades resistentes a la abrasividad, corrosividad y temperatura de los fluidos.

Su función principal es la de evitar que el cemento retorne dentro del liner por diferencial de presión, dirige a la tubería a través de las irregularidades del pozo y está diseñada para apoyarse en el fondo en caso que las condiciones del pozo así lo determinen, ya que se puede circular por los orificios laterales.

**Figura 1.20 Zapato guía tipo LS – 2****Fuente: TIW**

## **1.8. COLGADORES DE LINER CONVENCIONALES**

La selección de un colgador debe estar basada en la geometría del pozo, la superficie de derivación, de cono simple o de múltiples conos, distribución de carga de las cuñas y si el revestidor girará o reciprocará durante el trabajo de cementación. Otro factor es considerar si tiene la integridad de presión necesaria para soportar la presión interna y externa prevista.

Se pueden definir por las características o habilidades y la facilidad para rotar el colgador antes y después de ser asentado. Muchos colgadores de liner se pueden categorizar por el mecanismo de asentamiento, pueden ser mecánicos o hidráulicos.

### **1.8.1. COLGADORES DE LINER MECÁNICOS**

Los colgadores mecánicos se basan en un simple mecanismo de asentamiento en "J", como muestra la figura 1.21. El colgador mecánico no tiene elastómeros o pistón hidráulico, los que podrían causar fugas o reducciones en la integridad de presión.

La ventaja principal de un colgador de liner mecánico consiste en la integridad de presión, puede estar fabricado de un barril integral de una sola pieza capaz de mantener la presión más alta que un colgador de liner hidráulico, que depende de algún tipo de sello elastómero para mantener presiones altas que se presentan durante los trabajos de estimulación de cementación, producción y al matar el pozo.

#### **1.8.1.1. Características de los Colgadores Mecánicos**

Sus principales características son:

- Cono cilíndrico completo proporciona resistencia de aro.
- Un ramal J izquierdo.

- Cono estriado.
- Asentamiento de los colgadores mecánicos

### 1.8.1.2. Asentamiento de los Colgadores Mecánicos.

Se colocan levantando el revestidor y girando para desenganchar la pieza J. Luego se baja el liner, moviendo el cono hacia abajo hasta que se fuerza las cuñas hacia afuera para toparse con la pared de la T.R. Normalmente se suministra una pieza J izquierda con el equipo puesto que la herramienta fijadora se suelta por rotación a la derecha.

Figura 1.21. Colgador Mecánico Tipo J



Fuente: TIW

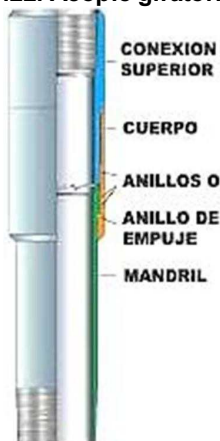
Una unión giratoria del liner, ver figura 1.22, que se coloca debajo del colgador permite que la sarta fijadora sea girada a la izquierda sin girar el liner. Este diseño permite una fácil operación y recuperar los conjuntos del colgador, este es elevado y girado en la dirección de asentamiento (usualmente derecha); luego el peso es liberado hacia abajo del colgador y queda asentado.

#### 1.8.1.2.1. Acople giratorio de liner

Es instalado por debajo de un colgador mecánico para permitir rotar el colgador sin necesidad de rotar el liner. Solamente el collar de asentamiento, colgador y la tubería de trabajo son rotados durante la secuencia de colgamiento, es recomendado para aplicaciones donde el liner es relativamente largo o cuando es corrido en pozos desviados.

Contiene un engranaje que permite a la herramienta de asentamiento liberarse en el caso que el liner este pegado en fondo. Este se activa aplicando peso sobre la herramienta, boqueando al acople para girar hacia la derecha y así liberarla, eliminando la necesidad de rotar el liner hacia la izquierda, permite al colgador activarse cuando el liner este pegado.

**Figura 1.22. Acople giratorio de liner**



Fuente: TIW

#### 1.8.1.3. Aplicaciones de los Colgadores Mecánicos

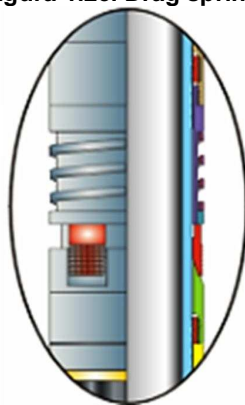
El conjunto del colgador de liner mecánico se recomienda para:

- Suspender revestidores pesados largos.
- Máximas áreas de flujo.
- Integridad de presión.

- Pozos rectos o con ángulos máximos de 45°.
- Ideal para correr en pozos con excesivos pesos de lodo.
- Concentraciones pesadas de materiales para pérdida de circulación presentes en el sistema de lodo.

Al girar el liner en el hueco cuando se está realizando la corrida puede ser problemático porque podría dañar el mecanismo de asentamiento (drag spring) ver la figura 1.23, en caso de que el liner quede pegado asentar colgadores de liner mecánicos puede llegar a ser dificultoso o prácticamente imposible.

**Figura 1.23. Drag spring.**



**Fuente: TIW**

La principal ventaja de los colgadores mecánicos sobre el modelo hidráulico es la ausencia de puertos en el cuerpo del colgador para transmisión de presión.

Para anclar a la profundidad deseada el colgadores de liner, se debe considerar una herramienta de asentamiento de acuerdo a las necesidades del proyecto de perforación, las figuras 1.24 y 1.25 nos muestra las configuraciones de Setting tool LN y SJ cuando se baja el colgador al pozo.

Aunque el conjunto de colgador de liner mecánico puede ser utilizado con cualquier tipo de cuello fijador o empacador de revestidor, en la figura 1.26., muestra un esquema típico de un sistema de colgador de liner mecánico

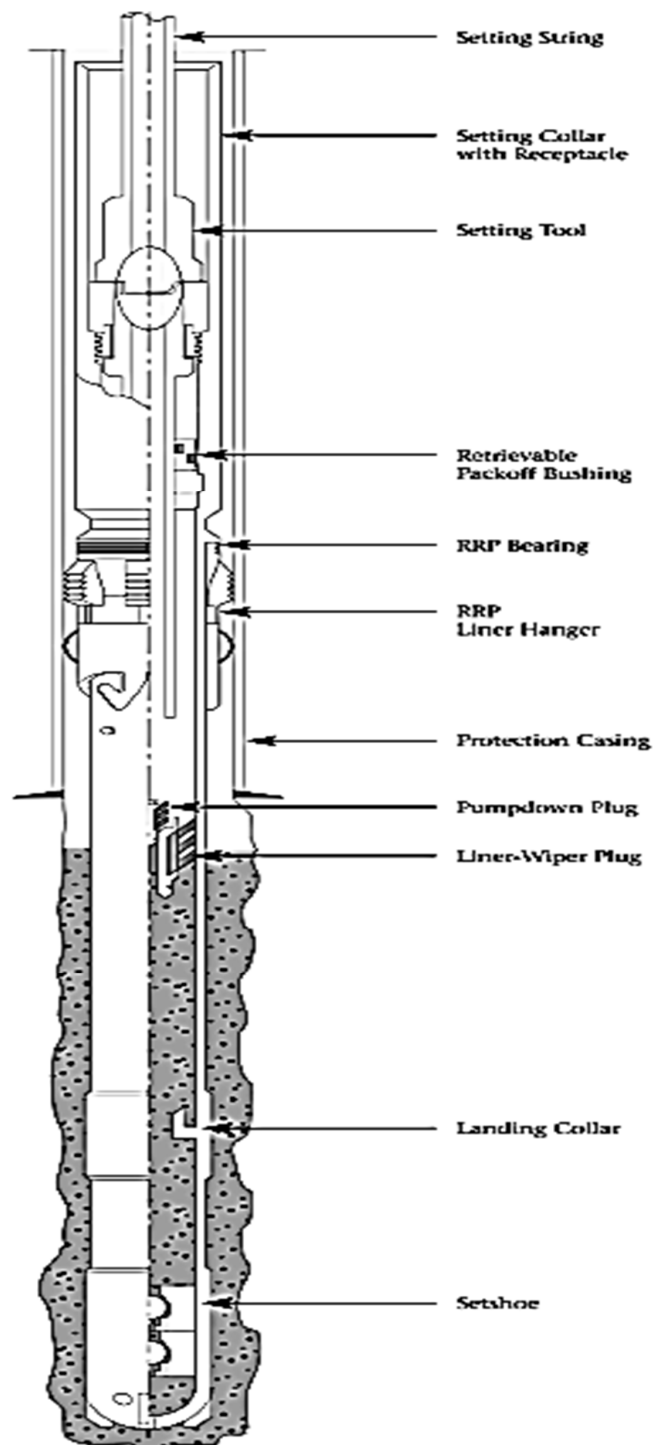
Figura 1.24. Ensamble del Setting tool LN



Figura 1.25. Ensamble del Setting tool SJ



Figura 1.26. Esquema de ensamble del colgador mecánico



Fuente: TIW



## 1.8.2. COLGADORES DE LINER HIDRÁULICOS

A diferencia de los modelos mecánicos, los colgadores hidráulicos presentan resorte de arrastre; por lo tanto, ellos pueden ser rotados y reciprocados en el fondo con la correcta herramienta de corrida. En la figura 1.27 se muestra como se encuentra ensamblado el colgador hidráulico.

La principal ventaja de un colgador hidráulico de liner sobre los modelos mecánicos es que pueden ser asentados en pozos de alto ángulo y/o extremadamente profundos, porque la sarta de perforación o la manipulación del liner no son requeridas para la activación de éste.

Figura 1.27 Colgador Hidráulico tipo IB TC



Fuente: TIW

### 1.8.2.1. Asentamiento de los Colgadores Hidráulicos

Según el diseño que tenga, puede ser anclado usando una bola o tapón. La presión hidráulica para colocar las cuñas del colgador de revestidor es la presión necesaria para contrarrestar la fuerza del resorte o la carga del pasador de cizalleo del pistón actuador de cuña. Los colgadores anclados hidráulicamente eliminan inconvenientes presentados por rotación o movimiento recíprocante.

Un típico procedimiento de asentamiento para un colgador de liner hidráulico requiere lanzar una bola, cayendo la bola en el sello, presurizando contra este para activar el colgador del liner, y luego liberando peso en el colgador.

Un colgador de liner hidráulico es asentado por diferencial de presión a través del cilindro hidráulico en el colgador. Para prevenir que el colgador presente pre asentamiento durante el desplazamiento, el cilindro hidráulico contiene un perno de seguridad. Usualmente, la máxima presión de circulación antes que el colgador sea asentado, es de 50 por ciento de la presión de asentamiento.

#### **1.8.2.2. Aplicaciones de los Colgadores Hidráulicos**

- Puede ser utilizado en pozos desviado ya que no requiere de ninguna maniobra en superficie
- No contienen ningún mecanismo ni flejes de fricción que puedan dañarse durante su corrida.
- Puede ser asentado aun en caso de estar pegado el liner.
- Recomendado cuando se va a correr a través de otro liner.
- Recomendado cuando va a ser utilizado en plataformas flotadoras, debido al movimiento que ocasiona la marea.
- Puede ser desasentado y asentado por varias veces.

### **1.9. COLGADORES DE LINER CON SISTEMA EXPANDIBLES**

#### **1.9.1. INTRODUCCIÓN**

La industria del petróleo enfrenta varios desafíos como el acceso a nuevos reservorios, que actualmente no se pueden alcanzar económicamente para mantener la producción de los pozos en campos maduros. Recientes avances en una de las áreas más viejas de la exploración y producción llamada “tecnología tubular”, está considerada como una tecnología revolucionaria que ha beneficiado la industria del petróleo en los últimos 10 años mostrando un rol clave para vencer estos desafíos.

Desafortunadamente, la falla en el tope del liner y la instalación es un problema común hoy en día en la industria de petróleo. El costo de arreglar esta falla puede ser significativo, especialmente si la falla involucra la pérdida del pozo.

La tecnología actual abarca la corrida y asentamiento de equipos mecánicos con múltiples cuñas en trayectorias de flujo tortuosas, exposición de partes hidráulicos y múltiples parches para fugas; reduciendo así el espacio libre radial. Cada una de estas razones incrementa los riesgos de fallas en la instalación o el tope del liner. Estos riesgos pueden ser minimizados y en muchos casos eliminados mediante el uso de nueva tecnología.

Ninguna otra herramienta de fondo ha tenido un costo potencial en relación al precio del sistema liner hanger. A menudo estas herramientas pueden ser operadas en las secciones más difíciles del hueco respecto a temperatura, presión, solides y desviación.

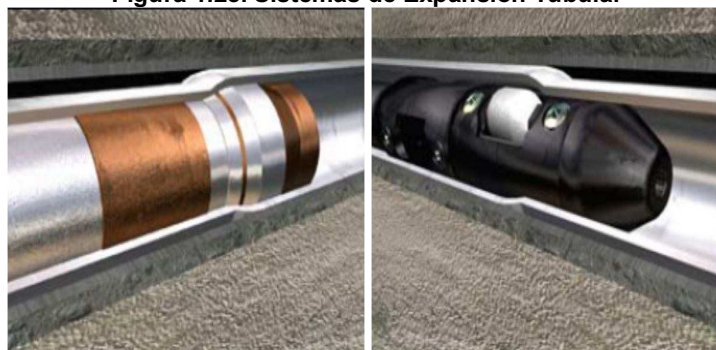
### **1.9.2. TECNOLOGÍA TUBULAR EXPANDIBLE**

El concepto de tecnología tubular expandible es simplemente el “trabajo en frío del acero” en el fondo del hueco. La tecnología expandible es un sistema para incrementar el diámetro del casing liner o mallas de arena de un pozo petrolero. Generalmente, la expansión puede ser sobre el 25% de la base del diámetro de la tubería. Sin embargo, muchas aplicaciones usan tubería de 3½- a 16-in y requieren menos que un 25% de expansión.

Existen dos sistemas de expansión, ver figura 1.28: por medio de un cono sólido expandible que provee una post expansión en el anular. y el sistema de acoplamiento expandible que provee un acoplamiento a la forma, eliminando cierta extensión en cualquier espacio anular, ambos sistemas son empujados hacia abajo forzando la tubería para expandir. Para este propósito, una herramienta que excede el diámetro interno de la tubería realiza la expansión, porque es forzada a través de la tubería. Esta expansión se logra tanto hidráulicamente por la aplicación de presión del lodo o mecánicamente,

empujando la herramienta de expansión hacia el fondo. La expansión necesita ser confiable, cuando se expande bajo la superficie.

**Figura 1.28. Sistemas de Expansión Tubular**



Fuente: SPE-Expandable Completion Technologies.

### 1.9.2.1. Trabajo en Frío

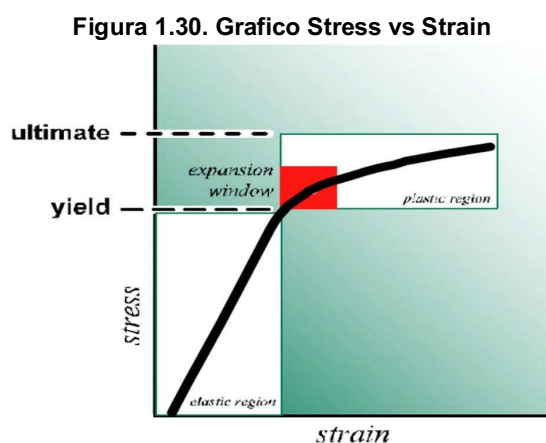
Se considera como trabajo en frío toda operación donde la temperatura de trabajo de la herramienta no sobrepasa los 300 Grados Centígrados. En este rango de temperatura (0 a 300 Grados), el acero tiene sus propiedades ideales; en la figura 1.29 se puede observar el cambio de forma durante una expansión del acero.

**Figura 1.29. Proceso de deformación del acero**



Fuente: Computational Mechanics of Wellbore Tubular Expansion.

En la figura 1.30 se puede observar el comportamiento del acero en la grafica Stress vs Strain (*Fuerza vs esfuerzo*) al pasar por las regiones donde se desarrollan las diferentes clases de deformación elástica, deformación plástica hasta llegar al punto de fractura.



Fuente: SPE # 0904 Solid Expandable Tubular Technology in Mature Basins

### 1.9.2.2. Deformación Elástica

Este tipo de deformación es reversible. Cuando las fuerzas no son aplicadas por largo tiempo, el objeto retorna a su forma original. Metales y termoplásticos suaves tienen rangos moderados de deformación elásticas, mientras que cerámicas, cristales y plásticos resistentes termoestables casi no experimentan deformación plástica. La deformación elástica está regida por la "Ley de Hooke":

$$\sigma = E\varepsilon$$

Ec. 1.1

Dónde:

$\sigma$  = es la fuerza aplicada,

$E$  = es un material constante llamado módulo de Young

$\varepsilon$  = es la resultante del esfuerzo.

Esta relación solo aplica en el rango elástico e indica que la declinación de la curva del gráfico fuerza vs esfuerzo puede ser usado para encontrar el módulo de Young. A menudo usan este cálculo en pruebas de tensión. El rango elástico termina cuando el material alcanza el punto de cedencia de la fuerza, ver figura 1.31. En este punto la deformación plástica comienza,

**Figura 1.31. Deformación del metal**

ERROR: typecheck  
OFFENDING COMMAND: image

STACK:

-dictionary-  
-mark-  
-savelevel-