

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD PARA LA IMPLANTACIÓN DE TECNOLOGÍAS DE CAMISA EXPANSIBLE EN EL AISLAMIENTO DE ZONAS DE PRESIÓN ANORMAL EN EL DISTRITO PUNTA DE MATA

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de
Venezuela para optar al Título
de Ingeniero de Petróleo
Por el Br. Cardozo C., Luis G

Caracas, Octubre de 2002

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD PARA LA IMPLANTACIÓN DE TECNOLOGÍAS DE CAMISA EXPANSIBLE EN EL AISLAMIENTO DE ZONAS DE PRESIÓN ANORMAL EN EL DISTRITO PUNTA DE MATA

TUTOR ACADÉMICO: Prof. Luis Norberto Bueno
TUTOR INDUSTRIAL: Ing. Carlos Valles

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de
Venezuela para optar al Título
de Ingeniero de Petróleo
Por el Br. Cardozo C., Luis G.

Caracas, Octubre de 2002

Agradecimientos

A mi Dios Todopoderoso y a mi amada Virgen María, por el más valioso de los regalos: La Vida. Su compañía, su luz, su amor y su protección son lo más valioso que poseo.

A mi amada familia: a mis Padres por su ejemplo, amor, paciencia y dedicación desde el día en que nací hasta el presente; Mamita, eres la mejor del mundo. A mis hermanas que me han dado todo lo que, en su momento, he necesitado; ustedes son la bendición de mi vida. Sin el apoyo de Ustedes, amada familia, no lo hubiese logrado. Gracias por creer en mí. A Ustedes les dedico este trabajo.

Querida Tía Sonia: siempre has sido nuestra segunda madre, y así lo seguirás siendo; tu amor y tu entrega no tienen comparación; gracias por estar siempre allí.

A mis tíos Luis, Leonel y Nelly; a mis primos Ricardo y Juan Carlos. Ustedes representan la esencia de los valores que me han inculcado: honor, superación, profesionalismo y dedicación. Tengo siempre presente los momentos que hemos compartido, que más que ratos de esparcimiento, han sido las mejores clases de formación humana que he recibido.

Alex, mi hermano de siempre. Una amistad como la nuestra es invaluable; gracias por tu ejemplo, tus consejos, y las innumerables experiencias que nos han hecho crecer como amigos y como hombres.

Vermhelis, como un hijo me acogiste, y como tal me siento; gracias por ese honor y privilegio. Agradecido estoy por el cariño, el apoyo y las atenciones que me brindaron Alejandro, Adolfo, Nohely, Humberto, Ovidio, y toda mi gran familia del fogón de Chuíto, en donde crecí como profesional y como hombre.

No puedo dejar de expresar el orgullo que siento por haber contado con la tutoría de profesionales de la talla del Profesor Luis Norberto Bueno, cuyas enseñanzas van más allá del aula de clases, el Ingeniero Carlos Valles, mi tutor industrial, los Ingenieros César Santarosa y Luis Gómez de PDVSA – Oriente y Gian Callarotti, de Weatherford Completion Systems, cuya ayuda fue fundamental para el desarrollo exitoso de este trabajo.

Y, finalmente, agradezco la oportunidad que tuve de formarme en las aulas de la Universidad Central de Venezuela. Allí aprendí que ser un buen profesional va más allá del conocimiento académico, es un compromiso con nuestro país y una herramienta para el progreso.

Luis Gerardo

Cardozo C., Luis G.

**ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD PARA LA IMPLANTACIÓN DE
TECNOLOGÍAS DE CAMISA EXPANSIBLE EN EL
AISLAMIENTO DE ZONAS DE PRESIÓN ANORMAL EN EL
DISTRITO PUNTA DE MATA**

**Tutor Académico: Prof. Luis N. Bueno. Tutor Industrial: Ing. Carlos Valles.
Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería.
Escuela de Ingeniería de Petróleo. 2002, 192 p.**

Palabras Claves: Tubulares Expansibles, Aislamiento Zonal, Revestidores,
Anulares Estrechos.

Resumen. En este trabajo se realiza un análisis de factibilidad para la implantación de un sistema de Tubería Expansible para el aislamiento de zonas de baja y alta presión de yacimiento. Específicamente, se busca sustituir al revestidores colgante intermedio de 7 $\frac{5}{8}$ ” en pozos profundos del Distrito Punta de Mata, área Norte de Monagas, los cuales se caracterizan por un ambiente de cementación con anulares estrechos e inestabilidad del hoyo. Adicionalmente se realiza una comparación técnico – económica entre el sistema de camisa expansible ranurada y el sistema convencional de revestidores colgantes.

La metodología empleada consistió en identificar las características de los pozos en el área, para luego definir un pozo tipo cuyo patrón de diseño representara las características más comunes de la zona. A este pozo tipo se le realizó el estudio de factibilidad para realizar aislamiento zonal utilizando camisas expansibles.

Aquí se demostró que la tecnología de camisas expansibles son una alternativa, técnicamente, muy atractiva. Por ser una tecnología reciente, requiere de una inversión mayor que la requerida en el uso de camisas convencionales, pero tiene un alto valor agregado al permitir una mayor flexibilidad en el diseño mecánico final de los pozos.

Contenido

	Pág.
INTRODUCCIÓN	1
MARCO TEÓRICO	
CAPÍTULO 1: Revestidores	4
1.1 Tipos de Revestidores	6
1.2 Fabricación de Revestidores	9
1.3 Propiedades Físicas de los Revestidores	10
1.3.1 Grado	10
1.3.2 Rango	11
1.3.3 Peso	12
1.3.4 Diámetro	12
1.4 Diseño de Revestidores	14
1.4.1 Consideraciones de Carga	15
1.4.1.1 Colapso	15
1.4.1.2 Estallido	15
1.4.1.3 Tensión	16
1.4.1.4 Compresión	17
1.4.1.5 Efectos Biaxiales	17
CAPÍTULO 2: Cementación	21
2.1 Cementación Primaria	22
2.2 Cementación Secundaria	22
2.3 Programación de un Trabajo de Cementación	24
2.4 Diseño de Lechadas de Cemento	25
2.5 Propiedades Mecánicas del Cemento	26
2.7 Problemática de Anulares Estrechos	31
2.8 Cementación de Revestidores Colgantes	31
2.9 Equipos de Fondo y Accesorios	34
2.9.1 La Zapata y El Cuello	34

2.9.2	Centralizadores	36
2.10	Evaluación de la Cementación	38
2.10.1	Prueba de Afluencia	38
2.10.11	Registros Acústicos	40
CAPÍTULO 3: Tuberías Expansibles		42
3.1	Tubería Expansible Sólida	43
3.1.1	Proceso de Expansión	45
3.1.2	Propiedades Mecánicas	47
3.1.3	Sistemas SET™	50
3.1.3.1	OHL™	51
3.1.3.2	CHL™	56
3.1.3.3	ELH™	59
3.1.4	Conexiones Expansibles	62
3.1.4.1	Perfil de las Conexiones Expansibles	63
3.1.4.2	Integridad Mecánica	64
3.1.5	Tubulares Sólidos Expansibles en el Mundo	67
3.2	Tubería Expansible Ranurada	70
3.2.1	Aplicaciones	72
3.2.1.1	ESS®	72
3.2.1.2	ABL®	73
3.2.1.3	ECL®	75
3.2.2	Proceso de Expansión	76
3.2.3	Cementación de ABL®	83
3.2.3.1	Cementación Previa a la Expansión	84
3.2.3.2	Cementación Posterior a la Expansión	85
3.2.4	Tubulares Expansibles Ranurados en el Mundo	86
CAPÍTULO 4: Metodología		87
ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN		
CAPÍTULO 5: Análisis de la Información		93
5.1	Área de Desarrollo del Proyecto	93

5.2 Ubicación Geológica	94
5.3 Estructura	96
5.4 Estratigrafía	97
5.5 Características de Producción en el Área	105
5.6 Patrón Estándar de Revestidores en los Pozos del Área	107
5.7 Gradientes de Presión en el Área	113
5.8 Propuesta Camisa Convencional	124
5.9 Propuesta Camisa Expansible Ranurada	126
5.10 Propuesta Camisa Sólida Expansible	136
CAPÍTULO 6: Discusión de Resultados	141
6.1 Evaluación Técnica	141
6.2 Evaluación Económica	148
CONCLUSIONES	150
RECOMENDACIONES	151
REFERENCIAS	152
NOMENCLATURA	154
APÉNDICE A: Cálculo de Desviación Estándar	157
APÉNDICE B: Características de los Pozos	158
APÉNDICE C: Evaluación del PECAP®	172
APÉNDICE D: Técnica del Tapón Balanceado de Cemento	179
APÉNDICE E: ABL® Históricos	181
APÉNDICE F: SET™ Históricos	183

Lista de Figuras

	Pág.
Fig. 1-1 Configuración telescópica de los revestidores	5
Fig. 1-2 Diagrama de una camisa de producción	8
Fig. 1-3 Diagrama del “Tie Back”	8
Fig. 1-4 Diámetros considerados en una tubería	12
Fig. 1-5 Medición del <i>Drift</i>	13
Fig. 1-6 Presiones de Colapso y Estallido	16
Fig. 1-6 Cargas Axiales y Punto Neutro	17
Fig. 1-7 Elipse de Holmquist y Nadai	19
Fig. 2-1 Determinación del Modulo de Young	28
Fig. 2-2 Relación de Poisson	29
Fig. 2-3 Centralización del Revestidor	30
Fig. 2-4 Cuellos y Zapatas Flotadoras	36
Fig. 2-5 Centralizadores	37
Fig. 2-6 Ilustración de la Prueba de Afluencia	39
Fig. 2-6 Ilustración de la Prueba de Afluencia	41
Fig. 3-1 Comportamiento Dúctil de la Tubería	44
Fig. 3-2 Junta Roscada Expansible	45
Fig. 3-3 Mandril o Cono de Expansión	46
Fig. 3-4 Ensamblaje del Sistema de Expansión	46
Fig. 3-5 Ensamblaje del OHL™	52
Fig. 3-6 Proceso de Expansión del OHL™	55
Fig. 3-7 Juntas Elastoméricas en CHL™	56
Fig. 3-8 CHL™ como refuerzo o para reparar el revestidor dañado o debilitado	57
Fig. 3-9 Corrida del CHL™ con el fondo parcialmente abierto	58
Fig. 3-10 Corrida del CHL™ con el fondo sellado	59
Fig. 3-11 Comparación entre el ensamblaje convencional colgador – empacadura y el sistema EHL™	60
Fig. 3-12 Unión entre el ELH™ y el “liner”	60

Fig. 3-13	Procedimiento de corrida del sistema ELH™	62
Fig. 3-14	Ensayos Preliminares en Laboratorios	65
Fig. 3-15	Pruebas de Conexiones Expansibles en Laboratorios de Superficie	66
Fig. 3-16	Empleo de SET™ para Aislamiento Zonal	68
Fig. 3-17	EST® parcialmente expandido	71
Fig. 3-18	Análisis de Elementos Finitos en EST®	71
Fig. 3-19	Pantalla expansible para Control de Arena	72
Fig. 3-20	Comparación del Área de Flujo de Rejillas Convencionales vs. ESS®	73
Fig. 3-21a	Conexiones Pin y Caja del ABL®	74
Fig. 3-21b	Recubrimiento interno de Poliuretano	74
Fig. 3-22	Mandril de Expansión y Conector Superior	76
Fig. 3-23	Ensamblaje de un Sistema de Tubería Ranurada Expansible	77
Fig. 3-24	Expansión Adicional en la Corrida del ABL®	78
Fig. 3-25	Conector Superior para Hoyo Abierto	79
Fig. 3-26	Conector Superior	80
Fig. 3-27	Diseños de ABL®	80
Fig. 3-28	Centralizador Expansible	81
Fig. 3-29	Conector Inferior	82
Fig. 3-30	Zapata antes y después de la Expansión	83
Fig. 3-31	Corrida de ABL® Previa a la Cementación	85
Fig. 3-32	Corrida de ABL® Posterior a la Cementación	86
Fig. 4-1	Esquema de la Metodología	87
Fig. 5-1	Ubicación Geográfica del Área Norte de Monagas	93
Fig. 5-2	Campos Productores del Distrito Punta de Mata	95
Fig. 5-3	Modelo Estructural del Área Norte de Monagas	97
Fig. 5-4	Estratigrafía Predominante del Distrito Punta de Mata	98
Fig. 5-5	Columna Estratigráfica Formaciones Naricual y Cretáceas	104
Fig. 5-6	Bloque Alóctono	105
Fig. 5-7a	Diseño de revestidores para el pozo PIC-10	109
Fig. 5-7b	Diseño de revestidores para el pozo SBC-37	110
Fig. 5-8	Diseño Convencional y Características del Pozo EX – 01	122

Fig. 5-9	Ventana Operacional para Correr Liner Expansible	123
Fig. 5-10	Diseño Mecánico – Solución Convencional	125
Fig. 5-11	Datos de Entrada para PECAP®	129
Fig. 5-12	Diseño Mecánico Solución ABL® 6 5/8 pulgadas	134
Fig. D-1	Esquema de un Tapón Balanceado de Cemento	178
Fig. D-1	Alaminos Canyon 557	183
Fig. D-2	Mississippi Canyon 194	184
Fig. D-3	McAllen 106	185
Fig. D-4	Mississippi Canyon 687	186
Fig. D-5	Mississippi Canyon 815	187
Fig. D-6	Raul Tijerina #1	188
Fig. D-7	Thomas – Rife 13	189
Fig. D-8	Wellman 3 – H. 1° Instalación	190
Fig. D-9	Wellman 3 – H. 2° Instalación	191
Fig. D-10	West Cameron 17	192

Lista de Gráficos

	Pág.
Gráfico 3-1 Dureza al Impacto vs. Temperatura para los revestidores analizados	49
Gráfico 3-2 Porcentaje de Aplicación de Tubulares Expansibles	70
Gráfico 5-1 Distribución de los pozos estudiados en el Distrito Punta de Mata	108
Gráfico 5-2 Curvas de Presiones Registradas en el Pozo PIC-10	113
Gráfico 5-3 Curvas de Presiones Registradas en el Pozo SBC-37	114
Gráfico 5-4 Presión de Formación – Campo Pirital	115
Gráfico 5-5 Presión de Fractura – Campo Pirital	116
Gráfico 5-6 Peso de Lodo – Campo Pirital	117
Gráfico 5-7 Presión de Formación – Campo Santa Bárbara	118
Gráfico 5-8 Presión de Fractura – Campo Santa Bárbara	119
Gráfico 5-9 Peso de Lodo – Campo Santa Bárbara	120
Gráfico 5-10 PECAP® Presiones Esperadas a través del ABL® - Lodo de 11,9 lpg	133
Gráfico 5-11 PECAP® Presiones Esperadas a través del ABL® - Lodo de 14,9 lpg	133
Gráfico 5-12 Cargas absolutas	137
Gráfico 5-13 Presiones diferenciales al colapso mínimas y máximas	137
Gráfico 5-14 Resistencia al colapso para el OHL™ seleccionado	139
Gráfico C-1 Presión de Estallido del Cemento vs Tc	173
Gráfico C-2 Presión de Estallido del Cemento vs Relación OD/ID	173
Gráfico C-3 Resistencia de un Anillo de Cemento	174
Gráfico C-4 Resistencia al Colapso para diferentes lechadas – Ec. API 5C3	175
Gráfico C-5 Resistencia al Colapso para diferentes lechadas – Ec. Windenburg	176

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1-1 Tipos de Revestidores y sus Funciones	6
Tabla 1-2 Algunas Publicaciones API relacionadas con Revestidores	9
Tabla 1-3 Grados API y Resistencia a la Tensión	11
Tabla 1-4 Rango de Longitudes API	12
Tabla 1-5 Cambios cualitativos por efectos biaxiales	18
Tabla 2-1 Consideraciones al Planificar una Cementación Primaria	24
Tabla 3-1 Propiedades Mecánicas del Revestidor Grado L – 80	48
Tabla 3-2 Propiedades Mecánicas del Revestidor Grado K – 55	49
Tabla 3-3 Especificaciones de las Tuberías Expansibles Sólidas	53
Tabla 3-4 Resultados al Colapso de Conexiones Expandidas	67
Tabla 3-5 Resultados al Estallido de Conexiones Expandidas	67
Tabla 3-6 Resultados a la Tensión de Conexiones Expandidas	67
Tabla 3-7 SET™ utilizados en Norteamérica	69
Tabla 3-8 ABL® en el mercado, resistencia y peso	75
Tabla 3-9 Peso Aplicado para Realizar la Expansión	77
Tabla 3-10 ABL® corridos en Venezuela	86
Tabla 5-1 Pozos Estudiados	108
Tabla 5-2 Desviación Estándar Promedio	121
Tabla 5-3 Costo del pozo EX – 01 con 1000 pies de liner convencional como contingencia para aislamiento zonal - Campo Pirital	125
Tabla 5-4 PECAP® - Verificación Carga Estática sobre el Cemento. Lodo 11,9 lpg	127
Tabla 5-5 PECAP® - Lodo de 11,9 lpg	128
Tabla 5-6 PECAP® - Verificación Carga Estática sobre el Cemento. Lodo 14,9 lpg	129
Tabla 5-7 PECAP® - Lodo de 14,9 lpg	130

Tabla 5-8	PECAP® Resultados de Evaluación – Lodo 11,9 lpg	131
Tabla 5-9	PECAP® Resultados de la Evaluación – Lodo 14,9 lpg	132
Tabla 5-10	Costo asociado a la corrida de 1000 pies de ABL® de 6 5/8"	135
Tabla 5-11	Costo del pozo EX – 01 utilizando 1000 pies de ABL® de 6 5/8" como camisa de contingencia para aislamiento zonal – Campo Pirital	136
Tabla 5-12	Candidatos OHL™ para el pozo EX01	138
Tabla 6-1	Comparación de Costos asociados a la construcción del pozo EX-01	149
Tabla B-1	Pozos estudiados en el Área de Punta de Mata	158
Tabla B-2	Registro de Presiones de Formación – Campo Pirital	160
Tabla B-3	Registro de Presiones de Fractura – Campo Pirital	162
Tabla B-4	Registro de Gradientes de Lodo – Campo Pirital	164
Tabla B-5	Registro de Presiones de Formación – Campo Santa Bárbara	166
Tabla B-6	Registro de Presiones de Fractura – Campo Santa Bárbara	168
Tabla B-7	Registro de Gradientes de Lodo – Campo Santa Bárbara	170
Tabla C-1	Resultados del PECAP® Lodo 11,9 lpg – Sistema Métrico	177
Tabla C-2	Resultados del PECAP® Lodo 14,9 lpg – Sistema Métrico	178
Tabla E-1	EST® Instalados	181

Introducción

El aislamiento zonal es una actividad que se lleva a cabo cuando se presentan problemas de inestabilidad en una sección determinada del hoyo durante la perforación. Para ello se coloca un revestidor colgante, o camisa, que aisle la zona problemática y mantenga la integridad del hoyo, para así lograr no solamente un avance efectivo y seguro de la perforación, sino también un sello que garantice la integridad del pozo durante su vida productiva. A medida que la profundidad de la zona problemática es mayor, aumenta el riesgo esta operación pueda fallar.

El área Norte de Monagas se caracteriza por una Geología compleja debido al fallamiento y altos buzamientos de los estratos, existencia de yacimientos petrolíferos a nivel de las formaciones Naricual y Cretáceo a profundidades que oscilan entre los 13000' y 22000', con altas presiones (10000 lpc), altas temperaturas (300 °F) y la presencia de gases agrios (H₂S y CO₂). Al inicio del desarrollo del área, se llevaba a cabo la cementación de una camisa de producción de 7" ó 4 ½" en un hoyo de 8 ½" ó 6 ½", según sea el caso. Sin embargo, la masificación de las completaciones tipo "monobore" 5 ½", en conjunto con la estrategia de explotación dirigida a drenar la zona de petróleo negro, han conllevado que se establezca un patrón de diseño que consiste en que, a nivel de las zonas productoras, sean corrido y cementado un revestidor colgante intermedio de 7 ⅝" para aislar formaciones presurizadas hacia el tope de la estructura y, posteriormente, un revestidor colgante de 5 ½" para aislar los objetivos primarios y secundarios de la zona productora, solapado con el "liner" intermedio; en ambos casos el espacio anular disponible para cementar es estrecho, debido a que el tamaño de hoyo promedio es de 8 ½" y 6 ½", respectivamente.

La principal característica de los tubulares expansibles es que mantienen el diámetro del hoyo, por lo que desde hace dos años se ha venido implementando el uso de esta herramienta como alternativa para el aislamiento de zonas problemáticas. Esta idea nació de las investigaciones realizadas por la Royal Dutch Shell para perforar pozos

profundos del Mar del Norte utilizando la menor cantidad de revestidores posibles, como una manera de abaratar los costos. Actualmente existen en el mercado dos tipos de tubulares expansibles: la Tubería Sólida Expansible (SET™) y la Tubería Expansible Ranurada (EST®), siendo esta última la única aplicada en Venezuela.

La corrida de revestidores en anulares estrechos ha representado un reto técnico de gran envergadura para garantizar el aislamiento zonal en el área Norte de Monagas, esto ha motivado el desarrollo de estudios que han abarcado aspectos como la formulación de lechadas altamente resistentes, preflujos más eficientes e, inclusive, técnicas mejoradas para bajar sartas revestidoras en este tipo de ambientes. Es por esto que, en la búsqueda constante de nuevas herramientas que hagan más eficiente el aislamiento zonal, se evalúa la alternativa de utilizar camisas expansibles, comparando los beneficios que se obtendrían *versus* la actual técnica de correr camisas convencionales.

MARCO TEÓRICO

CAPÍTULO 1

Revestidores

Durante la planificación de la perforación de un pozo petrolífero, el programa de revestidores y la cementación de éstos son, probablemente, los renglones más importantes a considerar a fin de garantizar la integridad del hoyo durante las operaciones y, posteriormente, en las actividades de completación del pozo y durante su vida productiva. Es así como se entiende que una producción exitosa de petróleo y/o gas depende, en buena parte, de un apropiado desempeño de los revestidores; estos, en forma conjunta con el cemento, pueden desempeñar una o varias de las siguientes funciones:

- Facilitar la instalación de los equipos de superficie y de producción.
- Prevenir la contaminación de agua fresca o cualquier otro tipo de fluido de formación en la parte superior del hoyo.
- Prevenir el derrumbe de las paredes del hoyo.
- Aislar intervalos geológicos que presenten problemas para un eficiente avance en la perforación.
- Evitar la contaminación de las zonas productivas con fluidos ajenos a esa zona.
- Suministrar control de presión.
- Confinar la producción al hoyo.

De una manera general, la perforación consiste en ir penetrando la corteza terrestre en una forma ordenada y metódica. En la actualidad, se comienza a perforar con una mecha de mayor diámetro en la superficie y, a medida que se va profundizando en el hoyo, se va disminuyendo el tamaño de las mechas. Luego de culminar cada fase de la perforación con un tamaño determinado de mecha, que es el mismo del hoyo

perforado, este se consolida introduciendo y cementando una tubería revestidora adecuada para cada tamaño de hoyo, procedimiento conocido como *corrida del revestidor*. La principal razón para correr diferentes diámetros de revestidores en el hoyo es mantener la integridad del mismo y evitar posibles derrumbes o fracturamiento en la formación cuando se deba modificar el peso del fluido de perforación. De esta manera, a la profundidad final de la perforación se tiene un menor diámetro de hoyo; es por ello que la configuración final del mismo adquiere una forma telescópica, y es esta reducción de diámetro lo que se conoce como *efecto telescópico*. Este fenómeno se ilustra en la figura 1-1.

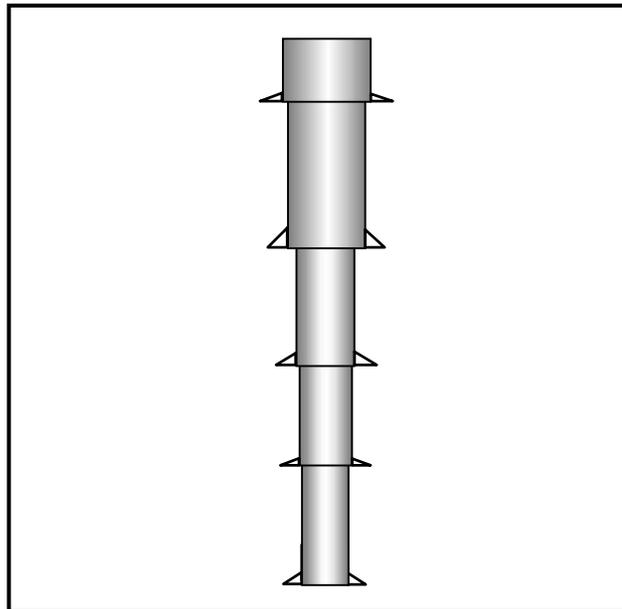


Fig. 1-1 Configuración telescópica de los revestidores

En la figura anterior se puede observar que en la configuración de un pozo existen diferentes secciones de tubería, concéntricas y colgadas desde la superficie, cuya longitud total la conforman segmentos de tubulares unidos de un mismo diámetro; a cada una de estas longitudes se les conoce simplemente como revestidores o “casings”. Es así como, en el lenguaje de la industria petrolera, se acepta que existan varios revestidores en el diseño de un pozo; esto para referirse a cada conjunto o *familia* de tubulares de un mismo diámetro.

1.1 Tipos de Revestidores

Cada tamaño de revestidor está relacionado con las funciones que el mismo debe desempeñar. Los tipos y funciones de los distintos revestidores utilizados en la perforación, en tierra, de un pozo petrolífero se muestran en la tabla 1–1.

Tabla 1–1 Tipos de Revestidores y sus Funciones

CASING	DIÁMETRO	FUNCIONES
Conductor	20" a 30"	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Estabilizar y proteger la base del equipo de perforación. ➤ Guiar la sarta de perforación y subsecuentes tuberías de revestimiento dentro del hoyo. ➤ Sirve de base para colocar el desviador de flujo, cuando sea necesario.
Superficie	13" a 16"	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Se coloca por disposición del MARNR para prevenir la contaminación de Acuíferos. ➤ Conexión del equipo BOP y cabezal del pozo. ➤ Soportar los “casings” más profundos. ➤ Proporciona protección en contra de formaciones someras de hidrocarburos (Gas).
Intermedio	7" a 11 ¾"	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Prevenir el ensanchamiento del hoyo cuando se profundiza la perforación. ➤ Confinar zona de alta o baja presión. ➤ Prevenir la pérdida de circulación. ➤ Proteger la sarta de perforación de posibles atascamientos.
De Producción	4 ½" a 9 ⅝"	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Proteger el pozo durante la vida productiva del mismo. ➤ Aislar y prevenir la migración de fluidos. ➤ Controlar el pozo si la sarta de producción falla. ➤ Proteger los equipos de fondo dentro del pozo. ➤ Producción selectiva de los yacimientos.
Liner	4 ½" a 7"	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Iguales a las del revestidor de producción. ➤ Evita la necesidad de bajar una sarta de revestidor completo, desde la superficie hasta el fondo, con la consecuente disminución de costos.

Al final de la tabla 1-1 se hace referencia a un tipo de revestidor llamado “liner”. Este “liner”, **camisa, forro o revestimiento**, como también se le conoce, es una sarta de tubería que no se extiende hasta la superficie. Este es *colgado* del “casing” previo desde una longitud prudencial por encima de la zapata del mismo. El “liner” es empleado con mucha frecuencia como medida de contingencia en el aislamiento zonal de pozos profundos debido al problema que presentan los altos costos de largas longitudes de tubería. Al mismo tiempo, y según la función que deben desempeñar, existen diferentes tipos de camisas; estas son:

- **Camisa Intermedia**

Se utilizan para permitir operaciones de perforación más profundas, aislando zonas de pérdida de circulación, intervalos altamente presurizados o zonas de derrumbe. Además, permite un mejoramiento de la hidráulica de la perforación, ya que el mayor diámetro por encima del "liner" permite una reducción de la caída de presión en el espacio anular.

- **Camisa de Producción**

Es un revestidor que se *cuelga* desde un "liner" o desde un revestidor intermedio para cubrir las zonas productivas, como se muestra en la figura 1-2. Este tipo de "liner" se cuelga y se cementa, proporcionando aislamiento y soporte cuando existe una tubería encima de la formación productiva.

- **Camisa de Conexión (Tie Back)**

Consiste en un dispositivo que permite proporcionar una prolongación hasta la superficie del "liner" de producción, ya que permite la conexión del colgador de la misma con una sarta de revestimiento del mismo diámetro, la cual se extiende hasta la superficie, como se muestra en la figura 1-3. Se corre bajo las siguientes condiciones:

⇒ El revestidor intermedio por encima del "liner" de producción presenta roturas o averías, por lo que se requiere su aislamiento.

⇒ Se requiere una mayor resistencia en el pozo debido a la presencia de presiones anormales, etc.

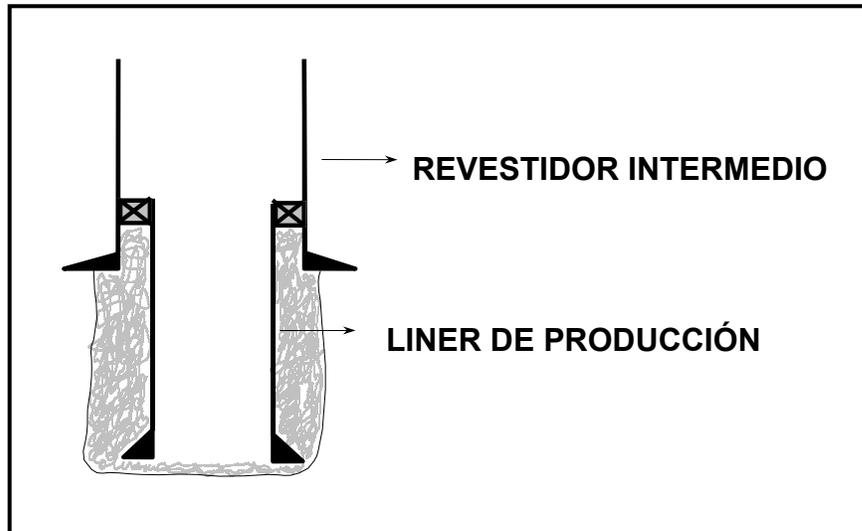


Fig. 1-2 Diagrama de una camisa de producción

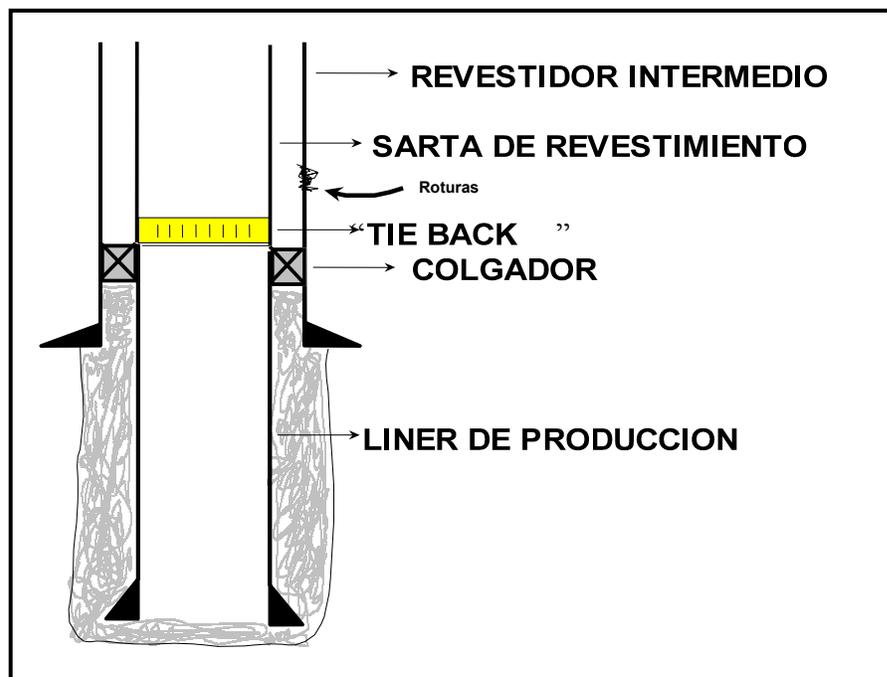


Fig. 1-3 Diagrama del “Tie Back”.

1.2 Fabricación de Revestidores

El American Petroleum Institute (API) ha desarrollado especificaciones técnicas para los diferentes tipos de revestidores que mayor demanda tienen en la industria petrolera¹. En ellas están establecidos los estándares en cuanto a dimensiones, procesos de fabricación, resistencia, etc., así como también las especificaciones de las roscas que sirven para unir los tubulares y armar las sartas. Todo esto aparece publicado en las especificaciones API, sus boletines y demás publicaciones. En la tabla 1-2 se muestran algunas de las más importantes Especificaciones, Boletines y Practicas Recomendadas que se han publicado.

Tabla 1-2 Algunas Publicaciones API relacionadas con Revestidores

PUBLICACIÓN	TÍTULO
Especificaciones	
Spec 5A	“Specification for Casing, Tubing and Drill Pipe”
Spec 5AC	“Specification for Restricted Yield Strength Casing and Tubing”
Spec 5AX	“Specification for High – Strength Casing, Tubing and Drill Pipe”
Spec 5B	“Specification for Threading, Gaging and Thread Inspection of Casing, Tubing and Line Pipe Threads”
Spec 5L	“Specification for Line Pipe”
Prácticas Recomendadas	
RP 5C1	“Recommended Practice for Care and Use of Casing and Tubing”
Boletines	
Bul 5A2	“Bulletin on Thread Compounds”
Bul 5C2	“Bulletin on Performance Properties of Casing and Tubing”
Bul 5C3	“Bulletin on Formulas and Calculations for Casing, Tubing, Drill Pipe, and Line Pipe Properties”
Bul 5C4	“Bulletin on Round Thread Casing Joint Strength with Combined Internal Pressure and Bending”

El Comité de Estandarización de Tubulares del API ha publicado numerosos documentos que sirven de complemento a los mencionados en la tabla 1-2. Se puede tener acceso a ellos a través del referido organismo.

1.3 Propiedades Físicas de los Revestidores

Entre las diversas especificaciones que deben cumplir los tubulares empleados como revestidores se encuentran las propiedades físicas. Estas propiedades definen las condiciones bajo las cuales puede operar un determinado revestidor, y deben ser consideradas antes de seleccionar la tubería que se va a emplear. Las propiedades físicas contemplan el grado, resistencia a la presión, rango, peso y diámetro.

1.3.1 Grado.

Es una característica que establece el esfuerzo cedente o “yield strength” y ciertas características especiales. El grado usualmente consiste de una letra y 2 ó 3 números como, por ejemplo, J-55. En la mayoría de los casos, mientras se avanza en el alfabeto, la tubería será más resistente. Así, por ejemplo, una tubería grado N tendrá un esfuerzo cedente mayor que el de una grado H. El código numérico indica, en miles de lpc, el mínimo esfuerzo cedente. Por ejemplo, una tubería P-110 tiene un “yield strength” mínimo de 110.000 lpc. El esfuerzo cedente promedio es, usualmente, 10.000 lpc mayor que el mínimo, por ejemplo, 120.000 lpc para un revestidor P-110.

Los tubulares de grado C son utilizados, principalmente, en ambientes corrosivos, como la presencia de Sulfuro de Hidrógeno (H_2S). Este tipo de tubería es poco empleada fuera de estos ambientes, ya que es más costosa que algunas de mayor grado. Las tuberías de grado L y N, muy utilizadas en la industria, poseen valores de resistencia al colapso, estallido y “yield strength” similares, sin embargo, difieren en cuanto a la dureza del acero con el que han sido fabricadas, factor muy importante que se debe ser tomado en cuenta cuando existe la posibilidad de un ambiente corrosivo.

Tabla 1-3 Grados API y Resistencia a la Tensión¹

Grado	Yield Strength (lpc)	
	Mínimo	Máximo
H – 40	40.000	80.000
J – 55	55.000	80.000
K – 55	55.000	80.000
C – 75	75.000	90.000
L – 80	80.000	95.000
N – 80	80.000	110.000
C – 90	90.000	105.000
C – 95	95.000	110.000
HC – 95	95.000	-
P – 110	110.000	140.000
Q – 125	125.000	150.000
V – 150	150.000	180.000

Numerosos grados de tubería no – API están disponibles en el mercado y son utilizados en las actividades de perforación. En muchos casos, estas tuberías exceden las normas API, organismo que no las ha estandarizado porque no las considera de uso común o debido a que los procedimientos de fabricación y/o prueba no están avalados por dicho organismo.

1.3.2 Rango

Este es un valor aproximado de la longitud de una sección de tubería. Los rangos normalmente estipulados por el API son los 1, 2 y 3. En Venezuela se ha establecido la utilización de tubulares rango 2 para tubería de perforación, “casings” y “liners”. En la tabla 1-4 se muestran las especificaciones de los rangos de tubería avalados por el API.

Tabla 1-4 Rango de Longitudes APIⁱⁱ

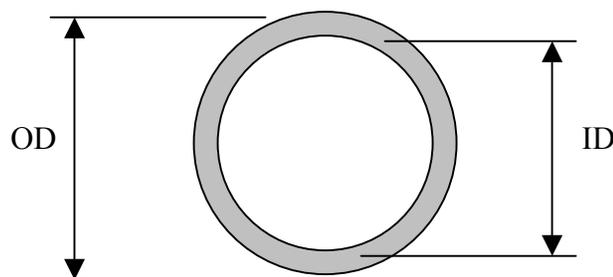
RANGO	1	2	3
<i>Casing</i>			
Rango Longitud Total (pies)	16 – 25	25 – 34	34 – 48
Rango de Longitud para 95% o más de carga			
Máxima Variación Permisible (pies)	6	5	6
Mínima Longitud Permisible (pies)	18	28	36
<i>Liner</i>			
Mismos requerimientos para los Revestidores Grado 2 y 3			

1.3.3 Peso

En la industria petrolera este término indica la densidad de masa por unidad de longitud de una sección de tubería. Generalmente expresado en libras por pie (lb/pie).

1.3.4 Diámetro

Durante la etapa de planificación de un proyecto de perforación, los Ingenieros a cargo del diseño deben considerar tres tipos de diámetro cuando seleccionan los tubulares apropiados que serán utilizados en las sartas de revestimiento. Estos diámetros son el externo (OD), el interno (ID) y el *drift*. En la sección transversal de un tubular se puede apreciar lo que representan el OD y el ID, como se muestra en la figura 1-4.

**Fig. 1-4** Diámetros considerados en una tubería.

El diámetro interno es determinado por la relación existente entre el diámetro externo y el peso, estando este último sujeto a variaciones con respecto a su valor nominal, que en todo caso no pueden exceder el rango de +6,5% hasta -3,5%.

El *drift*, o diámetro efectivo, es el ajuste del diámetro interno como resultado de la rugosidad de la pared del acero con que se fabrica el tubular. Debido a esto, el diámetro *drift* es considerado como el mayor tamaño de mecha o de cualquier otra herramienta que puede pasar con seguridad a través del revestidor.

Debido a la importancia de esta medida, cada sección de tubería debe ser probada antes de pasar a formar parte de la sarta con el objeto de determinar el *drift* y evitar problemas operacionales al introducir herramientas al hoyo, como por ejemplo, las herramientas de perfilaje, sargas de tubería, mechas, etc. La prueba avalada por el API para determinar el *drift* consiste en introducir una barra cilíndrica, de diámetro externo preestablecido, y hacerla pasar a través de toda la longitud de la tubería, de manera que no se produzca ninguna obstrucción durante el procedimiento (figura 1-5). Esta barra tiene, generalmente, una longitud de diez pies.

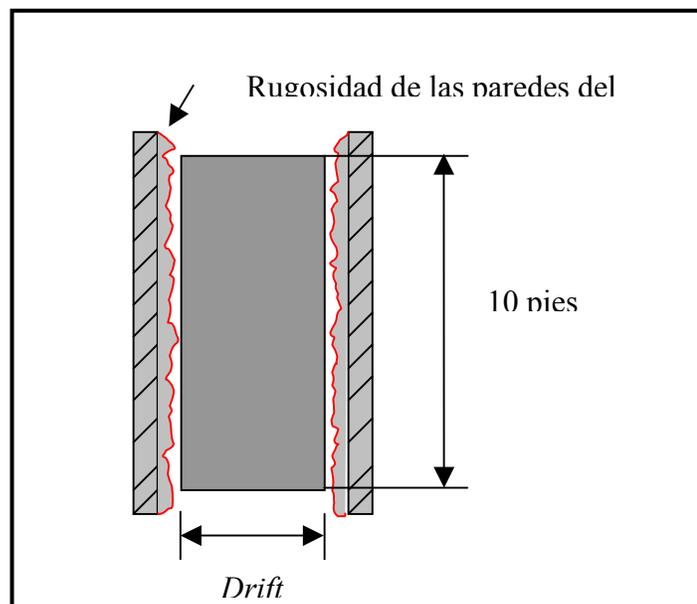


Fig. 1-5 Medición del *Drift*

1.4 Diseño de Revestidores

La sarta de revestimiento comprende un alto porcentaje (16% - 20%) del monto total que se invierte cuando se perfora un pozo, por lo que su adecuada selección debe combinar eficientemente los aspectos tanto técnicos como económicos. Los factores técnicos corresponden al diámetro (interno, externo y drift), peso, longitud, material utilizado, resistencia a los esfuerzos, etc. Por otro lado, el aspecto económico está dado por el hecho de que mientras más resistente sea el material, este será más costoso, de manera que no se justifica pagar por más resistencia o calidad de la necesaria.

Dado que el diseño de sartas de revestimiento está directamente relacionado con la optimización de costos, el procedimiento consiste, de una manera general, en el cálculo de los factores que tienen influencia en la falla de los tubulares, de manera que la selección del grado del revestidor más adecuado para una operación específica es aquella que combine economía y seguridad, dos premisas importantes en toda actividad de perforación de pozos.

El diseño consiste en tres etapas básicas:

1. Determinar los diámetros y longitudes de las sartas de revestimiento que serán corridas en el pozo.
2. Calcular los tipos y magnitudes de las condiciones de carga a las que serán sometidos los revestidores.
3. Seleccionar los pesos y grados de revestidor que soporten esas condiciones de carga.

El principal objetivo del diseño de las sartas de revestidores es el de garantizar en todo momento el control de las condiciones que se presenten en el pozo y lograr el propósito final de la perforación, que consisten en evaluar la formación y/o permitir la producción segura del pozo.

1.4.1 Consideraciones de Carga.

Como todo ambiente natural, en el hoyo actúan fuerzas en todas las direcciones; estas fuerzas ejercidas sobre un área determinada originan presiones. Cuando un revestidor es corrido en un hoyo, se ve sometido a la acción de estas presiones, lo que origina que en el acero se produzcan distintos esfuerzos que actúan durante y después de la corrida. Dado que el acero es un material dúctil, estos esfuerzos producen deformaciones en los revestidores, por lo que estos deben ser lo suficientemente resistentes para que dichas deformaciones no sean excesivas y puedan causar rupturas en el material.

1.4.1.1 Colapso

Se tiene como la primera consideración en el diseño. La presión de colapso es, esencialmente, la presión externa desbalanceada aplicada al tubular, ejercida por la columna de fluidos que se encuentran en el espacio anular entre el revestidor y el hoyo, es decir, un diferencial de presión neto actuando sobre el exterior del “casing” o del “liner”, según sea el caso (figura 1-6A). Como la presión hidrostática de la columna de fluidos se incrementa con la profundidad, la presión de colapso es máxima en el fondo y mínima en la superficie, por lo que el diseño se hace desde el fondo hacia el tope. Puede pensarse como condición crítica de colapso, cuando el revestidor está totalmente vacío, es decir, no existe una presión interna que atenúe el efecto de la presión externa.

1.4.1.2 Estallido

Contrariamente a la carga de colapso, la carga de estallido se refiere a una situación desbalanceada entre la presión interna del revestidor y la formación. En este caso, el diferencial de presión actúa desde el interior del revestidor (figura 1-6B). Este tipo de carga está asociada a las presiones originadas durante pruebas de integridad, proceso de cementación, estimulación de pozos, presiones de cierre en caso de arremetidas, etc. La parte superior del revestidor es la más sensible al estallido, debido a que el contrabalance (“backup”) ejercido por los fluidos de la formación es mínimo.

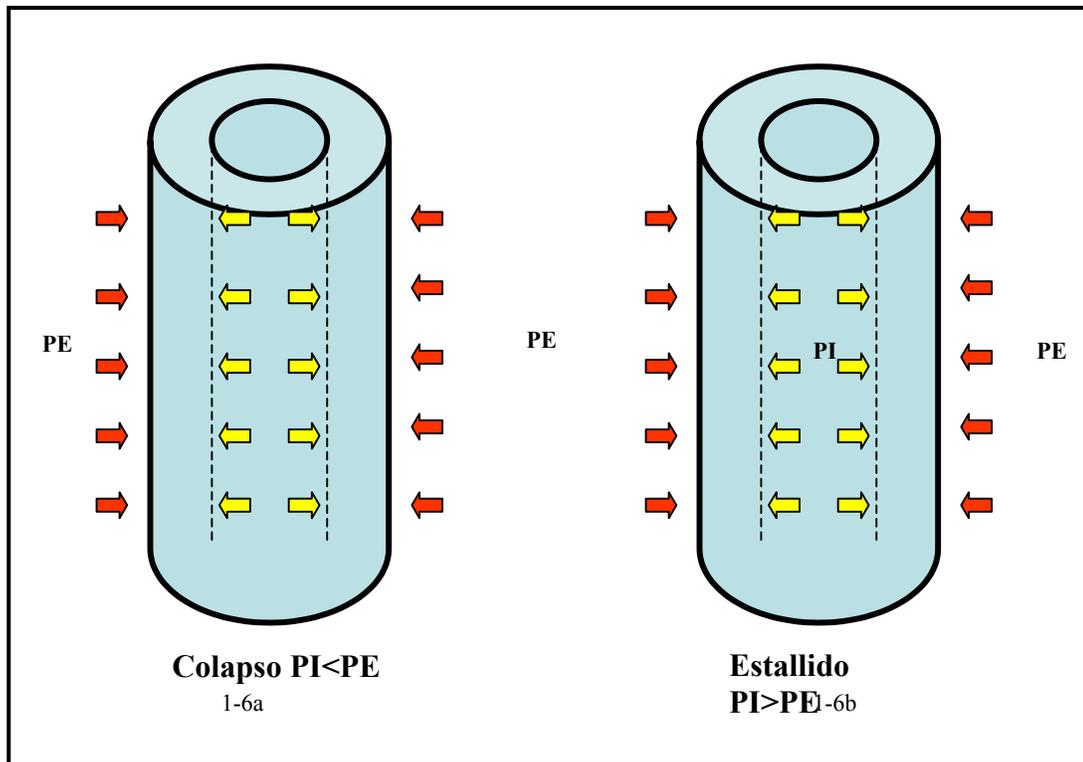


Fig. 1-6 Presiones de Colapso y Estallido.

1.4.1.3 Tensión

Esta carga es la ejercida por el peso total de la sarta de revestidores en un punto determinado y solamente el efecto de flotabilidad ejercido por los fluidos dentro el hoyo puede contrabalancearlas. Como los revestidores son fijados a tensión, este tipo de carga son máximas en la parte superior de la sarta y disminuyen con la profundidad hasta llegar a cero en el extremo inferior. En caso de que el efecto de flotabilidad sea de tal magnitud que se origine una carga neta compresiva en el fondo, entonces esta irá disminuyendo a medida que se asciende hasta que el efecto de flotabilidad esté en balance con el peso de la sección sumergida en el fluido. A esta profundidad se le conoce como punto neutro (figura 1-7). En este caso, la carga de tensión será máxima en la parte superior de la sarta y cero en el punto neutro, para luego pasar a ser una carga de tensión negativa (compresión) que irá en aumento hasta ser máxima en el extremo inferior de la sarta de revestidores.

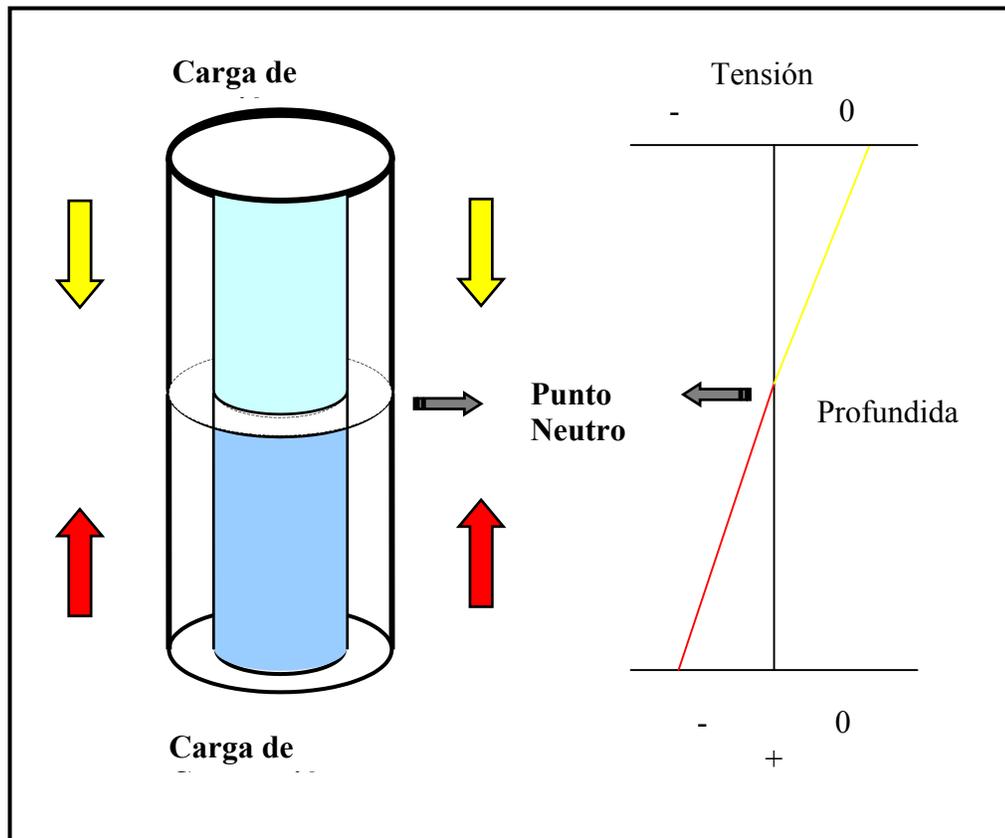


Fig. 1-6 Cargas Axiales y Punto Neutro

1.4.1.4 Compresión

Este tipo de fuerzas actúan sobre el revestidor por efecto de su propio peso, cuando está apoyado en su extremo inferior o existe alguna fuerza impuesta, como el efecto de flotabilidad. Sin embargo, las cargas compresionales por debajo del punto neutro generalmente no son muy elevadas. Es por esto que este tipo de carga es la menos crítica a considerar en el diseño de revestidores.

1.4.1.5 Efectos Biaxiales

Las fuerzas axiales generan efectos secundarios en los tubulares. Por efecto de la tensión y/o la compresión, un revestidor se puede elongar o contraer lo suficiente como para modificar sus valores nominales de resistencia al colapso y al estallido; esto se

conoce como efectos biaxiales. Es por ello que se debe verificar que los tubulares seleccionados posean los mínimos grados de tubería, tal que igualen o excedan los requerimientos de resistencia a la tensión, compresión, colapso y estallido corregidos por los efectos biaxiales. Los cambios cualitativos que sufre la tubería se muestra en la tabla 1-5.

Tabla 1-5 Cambios cualitativos por efectos biaxiales

TIPO DE CARGA	RESULTADO	
Tensión	Estallido	Aumenta
	Colapso	Disminuye
Compresión	Estallido	Disminuye
	Colapso	Aumenta

Para calcular el cambio que se produce se utiliza un método gráfico, el elipsoide de Holmquist y Nadaiⁱⁱⁱ, que se muestra en la figura 1-7.

Para entrar en el gráfico, primero se calcula la relación de cedencia RY dada por la ecuación 1-2.

$$RY = \frac{Carga Axial}{YA \times A} \quad \text{Ec. (1-2)}$$

Donde: YA: Esfuerzo de Cedencia Promedio

A: Área transversal del Revestidor

Se entra al gráfico con la relación RY . Para determinar la reducción del valor de colapso se entra en la parte derecha del gráfico, se traza una línea horizontal para cortar la elipse y luego se traza una línea vertical y se lee el valor, en porcentaje, por el que se debe multiplicar la resistencia nominal al colapso de la tubería. El procedimiento para determinar la variación en el valor nominal de estallido es idéntico, con la diferencia que se entra por el lado izquierdo de la gráfica.

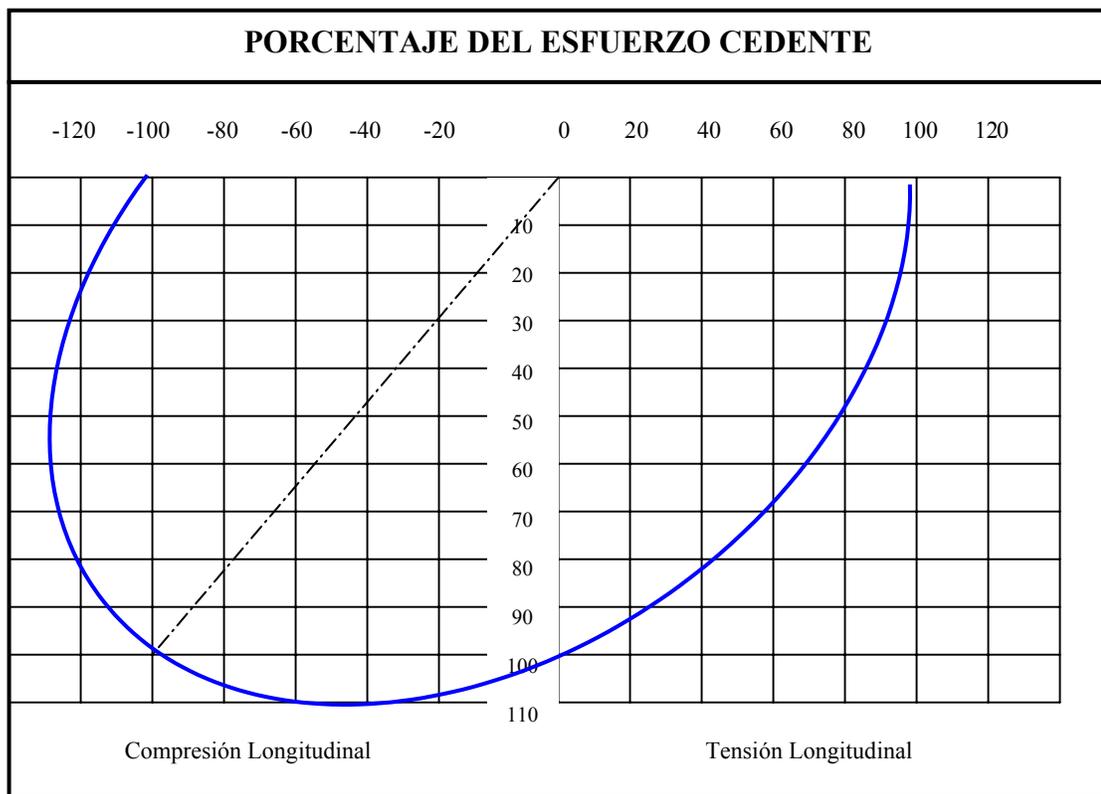


Fig. 1-7 Elipse de Holmquist y Nadai

Estas variaciones por efectos biaxiales también se pueden determinar a través de las ecuaciones 1-2 y 1-3.

$$fC = -\frac{1}{2} \times RY + \sqrt{1 - \frac{3}{4} \times (RY)^2} \quad : \quad \text{Factor de Colapso} \quad \text{Ec. (1-2)}$$

$$fE = \frac{1}{2} \times RY + \sqrt{1 - \frac{3}{4} \times (RY)^2} \quad : \quad \text{Factor de Estallido} \quad \text{Ec. (1-3)}$$

De esta manera, los nuevos valores de resistencia *corregidos*, al colapso y al estallido están dados por las ecuaciones 1-4 y 1-5.

$$Cc = Cn \times fc \quad : \quad \text{Resistencia Colapso Corregida} \quad \text{Ec. (1-4)}$$

$$Ec = En \times fE \quad : \quad \text{Resistencia al Estallido Corregida} \quad \text{Ec. (1-5)}$$

CAPÍTULO 2

Cementación

La cementación de un pozo petrolífero es el aspecto más importante en la vida del mismo, amén de que este procedimiento es fundamental para lograr un exitoso aislamiento zonal. La cementación consiste en mezclar cemento, agua y una serie de aditivos por medio de equipos especiales de mezclado y luego bombear esta mezcla dentro del pozo a través de la sarta de perforación, o si bien lo amerita, a través del espacio anular comprendido entre la formación y el revestidor, hasta cubrir una zona determinada del espacio anular que está comprendido entre la formación y el revestidor que se está cementando.

Los objetivos principales del proceso de cementación son^{iv}:

1. Proporcionar soporte y adherencia al revestidor
2. Evitar la comunicación entre las formaciones y, por ende, el movimiento de fluidos entre ellas.
3. Proteger al revestidor de los esfuerzos que se originan cuando se inicia la perforación del siguiente hoyo.
4. Evitar la contaminación de zonas de agua o gas.
5. Prevenir la corrosión del revestidor.
6. Aislar zonas que presentan presiones anormalmente altas o bajas.

Debido a la importancia de la cementación, esta actividad es cuidadosamente planificada antes de llevarse a cabo, inclusive, antes de comenzar la perforación de un pozo. Este proceso ha motivado el desarrollo de herramientas computacionales (“software”) que simulan el proceso de cementación, optimizando desde la colocación de los centralizadores hasta las tasas de desplazamiento y la presión de bombeo.

Un trabajo de cementación está destinado a cumplir diversos objetivos y, de acuerdo a esto, dicha actividad se ha clasificado en dos tipos: Cementación Primaria y Cementación Secundaria.

2.1 Cementación Primaria

Es el procedimiento de cementación que se realiza una vez colocado el revestidor dentro del hoyo. La cementación primaria se realiza a presiones suficientes para que la mezcla de cemento bombeada, desplazada y alojada en el lugar deseado.

Los objetivos de la Cementación Primaria son:

- Proporcionar soporte y adherencia al revestidor.
- Evitar la contaminación de acuíferos.
- Restringir el movimiento de fluidos entre las formaciones y/o entre la formación y el pozo.
- Efectúa el aislamiento de las formaciones productivas y/o problemáticas.
- Refuerza la sarta revestidora contra los esfuerzos que pueden imponerle los diferenciales de presión a los que es sometida.

2.2 Cementación Secundaria

Durante la perforación o en las tareas de terminación de los pozos y, posteriormente, durante el transcurso de la vida productiva de los mismos, en trabajos de reparaciones y/o reacondicionamiento, se hace necesario el empleo de la cementación forzada. Este método de cementación consiste en forzar la mezcla de cemento a alta presión hacia la(s) formación(es) para corregir ciertas anomalías en puntos determinados a través de orificios que, por cañoneo (perforación a bala o a chorro), son abiertos en los revestidores. El cemento se inyecta en casos como la falta de este en cierto tramo de la tubería, el aislamiento de un intervalo gasífero y/o acuífero de una zona productiva con

miras a eliminar la producción de gas y/o agua, corrección de fugas de fluidos a través del revestidor debido a desperfectos o el abandono de zonas productivas agotadas.

Objetivos de la Cementación Secundaria:

- Reparar fallas en la cementación primaria.
- Evitar la migración de fluidos hacia zonas de producción agotadas.
- Sellar pérdidas de circulación.
- Reparar fisuras en el revestidor.
- Aislar zonas productoras para el control de la relación Gas – Petróleo o Agua – Petróleo.
- Abandono de zonas productivas agotadas.

Uno de los elementos que determina el éxito o el fracaso de un trabajo de cementación, es el empleo del cemento apropiado, según las condiciones del pozo. Además, el comportamiento consistente del cemento es uno de los factores de mayor importancia al momento de diseñar las lechadas.

El cemento usado por la industria petrolera mundial requiere de procedimientos específicos para las pruebas de laboratorio y una caracterización especial debido a su uso particular. El fenómeno de hidratación del cemento y la utilización de aditivos especiales lo hace también distinto al cemento utilizado en la construcción de obras civiles.

El propósito del cemento para pozos petroleros es crear un sello hidráulico entre la formación y el revestidor, de manera que aisle la zona de interés. Fallas en alcanzar el objetivo primario de la cementación deben ser solucionadas con trabajos de reparación (cementación secundaria), lo que conduce a un incremento en el costo de operación, retraso de las pruebas de producción y, posiblemente, niveles de producción de crudo inadecuados.

2.3 Programación de un Trabajo de Cementación

La planificación y desarrollo del proceso de cementación debe contemplar aspectos relacionados al diseño de la lechada de cemento (tipo de cemento, volúmenes, aditivos, propiedades, espaciadores), aspectos operacionales (mezcladores, equipos de bombeo, sistemas de transporte), así como los accesorios y herramientas a utilizar.

Debido a que existen muchos factores que influyen en el éxito de una operación de cementación primaria, en la tabla 2-1 se muestran varias de las consideraciones que se deben tener en cuenta al planificar esta operación.

Tabla 2-1 Consideraciones al Planificar una Cementación Primaria

Característica del hoyo	Diámetro – Profundidad – Temperatura estática y circulante de fondo – Presión de fondo – Desviación – Características de la Formación (Presión de poro, zonas de pérdida o sobrepresión, Gradiente de fractura, Presencia de gas y/o agua).
Fluido de perforación	Tipo - Propiedades - Densidad - Compatibilidad con el cemento
Revestidores	Grado – tipo de rosca – Profundidad de colocación de los equipos de flotación – Cantidad y tipo de centralizadores – Raspadores
Bajada del revestidor y acondicionamiento del hoyo	Tiempo y velocidad de corrida del revestidor – Tiempo de circulación antes de la cementación
Preflujo	Tipos – Volumen – Densidad – Reología – Tiempo de contacto – Altura en el anular.
Composición de la lechada	Tipo y concentración de aditivos – Volumen – Densidad – Propiedades físicas y reológicas – Ensayos previos con el agua de mezcla – Mezclado en Planta.
Unidades de bombeo y de mezclado/Operación de cementación	Tipo de mezclador – Cabezal de cementación – Tapones de desplazamiento – Espaciadores – Movimiento del revestidor durante la cementación – Caudales de desplazamiento – Velocidad de mezclado
Personal	Buena experticia – Cumplimiento de las normas de seguridad- Eficiente comunicación – Liderazgo

2.4 Diseño de Lechadas de Cemento

El diseño de una lechada de cemento óptima que, en nuestro caso, garantice el aislamiento zonal requerido, contempla múltiples factores que involucran el tipo de formación, profundidad del pozo, propiedades de los fluidos a usar, entre otros. En detalle, tenemos:

- **Profundidad del Pozo:** Este parámetro involucra directamente la presión y temperatura a la que va a estar sometida la lechada de cemento y, por ende, se debe diseñar para soportar tal condición. De ambos factores, la temperatura tiene un mayor efecto sobre las propiedades del cemento, afectando, en mayor medida, el tiempo de bombeabilidad.
- **Tipo de Fluido de Perforación y Aditivos del Fluido:** La canalización y dilución del fluido de perforación en los preflujos usados, puede disminuir la efectividad de la remoción del lodo y afectar seriamente el resultado final de la cementación. La incorporación de taponos de desplazamiento compatibles, tanto con el lodo, como con el cemento, ayuda a evitar la contaminación del lodo de una manera efectiva.
- **Control de Filtración:** Este parámetro influye de manera significativa en la cementación de pozos profundos y en revestidores colgantes. Con el fin de que el cemento sea bombeable, se requiere exceso de agua superior a la requerida para la hidratación apropiada. A profundidades mayores se requieren tiempos de bombeos más prolongados y el tiempo de espesamiento debe ser predicho para esas condiciones. Altos valores de pérdida de filtrado pueden ocasionar múltiples problemas como rápida deshidratación del cemento, deposición de revoque y aumento en la viscosidad de la lechada.
- **Densidad de la Lechada:** Este valor debe ser tal, que permita obtener un control efectivo sobre la formación y que no ocasione pérdidas de circulación. Para ello, se usan distintos aditivos, densificantes o extendedores, según sea el caso.

2.5 Propiedades Mecánicas del Cemento.

El American Petroleum Institute ha establecido una prueba para evaluar las características del cemento una vez fraguado y es la llamada Resistencia a la Compresión o Resistencia Compresiva. Esta prueba, conocida como Destrucción del Cubo o Pruebas UCS (Análisis del Cemento por Ultrasonido) se basa en formar y triturar dos cubos de cemento a través de la aplicación de presión⁴. Es importante aclarar que el API ha reconocido que en estas pruebas la presión no se aplica de manera triaxial sino uniaxial, por encima y por debajo, sin recibir ningún tipo de presión por los lados.

Es de hacer notar que la capa de cemento que está sujeta al revestimiento puede estar expuesta a esfuerzos de compresión, tensión y /o flexión, lo que pone en evidencia una limitación de las pruebas UCS. Otra limitación de este tipo de pruebas es el hecho de que las mismas se realizan en los laboratorios, en condiciones de superficie. Todo esto ha motivado a que se orienten los esfuerzos que den paso al diseño de equipos que permitan realizar pruebas de cemento bajo cargas triaxiales y bajo condiciones similares a las del hoyo.

Sin embargo, en la actualidad estas limitaciones se han podido subsanar a través de diversos paquetes computacionales que simulan las propiedades que tiene el cemento fraguado en las condiciones que se puedan presentar en el fondo del pozo. Estos programas utilizan ecuaciones que calculan la presión de compresión (colapso) que puede soportar el cemento a partir de magnitudes derivadas su reología. Dos de las ecuaciones que calculan este esfuerzo compresivo que puede soportar un anillo de cemento son la Ecuación API (Ecuación 2-1) y la Ecuación de Windenburg (Ecuación 2-2).

$$PC = \left(\frac{2 \times E}{1 - \nu^2} \right) \times \left(\frac{1}{\frac{2 \times OD}{OD - ID} \times \left(\frac{2 \times OD}{ID - OD} - 1 \right)^2} \right) \quad \text{Ec. (2-1)}$$

$$PC = \left(\frac{2 \times E}{1 - \nu^2} \right) \times \left(\frac{OD - ID}{2 \times OD} \right)^3 \quad \text{Ec. (2-2)}$$

Donde:

PC: Presión de Compresión

E: Módulo de Elasticidad del Cemento

ν : Relación de Poisson del Cemento

OD: Diámetro Externo del Anillo de Cemento.

ID: Diámetro Interno del Anillo de Cemento

Módulo de Young (E)

También conocido como Módulo de Elasticidad, viene a ser la relación que existe entre el esfuerzo axial (σ) y la deformación lineal (ϵ) que sufre el material en esa dirección (ecuación 2-3). El módulo de Young es medido, en laboratorio, con un cilindro de cemento bajo la acción de un esfuerzo compresivo. Este ensayo se muestra en la figura 2-1.

$$E = \frac{\sigma x}{\epsilon x} : \quad \text{Módulo de Elasticidad} \quad \text{Ec. (2-3)}$$

$$\text{Donde:} \quad \sigma x = \frac{F}{\pi \times \left(\frac{D}{2} \right)^2} : \quad \text{Esfuerzo Axial en la dirección } x \quad \text{Ec. (2-4)}$$

$$\epsilon_x = \frac{(L_i - L_f)}{L_i} : \quad \text{Elongación Unitaria en la dirección } x \quad \text{Ec. (2-5)}$$

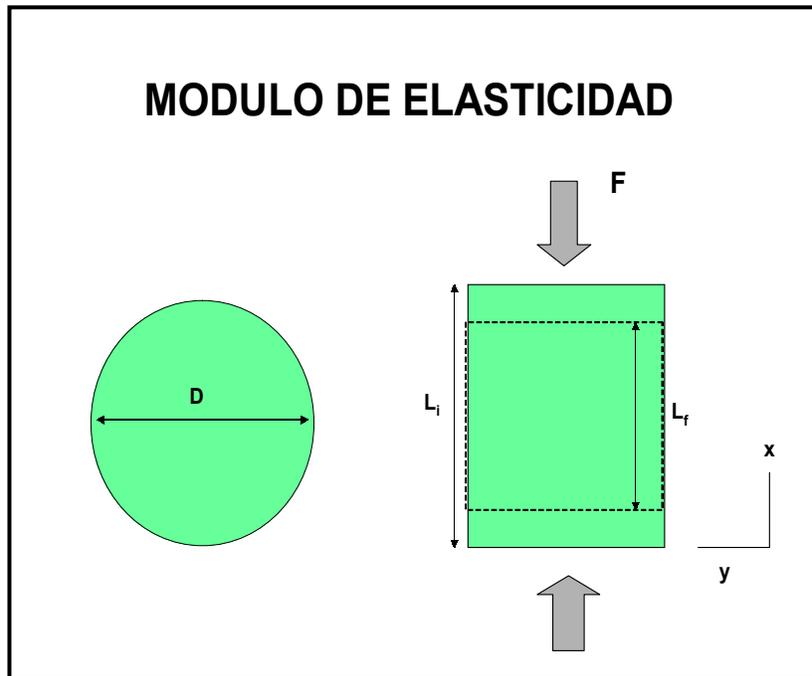


Fig. 2-1 Determinación del Módulo de Young.

En el procedimiento arriba mostrado, las magnitudes L_i y L_f representan, respectivamente, la longitud inicial y final del cilindro; D es el diámetro y se asume constante.

Relación de Poisson (ν)

Es la relación entre la deformación del componente "Y" y la del componente "X" bajo esfuerzo. En términos sencillos, la relación de Poisson es la muestra como se deforma lateralmente una muestra a medida que esta es comprimida. Cuando se aplica una carga axial sobre la muestra hay un esfuerzo confinado, el cual permite medir cuanto se expande o se extiende radialmente, tal como se muestra en la figura 2-2.

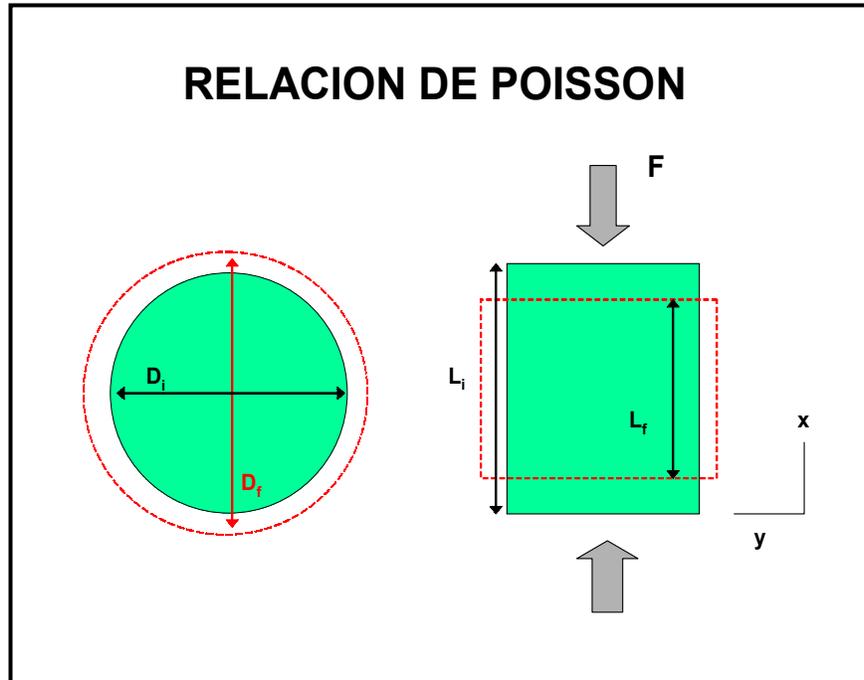


Fig. 2-2 Relación de Poisson.

$$\nu = \frac{-\epsilon_y}{\epsilon_x} : \quad \text{Relación de Poisson} \quad \text{Ec. (2-6)}$$

$$\epsilon_y = \frac{(D_i - D_f)}{D_i} : \quad \text{Deformación Radial Unitaria} \quad \text{Ec. (2-7)}$$

2.6 Proceso de Cementación.

Antes de dar inicio al proceso de cementación se deben tener presente cuatro premisas fundamentales:

- ✓ El hoyo debe estar estable y acondicionado.
- ✓ El hoyo debe estar lo más recto posible y su diámetro debe mantenerse lo más uniforme posible a través de toda la longitud a ser cementada.
- ✓ La centralización (o “standoff”) del revestidor en el hoyo debe ser la máxima posible. En este aspecto el API recomienda un valor mínimo del 67 por ciento^v.

- ✓ El espacio anular a ser cementado debe tener un espesor mínimo de 0,75 pulgadas, siendo 1,5 pulgadas el espesor ideal.

Es de hacer notar que la centralización de la tubería y el espacio anular a ser cementado están relacionados. Esta relación esta dada por la ecuación 2-3 y se muestra en la figura 2-4.

$$Standoff = \left(\frac{W}{R_H - R_R} \right) \times 100 \quad \text{Ec. (2-8)}$$

Donde:

Standoff: Centralización del Revestidor (%)

R_H : Radio del Hoyo

R_R : Radio externo del Revestidor

W : Mínima Separación entre la Pared del Hoyo y el Revestidor

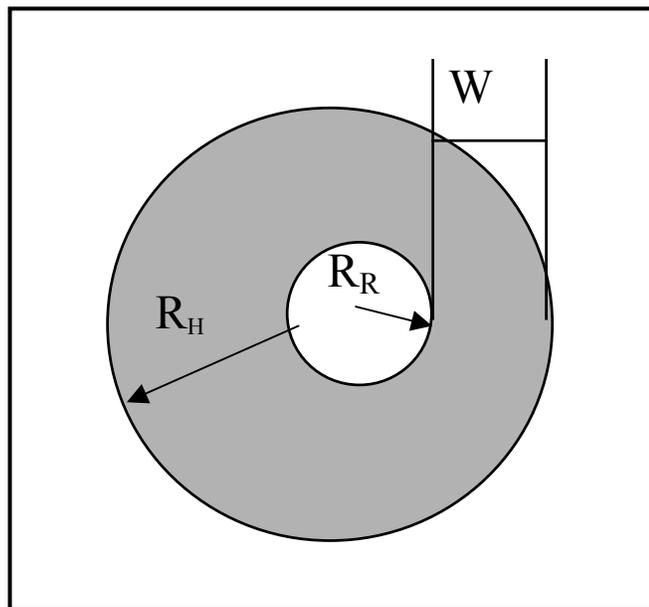


Fig. 2-3 Centralización del Revestidor.

2.7 Problemática de los Anuales Estrechos.

Cuando el espesor anular que se desea cementar tiene un valor muy bajo (inferior a 0,75 pulgadas) se esta en un ambiente de cementación con anular estrecho. La cementación de este tipo de ambientes es sumamente riesgosa ya que esto origina problemas tales como:

- Si no puede obtener una centralización cercana al cien por ciento, el valor W puede ser muy pequeño, por lo que el desplazamiento del lodo en esa zona seria muy deficiente, afectando la calidad de la cementación.
- Debido a la menor área de flujo, se producen elevadas presiones de fricción al circular.
- Se originan presiones de surgencia anormalmente altas a nivel de la zapata al correr revestimientos; las cuales no pueden ser visualizadas en los simuladores disponibles.
- Debido a lo delgado de la capa de cemento, no es posible obtener un buen registro de calidad de cementación en esa zona, lo que dificulta la detección de posibles fallas en la misma.
- Como lo evidencia las ecuaciones 2-1 y 2-2, disminuye la resistencia a la compresión de la lechada, lo que obliga al empleo de aditivos adicionales, lo que trae como consecuencia un aumento en los costos.

2.8 Cementación de Forros^{vi}.

En principio, la longitud del "liner" es seleccionada para extenderse a través del hoyo abierto y sobrepasar el espacio entre el "liner" y el revestidor anterior. La longitud del espacio a sobrepasar se denomina solapamiento ("overlap"), y depende de las características del pozo. Se utiliza un "overlap" largo cuando se requiere aislar zonas de alta presión detrás del "liner" o para proporcionar un mayor volumen de cemento en el

espacio anular comprendido entre revestidor y "liner". La superposición puede variar entre 50 y 500 pies.

El proceso de bajada del "liner" al hoyo, al igual que con los revestidores, se lleva a cabo enroscando sección por sección. En el extremo inferior se conecta la zapata y en el segundo o tercer tubo se coloca el cuello flotador, el cual sirve de asiento al tapón inferior de desplazamiento; mientras que en el extremo superior de la sarta se conecta el colgador. Para la corrida del "liner" se utiliza la tubería de perforación, la cual se conecta en el colgador.

La velocidad de corrida debe ser controlada, para prevenir las altas presiones de surgencia que pueda incrementar la presión en contra de la formación a tal punto de inducir pérdidas de circulación o provocar fracturas. Es por esto que en la sección de hoyo abierto el "liner" debe ser corrido más lentamente.

Cuando el "liner" llega a la profundidad de asentamiento, se instala el cabezal de cementación y se comienza a circular el hoyo, de manera de acondicionar el lodo de perforación disminuyendo su viscosidad, la resistencia de gel y el punto de cedencia (lodos con altos valores reológicos contribuyen a fallas en la cementación); además de asegurar que el "liner" y el equipo de flotación queden libres de ripios.

El pozo debe circularse, como mínimo una vez, desde el fondo hasta la superficie. La tasa de bombeo y presión deben ser monitoreadas y chequeadas. El fluido de perforación debe ser pesado y examinado para detectar corte de lodo por gas o fluidos de la formación. El retorno de lodo debe ser medido en el nivel de un tanque, para así detectar posibles pérdidas de circulación o flujos desde la formación.

Luego de homogeneizado el lodo, se procede a colgar el "liner" activando el mecanismo de cuñas del colgador (sea este mecánico o hidráulico), las cuales abren y se fijan al revestidor. Para verificar si el "liner" está colgado, se levanta la sarta aproximadamente

seis pies, chequeándose el indicador de peso, el cual debe registrar una pérdida de peso equivalente al peso de la sarta de revestimiento (incluyendo el factor de flotación).

El trabajo de cementación debe iniciarse instalando y probando las líneas de bombeo, asegurando el tapón de desplazamiento ("Wiper Plug") en el cabezal de cementación. La premezcla del cemento debe realizarse para obtener el control deseado de las propiedades de la lechada, la misma se lleva a cabo en un recirculador ("Batch Mixer"). En paralelo a la premezcla, se inicia el bombeo de los preflujos (lavadores y/o espaciadores) según el volumen y la tasa pre-establecida. Posteriormente se bombea la lechada de cemento a la densidad programada. Cuando el volumen de cemento ha sido bombeado, se libera el tapón de desplazamiento, el cual separa la lechada de cemento del fluido de desplazamiento. El fluido desplazante se bombea desde el camión bomba según las tasas programadas, tal que se alcance el régimen de flujo deseado en cada uno de los fluidos desplazados. Es una práctica recomendable disminuir la tasa de bombeo cuando se estime alcanzar el tope del colgador, de manera de detectar el rompimiento de pines (debe observarse un incremento en la presión). De esta forma se recalcula o corrige el desplazamiento del cemento y se continua desplazando hasta alcanzar la capacidad teórica del "liner".

El desplazamiento finaliza cuando se asienta el tapón de desplazamiento en el cuello flotador (se recomienda disminuir la tasa de bombeo en cinco barriles antes de asentar el tapón), si se ha bombeado el volumen teórico y no se ha asentado el tapón, es recomendable bombear un volumen de exceso menor o igual a la mitad de la capacidad entre el cuello y la zapata.

Con el cemento ocupando el espacio anular y una longitud predeterminada por encima del colgador (hasta 400 pies), se levanta la sarta para liberar la tubería de perforación del tope del colgador, y se comienza a sacar por parejas (entre 10 y 15) hasta alcanzar aproximadamente 200 pies por encima del tope teórico del espaciador. Luego se circula el lodo de tubería a anular hasta obtener un retorno limpio; se cierra el pozo según lo

estimado para esperar el fraguado del cemento y se termina de sacar la tubería del hoyo. Este tiempo es de suma importancia, ya que de un fraguado completo depende una cementación exitosa.

2.9 Equipos de Fondo y Accesorios

Los equipos de fondo contribuyen a facilitar el proceso de cementación, permitiendo la formación de un anillo de cemento uniforme detrás del revestidor. Es de resaltar que estos equipos son construidos con material perforable.

El *equipo guía* contribuye a dirigir el revestidor a través de "patas de perro" y otras irregularidades del pozo. El equipo de flotación permite liberar la presión en el interior del revestidor, sin permitir el flujo del pozo hacia el interior del mismo.

Algunos de los tipos más comúnmente usados de equipos guías y de flotación, incluyen: zapatas, cuellos flotadores y válvulas de contrapresión. Adicionalmente se utilizan accesorios como: colgadores, grampas o anillos de retención, centralizadores, etc.

2.9.1 La Zapata y El Cuello

La zapata se conecta en el primer tramo de la tubería para luego bajar la sarta; existen diferentes modelos de zapatas, tal como se puede apreciar en la figura 2-4. Entre sus funciones principales están:

- ⇒ Guiar a la tubería a través de las irregularidades del hoyo.
- ⇒ Reforzar el tramo de fondo de la tubería.
- ⇒ Guiar a la mecha para que reingrese más fácilmente a la tubería, cuando se reinicia la perforación

Existen básicamente dos tipos de zapata: la guía y la de flotación. La *zapata guía* tiene una nariz moldeada y la circulación se establece hasta abajo por la tubería y hacia arriba

por el extremo abierto en su punta, o a través de varios orificios laterales que posee. Los orificios laterales inducen mayor agitación, a medida que se va circulando la lechada de cemento hacia arriba a través del espacio anular, removiendo cortes de formación (ripios) y limpiando el pozo.

La *zapata de flotación*, tiene la nariz redondeada al igual que la anterior, y puede tener también la misma configuración de orificios laterales, pero se diferencia en que contiene una válvula de contrapresión. Esta válvula puede funcionar accionada por un resorte o por la presión hidrostática proveniente de la columna de fluido en el pozo, teniendo como función:

- ⇒ Limitar la circulación de fluido en una sola dirección (hacia afuera del revestidor).
- ⇒ Evitar el retorno de la lechada de cemento hacia adentro del revestidor, cuando la presión hidrostática en el espacio anular es mayor.

El Cuello forman otro grupo dentro del equipo guía y de flotación. Su función principal es proporcionar un asiento para la fijación de los tapones de desplazamiento.

Cuando se ubica tubería suficiente en el espacio existente entre el cuello y la zapata guía, queda aislado el cemento contaminado con lodo en ese espacio. De esta manera se evita que el cemento contaminado ocupe el espacio anular afectando la adherencia. Cuando el tapón de desplazamiento asienta en el cuello de flotación, impide la circulación de fluido y evita el sobredesplazamiento del cemento. El aumento de presión en superficie es indicativo que el desplazamiento del cemento en el anular se ha completado.

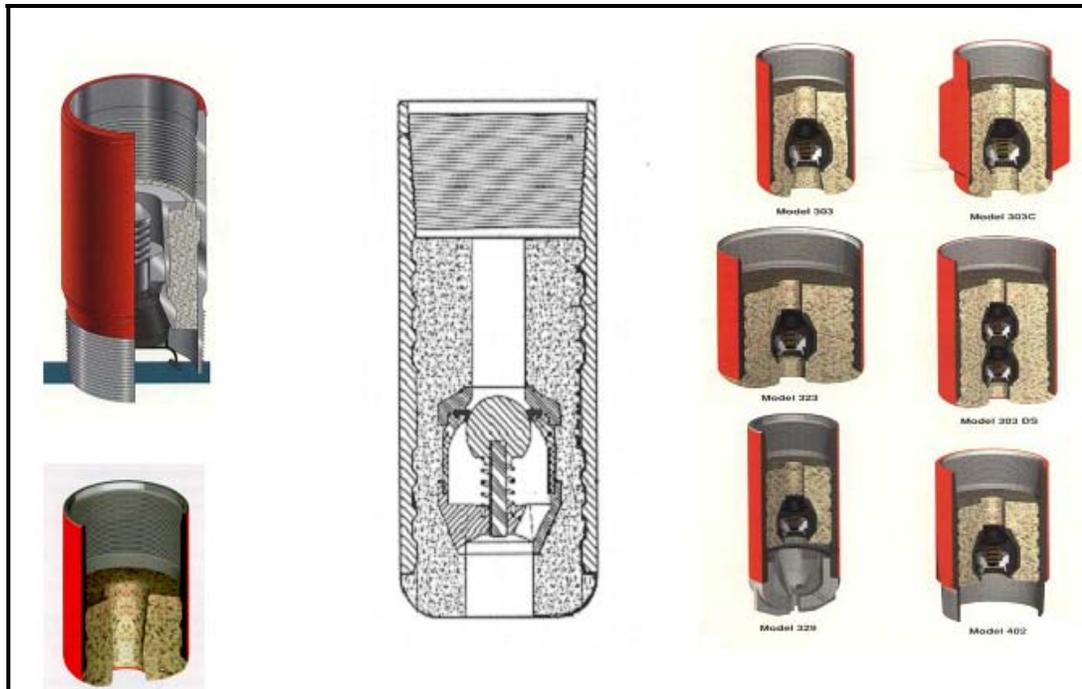


Fig. 2-4 Cuellos y Zapatas Flotadoras

2.9.2 Los Centralizadores

Son dispositivos que se colocan en la parte exterior de la sarta de revestimiento, a manera de abrazaderas. Existen diversos tipos de centralizadores (figura 2-5); los *centralizadores de fleje* consisten de varios arcos de acero tensados entre si por medio de anillos de acero en los extremos. Se recomienda su uso en pozos verticales, colocados cada tres tubos y 200 pies por encima y por debajo de la zona productiva.

Las funciones principales de los centralizadores son:

- ⇒ Centralizar la sarta dentro del hoyo.
- ⇒ Evitar problemas de "arrastres" durante la corrida del "liner".
- ⇒ Proteger la sarta si esta es rotada.



Fig. 2-5 Centralizadores

Existen también los *centralizadores rígidos*, los cuales poseen un diseño sólido que asegura un soporte fijo sin importar las cargas laterales. El diseño de una sola pieza con un diámetro externo óptimo permite un soporte máximo con un arrastre mínimo. Existen varios tipos, tales como: de aletas rectas, en espiral, en línea, etc.

Los centralizadores sólidos rinden notables ventajas para satisfacer el objetivo primordial en cualquier operación de cementación primaria: la máxima separación entre el revestidor y la pared del pozo. El diseño del centralizador sólido presenta varias ventajas que aseguran la fácil introducción al pozo, el adecuado desplazamiento del fluido y la máxima centralización entre la sarta y la pared. Además, se deslizan fácilmente sobre el extremo de la espiga del tubo y quedan libres en la unión o en medio de dos anillos retenedores o abrazaderas, sino, pueden fijarse al revestidor mediante pernos sujetadores.

El *Centralizador Rígido en Espiral* está diseñado para deslizarse sobre la tubería y para que actúe como una superficie de apoyo durante la rotación de la sarta. Además posee un área de flujo reducida, que combinada con las aletas espirales produce un

movimiento de vórtice de los fluidos para inducir flujo turbulento en el anular. Las aletas, fijadas a ángulos de 30 a 45 grados, restringen el área de flujo y dan dirección al flujo de cemento. El movimiento de remolino creado por el ángulo de estas aletas ayuda a impedir la canalización del cemento.

Los centralizadores en línea o "intercasing" se enroscan en la sarta revestidora y forman parte de ella. Son como un tubo revestidor corto provisto de aletas integrales (sin soldar). El uso de este tipo de centralizador se recomienda cuando existe un espacio anular muy pequeño entre la sarta y la pared del pozo.

2.10 Evaluación de la Cementación

Esta etapa es de suma importancia porque, de existir una cementación defectuosa, es aquí donde se toman las medidas necesarias para su reparación, que de ser necesaria, no sería otra cosa que una cementación secundaria.

2.10.1 Prueba de Afluencia

Previamente, se realiza un viaje de limpieza hasta el tope del colgador mediante una mecha de dientes que se utiliza para limpiar el revestidor y perforar el cemento existente por encima del colgador.

Posteriormente se mete tubería con empacadura de prueba la cual se asienta aproximadamente 300 pies por encima del tope del colgador, a fin de realizar el proceso denominado Prueba de Afluencia (ver figura 2-6), con el objetivo de crear un diferencial de presión a favor de la formación (aproximadamente 2000 lpc), mediante el bombeo dentro de la sarta de perforación de un volumen pre-calculado de fluido de baja densidad (gasoil y/o agua) junto con el lodo, para así alcanzar una densidad equivalente que puede estar entre 9 y 11 lpg en el tope del colgador. De esta forma, con el espacio anular sellado y presurizado (500 lpc), se verifica el contraflujo; si el pozo fluye es indicativo que la formación está aportando fluidos a través del colgador, lo cual es indicio de que

no existe un sello de cemento efectivo alrededor del tope del "liner". En este caso, se acciona una válvula de circulación ("bypass") de la empacadura, y se controla el pozo de anular a tubería a través de un "manifold" colocado en superficie, circulando con presión reducida hasta desplazar el fluido de prueba por el lodo original. En caso contrario de que no se observe reacción del pozo, implica la existencia de un sello efectivo de cemento detrás del forro, siendo desplazado de anular a tubería el fluido de prueba por lodo original.

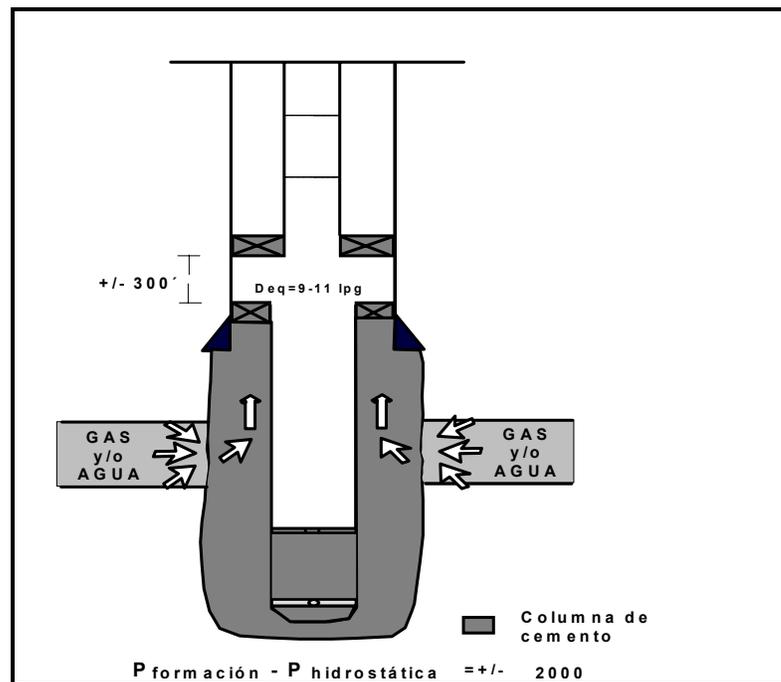


Fig. 2-6 Ilustración de la Prueba de Afluencia.

2.10.2 Registros Acústicos

Realizada la Prueba de Afluencia, se baja tubería con mecha para limpiar las paredes internas del "liner" hasta alcanzar el tope del cuello flotador, y así posteriormente, correr los registros acústicos para la evaluación de la calidad de la adherencia del cemento. La evaluación de un trabajo de cementación representa un paso crítico en la completación de un pozo. Evaluación significa comparar los resultados del trabajo con los objetivos del mismo.

Los registros acústicos tales como el CBL (“Cement Bond Log”) y VDL (“Variable Density Log”), se utilizan a menudo para evaluar la calidad de la adherencia del cemento detrás del revestimiento posterior a un trabajo de cementación. La atenuación de la señal está directamente relacionada a la *impedancia acústica* (Z), pero no así a la de los otros fluidos presentes en el mismo lugar. Es posible por eso, diferenciar entre un cemento totalmente fraguado o blando, fluido de perforación o gas. De cualquier manera la interpretación no es sencilla, ya que los resultados pueden ser influenciados por factores del pozo tales como: la geometría del hoyo, la centralización de la herramienta, espesor de la capa de cemento, el tipo de formación, corrida del registro con o sin presión y el tiempo transcurrido posterior a la cementación

El funcionamiento de la herramienta para medir el perfil CBL/VDL, que se baja al hoyo dentro del revestimiento a evaluar consiste en un **transmisor** que emite un impulso de energía acústica. La onda se propaga a través del lodo de perforación alcanzando las paredes del revestidor, el cual comienza a vibrar. De encontrarse adherido a un material sólido (como el cemento fraguado), la vibración es *atenuada*. El **receptor** ubicado en la parte inferior de la herramienta (de tres a cinco pies desde el transmisor) recibe la *señal*, midiendo dos parámetros principales, la Amplitud (perfil CBL) y el Tiempo de Tránsito (perfil VDL).

La amplitud medida en el perfil CBL es aquella *amplitud máxima* detectada en cierto intervalo de tiempo, generalmente ubicado en el primer pico positivo (E1), tal como se muestra en la figura 2-7. El tiempo de tránsito es el tiempo de propagación de la onda acústica (en microsegundos, μs), desde el transmisor hasta el receptor, siendo la señal detectada por encima de un *nivel mínimo de detección*.

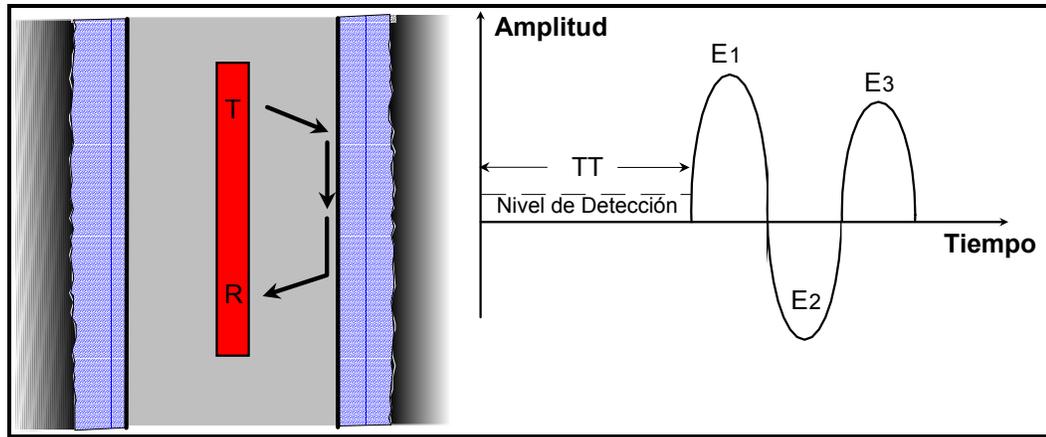


Fig. 2-7 Principio del CBL. Amplitud medida en el perfil CBL.

La amplitud en el perfil CBL es medida en *milivoltios* (mV), a mayor atenuación de la señal menor es la amplitud medida, lo cual implica una mejor adherencia del cemento con la tubería, por lo tanto el nivel de atenuación en el registro CBL es directamente proporcional al área de revestimiento adherida al cemento.

CAPÍTULO 3

Tuberías Expansibles

La tecnología de tubulares expansibles involucra un proceso que expande radialmente a la tubería dentro del hoyo, especialmente en aquellos ambientes considerados de alto riesgo como los pozos profundos. En la actualidad, las empresas operadoras han tenido que utilizar tuberías revestidoras de diámetros progresivamente más pequeños a medida que la perforación se hace más profunda; los tubulares expansibles están diseñados para atenuar el efecto. La capacidad para ser expandido *in situ* es lo que permite conservar el diámetro interno del revestidor; por lo tanto es menos probable que se tenga que abandonar un objetivo a evaluar porque no pueda llegar con un tamaño de hoyo apropiado. La industria petrolera tienen ahora la posibilidad de perforar hoyos más pequeños desde el comienzo (“slim hole”) alcanzando objetivos más profundos, de manera que se tenga acceso a yacimientos a los que técnica y/o económicamente es imposible de alcanzar con el empleo de los revestidores convencionales, y, lo más interesante, existe la posibilidad de alcanzarlos con tamaños que hoyo que permitan un eventual producción a tasas más rentables de las que actualmente se pueden obtener.

En resumen, esta tecnología se aplica al diseño y construcción de pozos de petróleo y gas para:

- Perforación de pozos verticales, horizontales y pozos desviados con objetivos de largo alcance.
- Acceder a yacimientos económicamente inalcanzables con tecnología convencional.

- RA/RC en pozos vistiendo una camisa expansible dentro del hoyo existente para incrementar la resistencia a los esfuerzos de corte (estallido o colapso) o para reparar revestidores dañados.
- Permitir el diseño de una completación con tubería de producción de mayor diámetro hasta la profundidad total sin aumentar el tamaño de los revestidores precedentes.

El concepto de revestidores expansibles se ve sencillo, pero el proceso completo es complejo e involucra muchos mecanismos fundamentales^{vii}. Las soluciones que hoy día ofrece la tubería expansible están basadas en modelajes analíticos, pruebas de laboratorio y pruebas a gran escala utilizando conectores modificados y novedosos mecanismos de expansión. Estas pruebas han alcanzado importantes avances en el desarrollo de las conexiones roscadas y han demostrado la fiabilidad de esta tecnología.

La idea de una tubería de acero que pudiera expandirse radialmente en un hoyo fue, en principio, desarrollada por la empresa Shell Internacional Exploration and Production a comienzo de la década de los noventa. Hasta los momentos, esta tecnología comprende dos tipos de tubulares: la sólida y la ranurada.

3.1 Tubería Expansible Sólida

La tecnología de Tubería Expansible Sólida (SETTM, por sus siglas en inglés) se desarrolló a principio de los noventa en los laboratorios de la Royal Dutch Shell en Rijswijk, Holanda, cuando la compañía sintió la necesidad de reducir el efecto telescopio que se produce en el diseño convencional de revestidores. El diseño conceptual original, conducido por dicha empresa en 1993, lo realizó un investigador en metales y procesos metalúrgicos, contratado de la industria automotriz. En consecuencia, la primera prueba exitosa para demostrar que un tubo sólido puede ser expandido utilizó una tubería construida con el mismo tipo de acero que se encuentra en chatarras de automóviles. Para juntar las secciones que componían la tubería, estas

fueron soldadas, ya que las conexiones roscadas expansibles no estaban desarrolladas para la época. La tubería original de cuatro pulgadas de diámetro se expandió aproximadamente un 22 por ciento, lo que demostró la viabilidad de la tubería expansible. En diciembre de 1998 se conformó una nueva compañía para desarrollar y comercializar la SET en el mercado norteamericano; la nueva empresa, Enventure Global Technology, resulto del “*Joint Venture*” llevado a cabo entre Halliburton Energy Services y Shell Technology Services. Para el resto del mercado mundial, la comercialización estaría a cargo de E2 Tech, empresa constituida de un “*Joint Venture*” entre Shell y Baker Hughes.

Hoy en día, los tubulares expansibles son fabricados a partir de tubería de acero estándar, similar a la que se emplea en la industria petrolera. Este acero es tratado a través de un proceso térmico especial para incrementar su ductilidad, lo que permite que el acero sea *empujado* temporalmente dentro de la región plástica (figura 3-1) durante la expansión^{viii}. De esta manera se reduce sensiblemente cualquier defecto del acero a la vez de que se incrementa su resistencia a la fractura.

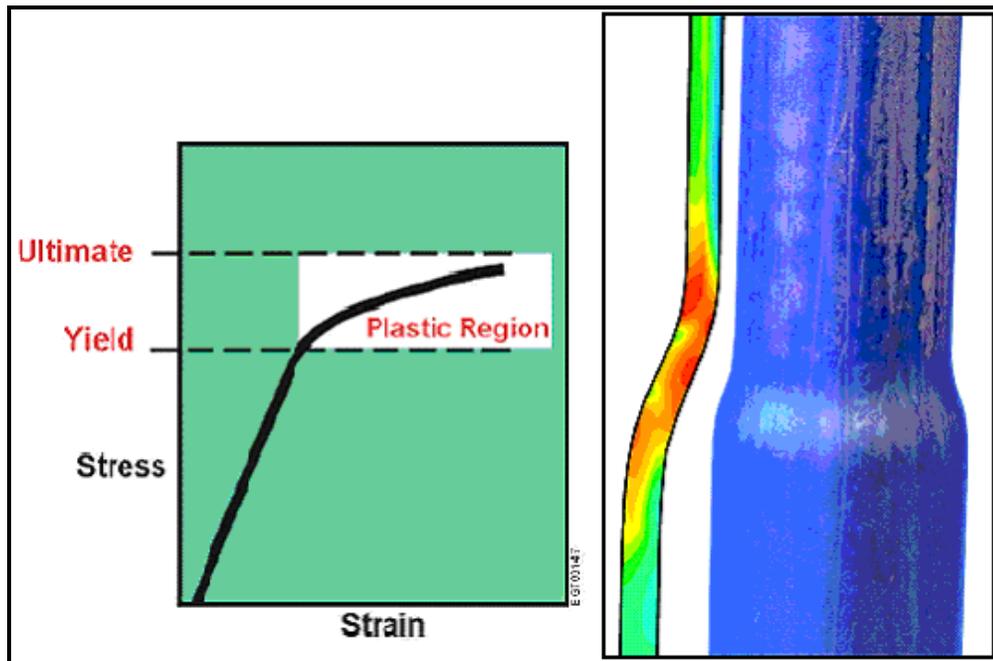


Fig. 3-1 Comportamiento Dúctil de la Tubería.

Los Tubulares Sólidos Expansibles actualmente en uso son tuberías con costura del tipo ERW (siglas en ingles de “elastic resistance weld”), las cuales son fabricadas por la empresa Lone Star Steel bajo encargo y siguiendo las estrictas especificaciones desarrolladas por la empresa Enventure Global Technology. Las especificaciones, particularmente para la variación en el espesor de pared, son mucho más estrictas que para los tubulares convencionales utilizados en el campo. Por ejemplo, el API permite una variación de 12.5 % en el espesor de tuberías convencionales, mientras los requerimientos de Enventure^{ix} permiten solamente una variación de 5 % a un 7 %.

3.1.1 Proceso de la Expansión

Los tubulares sólidos empleados en aplicaciones expansibles, luego de cumplir los estrictos procesos de control de calidad, son roscados con una conexión apropiada desarrollada para mantener un sello a través del proceso de expansión (figura 3-2). Un cono de expansión, o mandril (figura 3-3), se desliza a través de la sarta de revestimiento de manera descendente o ascendente, según sea el caso, por medio de una presión hidráulica diferencial o, si es necesario, se aplica una fuerza mecánica.



Fig. 3-2 Junta Roscada Expansible.

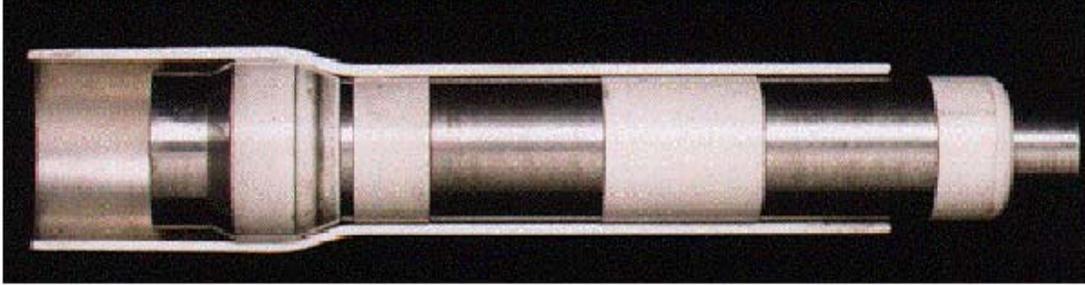


Fig. 3-3 Mandril o Cono de Expansión.

La fuerza hidráulica se aplica bombeando fluido a través de una sarta de tubería que se conecta al cono de expansión, tal como se aprecia en la figura 3-4, y la fuerza mecánica es aplicada por aumento o disminución del peso sobre dicha sarta de tubería. Como ya se ha mencionado, el paso del cono de expansión expande el tubular hasta las dimensiones deseadas en un proceso de deformación plástica conocido como “*Cold Drowing*”.



Fig. 3-4 Ensamblaje del Sistema de Expansión.

La selección de los materiales apropiados para este ensamblaje es crucial, por lo que son seleccionados tomando en cuenta la ductilidad, resistencia al impacto y a los esfuerzos a los que serán sometidos. La herramienta básica de trabajo, el mandril, es sometida a altísimos esfuerzos en su superficie durante el proceso de expansión. La forma del cono y el material que lubrica la interfase entre el cono y el tubular también son aspectos determinantes para una operación exitosa.

Expansiones por encima del 25 por ciento, con respecto al diámetro nominal de la tubería, han sido realizadas con éxito. La mayoría de las aplicaciones en revestidores con diámetros comprendidos entre 3 ½ pulgadas hasta 20 pulgadas han requerido expansiones por debajo del 20 por ciento para lograr las dimensiones deseadas. Numerosas pruebas de laboratorio realizadas en tubulares L – 80 y K – 55 expandidos por encima del 20 por ciento muestran que, aunque las propiedades mecánicas cambian después de la expansión, estas siguen cumpliendo los requerimientos API Spec 5CT en cuanto a la dureza y resistencia a la tensión^x. También se ha observado que las propiedades post – expansión cumplen con los requerimientos del boletín API 5C3 para resistencia al estallido y están cercanos o ligeramente por debajo de la mínima resistencia al colapso.

3.1.2 Propiedades Mecánicas de la Tubería Sólida Expansible

En un principio, el desempeño de los revestidores de grados estándar, sometidos a expansión permanente (por encima del 20 por ciento), era desconocido. Los experimentos iniciales en laboratorio incluyeron pruebas al fuego (las cuales son mucho más significativas que las pruebas a la tensión) para determinar los candidatos a expansión entre varios grados de tubulares tipo API 5CT. Los productos con costura soldada fueron escogidos para los estudios iniciales de expansión debido a que el espesor de pared es controlada de una manera menos compleja.

Debido a que las propiedades mecánicas post – expansión son necesarias para precisar el rango de servicio de los tubulares bajo evaluación, la resistencia al colapso, estallido,

ductilidad y la resistencia al impacto han sido estudiadas para determinados tamaños de tubería y comparados con sus valores originales pre – expansión. Las expansiones discutidas a continuación, se realizaron a la temperatura ambiente, pero los resultados de las expansiones a altas temperaturas (por encima de 350 °F) son similares para el grupo de materiales estudiados hasta la fecha. Se espera por la publicación de los resultados de las pruebas realizadas a temperatura de fondo.

Los resultados de las pruebas de propiedades mecánicas para tubería revestidora grado L – 80, 5 ½ pulgadas, 17 libras por pie, están resumidas en la tabla 3-1.

Tabla 3-1 Propiedades Mecánicas del Revestidor Grado L – 80⁹

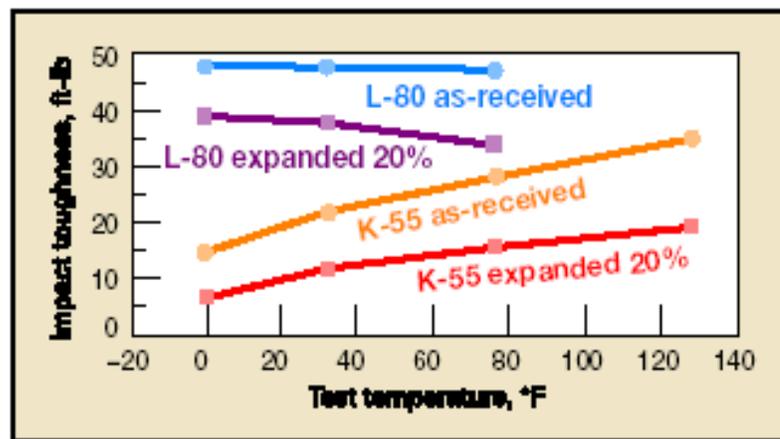
Propiedad	Requerimiento API 5CT Grado L – 80	L – 80 Sin Expansión	L – 80 20 % Expandido
Yield Strength al 0.5% De la extensión total, miles de lpc	80 mínimo	82,3	82,4
Tensile Strength final, miles de lpc	95 mínimo	96,9	104,8

La data confirma que el proceso de expansión realmente afecta a las propiedades mecánicas del material. El “Tensile Strength” final tiende a incrementarse con la expansión. Estos son los resultados naturales que pueden esperarse al trabajar los metales en frío. Se puede notar que, aunque las propiedades del revestidor L – 80 cambian después de la expansión, el “casing” todavía cumple con los requerimientos API 5CT después de expandirse en un 20 por ciento. Resultados similares se obtuvieron con el revestidor grado K – 55, como se muestra en la tabla 3-2.

Tabla 3-2 Propiedades Mecánicas del Revestidor Grado K – 55⁹

Propiedad	Requerimiento API 5CT Grado L – 80	L – 80 Sin Expansión	L – 80 20 % Expandido
Yield Strength al 0.5% De la extensión total, miles de lpc	55 – 80	70,2	79,4
Tensile Strength final, miles de lpc	95 min.	110,5	116,0

Las pruebas también muestran que la expansión afecta la dureza al impacto del acero con que son fabricados los revestidores. Sin embargo, dureza al impacto a 32 °F, y más alta, es todavía aceptable en los casos estudiados, excepto para el K – 55. El grafico 3-1 representa estos resultados.

**Grafico 3-1** Dureza al Impacto vs. Temperatura para los revestidores analizados⁹

Al contrario de lo que mucha gente pudiese pensar, este nivel expansión disminuye la resistencia al colapso de los tubulares, probablemente como resultado del *Efecto Bauschinger*⁹. Este fenómeno ocurre cuando flujo plástico en una dirección (expansión) disminuye el esfuerzo mínimo aplicado al cual el flujo plástico comienza en la dirección

contraria (colapso). Las pruebas para tubería Grado L – 80 indican que, si las dimensiones pre y post – expansión son las mismas, la resistencia al colapso debería disminuir alrededor de un 30 por ciento, como resultado directo del proceso de expansión. Aunque la data de las pruebas para los tubulares Grado L – 80, 5 ½ pulgadas, 17 lb/pie, muestran que las propiedades post – expansión al colapso están cercanos o ligeramente por debajo de los requerimientos del boletín API 5C3, afortunadamente estudios realizados muestran que una porción significativa de la resistencia inicial al colapso puede ser recobrado *in situ* a través de un proceso especial que actualmente se encuentra bajo desarrollo. Las pruebas también han demostrado que el proceso de expansión aparenta no tener efecto negativo sobre la resistencia al estallido. Para la tubería Grado L – 80, 5 ½ pulgadas, 17 lb/pie, su resistencia al estallido cumple y excede los requerimientos del “American Petroleum Institute”.

Por otro lado, se llevaron a cabo pruebas de resistencia a los ambientes corrosivos. Revestidores L – 80 expandidos, unos al 10 por ciento, y otros al 20 por ciento, fueron sometidos al 100 por ciento de su esfuerzo cedente y expuestos a una solución NACE TM0177. Esta prueba, realizada a la temperatura del laboratorio, utilizó una nube de gas de 15 lpc de H₂S sobre una solución acuosa del cinco por ciento en peso (5% wt) de NaCl, acidificado a un pH de 2,8. La prueba sirvió para evaluar la resistencia del material a los agentes corrosivos. Ninguno de los tubulares falló durante los 30 días de exposición al ácido. En la tabla 3-3 se muestran todos los tubulares sólidos disponibles para aplicaciones de expansión, así como sus propiedades mecánicas pre y post – expansión.

3.1.3 Sistemas SET™

En este trabajo se considera solamente a los productos de Enventure Global Technology. Su línea de productos de SET™ consiste en tres sistemas básicos: OHL™ (“Expandable Openhole Liner”), CHL™ (“Expandable Case – Hole Liner”) y el ELH™ (“Expandable Liner Hanger”). Actualmente se está trabajando hacia un sistema *MonoDiámetro*, en el

cual una sarta de revestimiento de un solo diámetro es empleada en toda la longitud del hoyo. El paso intermedio para la Tecnología *MonoDiámetro* es el Sistema SlimWell™¹⁰.

3.1.3.1 Camisa Expansible en Hoyo Abierto (OHL™)

El sistema OHL™ consiste en un revestidor que es corrido a través del “casing” o “liner” previo y luego se posiciona cubriendo la sección de hoyo abierto seleccionada. En el fondo, al final del ensamblaje, se encuentra una *canasta* que contiene el cono de expansión. Esta canasta es comúnmente conocida como el “launcher”, el cual es construido con acero de paredes delgadas de alta resistencia; estas paredes son más delgadas que las del “casing” expansible. El “*launcher*” tiene una longitud que varía entre 3 a 6 pies, dependiendo del tamaño del ensamblaje del cono de expansión. Como el “*launcher*” tiene un espesor de pared más delgado y su diámetro externo es el mismo del *drift* del último revestidor corrido, entonces puede ser introducido dentro del hoyo a través del “casing” previo. En el tope del sistema se localiza una articulación especial que sirve de para fijar el forro. Este *colgador* expansible consta de una articulación elastomérica con anillos externos metálicos que rodean al elastómero y se utiliza para adherir radialmente la sarta expandida a la sarta revestidora previamente corrida. El elastómero otorga un sello hidráulico y da integridad mecánica a la unión de ambas sartas de revestimiento y llena cualquier vacío causado por ovalamiento o por desgaste. Los anillos metálicos proveen un sello metal – metal y crean un anclaje mecánico. La resistencia a la tensión (“pullout strength”) ha sido calculada para exceder las 500.000 libras por pie de sello, con un sello hidráulico mayor a 10.000 lpc por pie de presión diferencial. El ensamblaje puede apreciarse en la figura 3-5.

Una vez que el sistema OHL™ (sarta de revestidores más el cono de expansión) ha sido introducido en el hoyo y sostenido desde la superficie, una sarta de trabajo es montada y asegurada sobre el tope del cono de expansión. Entonces el ensamblaje completo es corrido dentro el hoyo hasta el fondo, utilizando para ello la sarta de perforación. Cuando el OHL™ es posicionado a la profundidad adecuada, se bombea el cemento,

para ello se utiliza una lechada formulada para extender el desarrollo de la fuerza de gel. Esto permite que el cemento permanezca fluido durante el proceso de expansión de manera de que forme un efectivo aislamiento en el espacio anular.

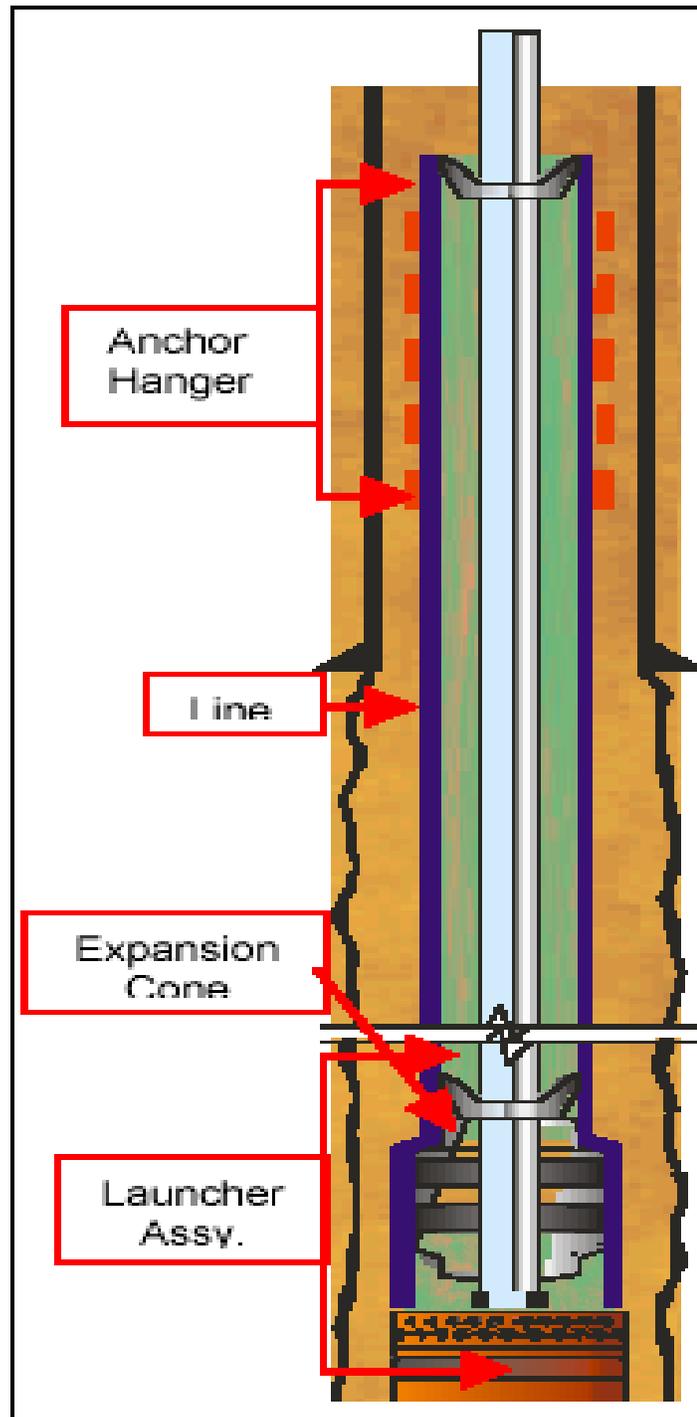


Fig. 3-5 Ensamblaje del OHL™

Tabla 3-3 Especificaciones de las Tuberías Expansibles Sólidas.


ENVENTURE
 Global Technology

24-hr: (281) 596-6666 Office: (281) 492-5000
Fax: (281) 492-5050 EnventureGT.com

Enventure Solid Expandable Tubular (SET) Systems

Base Casing				Solid Expandable Tubular System (approximate inches)										Mechanical Properties *			
OD (in.)	Weight (lb/ft)	ID (in.)	Drift (in.)	Pre-Expansion		Yield Strength (psi)	Post-Expansion		Exp. Ratio % (ID)	Pre-Expansion *		Post-Expansion *					
				OD	ID		lb/ft	Wall		Initial	Strength	OD	ID	Drift	Yield	Collapse	Yield
16.000	97.0	14.850	14.662	13.375	12.615	54.5	11.0	14.010	13.870	11.1%	3,978	1,140	3,470	600			
16.000	95.0	14.868	14.680	13.375	12.615	54.5	0.380	14.759	14.028	13.888	3,978	1,140	3,460	600			
16.000	84.0	15.010	14.822	13.375	12.615	54.5	0.380	14.897	14.170	14.028	3,978	1,140	3,420	570			
16.000	75.0	15.124	14.936	13.375	12.615	54.5	0.380	15.005	14.137	13.2%	3,978	1,140	3,380	560			
13.375	72.0	12.347	12.191	11.750	11.000	47.0	0.375	12.237	11.500	11.385	4.225	1,590	4.210	1,090			
13.625	86.2	12.375	12.219	11.750	11.000	47.0	0.375	12.305	11.570	11.454	4.225	1,590	4.180	1,060			
13.375	68.0	12.415	12.259	11.750	11.000	47.0	0.375	12.305	11.570	11.454	4.192	1,590	4.180	1,060			
11.875	71.8	10.711	10.625**	9.625	8.921	36.0	0.352	10.657	9.980	9.880	5.120	2,370	4.430	1,270			
11.750	65.0	10.682	10.625	9.625	8.921	36.0	0.352	10.657	9.980	9.880	5.120	2,370	4.430	1,270			
11.750	60.0	10.772	10.616	9.625	8.921	36.0	0.352	10.657	9.980	9.880	5.120	2,370	4.430	1,270			
10.750	65.7	9.960	9.404	8.625	7.921	32.0	0.352	9.427	8.750	8.663	5.503	3,000	5.020	1,810			
10.750	60.7	9.960	9.504	8.625	7.921	32.0	0.352	9.524	8.850	8.762	5.503	3,000	4.950	1,750			
9.875	62.8	8.625	8.469	7.625	6.875	29.7	0.375	8.486	7.770	7.692	6.885	4,790	5,900	2,610			
9.625	53.5	8.535	8.379	7.625	6.875	29.7	0.375	8.393	7.674	7.597	6.885	4,790	5,900	2,700			
9.625	47.0	8.681	8.525	7.625	6.875	29.7	0.375	8.544	7.830	7.752	6.885	4,790	5,850	2,560			
9.625	43.5	8.755	8.599	7.625	6.875	29.7	0.375	8.830	8.544	8.466	6.885	4,790	5,850	2,560			
9.625	40.0	8.835	8.679	7.625	6.875	29.7	0.375	8.650	7.931	7.853	6.885	4,790	5,700	2,500			
7.625	47.1	6.375	6.250	5.500	4.892	17.0	0.304	6.074	5.500	5.445	7.738	6,285	6,620	3,450			
7.625	39.0	6.625	6.500	6.000	5.390	18.6	0.305	6.508	5.920	5.861	7.117	5,195	6,320	3,040			
7.625	33.7	6.765	6.640	6.000	5.390	18.6	0.305	6.663	6.080	6.019	7.117	5,195	6,120	2,810			
7.625	28.7	6.875	6.750	6.000	5.390	18.6	0.305	6.769	6.190	6.128	7.117	5,195	5,990	2,690			
7.000	32.0	6.094	5.969	5.500	4.892	17.0	0.304	6.041	5.460	5.405	7.738	6,285	6,775	3,670			
7.000	29.0	6.184	6.059	5.500	4.892	17.0	0.304	6.041	5.460	5.405	7.738	6,285	6,775	3,670			
7.000	26.0	6.276	6.151	5.500	4.892	17.0	0.304	6.148	5.570	5.514	7.738	6,285	6,580	3,400			
7.000	23.0	6.366	6.241	5.500	4.892	17.0	0.304	6.254	5.680	5.623	7.738	6,285	6,430	3,190			
7.000	20.0	6.456	6.331	5.500	4.892	17.0	0.304	6.254	5.680	5.623	7.738	6,285	6,430	3,190			
5.500	23.0	4.670	4.545	4.250	3.750	10.7	0.250	4.523	4.040	4.000	8.235	7,150	7,470	4,650			
5.500	20.0	4.778	4.653	4.250	3.750	10.7	0.250	4.593	4.115	4.074	8.235	7,150	7,290	4,400			
5.500	17.0	4.892	4.767	4.250	3.750	10.7	0.250	4.761	4.287	4.245	8.235	7,150	6,960	3,940			
5.500	15.5	4.950	4.825	4.250	3.750	10.7	0.250	4.820	4.349	4.306	8.235	7,150	6,840	3,770			
5.500	14.0	5.012	4.887	4.250	3.750	10.7	0.250	4.820	4.349	4.306	8.235	7,150	6,840	3,770			
5.500	23.0	4.670	4.545	4.250	3.750	10.7	0.250	4.523	4.040	4.000	5.660	5,495	5,140	3,680			
5.500	20.0	4.778	4.653	4.250	3.750	10.7	0.250	4.593	4.115	4.074	5.660	5,495	5,010	3,510			
5.500	17.0	4.892	4.767	4.250	3.750	10.7	0.250	4.761	4.287	4.245	5.660	5,495	4,790	3,200			
5.500	15.5	4.950	4.825	4.250	3.750	10.7	0.250	4.820	4.349	4.306	5.660	5,495	4,700	3,090			
5.500	14.0	5.012	4.887	4.250	3.750	10.7	0.250	4.820	4.349	4.306	5.660	5,495	4,680	3,050			
Expandable Liner Hanger				OD	Length	Utl. Load	Post ID										
9.625	53.5	8.535	8.379	8.310	18.34 ft	425,000 lb	7.000**										

Ver 5.1bd 04/02/02
 ** Special Drift
 *** without liner crossover
 ENVENTURE DOES NOT GUARANTEE THE ACCURACY OF ANY WELL DESIGN BASED UPON THIS TOOL OR ANY INTERPRETATION THAT THIS TOOL MAY ALLOW OR BASED UPON ANY RECOMMENDATIONS THAT MAY BE GIVEN BY ENVENTURE'S PERSONNEL OR IN ANY OTHER FORM. ANY USER OF THIS TOOL OR THE DATA OR DESIGNS CREATED BY IT OR BY ENVENTURE'S PERSONNEL AGREES THAT ENVENTURE IS NOT RESPONSIBLE, EXCEPT WHERE DUE TO ENVENTURE'S GROSS NEGLIGENCE OR WILLFUL MISCONDUCT, FOR ANY LOSS, DAMAGES, OR EXPENSES RESULTING FROM SUCH USE.

El cemento es desplazado hacia el fondo a través de la sarta de trabajo con un dardo o tapón de desplazamiento que se asienta encima de la zapata flotadora. Esto crea una

cámara presurizada entre la zapata flotadora y el cono de expansión. Después de que el dardo es bombeado, el OHL™ es expandido desde el fondo hacia arriba por medio del bombeo de fluido a través de la sarta de trabajo, impulsando el cono de expansión a través de la tubería expansible. La tubería expandida entonces queda con un diámetro externo que es mayor que el diámetro externo del “*launcher*”, y su diámetro interno es expandido hasta el mismo tamaño del diámetro interno del “*launcher*”. Cuando el cono de expansión alcanza el solapamiento (“*overlap*”) entre el forro y el revestidor previo, el *colgador* es expandido para proveer un sello permanente entre ambas sargas de revestidores.

La secuencia de instalación para el OHL™ es la siguiente (figura 3-6):

1. Perforar la sección del hoyo para facilitar la instalación del forro expansible.
2. Correr dentro del hoyo el ensamblaje completo.
3. Bombear el cemento y cubrir la longitud del forro expansible.
4. Asentar el tapón de desplazamiento.
5. Expandir el “*liner*”.
6. Expandir la junta elastomérica para *colgar* el “*liner*”.
7. Regresar al fondo con la mecha y perforar la zapata.

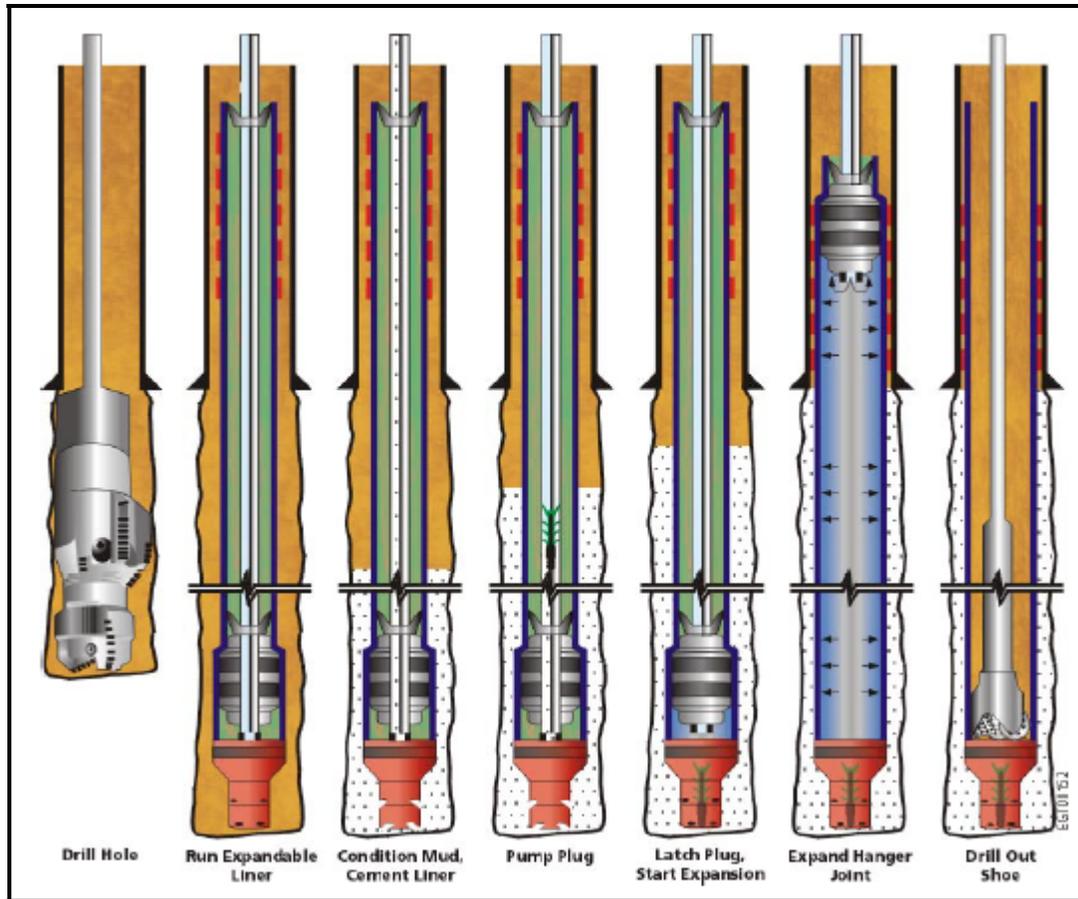


Fig. 3-6 Proceso de Expansión del OHL™.

Existen dos razones que explican el porqué el sistema es expandido desde el fondo hacia arriba. La primera está relacionada al acortamiento del “liner” durante la expansión. Los forros son, a menudo, difíciles para colocar a la profundidad total planificada, por lo que puede ser posicionado un poco más alto. Una expansión desde arriba podría primero anclar el forro en el *colgador*, y, como resultado de la expansión, se acortaría la longitud del “liner” desde el fondo hacia arriba, por lo que el forro expandido se acortaría hacia arriba. Por otro lado, una expansión desde el fondo asienta al “liner” a la profundidad más baja, por lo que el acortamiento ocurre en el “overlap”. De esta manera se asegura que el “liner” cubra el fondo del hoyo.

La segunda razón que justifica la expansión de un OHL™ desde el fondo está relacionada a las operaciones de la sarta de trabajo. Es más fácil bombear a través de

esta sarta y aumentar su longitud que si se expandiera desde arriba. Como la sarta de trabajo está aumentando su longitud como parte del proceso de expansión desde el fondo (el forro va disminuyendo su longitud), una fuerza adicional puede ser aplicada sobre la sarta de trabajo, si es necesario, para servir como un segundo mecanismo de expansión (expansión mecánica). El tamaño del “casing” y sus propiedades mecánicas típicamente determinan las fuerzas de propagación requeridas para expandir al “liner”.

3.1.3.2 Camisa Expansible en Hoyo Revestido (CHL™)

El sistema CHL™ es utilizado para reparar o reforzar el revestidor existente. Múltiples sistemas CHL™ pueden ser corridos en un mismo pozo para reparar diferentes secciones del “casing”.

El sistema es mecánicamente similar al OHL™, con la diferencia de que posee sellos elastoméricos en ambos extremos del tubular (figura 3-7). Estos *colgadores* llenan cualquier deformación debido a danos, fatiga o diferencias entre la *ovalamiento* del CHL™ y la del “casing” que se desea reparar (figura 3-8).

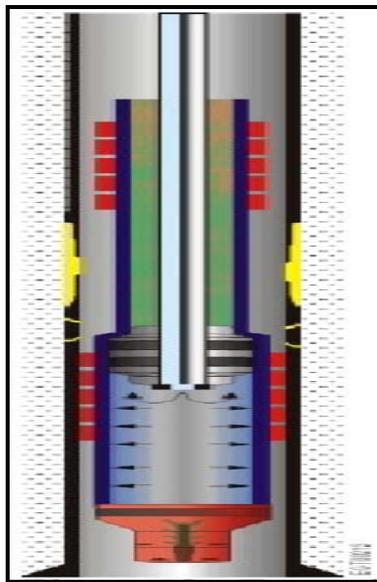


Fig. 3-7 Juntas Elastoméricas en CHL™

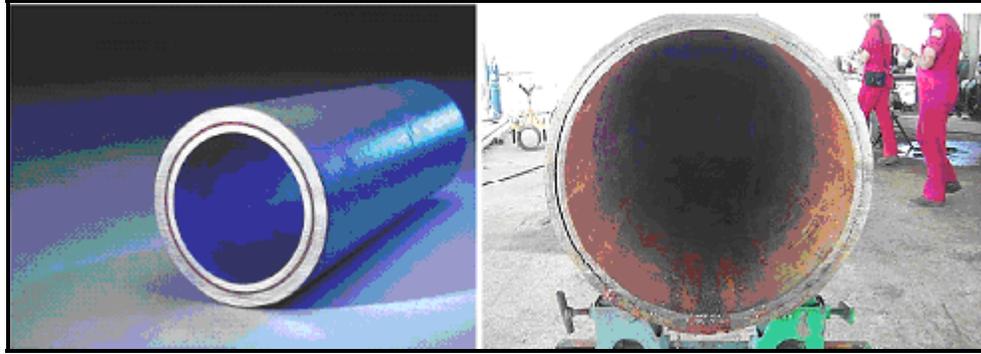


Fig. 3-8 CHL™ como refuerzo o para reparar el revestidor dañado o debilitado.

Adicional a la reparación de revestidores dañados, el sistema CHL™ hace posible el sellado de las perforaciones en revestidores de producción y así poder recompletar o perforar a mayores profundidades. Este sistema es expandido desde el fondo, de manera similar al sistema expansible a hoyo abierto. El diámetro interno del “casing” a reparar debe ser determinado con una precisión de 0,05 pulgadas para que el mecanismo pueda ser correctamente diseñado. La integridad de la cementación existente debe ser evaluada para que el intervalo seleccionado pueda ser sellado; si existe canalización previa a través de dicha cementación, es posible que no se logre un aislamiento hidráulico efectivo en el intervalo reparado. El diámetro *drift* del “casing” *in situ* debe ser calculado para asegurarse de que el “*launcher*” pueda ser introducido y llevado hasta la profundidad deseada.

El sistema CHL™ puede ser corrido en dos maneras: fondo parcialmente abierto o con el fondo totalmente cerrado al flujo. Con el fondo abierto, a medida que se va bajando el ensamblaje, se permite la circulación de fluido por dentro del mismo, y cuando este ensamblaje se fija en la posición deseada, se lanza el dardo desde arriba para formar la cámara presurizada a nivel del mandril y comenzar así el proceso de expansión. Cuando se corre con el fondo sellado al flujo, el sistema es posicionado con el dardo ya anclado, de manera que se elimina un paso operacional y, de esta forma, se reduce el tiempo de la operación; este sistema puede ser conveniente en ambientes someros o con baja presión. Sin embargo, cuando se decide correr el CHL™ con el fondo sellado, el forro expansible

debe ser llenado con fluido para prevenir una excesiva exposición a diferenciales de presión al colapso. La secuencia de instalación para el CHL™ es la siguiente (figuras 3-9 y 3-10):

1. Correr con ensamblaje de mecha y raspadores para limpiar el revestidor de escamas y/o corrosión.
2. Evaluar el revestidor para determinar su integridad, diámetro interno, *drift*, espesor de pared y posibles deformaciones (ovalamiento).
3. Correr el ensamblaje completo y posicionarlo.
4. Lanzar y fijar el dardo (de ser necesario).
5. Expandir el forro.
6. Realizar las pruebas de integridad.
7. Perforar la zapata flotadora del sistema CHL™.

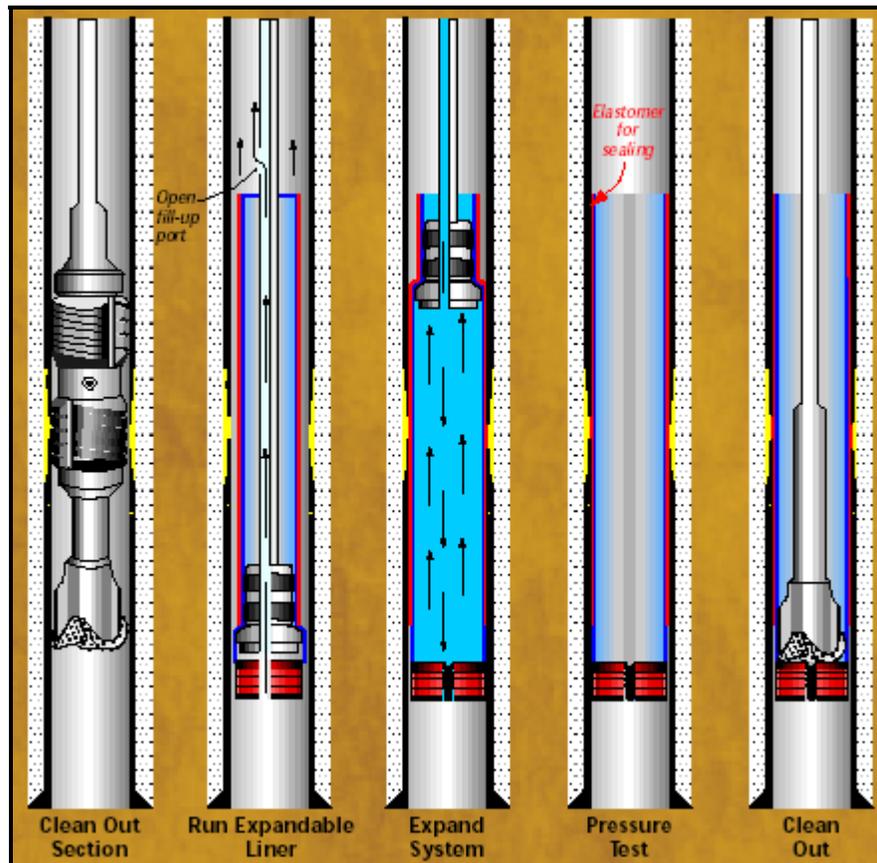


Fig. 3-9 Corrida del CHL™ con el fondo parcialmente abierto.

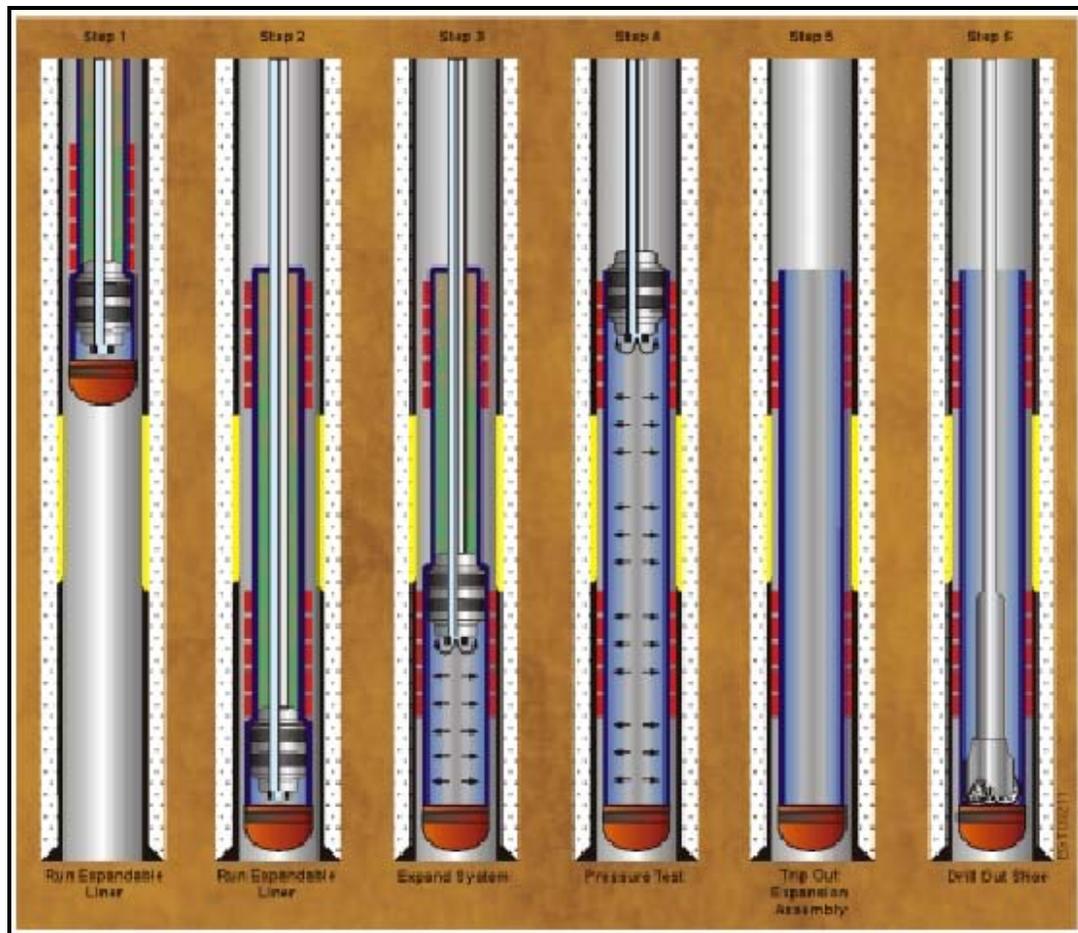


Fig. 3-10 Corrida del CHL™ con el fondo sellado.

3.1.3.3 Sistema de Colgador Expansible (ELH™)

Este sistema se utiliza cuando un “liner” convencional (no expansible) va a ser instalado. La junta que une al ELH™ con el forro es una sección de tubular especialmente diseñada para cumplir esta función, otorgando un sello hidráulico ajustado similar al que otorgan las empaaduras convencionales (figura 3-11). Un sistema de tapón de limpieza o un equipo que arranque desde el fondo es fijado en el fondo de la unión. Dentro de esta unión, un cono toroidal de expansión se monta sobre un mandril que se desliza la longitud de la unión. El mandril se asegura en el fondo de la unión, permitiendo que el “liner” sea rotado y reciprocado durante la instalación. (Figura 3-12). Las pruebas indican que el sistema ELH™ provee una mejor presión de sello, cuando se compara con sistemas convencionales de “liners” con empaaduras.

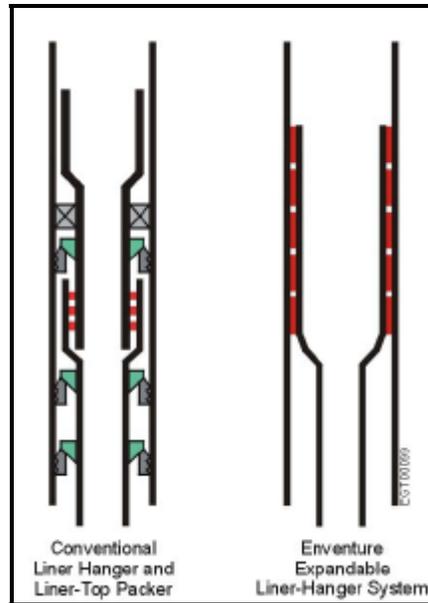


Fig. 3-11 Comparación entre el ensamblaje convencional colgador – empacadura y el sistema EHL™.



Fig. 3-12 Unión entre el ELH™ y el “liner”

En contraste con los otros sistemas (OHL™ y CHL™), el colgador expansible es expandido desde arriba hacia el fondo. Esta técnica brinda una mayor flexibilidad en el sistema de corrida, además de opciones adicionales en caso de contingencia. A diferencia de los sistemas de “liners”, solamente 10 pies en el tope es expandido. Una vez que el cono de expansión ha sido corrido dentro del ELH™, el borde puede actuar como un receptáculo de borde pulido para una completación *monobore* u otro sistema de *tie back*, eliminando la necesidad de una empaadura en el tope del “liner”. Si se desea un receptáculo de borde pulido, este puede ser colocado encima o debajo del ELH™.

La secuencia de instalación es la siguiente (figura 3-13):

1. Perforar la sección donde se va a colocar el forro convencional.
2. Cementar el forro convencional.
3. Lanzar el tapón de desplazamiento.
4. Expandir el ELH™.
5. Remover la herramienta de corrida del ELH™.
6. Perforar la zapata flotadora del “liner” convencional.

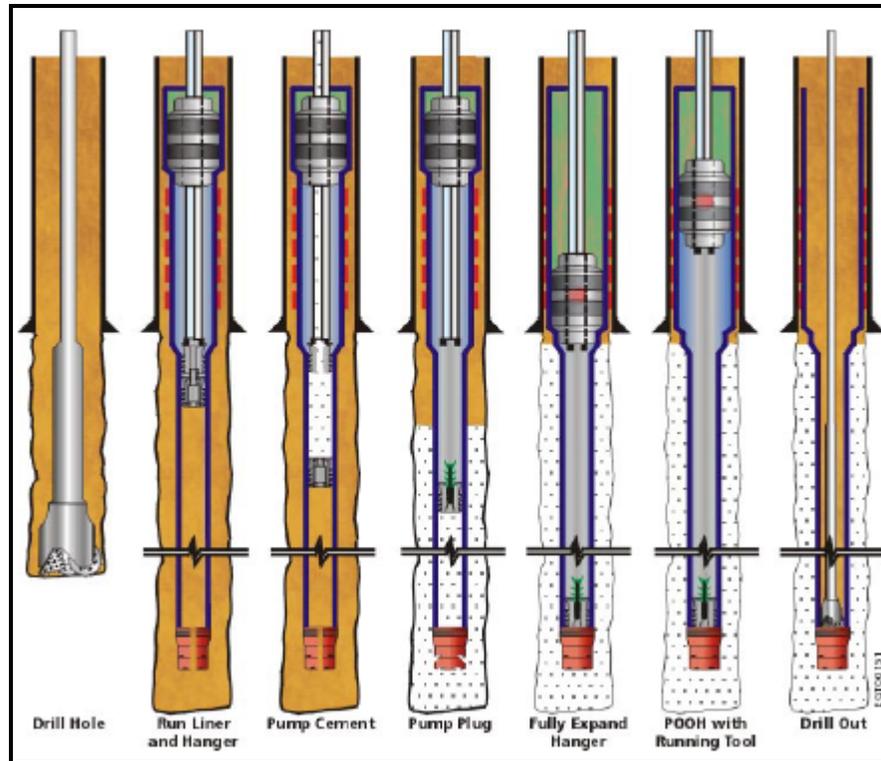


Fig. 3-13 Procedimiento de corrida del sistema ELH™.

3.1.4 Conexiones Expansibles.

Shell E&P Technology Co. comenzó trabajando con la compañía Grant Prideco en 1998 en el continuo desarrollo de la tecnología de tubulares expansibles. En esa época, una tubería flexible (“coiled tubing”) de 3 ½ pulgadas y otra rígida de 4 pulgadas fueron soldadas y sometidas a un proceso de expansión, esta prueba se realizó a condiciones de superficie y resultó exitosa, aumentando la viabilidad del proceso de expansión de tubulares.

Sin embargo, los investigadores visualizaron la necesidad de desarrollar un proceso que permitiera expandir las conexiones de los tubulares para que el sistema tuviese aplicación práctica en el campo. También se observó que un factor crítico en el éxito de tales procesos debería ser la capacidad de expandir conexiones que mantuvieran su integridad mecánica e hidráulica antes, durante y después del proceso de expansión. Grant Prideco tenía la experiencia en conexiones de tubulares para la industria y los

recursos para transformar las conexiones desde un diseño conceptual hasta la realidad. Luego de constituirse la empresa Enventure GT, esta le propuso a Grant Prideco la conformación de una cooperativa para el desarrollo de este proceso, en el cual cada compañía contribuiría con el desarrollo de ingeniería y la sufragación de costos. Esta cooperación permitió el rápido desarrollo de esta tecnología.

Una conexión tradicional de “casing” o de tubería tiene dos funciones: Una es la función mecánica o estructural de conectar dos secciones de tubulares; el sistema de conexión debe resistir todo tipo de cargas a las que será sometido el tubular durante su vida útil. La segunda función es contener las presiones, manteniendo un *colchón* de fluido sellado para contener las presiones, tanto internas como externas, a las que el tubular es sometido. Es por ello que el perfil de las conexiones a ser utilizadas para tubulares expansibles también requiere consideraciones especiales en su diseño.

3.1.4.1 Perfil de las Conexiones Expansibles.

En las conexiones convencionales, el espesor de pared es usualmente mayor a través de la conexión que en el resto de la sarta, lo que podría causar problemas durante un eventual proceso de expansión ya que si el ID de la sarta es más pequeño a través de la conexión debido al aumento del espesor de pared, se causa una obstrucción al cono de expansión que podría bloquearlo completamente durante su corrida. Por otro lado, si se mantiene en ID de la sarta uniforme en toda su longitud, entonces el OD de la sarta es mayor a través de la conexión (debido al aumento del espesor en esa zona); en este caso, el perfil externo del tubular expandido puede no ser compatible con el perfil interno del revestidor sobre el cual se esté expandiendo. Esta incompatibilidad en los perfiles podría comprometer la integridad del sello generado por la expansión. Finalmente, como la presión requerida para expandir la tubería es función del espesor de la misma, se debería tener mucho cuidado de que el incremento de presión requerido para expandir la sarta a nivel de la conexión no exceda la presión de estallido en el resto del sistema.

3.1.4.2 Integridad Mecánica.

Cuando las roscas de las conexiones son realizadas en la tubería, el espesor de pared y el área efectiva para resistir los esfuerzos disminuye a través de la conexión. La eficiencia de una conexión es la relación entre la resistencia a la tensión de la conexión y la resistencia a la tensión del cuerpo del tubular. Es por ello que las conexiones convencionales compensan este problema con un aumento del espesor de pared en la rosca. Como ya se ha mencionado, en el proceso de expansión el mandril debe deformar al tubular en su región plástica; los esfuerzos tangenciales aplicados al tubular deben, entonces, ser mayores a su “yield strength”. Cuando se aplica presión para crear los esfuerzos tangenciales necesarios, un esfuerzo de tensión longitudinal equivalente al esfuerzo tangencial es creado en el tubular. Hasta los momentos, la eficiencia de las conexiones para tubulares expansibles debe ser, al menos, de 0,5 ó 0,55 con un factor de seguridad del 10 por ciento.

Existen numerosos diseños para las conexiones, y todos ellos se basan en uno o más de los tres tipos de mecanismo de sello: sello de rosca (thread seal), anillo sellante no elástico (non – resilient) o sello metal – metal (metal – to – metal seal). La escogencia de cualquiera de estos tres tipos de sello depende de la presión de la conexión. Esta presión es el resultado de una adecuada interacción entre los costados de la rosca, raíces o crestas en combinación con el material del que esté fabricada la rosca, generando una rosca sellada. El espacio entre estos elementos es sellado por el entrapamiento de sólidos presentes en los componentes de la rosca. Para compuestos de roscas API modificadas, los sólidos incluyen una combinación de grafito energizado, plomo energizado y polvo de zinc.

Para alcanzar la integridad a la presión a través de las conexiones convencionales, las roscas en las cajas y los pines están usualmente diseñadas para juntarse lo más ajustado posible. Este tipo de diseño ajustado puede causar problemas en los conectores expansibles. Las roscas de una de las juntas se estarían expandiendo en un perfil determinado (por ejemplo convexo, para el caso de que las roscas se estén extendiendo)

mientras las roscas de la otra junta se estarían expandiendo en un perfil diferente (por ejemplo cóncavo, donde las roscas se están comprimiendo). En este caso se dañarían las roscas y se destruiría cualquier sello hidráulico que estuviese presente.

Análisis de elementos finitos ha sido utilizado para modelar los procesos de expansión y simular varios diseños, de manera que se minimice el tiempo y esfuerzo para llegar a un diseño exitoso. Las pruebas se realizaron en un laboratorio cerrado (figura 3-14), en otro acondicionado en la superficie (figura 3-15) y en un pozo para confirmar los resultados de la simulación.



Fig. 3-14 Ensayos Preliminares en Laboratorios.

La junta expansible es un tubular cuyo espesor de pared no cambia a través de la conexión (16). Sus roscas especiales están diseñadas para permanecer sin daño durante expansiones hasta por encima de un 23 por ciento del OD del tubular. Las conexiones expansibles utilizan una tecnología de sellos completamente nueva. Las roscas y mecanismos de sello permiten que la conexión *flote* durante el proceso de expansión.



Fig. 3-15 Pruebas de Conexiones Expansibles en Laboratorios de Superficie.

Los tubulares expansibles son corridos con la conexión *pin* hacia arriba. Con esta convención de corrida, como el mandril se desliza desde el fondo hacia arriba, las roscas del *pin* se expanden hacia afuera contra las roscas del *box* para mantener un contacto óptimo entre las roscas durante el proceso de expansión. Si se invierte la posición de los tubulares, el mandril tenderá a expandir las roscas del *box* contra el *pin*, lo que ocasiona una pérdida de integridad en la conexión.

Las tablas 3-4, 3-5 y 3-6 muestran los datos obtenidos de las pruebas realizadas en conexiones con OD de $7 \frac{5}{8}$ pulgadas. Estos resultados reflejan la resistencia al colapso, estallido y tensión de varias conexiones probadas (16). Todas las conexiones fueron expandidas un 14 % (de un OD de 7,625 pulgadas a un OD de 8,528 pulgadas).

Tabla 3-4 Resultados al Colapso de Conexiones Expandidas.

COLLAPSE												
Name	Sample	Measured Pressure (psi)	API Traditional Pressure (psi)	Nominal API Mode	Nom Exp	Orig OD (in.)	Orig ID (in.)	Orig Wall (in.)	Exp OD (in.)	Exp ID (in.)	Exp Wall (in.)	Exp OD/Wall
F-P2	P2A	2,727	2,993	Transition	14%	7.625	6.875	0.375	8.528	7.838	0.345	24.7
	P2B	2,690	2,993	Transition	14%	7.625	6.875	0.375	8.528	7.838	0.345	24.7
	P2C	2,809	2,993	Transition	14%	7.625	6.875	0.375	8.528	7.838	0.345	24.7
C2	C2A	2,665	2,993	Transition	14%	7.625	6.875	0.375	8.528	7.838	0.345	24.7
	C2B	2,648	2,993	Transition	14%	7.625	6.875	0.375	8.528	7.838	0.345	24.7

Tabla 3-5 Resultados al Estallido de Conexiones Expandidas.

BURST										
Name	Name	Burst Pressure (psi)	Nom Exp	Orig OD (in.)	Orig ID (in.)	Orig Wall (in.)	Exp OD (in.)	Exp ID (in.)	Exp Wall (in.)	Exp OD/Wall
L-P1	P1B	9,980	14%	7.625	6.875	0.375	8.528	7.838	0.345	24.7
	P1C	9,900	14%	7.625	6.875	0.375	8.528	7.838	0.345	24.7
	P3A	10,130	14%	7.625	6.875	0.375	8.528	7.838	0.345	24.7
C1	C1A	9,960	14%	7.625	6.875	0.375	8.528	7.838	0.345	24.7
	C3B	9,850	14%	7.625	6.875	0.375	8.528	7.838	0.345	24.7

Tabla 3-6 Resultados a la Tensión de Conexiones Expandidas.

TENSILE OR PRESSURE TENSILE											
Old Name	Old Name	Total load at Failure (kips)	Pressure at Failure (psi)	Nom Exp	Orig OD (in.)	Orig ID (in.)	Orig Wall (in.)	Exp OD (in.)	Exp ID (in.)	Exp Wall (in.)	Exp OD/Wall
C3	C3A	630	0	14%	7.625	6.875	0.375	8.528	7.838	0.345	24.7
	C1B	605	0	14%	7.625	6.875	0.375	8.528	7.838	0.345	24.7
C4	C4A	611	7010	14%	7.625	6.875	0.375	8.528	7.838	0.345	24.7
	C4B	596	6731	14%	7.625	6.875	0.375	8.528	7.838	0.345	24.7

Failure is thread failure, not rupture

3.1.5 Tubulares Sólidos Expandibles en el mundo.

Hasta los momentos no se ha realizado proyecto alguno de aplicación de SET™ en América Latina (exceptuando el Golfo de México), solamente se han aplicado en Estados Unidos y en algunos lugares de Europa, específicamente en el Mar del Norte.

Las figura 3-16 muestran el diseño utilizado en uno de los casos de aplicación de tubería sólida expansible, mientras que en la tabla 3-7 se señalan los casos trabajados en Norteamérica, hasta la fecha. En dicha tabla se muestra el lugar, el tipo de SET™ utilizado, la longitud corrida, la profundidad máxima a la que fueron asentados y una breve descripción de la función para la que fueron utilizados. También se muestran los diámetros pre y post – expansión. Más adelante, en el gráfico 3-2, se observa como el OHL™ es el sistema más utilizado, lo que demuestra su gran utilidad como alternativa para el aislamiento zonal.

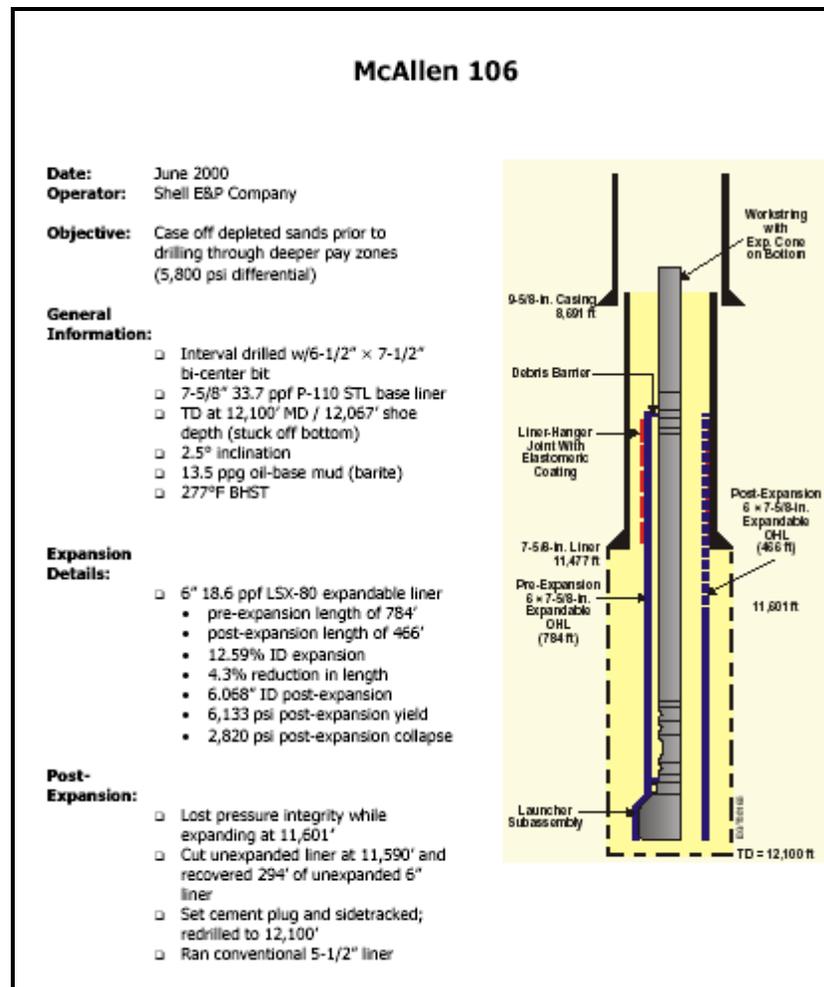


Fig. 3-16 Empleo de SET™ para Aislamiento Zonal

Tabla 3-7 SET™ utilizados en Norteamérica

Fecha	Localidad	Sistema	Longitud (pies)	TVD (pies)	Objetivo
Jul-01	Wellman	OHL™ 5 1/2" x 7"	526	12470	Aislamiento por Pérdida de Circulación
Jun-01	Wellman	OHL™ 6" x 7 5/8"	500	12350	Aislamiento por Pérdida de circulación
Jun-01	Hinojosa	ELH™ 7 5/8" x 9 5/8"	985	3470	Completación
Jun-01	McLean H.	ELH™ 7 5/8" x 9 5/8"	985	11800	Completación
Abr-01	Miss Canyon	OHL™ 13 3/8" x 16"	2350	14200	Preservar Tamaño del hoyo
Mar-01	Wa Askey	CHL™ 4 1/4" x 5 1/2"	450	7775	Cubrir Perforaciones
Feb-01	Miss Canyon	OHL™ 6" x 7 5/8"	298	12542	Aislar Zonas Agotadas
Feb-01	WC Parlang.	CHL™ 5 1/2" x 7 5/8"	20,5	19781	Reparar Revestidor
Ene-01	Alaminios C.	OHL™ 9 5/8" x 11 3/4"	1456	16903	Preservar Tamaño del Hoyo
Ene-01	Wm. Miller	CHL™ 4 1/4" x 5 1/2"	546	7775	Cubrir Perforaciones
Sep-00	Jordan U.	CHL™ 4 1/4" x 5 1/2"	1337	3064	Reparación de Revestidor
Sep-00	Lost Hills	CHL™ 5 1/2" x 7"	504	4727	Reparación de Revestidor
Sep-00	Alaminos C	OHL™ 13 3/8" x 16"	1186	12700	Preservar Tamaño del Hoyo
Ago-00	Thomas R	OHL™ 6" x 7 5/8"	2016	2300	Preservar Tamaño del Hoyo
Jun-00	McAllen 106	OHL™ 6" x 7 5/8"	495	12100	Aislar Zonas Agotadas
May-00	WRKM b	CHL™ 4 1/4" x 5 1/2"	555	3773	Reparación de Revestidor
May-00	WRKM c	CHL™ 4 1/4" x 5 1/2"	948	1824	Reparación de Revestidor
May-00	WEKM a	CHL™ 4 1/4" x 5 1/2"	201	4883	Reparación de Revestidor
Mar-00	Viosca K	CHL™ 5 1/2" x 7 5/8"	35	15000	Cubrir Perforaciones
Mar-00	Raul Tij.	OHL™ 13 3/8" x 16"	605	640	Preservar Tamaño del Hoyo
Feb-00	Miss Can.	OHL™ 7 5/8" x 9 5/8"	1200	5874	Preservar Tamaño del Hoyo
Nov-00	W Cameron	OHL™ 7 5/8" x 9 5/8"	985	13131	Aislar Zonas Sobrepresurizadas

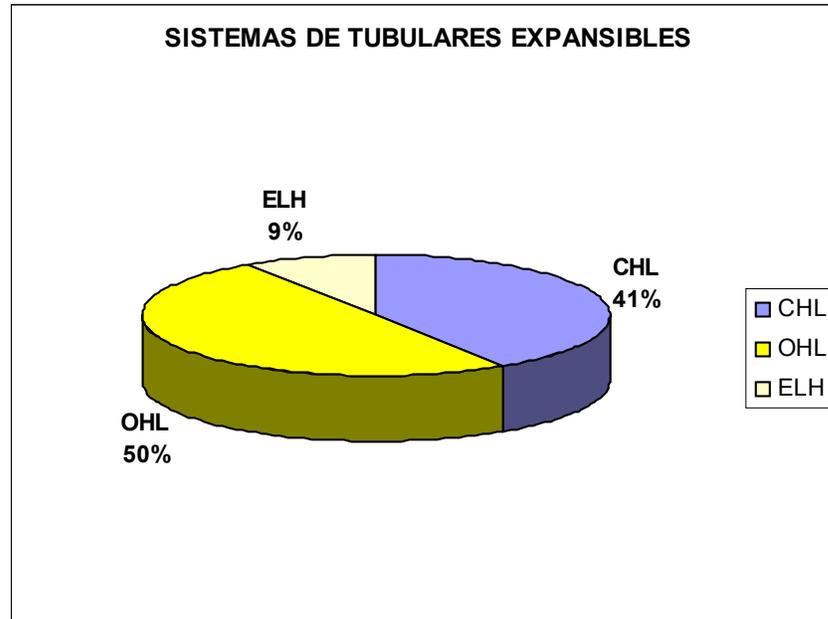


Gráfico 3-2 Porcentaje de Aplicación de Tubulares Expansibles

3.2 Tubería Expansible Ranurada

Esta variante en la tecnología de tubulares expansibles es conocida como EST®, siglas de “Expandable Slotted Tube”; parte del mismo principio de la expansión de tuberías sólidas, es decir, la deformación plástica del metal. En este caso, el proceso de fabricación de los tubulares difiere del utilizado por la empresa Lone Star Steel. Los tubulares ranurados distribuidos por la empresa Weatherford Completion Systems, que son los que aquí se analizan, son fabricados a partir de tubulares sin costura que son perforados con chorros de agua abrasiva, esto crea microranuras que, en el proceso de expansión, se abren de acuerdo a un patrón y especificaciones predeterminadas (ver figura 3-17).

Los EST® se fabrican con acero dúctil, específicamente acero al carbono manganeso API 5LB. Este tipo de acero, al igual que los Tubulares Lisos Expansibles, se deforma en la región de comportamiento plástico, de manera que no se exceda el esfuerzo de cedencia final del metal.

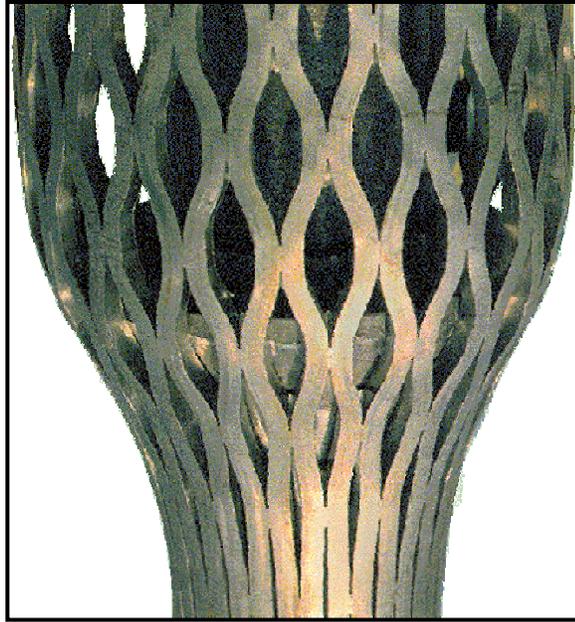


Fig. 3-17 EST® parcialmente expandido

Un análisis de elementos finitos (figura 3-18) muestra que el acero, una vez ranurado, no mantiene las mismas propiedades de resistencia que poseía en estado continuo. Sin embargo, como se verá más adelante, esto no será aspecto a considerar en los cálculos de resistencia para el empleo de este tipo de “liners”.

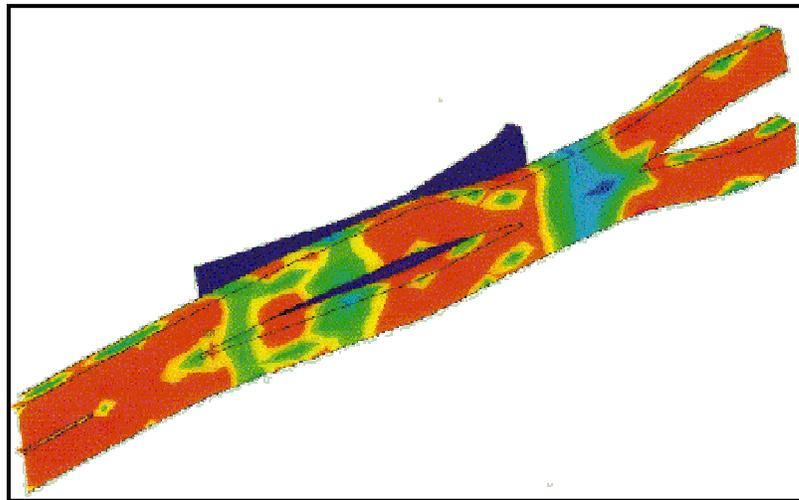


Fig. 3-18 Análisis de Elementos Finitos en EST®

3.2.1 Aplicaciones

Este tipo de tubulares se ha desarrollado en tres direcciones que cumplen funciones específicas, a saber:

3.2.1.1 Expandable Sand Screen (ESS®)

Es un forro ranurado que, luego de ser introducido del hoyo, se expande contra las paredes del hoyo para minimizar la migración de finos de arena al pozo. Se diseñó como posible sustituto de los forros ranurados convencionales con empaques de grava para el control de arenamiento. Este sistema puede observarse en la figura 3-19.

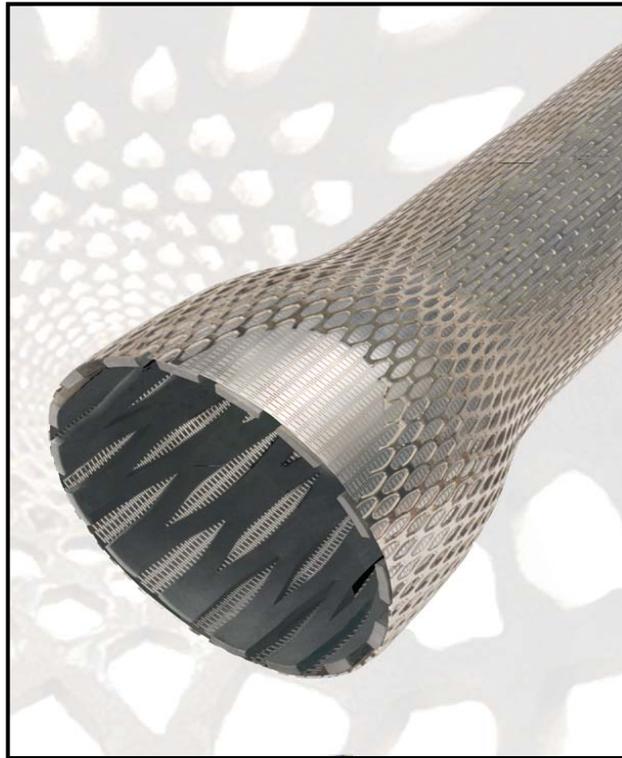


Fig. 3-19 Pantalla expansible para Control de Arena

Como se puede observar en la figura 3-20, este sistema maximiza el área de flujo a través de sus rejillas, comparado con sistemas convencionales de rejillas para control de arena.

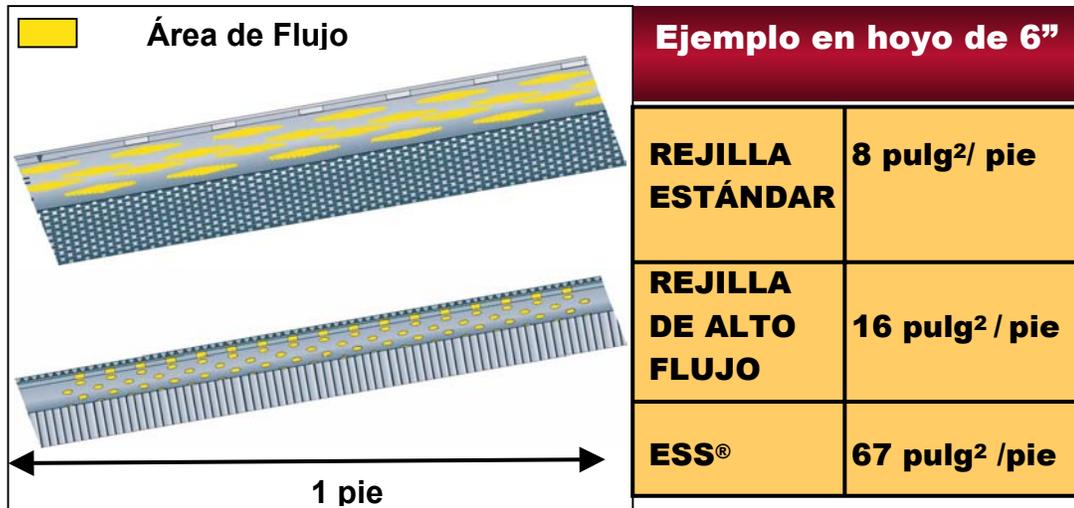


Fig. 3-20 Comparación del Área de Flujo de Rejillas Convencionales vs. ESS®

3.2.2.2 Alternative Borehole Liner (ABL®)

Esta herramienta se plantea como una solución alternativa para el aislamiento zonal manteniendo el diámetro del hoyo y asegurando una cementación eficiente; se suministran en secciones, o juntas, de cuarenta pies de longitud, aunque pueden ser suministrados en secciones más cortas. Cada sección esta provista de conexiones tipo caja, en el tope, y pin en el fondo (figuras 3-21a y 3-21b). Estas conexiones expansibles poseen roscas que establecen un sello metal – metal que asegura la integridad de la conexión. A diferencia de las conexiones convencionales, a estas roscas no se les aplica torque para asegurar las conexión, esta es aseguradas con pines antirotacionales que mantienen la conexión en su sitio durante el proceso de expansión, o en caso de que accidentalmente se haga rotar la tubería. Adicionalmente, los tubulares traen una cubierta de poliuretano en su interior que facilita la circulación y el desplazamiento del cemento (ver figura 3-21b).



Fig. 3-21a Conexiones Pin y Caja del ABL®



Fig.3-21b Recubrimiento interno de Poliuretano

Este recubrimiento de poliuretano es compatible con los fluidos de perforación y completación. Por su propia naturaleza, es sensible a las altas temperaturas, aunque tiene una resistencia de hasta 320 grados Fahrenheit (160 °C). En la tabla 3-8 se muestran los tamaños comúnmente disponibles en el mercado.

Tabla 3-8 ABL® en el mercado, resistencia y peso.

ABL® Joint						
ABL Size	4 1/2"		6 5/8"		8 5/8"	
Pipe OD	4.500"	114.3mm	6.625"	168.3mm	8.625"	219.1mm
Pipe ID	4.030"	102.3mm	6.070"	154.1mm	7.980"	202.7mm
Connector Upset	4.900"	124.5mm	7.390"	187.7mm	9.626"	244.5mm
Make Up Loss	3.000"	76.2mm	3.000"	76.2mm	3.000"	76.2mm
Nominal Weight	11.00 lb/ft		20 lb/ft		29 lb/ft	
Material	Alloy API 5LB Steel		Alloy API 5LB Steel		Alloy API 5LB Steel	
Yield Strength* (Theoretical)	82,349 lbs		150,961 lbs		204,582 lbs	
Ultimate Tensile* (Theoretical)	141,247 lbs		251,602 lbs		340,970 lbs	
Compression Strength* (Tested)	64,936 lbs		136,435 lbs		242,555 lbs	

* 1.3 Safety Factor included

3.2.2.3 Expandable Completion Liner (ECL®)

Esta es una camisa que tiene una cubierta exterior de goma que se adhiere a las paredes del hoyo. Esta diseñado para que no tenga que ser cementado, ya que se adhiere al hoyo por la fuerza aplicada durante la expansión, de manera que el hidrocarburo fluye a través de las ranuras. Con esto se busca maximizar la producción al tener mayor área de flujo, al mismo tiempo que reduce los costos asociados a la cementación y al cañoneo. Adicionalmente, supone un menor daño al yacimiento causado por la invasión de filtrados del cemento o a la disminución de permeabilidad por la cristalización de los poros durante el cañoneo.

3.2.2 Proceso de Expansión

En este sistema la expansión se lleva a cabo en forma descendente, aplicando peso a un cono, o mandril de expansión que se ensambla a la sarta de tubulares antes de introducirlo al hoyo (figura 3-22). Para la corrida de este tipo de tubería se debe tener el hoyo muy bien calibrado y estable, ya que de ello depende éxito de la operación.



Fig. 3-22 Mandril de Expansión y Conector Superior

El cono de expansión se conecta a la sarta de tubería por medio del conector superior (figura 3-23). Este conector lleva unos pines de seguridad que impiden que la herramienta de expansión se desplace antes de aplicar el peso requerido. En la tabla 3-9 se muestran los valores de peso que se le aplican a la herramienta para llevar a cabo la expansión. En la figura 3-23 se muestra el ensamblaje de una sarta de ABL®.

Tabla 3-9 Peso Aplicado para Realizar la Expansión

SISTEMA	PESO APLICADO
ABL® de 4 ½ pulgadas	10.000 lbs al expandir a 6 pulgadas I.D.
ABL® de 6 ⅝ pulgadas	18.000 lbs al expandir a 8 ½ pulgadas I.D.
ABL® de 8 ⅝ pulgadas	35.000 lbs al expandir a 12 ¼ pulgadas I.D.

Los valores mostrados en la tabla 3-9 son respectivos al tamaño de expansión relacionado. Un peso superior (30.000 lbs – 50.000 lbs) es aplicado sobre la herramienta de corrida para romper los pines de seguridad e iniciar el descenso del cono y expandir la tubería hasta el tamaño deseado.

**Fig. 3-23** Ensamblaje de un Sistema de Tubería Ranurada Expansible

Mandril de Expansión

Se coloca en el tope de la sarta, y consta de dos conos: uno principal que soporta toda la fuerza de expansión, y otro secundario que sirve únicamente para verificar que el tamaño de la expansión sea el deseado; el cono principal crea una expansión adicional de alrededor del diez por ciento de su diámetro externo (figura 3-24). El cono principal está fabricado de una aleación de Tungsteno y Carbono, y el tamaño de ambos conos es cambiante, es decir, el diámetro de la expansión del tubular tiene un límite máximo, que lo fija la resistencia del acero, pero se puede hacer tan pequeña como se desee. La conexión superior de la herramienta de corrida es tipo *caja* (“box”) y en ella se enrosca la sarta de perforación que se utiliza para bajar la sarta de revestidores expansibles. La parte inferior de la herramienta de corrida están localizados unos agujeros con rosca que *calzan* con otros similares que están localizados en el tope del conector superior. En estos agujeros se enrosca los pines que aseguran a la herramienta de corrida.

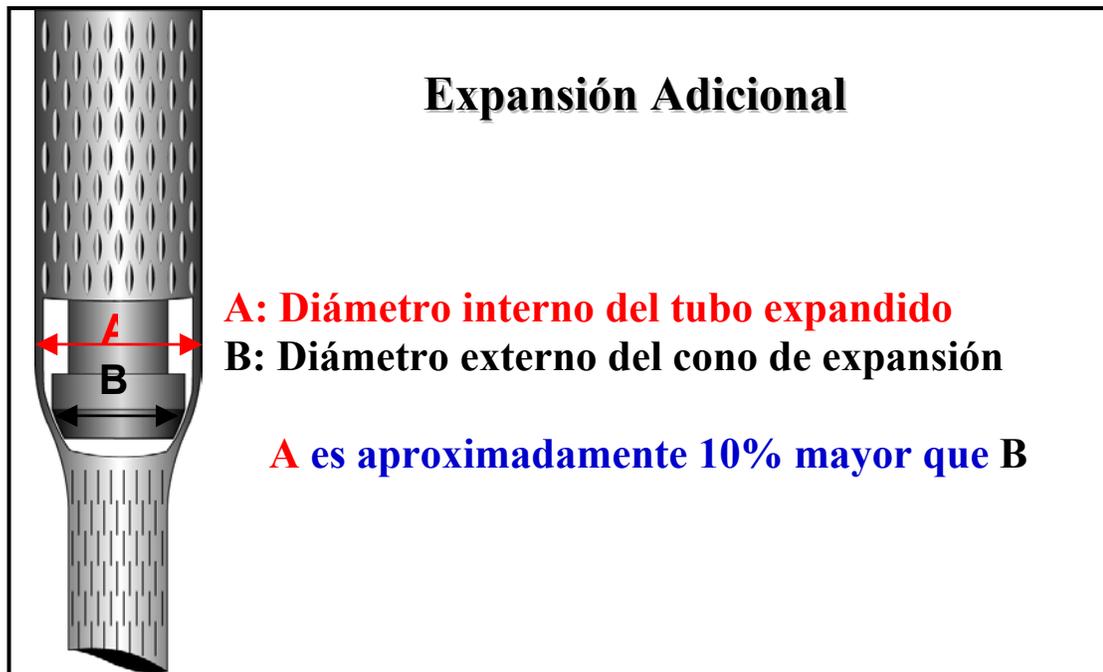


Fig. 3-24 Expansión Adicional en la Corrida del ABL®

Conector Superior

Conocido como ETC (Expandable Top Connector), es la *interfase* entre la herramienta de corrida y los revestidores expansibles; aquí se ajustan los pines de asiento de la herramienta de corrida. Existen dos tipos de ETC, uno para aplicaciones en hoyo abierto y otro para hoyo revestido. La principal diferencia entre ambos es que el primero alcanza, después de la expansión, una especie de forma *acanalada* debida a un particular diseño en el patrón de las ranuras (figura 3-25), todo esto con el objetivo de facilitar la entrada de la próxima sarta de perforación a utilizar (ver figura 3-26). El que se utiliza en hoyos ya revestidos es mas largo para permitir el solapamiento dentro del “casing” previo, el cual debe estar provisto de una zapata sobredimensionada (figura 3-27). La conexión caja de la herramienta de corrida de ABL® posee roscas estándar para que la misma pueda ser conectada directamente a la sarta de perforación.



Fig. 3-25 Conector Superior para Hoyo Abierto



Fig. 3-26 Conector Superior

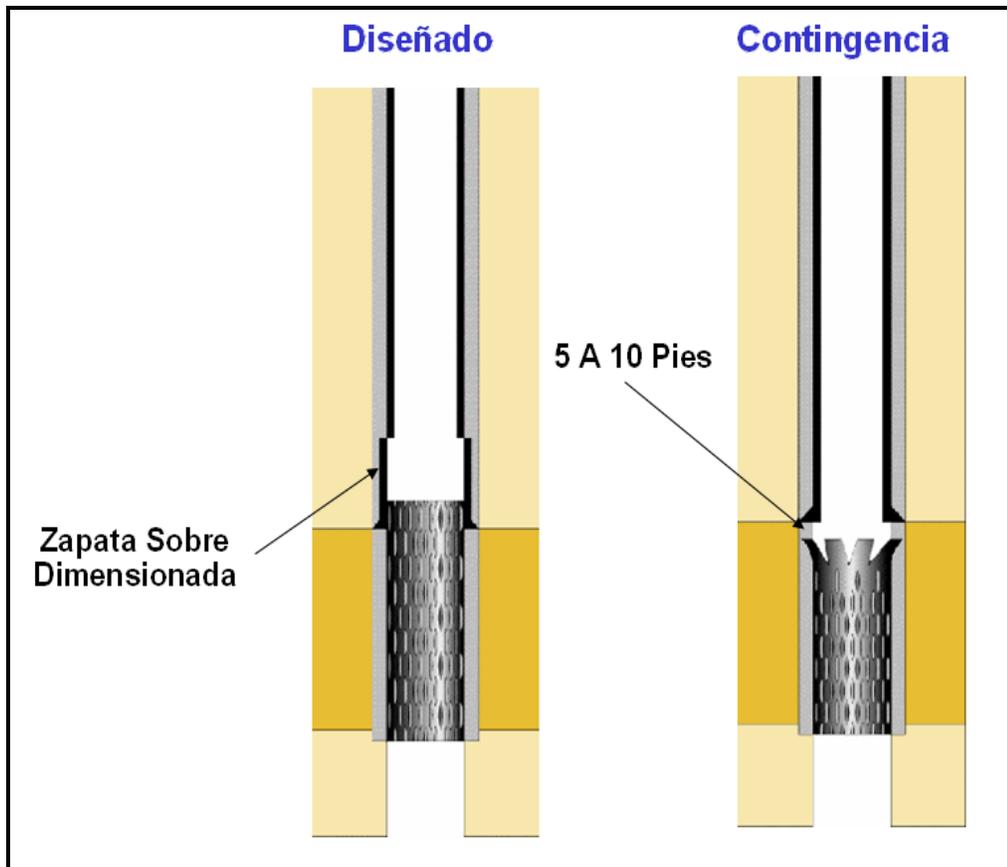


Fig. 3-27 Diseños de ABL®

Revestidores Expansibles

La conforma el ensamblaje de revestidores que son corridos. En todas las aplicaciones mencionadas, el ensamblaje es idéntico hasta este punto, donde se enroscan al conector superior el ABL®, el ESS® o bien, el ECL®, según sea el caso.

Centralizadores

Uno, dos o tres centralizadores pueden ser instalados por cada sección de ABL®. Cuando el forro se expande, los centralizadores se resquebrajan y se separan en dos segmentos que son empujados contra la formación cuando el cono pasa a través de la camisa. Esta acción causa un incremento de la fuerza restauradora que actúa sobre el “liner” en lados opuestos, lo que guía al ABL® al centro del hoyo.



Fig. 3-28 Centralizador Expansible

Conector Inferior

Sirve de conexión entre la sarta de ABL® y la zapata. Tiene una longitud ligeramente mayor que la del conector superior, y se puede apreciar en la figura 3-29.



Fig. 3-29 Conector Inferior

Zapata

La zapata está fabricada de aluminio, tiene una longitud que varia, según el tamaño del “liner”, entre seis y ocho pies, y se perfora en treinta minutos, aproximadamente. Está diseñada con el propósito de que quede parcialmente expansible, es decir, mientras la parte superior se expande para asegurar la completa expansión de la ultima sección del ABL® (conector inferior), la parte inferior permanece sin expandirse y sirve de parada para el cono de expansión, ya que hasta allí llega su recorrido (ver figura 3-30). Aparte de guiar a la sarta dentro del hoyo, la zapata puede servir de agarre contra la formación, ya que puede ser provista de *perros* que se accionan cuando el cono de expansión llega a su tope, dejando la zapata fija contra las paredes del fondo. Esto constituye una precaución extra para operaciones en hoyos altamente desviados, donde se asegura que la acción de extraer la herramienta de expansión no provoque un movimiento del “liner” hacia arriba. La zapata del ABL® no tiene una válvula flotadora, así que no es necesario

llenar cada tubo con lodo. Se debe preparar una hoja de viaje, antes de correr el ABL[®], que contenga los volúmenes de retorno de lodo.

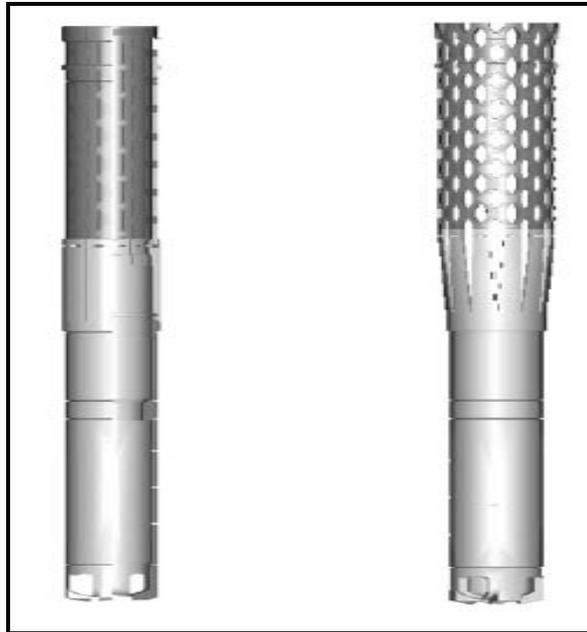


Fig. 3-30 Zapata antes y después de la Expansión

3.2.3 Cementación del Sistema ABL[®]

La cementación consiste en la colocación de un tapón balanceado de cemento por dentro y fuera del ABL[®]. La lechada de cemento puede ser separada del lodo utilizando espaciadores. La cementación puede realizarse *antes* o *después* de la expansión del ABL[®]. La decisión depende principalmente de las presiones diferenciales esperadas al bombear la lechada.

La formulación de la lechada de cemento no difiere de la formulación utilizada para cementar un revestidor en un pozo con características similares, por ejemplo: la formulación de la cementación del revestidor superior. Se debe agregar retardante adicional en caso de que se expanda luego de la cementación (se requiere ½ hora para expandir 300 pies de ABL[®]). También se recomienda el uso de 0.25 – 0.50% (en peso)

de fibras en la lechada de cemento, ya que el cemento con fibras es más fuerte que el cemento por sí sólo. La principal característica del cemento con fibras es una elevada resistencia al impacto y durabilidad de largo plazo. Las fibras también ayudan a mantener la integridad mecánica del cemento durante los viajes del ensamblaje de fondo y protege la integridad del cemento durante los ciclos de presión.

3.2.3.1 Cementación Previa a la Expansión

Este fue el método que se utilizó hasta el año 1999. En la actualidad solo se recomienda para algunas aplicaciones de longitud reducida, presiones críticas, como por ejemplo, sobre presurización de gas.

El ABL[®] es expandido cuando el cemento aún está fresco, entonces la lechada debe tener suficiente retardante para mantenerla líquida durante la expansión (1/2 hora por cada 300 pies). El volumen de la lechada se basa en el volumen total de la sección de hoyo ampliado, más un volumen en exceso que será circulado luego de la expansión (exceso recomendado: 50%).

El ABL[®] que puede ser cementado antes de expandirlo es el que tiene el revestimiento interno de poliuretano. Este recubrimiento permite que el cemento circule a lo largo del ABL[®], mientras la tubería actúa como una sarta lavadora. Se debe verificar que la presión diferencial que actúa a través del ABL[®] mientras se bombea el cemento no exceda 150 lpc, así se evitará que el recubrimiento plástico falle y exista comunicación. Si resulta imposible cementar con presiones diferenciales menores, entonces el ABL[®] debe ser cementado posterior a su expansión. Este procedimiento se ilustra en la figura 3-31.

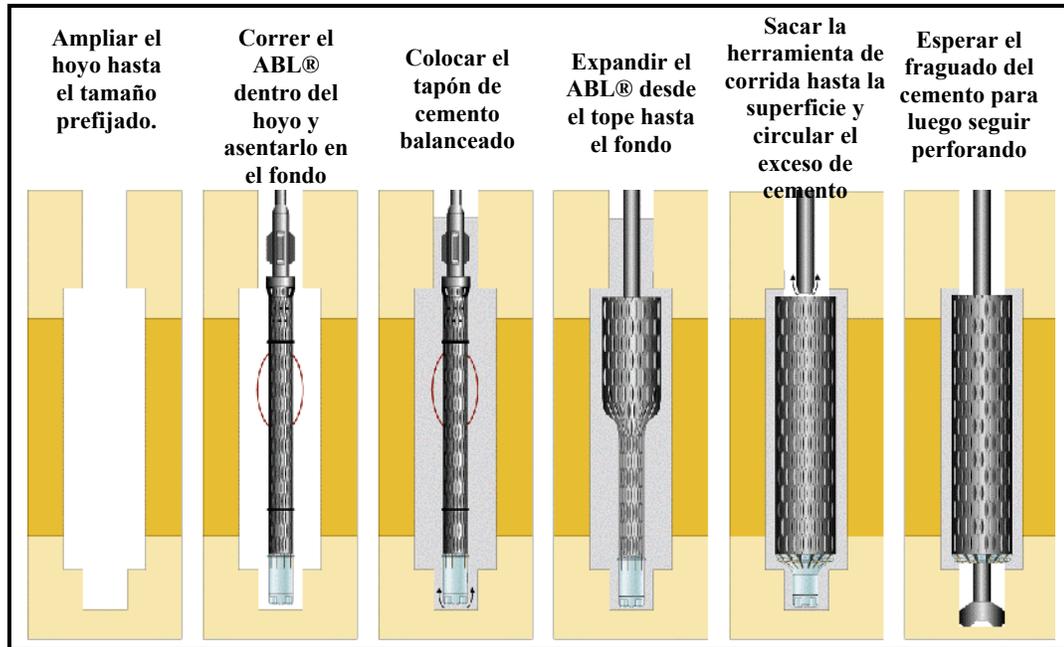


Fig. 3-31 Corrida de ABL® Previa a la Cementación

3.2.3.2 Cementación Posterior a la Expansión

Esta es la operación preferida a partir del año 1999. Se recomienda para aplicaciones en general, como pérdidas de circulación, soporte de hoyo en secciones de gran longitud, etc. Este método ha sido utilizado desde el tercer trimestre de 1999 para todos los trabajos de ABL®. La cañería

El tapón de cemento es colocado luego de expandir el ABL® con la herramienta de corrida insertada en la zapata. Este tapón es circulado a la profundidad deseada utilizando un método de balanceo. El cemento será colocado por dentro, por fuera del ABL® expandido y dentro de la sarta de expansión. (El ABL® expandido tiene un área abierta de 30%) si el pozo es altamente desviado se deberá aumentar la cantidad de cemento en exceso. Los valores típicos de volumen de exceso son de 30 a 100%, dependiendo del volumen del hoyo, datos del registro de calibre y la desviación. El tope del cemento deberá estar 150 pies por encima de la zapata del revestidor superior. Este procedimiento se ilustra en la figura 3-32.

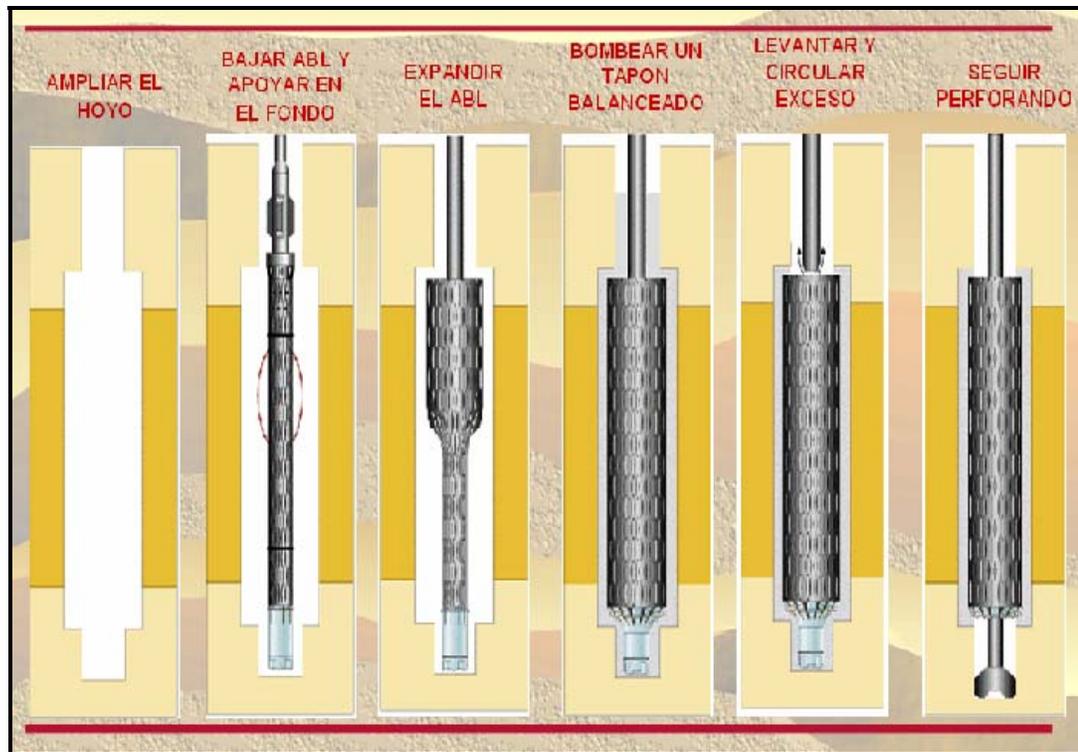


Fig. 3-32 Corrida de ABL® Posterior a la Cementación

3.2.4 Tubulares Expansibles Ranurados en el Mundo

Desde el año 1995 y hasta el primer trimestre del año 2002, se han ejecutado 21 corridas de sistemas ABL®, acumulando un total de 5.600 pies. De estos, solamente tres han sido realizados en Sudamérica, todos en Venezuela. Las características más importantes de estos trabajos se muestran en la tabla 3-10.

Tabla 3-10 ABL® corridos en Venezuela

ANO	POZO	OPERADOR	TAMANO	LONGITUD	PROFUNDIDAD / ANGULO	OH / CH
1999	CHL-05	PDVSA	6 5/8"	526 pies	13.250 pies / 12 deg.	OH
2000	SBC-121	PDVSA	4 1/2"	117 pies	15.153pies / 6 deg.	OH
2000	VLA-1369	PDVSA	6 5/8"	142 pies	6.230 pies / vertical	OH

CAPÍTULO 4

Metodología

El procedimiento empleado para evaluar la factibilidad técnica y económica del uso de revestidores expansibles comprendería cuatro fases o etapas, tal como se ilustra en la figura 4-1.



Fig. 4-1 Esquema de la Metodología

Etapa I. Recopilación de Información.

Esta primera actividad consistiría en la búsqueda de toda la información necesaria, la cual sería dirigida en dos líneas de investigación:

- Una dedicada al conocimiento de la tubería expansible, de manera que se obtendría información acerca del desarrollo de esta herramienta, sus características, aplicaciones, antecedentes dentro y fuera del país y las empresas que las suministran. Dado que esta es una tecnología reciente en la industria petrolera, esta información se buscaría a través de artículos técnicos publicados en revistas especializadas y en Internet, así como en entrevistas realizadas a los representantes de algunas de las empresas que suministran este tipo de tubería.
- La segunda línea de investigación estaría enfocada a recopilar la información referida al Área Norte de Monagas; esto con el objetivo de realizar, como propuesta, el diseño de un pozo tipo que presentara las características geológicas y mecánicas predominantes en los pozos perforados en el área, lo que daría una ventana operacional para evaluar la aplicación de tubería expansible. Esta información se obtendría a través de los programas de perforación y/o sumarios (post – mortem) de pozos localizados en los campos que conforman el Distrito Punta de Mata: El Furrial, Mulata, Carito, Piritál y Santa Bárbara.

Etapa II. Análisis de la Información Obtenida.

En esta etapa se procesaría la información recopilada, lo que comenzaría con la clasificación de toda la data y así poder ponderar los datos. En primer lugar se agruparían los pozos de acuerdo a su localización, ya que así se obtendría un mejor panorama del área cubierta. Con esto se tendría una idea de las características que debería representar un pozo tipo, el cual sería diseñado para ser sujeto a una evaluación comparativa entre el uso de forros convencionales, tubería expansible ranurada y tubería

expansible sólida. Específicamente, el trabajo se limitaría a correr una camisa para realizar un aislamiento de las zonas presurizadas de la formación Naricual.

Como segundo paso, se tomarían los datos de los pozos en los que, después de correr el “casing” de 9 5/8”, se utilizó un “liner” para realizar el aislamiento temporal de la formación Naricual. De esta manera se obtendría, finalmente, un grupo de pozos distribuidos entre los campos del Distrito Punta de Mata, cuyos datos se representarían en gráficas y tablas de fácil manejo e interpretación. Entre estas gráficas y tablas están:

- Diagrama Mecánico Final.
- Diagrama de curvas de Presión de Poro y de Fractura vs. Profundidad Vertical (TVD)
- Peso de Lodo vs. Profundidad Vertical (TVD)

La información fundamental para la realización de la propuesta es el diagrama de presión de poro y gradientes de fractura, parámetros que se conocen y manejan muy bien, pero que, frecuentemente, no están disponibles para todos los campos.

Existen diferentes métodos para construir estos diagramas, en el caso especial del pozo tipo, denominado EX – 01, el diagrama se construiría basándose en un método empírico que consiste en escudriñar los informes finales disponibles de pozos localizados dentro del área; se comenzaría buscando las correspondientes gráficas de presión de poro y de fractura en cada pozo y, en aquellos que no las tuvieran, se realizaría la búsqueda de eventos acaecidos que sencillamente indicaran que se había alcanzado la presión de poro, o bien la de fractura, creando así una serie de puntos a respectivas profundidades. A medida que el número de puntos se incrementara, la gráfica sería más representativa de las presiones de poro y de fractura reales de la formación. Esta sería seleccionada como la técnica más idónea, en función de la información y tiempo disponible, debido a la ausencia de datos más precisos, como las pruebas RFT. Luego de obtenidas las

curvas de gradiente para cada pozos, se procedería a promediarlas para crear las correspondientes para el pozo tipo.

De la información geológica se obtendrían los topes formacionales de toda la columna estratigráfica entre superficie y fondo; de manera que se construiría el modelo geológico en donde estaría localizado el pozo EX – 01. De esta manera se combinaría el modelo estratigráfico con las graficas de presión de poro y de fractura para el pozo tipo y se realizaron los ajustes para afinar el modelo. Luego de esto, se procedería a incorporar al modelo el diagrama de peso de lodo a emplear y el diseño mecánico de los revestidores, incluyendo, por supuesto, las profundidades de asentamiento de los mismos. De esta manera se obtendría la ventana operacional donde posteriormente se realizaría el estudio para la implantación de tuberías expansibles.

Una vez creadas estas tablas, se podría identificar los problemas latentes a presentarse en la perforación del pozo tipo; se establecería cuán frecuentemente ocurrirían estos problemas y cual sería su repercusión en la operación, bien sea desde el punto de vista operacional, económico, y el riesgo que representarían.

Etapa III. Estudio de Factibilidad.

En esta etapa se estudiarían los distintos eventos donde el revestidor expansible, tanto el liso como el ranurado, pudieran ser una solución. La ventana operacional sería restringida, entonces, al aislamiento temporal de zonas de presión anormal que causaran un aumento del efecto telescopio y reducción del espacio anular a cementar. Específicamente, la presencia de presiones anormalmente altas cuando se perfora el hoyo de 8 ½” origina que sea corrido un forro de contingencia de 7 5/8” ; a este forro convencional se le buscaría sustituir por forros expansibles para garantizar un aislamiento zonal más efectivo, sin que se origine un aumento significativo en los costos. Sería importante abarcar todas las posibles aplicaciones y discutir las con los representantes de la unidad de aislamiento zonal. Aquí se plantearía el diseño de tres posibles soluciones para su evaluación comparativa desde el punto de vista técnico y

económico. Luego, estos diseños les serían presentados a los representantes de las empresas que suministran este tipo de tubería para que verificaran la factibilidad técnica del empleo de las camisas expansibles. Dependiendo de la respuesta de sus especialistas, la propuesta continuaría o debería ser modificada. De ser positiva la respuesta, se solicitaría el presupuesto por la cantidad de pies requeridos, para ello se debía contactar a las empresas que distribuyen el producto en Venezuela, y que para este momento son la empresa Servicios Halliburton de Venezuela S.A. y la empresa Wheaterford Completion Systems.

De ser negativa la respuesta de los especialistas respecto a la factibilidad, la misma tal vez incluiría alguna sugerencia, que debería ser estudiada y, de no ser posible hacer la modificación requerida en el pozo EX – 01, se comenzaría el estudio de otro caso. De agotarse las posibles aplicaciones, sencillamente se establecería que no es apto para la construcción de pozos en el área.

En base al estudio llevado a cabo en esta etapa, se realizarían las respectivas conclusiones y recomendaciones que serían incluidas en el informe final.

*ANÁLISIS
DE LA
INFORMACIÓN*

CAPÍTULO 5

Análisis de la Información

5.1 Área de Desarrollo del Proyecto

El estudio se desarrolló en el área operacional del Distrito Petrolero de Punta de Mata, el cual está ubicado, geográficamente, en el Norte del Estado Monagas, como se ilustra en la figura 5-1. Geológicamente se encuentra ubicado en la cuenca Oriental de Venezuela, específicamente, en la subcuenca de Maturín.



Fig. 5-1 Ubicación Geográfica del Área Norte de Monagas

La Cuenca Oriental de Venezuela se encuentra ubicada en la zona Centro – Este del país, formando una depresión estructural y sedimentaria. Tiene una longitud aproximada de 800 Km. (en dirección Este-Oeste) y un ancho promedio de 200 Km. (en dirección Norte – Sur) lo que nos da un área aproximada de 160000 Km², extendiéndose por los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas y Delta Amacuro, ocupando una menor extensión en el estado Sucre. Limita al Norte con el Cinturón Móvil de la Serranía del Interior Central y Oriental; al Sur con el Cratón de Guayana; al Oeste con el levantamiento del Baúl y, al Este, la cuenca continúa por debajo del Golfo de Paria, incluyendo la parte situada al sur de la Cordillera Septentrional de la Isla de Trinidad y se hunde en el Atlántico, al Este de la costa del Delta del Orinoco. Por su elevado contenido de reservas de hidrocarburos, constituye la segunda cuenca en magnitud en América del Sur, superada únicamente por la Cuenca del Lago de Maracaibo. Si se añaden a estos recursos las reservas estimadas en la Faja Petrolífera del Orinoco, pasaría a ser la cuenca de mayores recursos petrolíferos a nivel mundial. Está subdividida en la subcuenca de Guárico y subcuenca de Maturín.

El área conocida, operacionalmente, como el Norte de Monagas, es una de las más importantes en el Oriente del país. Se encuentra situada en el estado Monagas, a 50 kilómetros al oeste de la ciudad de Maturín, siendo aledañas las poblaciones correspondientes a El Furrial, Punta de Mata, Santa Bárbara y El Tejero. Dicha área se ubica en el flanco Norte de la Cuenca Oriental de Venezuela y se encuentra limitada de la manera siguiente: al Norte por el frente de montaña de la Serranía del Interior; al Sur por el Río Tonoro; al Este, parcialmente, por el límite de las concesiones del Distrito Maturín, y al Oeste por la zona de fallas de Urica.

5.2 Ubicación Geológica

La estructura general del Norte de Monagas es la de un anticlinal elongado en dirección Noreste – Suroeste, el cual se encuentra intensamente cortado por fallas inversas y fallas normales. Las fallas inversas se despliegan en escamas con orientación preferencial Este – Oeste y Noreste – Suroeste debido a los esfuerzos predominantemente compresivos,

ocasionados por el movimiento de la cordillera del interior. Presenta altos ángulos de buzamiento al Norte y desplazamientos variables. Las fallas normales, cuando ocurren, tienen orientación Norte – Sur y, en algunos casos, podrían estar asociadas a movimientos horizontales de bloques. Las fallas pueden o no constituir barreras al flujo, dependiendo de la magnitud de sus desplazamientos.

Los esfuerzos han ocasionado una conformación estructural compleja, destacándose las fallas de Urica y Anaco, la falla Furrial – Carito, el Domo de Tonoro y el corrimiento de Pirital. Estos últimos se caracterizan por su gran desplazamiento y extensión.

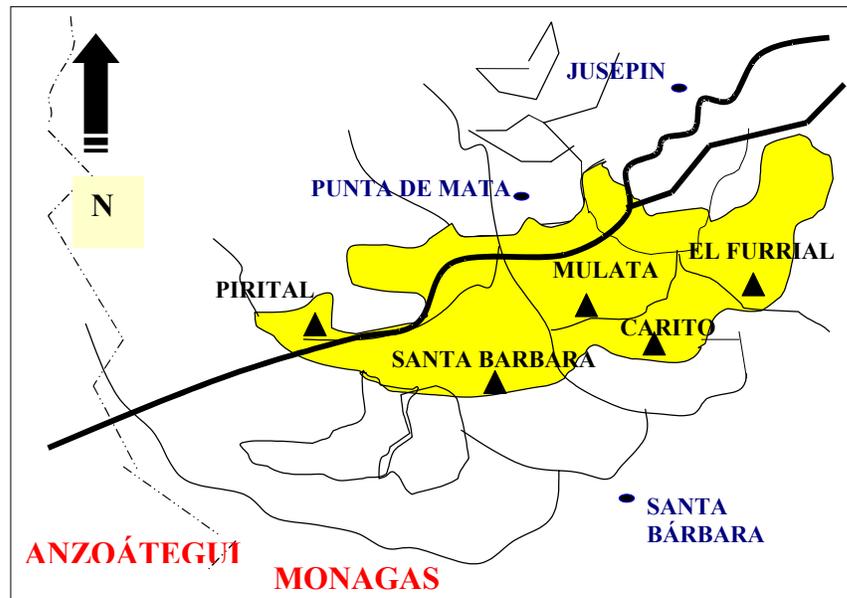


Fig. 5-2. Campos Productores del Distrito Punta de Mata

La explotación del área del Norte de Monagas se inició en el año de 1987 con el pozo FUC-01X, en la estructura correspondiente al campo El Furrial. Para el siguiente año, la explotación fue dirigida hacia el Occidente de la zona, descubriéndose así los campos Carito, Mulata, Santa Bárbara y Pirital. La clasificación de los hidrocarburos presentes en los campos anteriormente mencionados es la siguiente: para los campos Carito y

Mulata, crudo mediano y liviano; y Pirital y El Furrial, gas condensado y petróleo volátil, al igual que en la zona Oeste de Santa Bárbara.

Las condiciones actuales de producción del área son poco comunes en el mundo, siendo éstas: presiones de yacimiento de hasta 11500 lpc, temperaturas de hasta 315 °F, profundidades promedio de 15.000 pies, concentraciones de asfaltenos de hasta 10,5 % v/v, H₂S de 200 ppm, y CO₂ de 10% v/v. Estas condiciones se consideran de alto riesgo y ameritan la aplicación de tecnologías especiales para solventar situaciones operacionales y de seguridad.

5.3 Estructura

La estructura que representa al modelo geológico del área Norte de Monagas, como se observa en la figura 5-3, la constituye un anticlinal elongado de dirección Noreste – Sureste, cortado intensamente por fallas inversas y normales. Las primeras presentan alto buzamiento hacia el Norte y desplazamiento variable con orientación preferencial Este – Oeste y Noreste – Sureste debido a esfuerzos compresivos que actuaron durante el Mioceno – Plioceno, donde ocurrió la máxima intensidad de las deformaciones tectónicas, conformando un bloque alóctono correspondiente al corrimiento de Pirital.

Las fallas normales tienen, cuando ocurren, orientación Norte – Sur, pudiendo estar asociadas, en algunos casos, con movimientos horizontales de bloques. Algunas de estas fallas, dependiendo del desplazamiento que presenten, constituyen barreras sellantes al movimiento lateral de fluidos.

El frente del corrimiento de Pirital, principal movimiento tectónico del área en estudio, esta comprendido por una serie de fallas inversas de rumbo Noreste – Sureste y buzamiento al Norte, los cuales ocasionaron una superposición de sedimentos de edad Cretácico sobre formaciones Terciarias. Estas fallas se originaron a partir del Mioceno Inferior al Medio, afectando la columna sedimentaria hasta la superficie, permitiendo

inferir la continuidad de este evento hasta el reciente. El salto de las fallas varía entre 100 pies y 2000 pies, correspondiendo la mayor relación al corrimiento de Pirital.

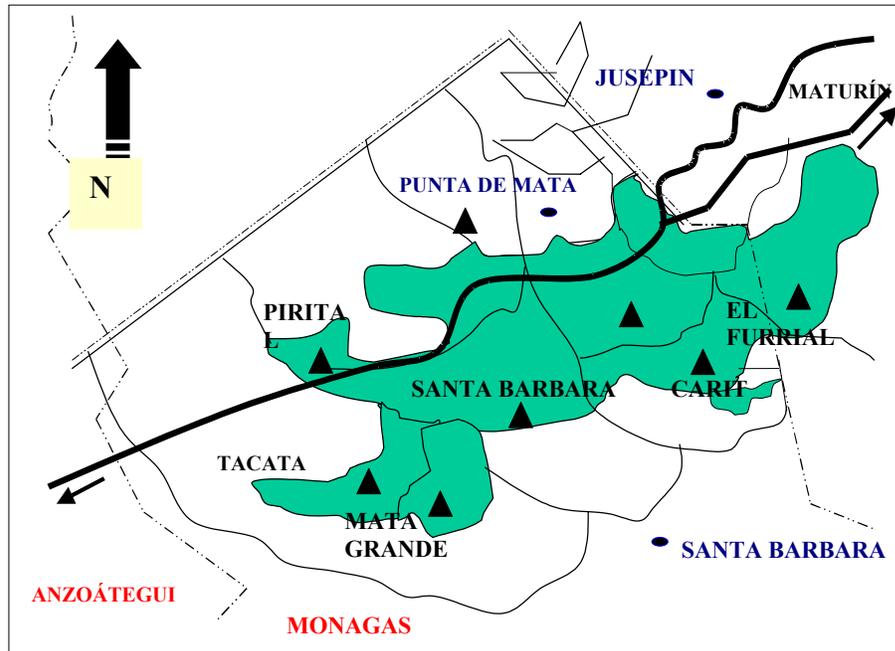


Fig. 5-3 Modelo Estructural del Área Norte de Monagas

5.4 Estratigrafía

La columna estratigráfica del área en estudio se destaca por una secuencia de rocas sedimentarias de gran prospectividad petrolífera, depositada en el intervalo geológico comprendido entre el Cretáceo y el Reciente, habiéndose penetrado, hasta el momento, una secuencia sedimentológica mayor a 17000 pies de espesor. Estudios interdisciplinarios basados en análisis de núcleos y sísmica, han permitido identificar las formaciones San Antonio, San Juan, Naricual, Carapita, La Pica, Las Piedras y Mesa.

Esta columna estratigráfica, afectada por sobre – escurrimiento, plegamiento y fallamiento inverso, está constituida por unidades litológicas terrígenas de edad Cretácea y Cenozoica, depositadas en ambientes continentales y marinos, resultado de extensos ciclos de transgresiones y regresiones marinas ocurridas a partir del Cretáceo Inferior. Dicha columna constituye una secuencia de eventos donde se reflejan los diferentes

procesos involucrados en la evolución de la Cuenca Oriental de Venezuela. Esto se ilustra en la figura 5-4.

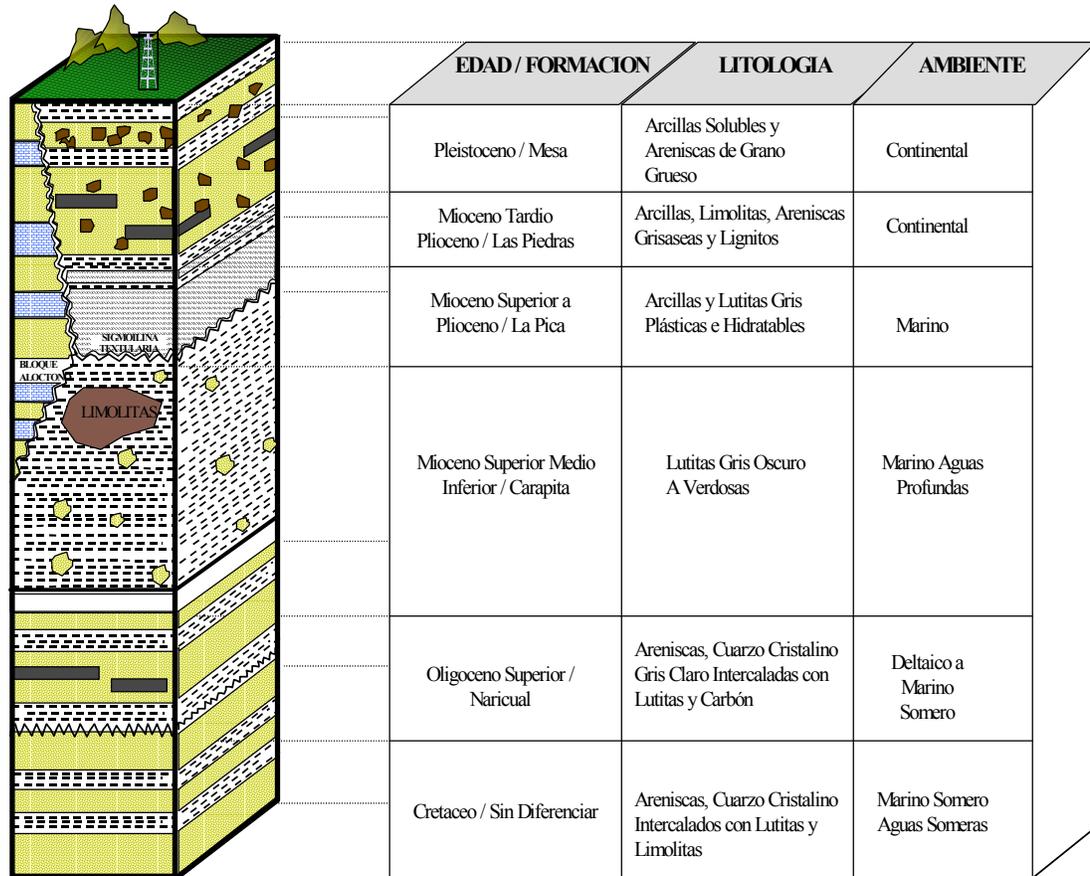


Fig. 5-4 Estratigrafía Predominante del Distrito Punta de Mata

Dada la importancia que para toda actividad de perforación y/o cementación tiene el conocer la geología del área, se realizó una investigación de la región, en donde se mencionan las principales características de cada formación atravesada, en cuanto a espesor promedio, litología, tope y base de las mismas, y ambientes de sedimentación.

Formación Mesa – Las Piedras.

Edad: Plioceno – Pleistoceno a Reciente

Tope: Aflora

Base: @ 4500 pies

Espesor: 4500 pies

Mesa: Periodo Cuaternario. Tiene un espesor variable de 500 a 900 pies. Está constituida por arcillas solubles, alternándose hacia su base por cuerpos de arenisca de grano grueso a conglomerático, suprayacente concordantemente con la formación Las Piedras. En el área Norte de Monagas, se encuentra sin diferenciar, en los registros electrográficos, con la formación Las Piedras, por lo que se denomina de una manera informal Mesa – Las Piedras.

Las Piedras: Formación del periodo Terciario de edad Mioceno Superior a Plioceno. Tiene un espesor aproximado de 3600 pies en el área. Litológicamente está compuesta en su parte superior por arcillas, se alterna hacia su parte media y basal por areniscas grisáceas verduscas de grano grueso, conglomeráticas y carbonosas. Esta formación se depositó en un ambiente fluvio deltaico.

Formación La Pica.

Edad: Mioceno Medio a Superior

Tope: @ 4500 pies

Base: @ 6800 pies

Espesor: 2300 pies

Periodo Terciario. La formación La Pica es subdyacente y transicional con la formación Mesa – Las Piedras. Se desarrolla principalmente en los campos petrolíferos de Santa Bárbara, Jusepín y Monagas septentrional. Su litología, en general, está compuesta por lutitas de color oscuro, laminadas, subcompactadas, hidratables y geopresurizadas. Su espesor es variable debido a la presencia de dos discordancias intraformacionales identificadas como Sigmolita, en la sección superior, y Textularia, en la sección inferior, los cuales son dos lentes arenosos con abundantes foraminíferos arenosos y calcáreos de color pardo, ubicados hacia la base de esta formación.

La formación La Pica se depositó en un ambiente transgresivo sobre la superficie erosionada, por procesos de interperismo, de la formación Carapita, representando la unidad marina más joven del área. Esta formación la caracteriza un conjunto de foraminíferos arenáceos de color blanquecino a beige rojizo. Los lentes arenosos Sigmoilita y Textularia representan la proximidad de la formación Carapita.

Formación Carapita.

Edad: Mioceno Inferior a Medio

Tope: @ 6800 pies

Base: @ 13638 pies

Espesor: 6838 pies

Periodo Terciario. Presenta un notable desarrollo en el subsuelo en la parte central de la Cuenca Oriental de Venezuela, y limitados afloramientos en el piedemonte de la Serranía del Interior. En el área Norte de Monagas presenta un espesor promedio de 7000 pies. Se caracteriza por una secuencia monótona de lutitas fosilíferas de color gris a negro, la cual se encuentra subcompactada y altamente presurizada con lentes arenosos turbidíticos hacia su parte superior, de escasa extensión lateral. En términos generales, es una secuencia de lutitas con paquetes de arenisca y limonitas hacia la base.

Su base es transicional con la formación Naricual, caracterizándose por la presencia de depósitos arenosos, representado por el marcador regional “E”, el cual representa arenas petrolíferas depositadas de un ambiente próximo costero.

La formación Carapita esta constituida litológicamente casi en su totalidad por una secuencia homogénea de lutitas de color gris claro, en bloque, moderadamente compactada. Sus paquetes de areniscas (arenas intercarapitas) se caracterizan por presentar un alto contenido de cuarzo, aproximadamente 95% de granos rígidos de este mineral. En esta formación se pueden identificar tres secciones:

- *Carapita Superior*: constituida por lutitas poco compactadas con inclusiones de pirita y/o glauconita, intercaladas con limonitas de color gris.
- *Carapita Media*: en esta parte se puede distinguir una secuencia de lutitas con características semejantes a la anterior, pero son de colores más oscuros, generalmente calcáreas, y se presentan compactadas.
- *Carapita Inferior*: desde la parte media y hacia el inferior de la formación, las lutitas se presentan más limosas y con intercalaciones de areniscas de grano muy fino, más compactadas.

Hacia la parte inferior de la unidad se presenta una secuencia caracterizada por areniscas moderadamente consolidadas; con intercalaciones de lutitas de color gris claro a oscuro, limosas y compactas. Esta secuencia representa a Carapita “E”, la cual, a su vez, se encuentra en contacto transicional concordante y superadyacente con la formación Naricual.

Formación Naricual.

Edad: Oligoceno Superior

Tope: @ 13638 pies

Base: @ 14426 pies

Espesor: 788 pies

La formación Naricual está constituida por una secuencia de arenas petrolíferas de grano fino a grueso, color gris claro, bien consolidadas y abrasivas, intercaladas con lutitas grises y algunas capas de carbón hacia la base. Esta formación se encuentra caracterizada por cinco litofacies indicativas de un ambiente cordón litoral donde la cuenca sufrió movimientos paulatinos, permitiendo la deposición de estos sedimentos. Estas litofacies se encuentran, a su vez, descritas de la siguiente manera:

- *Naricual 1*: se encuentra constituida por una secuencia de areniscas sucias cuarzocristalinas de color blanco lechoso, de grano medio a fino, en ocasiones

limolíticas, consolidados en partes friables con matriz arcillosa, cemento silíceo y con intercalaciones continuas de lutitas y limonitas. Las lutitas se caracterizan por ser de color gris oscuro, en bloques y moderadamente compactadas.

- *Naricual 2*: esta se encuentra caracterizada por una secuencia de areniscas limpias cuarzocristalinas de color blanco, con pequeñas intercalaciones lutíticas y limolíticas, que toman un mayor espesor al aproximarse al tope de Naricual 3. Las lutitas son de color gris oscuro, limosas y bien compactadas.
- *Naricual 3*: se encuentra constituida por una sección de areniscas limpias bien consolidadas, cuarzocristalinas de color lechoso, de grano medio a grueso, las cuales, a su vez, se hacen más densas y limosas a medida que nos acercamos a Naricual 4, característica que permite determinar la cuarta y la quinta facie.
- *Naricual 4 y 5*: se encuentran caracterizadas, casi en su totalidad, por una secuencia bastante homogénea de areniscas cuarzocristalinas de color blanco lechoso, de grano medio a grueso y con pequeñas intercalaciones de lutitas y limolitas. Las lutitas se presentan más densas y limosas en el tope de Naricual 5, característica que permite subdividir la última facie.

Formaciones del Cretáceo.

Edad: Santoniense – Maestrichtiense

Tope: @ 14426 pies

Base: Incompleto

Espesor: Incompleto

Está representado por sedimentos terrígenos y maduros, de la erosión del Escudo de Guayana, constituido por un periodo de regresión y transgresión de mareas sobre el continente, cuya máxima invasión ubica la línea de costa del curso actual del río Orinoco. Después de un periodo de máxima transgresión marina, se produce un renovado aporte de arena conocido como formación *San Juan*, sobre las cuales se

sedimentan lutitas en un ambiente de aguas profundas, correspondientes a la formación *Vidoño*.

Una elevación del borde septentrional del Cratón de Guayana ocasionó una retirada extensa de los mares hacia el Norte, situando la línea de costa aproximadamente al Sur de los campos de petróleo de Mulata y Santa Bárbara hasta no menos de 175 kilómetros hacia el Norte, en regiones del actual Mar Caribe. La sedimentación lutítica pasa transicionalmente hacia arriba un nuevo episodio regresivo, caracterizado por la presencia de sedimentos arenosos y calcáreos de aguas poco profundas, la formación *Caratas*.

Finalmente, se sedimenta la formación *Los Jabillos*. Operacionalmente, en el área Norte de Monagas, dicha unidad se subdivide en subunidades denominadas, de la más joven a la más antigua, KB (Cretáceo B, antigua formación Jabillo Superior), KG – KH (Caratas Medio), KI – KJ (Caratas Inferior), tal como se observa en la figura 5-5. Está constituida por areniscas con intercalaciones de lutitas, limolitas y, en algunos casos, presentan zonas calcáreas. Las areniscas conforman capas gruesas hacia el tope, con coloraciones de marrón claro – oscuro a crema y negras. Los sedimentos presentan glaucomitas, dolomitas y calizas. El intervalo lutítico, correspondiente a la formación *Vidoño*, consta de lutitas oscuras fosilíferas blandas y sin laminación, con abundante pirita. Su espesor promedio perforado es de 2000 pies. Los sedimentos fueron depositados en ambiente marino somero, con ligera influencia fluvial.

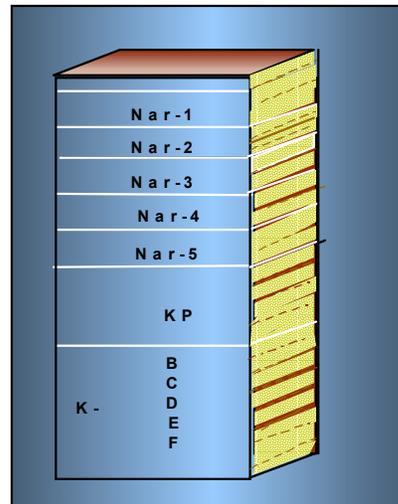


Fig. 5-5 Columna Estratigráfica Formaciones Naricual y Cretáceas

El Bloque Alóctono o Corrimiento de Pirital, de edad Cretácico, es un cuerpo homogéneo de Arenas y Lutitas cuyo espesor se hace mayor de Sureste a Noroeste, encontrándose su base hacia el Norte, aproximadamente a 18000 pies. El buzamiento de este bloque alcanza cerca de 40 grados. El bloque se caracteriza por la presencia de lutitas negras, limonitas marrones, cuarzo libre, restos de plantas, areniscas calcáreas, carbón, pirita y areniscas cuarzosas. Las formaciones que generalmente se atraviesan en el Bloque Alóctono, y el tipo de ambiente que las representa, son: Vidoño, Carapita, Naricual, Caratas, San Juan y San Antonio.

El Corrimiento de Pirital es el producto del empuje y posterior cabalgamiento de rocas más antiguas sobre rocas más jóvenes debido al choque de la Placa del Caribe con la Placa Suramericana; durante el Oligoceno – Mioceno hubo, en este corrimiento, superposición de sedimentos cretácicos sobre terciarios, ejemplo de este evento es la superposición del bloque Alóctono sobre el Autóctono en el área de Pirital, creando la situación actual de conseguir a las formaciones San Juan y San Antonio sobre la formación Carapita.

La falla de Urica es una falla transcurrente dextral, y representa el límite Occidental del Bloque Alóctono. Superficialmente, esta falla se observa por la diferencia de elevación

entre los bordes del bloque: el borde Oeste con cota de 340 metros pasa a 270 metros en lado Este, lo que produce una pendiente de 15 a 20 grados aproximadamente. Debido a que la formación Mesa – Las Piedras recubre esta zona, no se puede diferenciar litológicamente los bordes.

La deformación tectónica de las unidades cretáceas y terciarias es compresional, de plegamiento suave y fallamiento inverso, con estructuras tipo anticlinal asimétrico, segmentadas en bloque fallados. Algunas de las fallas, dependiendo del desplazamiento, constituyen barreras sellantes al movimiento lateral de fluidos.

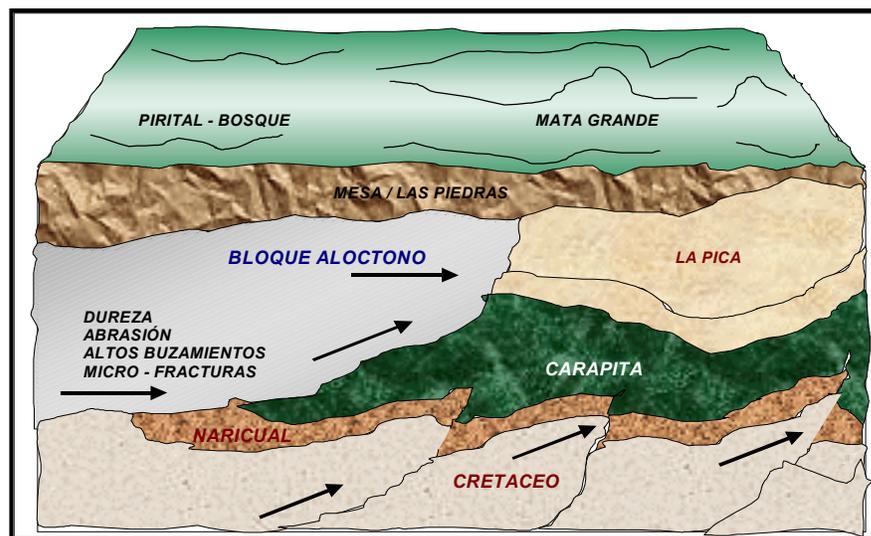


Fig. 5-6 Bloque Alóctono

5.5 Características de la Producción en el Área.

Las formaciones productivas del Cretáceo y Naricual son areniscas esencialmente limpias, de buenas características originales de roca recipiente y bastante homogénea. Cada unidad de yacimiento está constituido por un apilamiento de cuerpos de arena, separadas por intercalaciones de arcillas. El espesor de los cuerpos de arena es variable, observándose tanto arenas masivas como interestratificadas. Las intercalaciones de

lutitas, que separan a los cuerpos de arena, constituyen rocas sello de extensión variable, restringiendo o impidiendo localmente la comunicación vertical de las capas.

Los principales yacimientos productores lo constituyen, desde la base hasta el tope, las areniscas de las siguientes formaciones:

- Las formaciones del Cretáceo, las cuales han sido subdivididas, del tope a la base, en unidades denominadas K – B, K – C, K – D, K – E, K – F, K – G.
- La unidad K – P del Cretáceo Paleoceno.
- La formación Naricual del Oligoceno, que es la más productiva.

Estas areniscas están intercaladas por lutitas, algunas de extensión considerable, pero en la mayoría de los casos, de poca extensión y continuidad, constituyendo sellos locales a la comunicación vertical.

La porosidad es principalmente intergranular, variando entre 6% y 15%. Las arenas productoras del área tienen una porosidad que varía entre 6% y 13% para el Terciario y entre 5% y 10% para el Cretáceo. La permeabilidad estimada a partir de los análisis de prueba de restauración de presión, varían en un amplio rango, desde el orden de los milidarcys hasta varios centenares de milidarcys. El contenido de las arcillas se ubica entre 12% y 15% para el Terciario y entre 15% y 25% para el Cretáceo. La saturación de agua, para ambos intervalos, varía entre 30% y 65%, estando esta en condiciones irreducible.

Dependiendo de la posición estructural, las formaciones pueden constituir yacimientos de gas condensado, petróleo volátil o petróleo negro. La variación composicional de fluidos se atribuye a las condiciones de presión y temperatura, al gran espesor de la columna estratigráfica (2000 – 3000 pies), la presencia de elementos pesados, en particular fracciones aromáticas tanto en el gas como en el petróleo, y a las cantidades

significativas de fracciones intermedias de hidrocarburos (C2 – C4), las cuales normalmente ubican a las mezclas de hidrocarburos en condiciones próximas a las del punto crítico.

Los hidrocarburos de la acumulación Santa Bárbara y Pirital son del tipo composicional, variando la composición con la profundidad. A condiciones de yacimiento están cerca del punto crítico, observándose una zona de fase gaseosa en la parte más alta de la estructura (gas condensado), una zona de petróleo volátil y, al fondo, la zona de petróleo negro.

Los yacimientos perforados y producidos en el área indican la presencia de grandes reservas de hidrocarburos, cuya gravedad varía de 23 a 36 grados API, con presiones de flujo, en superficie, que alcanzan hasta 7500 lpc. La presión, a nivel de yacimiento, varía de 7800 lpc a 12000 lpc. La presencia de H₂S en algunos campos del área alcanza niveles cercanos a 800 ppm, así como niveles de CO₂ que alcanzan hasta 8% v/v; las temperaturas estáticas varían entre 280 °F y 320 °F.

5.6 Patrón estándar de Revestidores en los Pozos del Área.

Para poder determinar las características predominantes en los pozos del Distrito Punta de Mata, se recopiló toda la información disponible acerca de los diferentes pozos que se han perforado. Es así como se obtuvieron los reportes de veintitrés pozos y los informes finales (“post-mortem”) de otros diecisiete más. Desafortunadamente, la distribución de estos cuarenta pozos no fue uniforme en cuanto a la localización de los mismos, ya que la mayoría de ellos se encuentran ubicados en dos campos: Pirital y Santa Bárbara, que concentraron el 98 por ciento del total de pozos estudiados (cuarenta y uno). El resto están ubicados en el campo Carito (tabla 5-1 y grafico 5-1). No se obtuvo información acerca de pozos ubicados en los campos Mulata y El Furrial.

Tabla 5-1 Pozos Estudiados

CAMPO	POZO	CAMPO	POZO	CAMPO	POZO
Carito	CRC-24	Pirital	PIC-1	Santa Bárbara	SBC-17
	CRC-25		PIC-3		SBC-22
			PIC-4		SBC-37
			PIC-6		SBC-46
			PIC-7		SBC-90
			PIC-8		SBC-96
			PIC-9		SBC-113
			PIC-10		SBC-118
			PIC-11		SBC-119
			PIC-12		SBC-120
			PIC-13		SBC-121
			PIC-14		SBC-122
			PIC-15		SBC-123
			PIC-16		SBC-124
			PIC-17		SBC-125
			PIC-18		SBC-126
			PIC-19		SBC-127
			PIC-20		SBC-128
			PIC-25		SBC-129
			PIC-26		

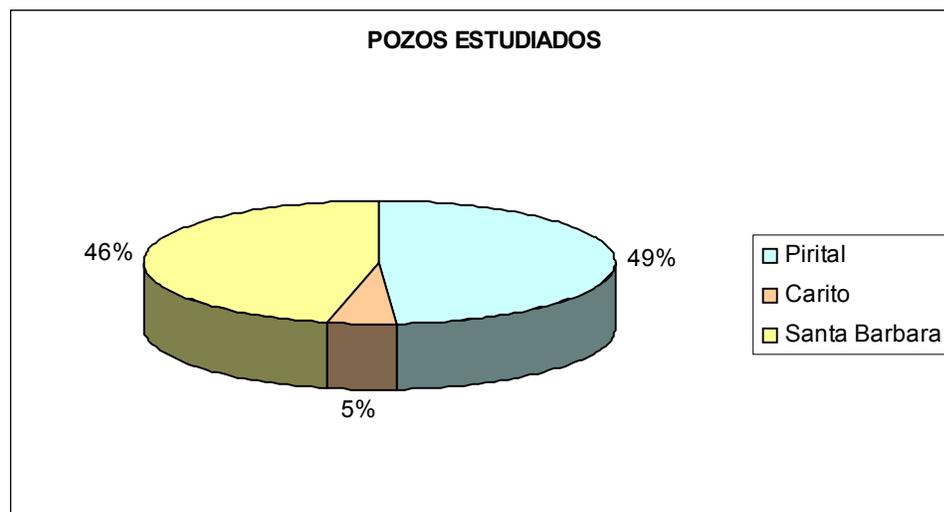
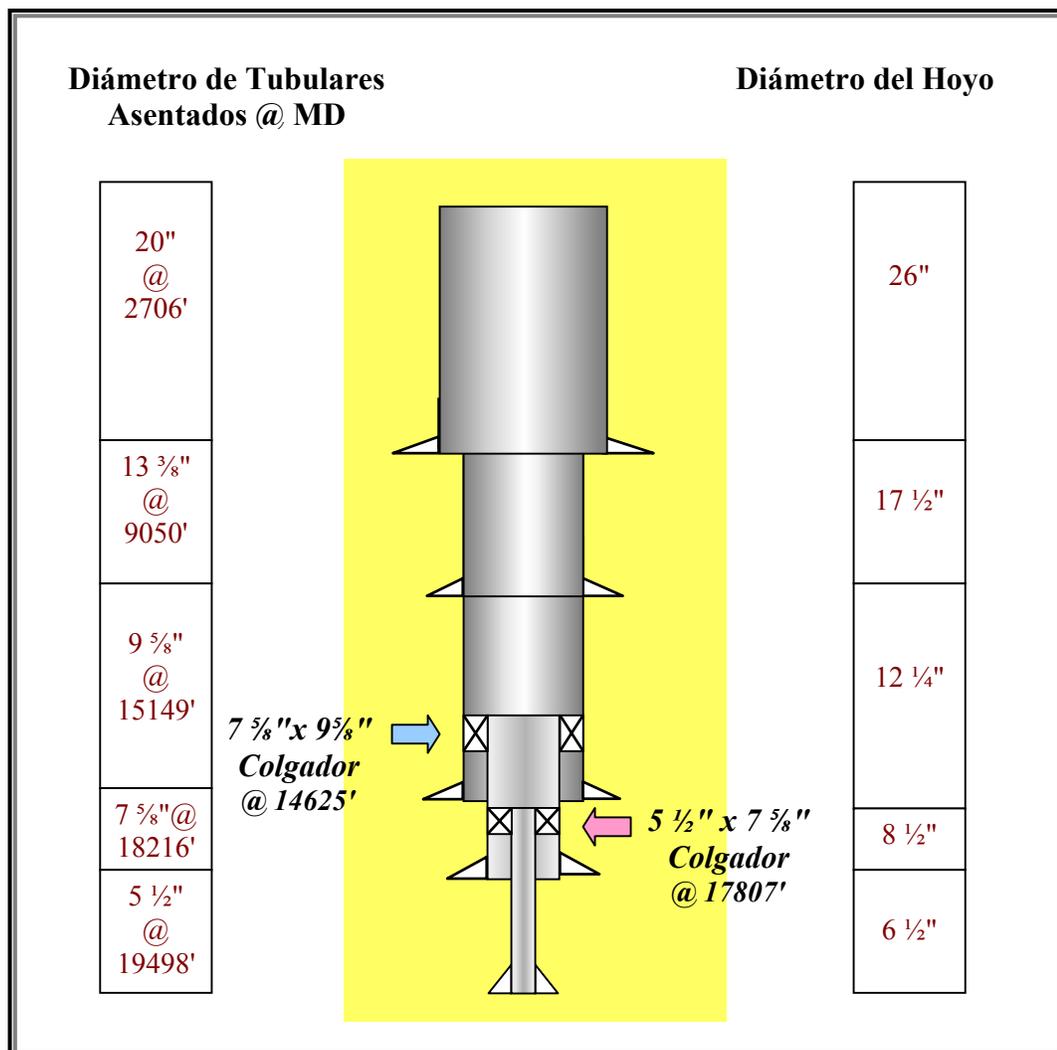


Gráfico 5-1 Distribución de los pozos estudiados en el Distrito Punta de Mata

Una vez revisados los reportes, se observó que en los pozos SBC-90, SBC-129 y CRC-25 no se utilizó ningún “liner” para realizar aislamiento zonal, ya que no lo ameritó. Por esta razón fueron descartados para el diseño del pozo tipo.

Analizando el patrón de revestidores utilizados en los treinta y ocho pozos restantes, se observó que es el mismo para todos, algo que se esperaba debido a que el diseño de “casings” está estandarizado para campos similares. La figura 5-7a muestra el diseño para un pozo del campo Piritral, mientras la figura 5-7b corresponde a uno del campo Santa Bárbara.



5 1/2" x 7 5/8"
Colgador
@ 17807'

Fig. 5-7a Diseño de revestidores para el pozo PIC-10

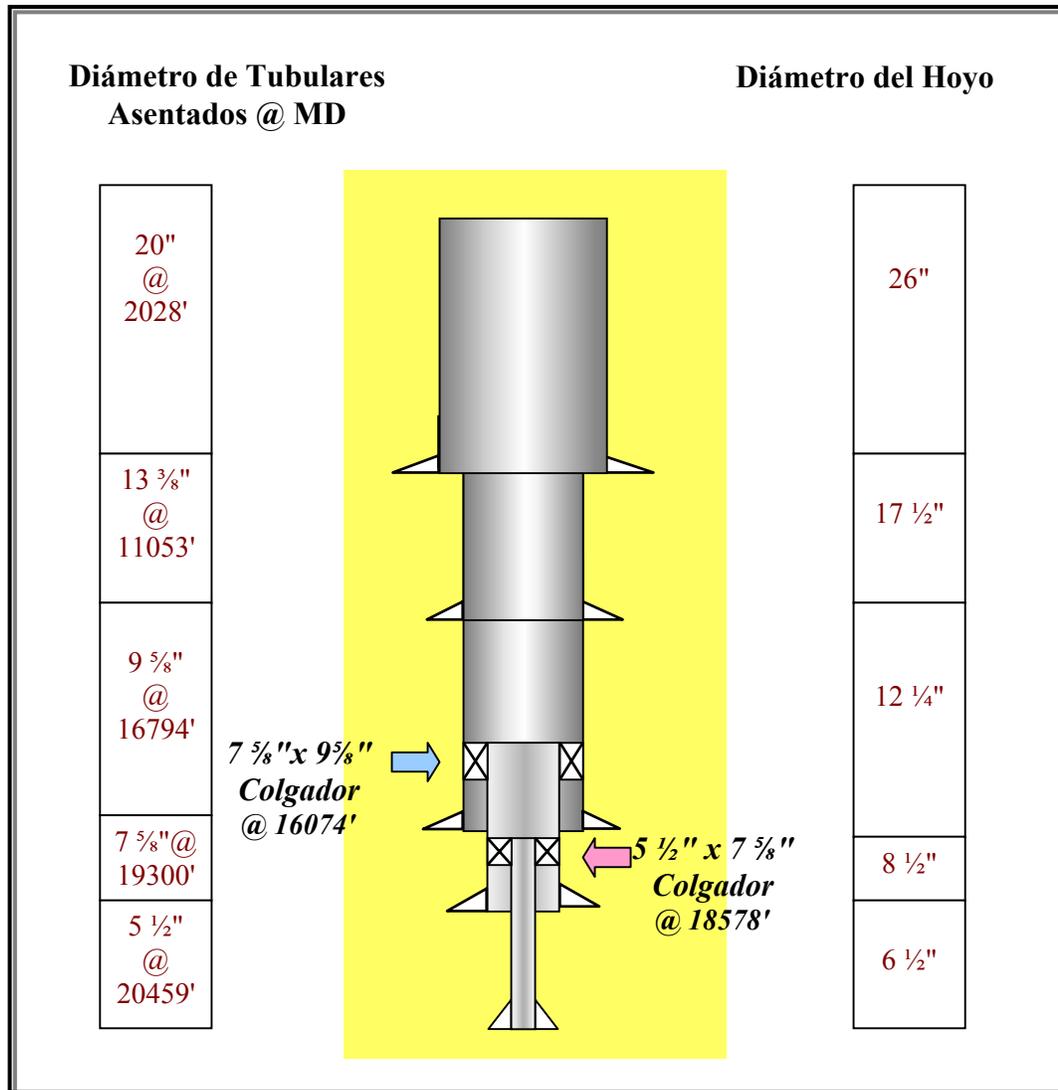


Fig. 5-7b Diseño de revestidores para el pozo SBC-37

Para comprender mejor el porqué de este esquema mecánico en los pozos de los campos Piritál y Santa Bárbara, se explica la función de cada uno de ellos. En un principio, se contemplaría el uso del siguiente esquema:

- **Revestidor de 30"** como *tubo guía*, en caso de ser necesario, se hinca a una profundidad de 60 pies.

- **Revestidor de 20"** como *revestidor conductor* para cubrir las arenas de agua dulce de la formación Mesa/Las Piedras, asentado a una profundidad promedio de 1000 pies, y no mayor de 4500 pies. Este revestidor se corre en un hoyo ampliado hasta 26" y perforado con lodo base agua, con densidad variando entre 9 y 10 lpg.
- **Revestidor de 13 3/8"**, como *superficial*, para cubrir las arenas agotadas de la formación La Pica (4500-6800 pies). En el área cubierta por el Bloque Alóctono (Campos Pirital – Noroeste de Santa Bárbara) la profundidad de asentamiento del revestidor se ubica entre 8000 y 12000 pies, ya que debe quedar por debajo de la base del Bloque Alóctono, penetrando someramente en la Formación Carapita. Este revestidor es corrido en un hoyo de 17 1/2", perforado con lodo lignosulfonato a densidades entre 9,6 y 13 lpg. En el caso de los pozos del PIGAP, la profundidad de asentamiento varía entre 7500 a 7800 pies (+/- 1500 pies dentro de la formación Carapita). Este revestidor se corre en un hoyo de 14 3/4" ampliado a 17 1/2". La sección se perfora con lodo invertido cuya densidad se ubica en el rango de 16,5 hasta 16,9 lpg.
- **Revestidor de 9 5/8"** *intermedio*, para cubrir las lutitas presurizadas de la formación Carapita. Este tubular se asienta a profundidades que varían de acuerdo al espesor de esta formación, lo que da un rango entre 13000 y 14300 pies. Esta sección se perfora con una mecha de 12 1/4", utilizando lodo base aceite con densidad variando entre 15 y 17,8 lpg. En el caso de que la arena marcadora Carapita "E" se encuentre *agotada*, el revestidor es asentado en el tope de la misma, hacia la base de la sección lutítica; esto es con el objeto de evitar problemas de pérdidas de circulación cuando se perfora con lodo de alta densidad, lo cual origina un desbalance de presión marcado entre la columna hidrostática y la sección agotada. En el caso de que la arena Carapita "E" se encuentre presurizada, se continua perforando, siendo el revestidor asentado hacia el tope de la formación Naricual.
- **Revestidor colgante de 5 1/2"**, como *camisa de producción* para cubrir las arenas productoras de la Formación Naricual y Cretáceas, asentado a profundidades

variables de acuerdo a los objetivos a desarrollar. El hoyo se perfora con una mecha de $8 \frac{3}{8}$ pulgadas de diámetro, por lo que la cementación de este revestidor colgante se ha realizado con un espesor anular de 1,4375 pulgadas.

Como nota adicional, en este esquema la cementación contemplaría el uso de lechadas únicas, clase G o H Mara Petrolero, con agente de retrogresión (sílice), antimigratorio, controlador de filtrado y retardador. En algunos casos, se incluye la utilización de dispersante. Adicionalmente se haría necesario agregar aditivos antimigratorios, debido a la presencia de zonas de gas presurizado.

Debido al agotamiento de las arenas inferiores de las formaciones Naricual y Cretáceas, se hizo necesario realizar cambios en el diseño mecánicos de los pozos; es así como a partir del revestidor intermedio de $9 \frac{5}{8}$ pulgadas se incorpora el uso de un revestimiento colgante, intermedio, de $7 \frac{5}{8}$ pulgadas; de esta manera se tiene:

- **Revestidor colgante de $7 \frac{5}{8}$ "** como *liner intermedio* para aislar arenas sobrepresurizadas que se encuentran hacia el tope de la formación Naricual, como Nar-1 y Nar-2, que no han sido drenadas por presentar propiedades petrofísicas poco favorables, por lo que su profundidad de asiento es variable, de acuerdo a los objetivos a desarrollar. El hoyo se perfora con una mecha de $8 \frac{1}{2}$ pulgadas de diámetro, usando lodo base aceite mineral o 100% aceite, con densidades que varían entre 12,3 lpg y 15,4 lpg.
- **Revestidor colgante de $5 \frac{1}{2}$ "** como *camisa de producción* para cubrir las arenas productoras de la Formación Naricual y Cretáceas, asentado a profundidades variables de acuerdo a los objetivos a desarrollar. El hoyo se perfora con una mecha de $6 \frac{1}{2}$ pulgadas de diámetro, usando lodo base aceite mineral o 100% aceite, de 11,3 a 14,6 lpg.

5.7 Gradientes de Presión en el Área

Una vez que ya se conoce como será el diseño mecánico de los revestidores para el pozo tipo, y siguiendo la metodología fijada, el siguiente paso consistiría en conocer los gradientes predominantes en el área. Dado que se tiene reunida una data en función de dos campos, los gradientes de agruparán de esa manera. Los gráficos 5-2 y 5-3 muestran las curvas de densidad equivalente para sendos pozos respectivos a cada campo.

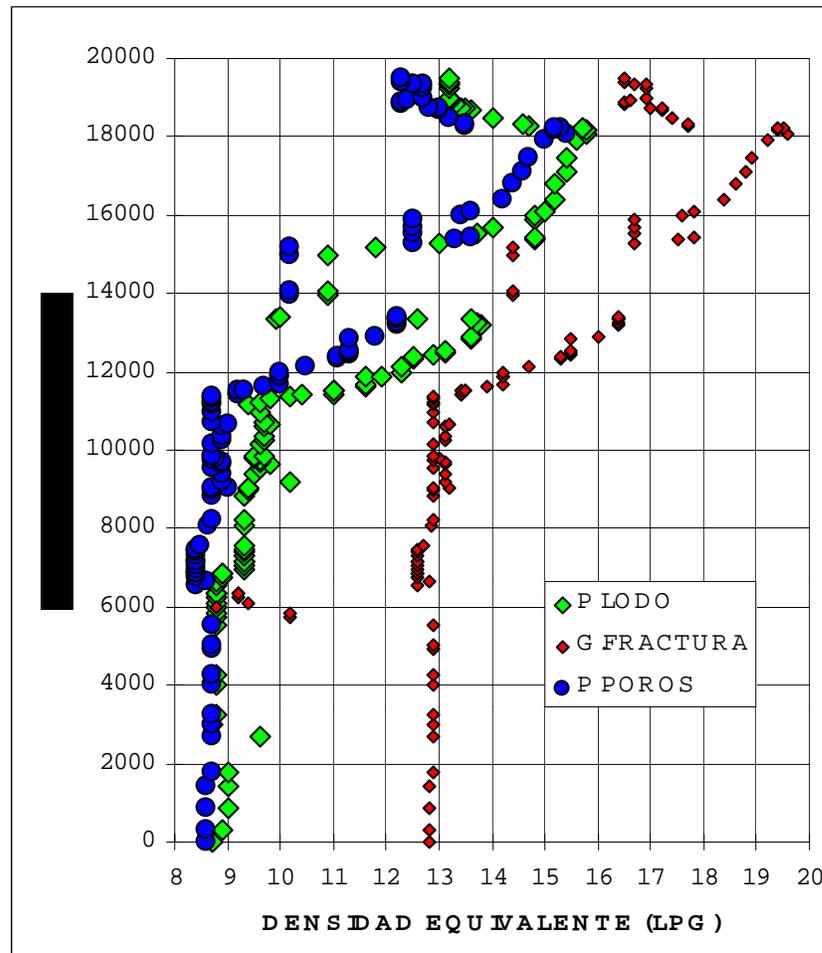


Gráfico 5-2 Curvas de Presiones Registradas en el Pozo PIC-10

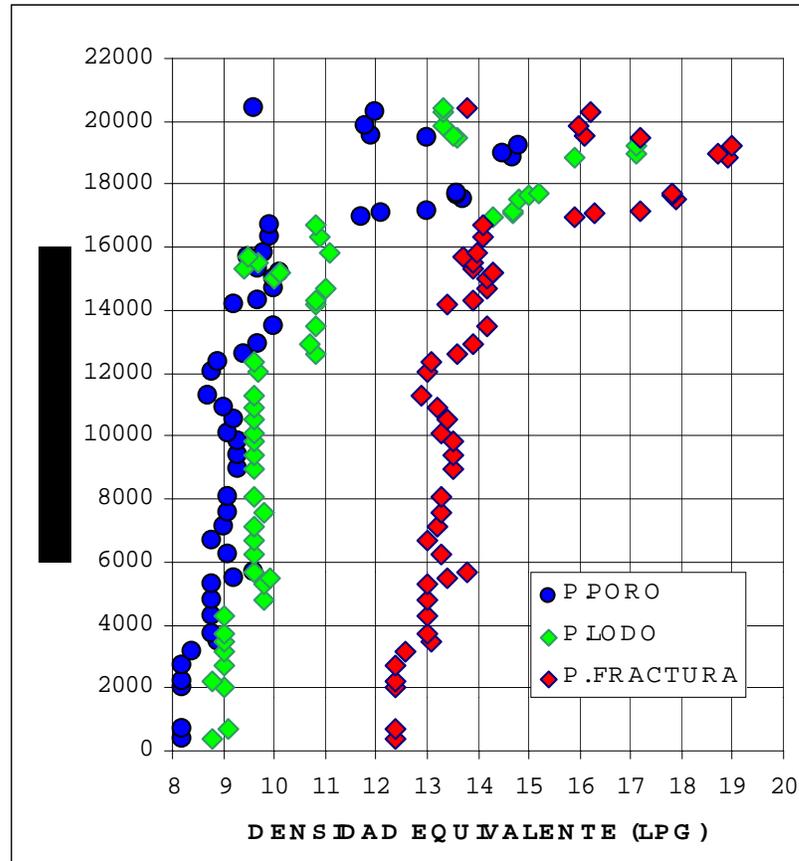


Gráfico 5-3 Curvas de Presiones Registradas en el Pozo SBC-37

Los valores de las distintas presiones para cada campo fueron agrupados y luego representados en gráficos en función de la profundidad vertical, o TVD (siglas en inglés de “True Vertical Depth”), con lo que se obtuvo el comportamiento promedio de las presiones de cada campo. Debido a que los registros en cada pozo no se encuentran reportados a la misma profundidad, se escogió como escala de profundidad referencial a la del pozo PIC-10 por presentar mejor resolución vertical. En cada caso, tanto en Pirital como en Santa Bárbara, se observaron algunas diferencias entre los pozos, como era de esperarse; esto se nota de manera más clara cuando se superponen en un mismo gráfico los gradientes de cada uno de los pozos y el gradiente promedio (gráficos 5-4 al 5-9). Para poder evaluar la homogeneidad de las presiones de formación, fractura y peso de lodo, a cada nivel de profundidad se le calculó la desviación estándar y, luego, se obtuvo la desviación estándar promedio para cada curva de gradiente. De esta manera se pudo

conocer que tan alejados del comportamiento promedio se encuentra el comportamiento individual de los pozos.

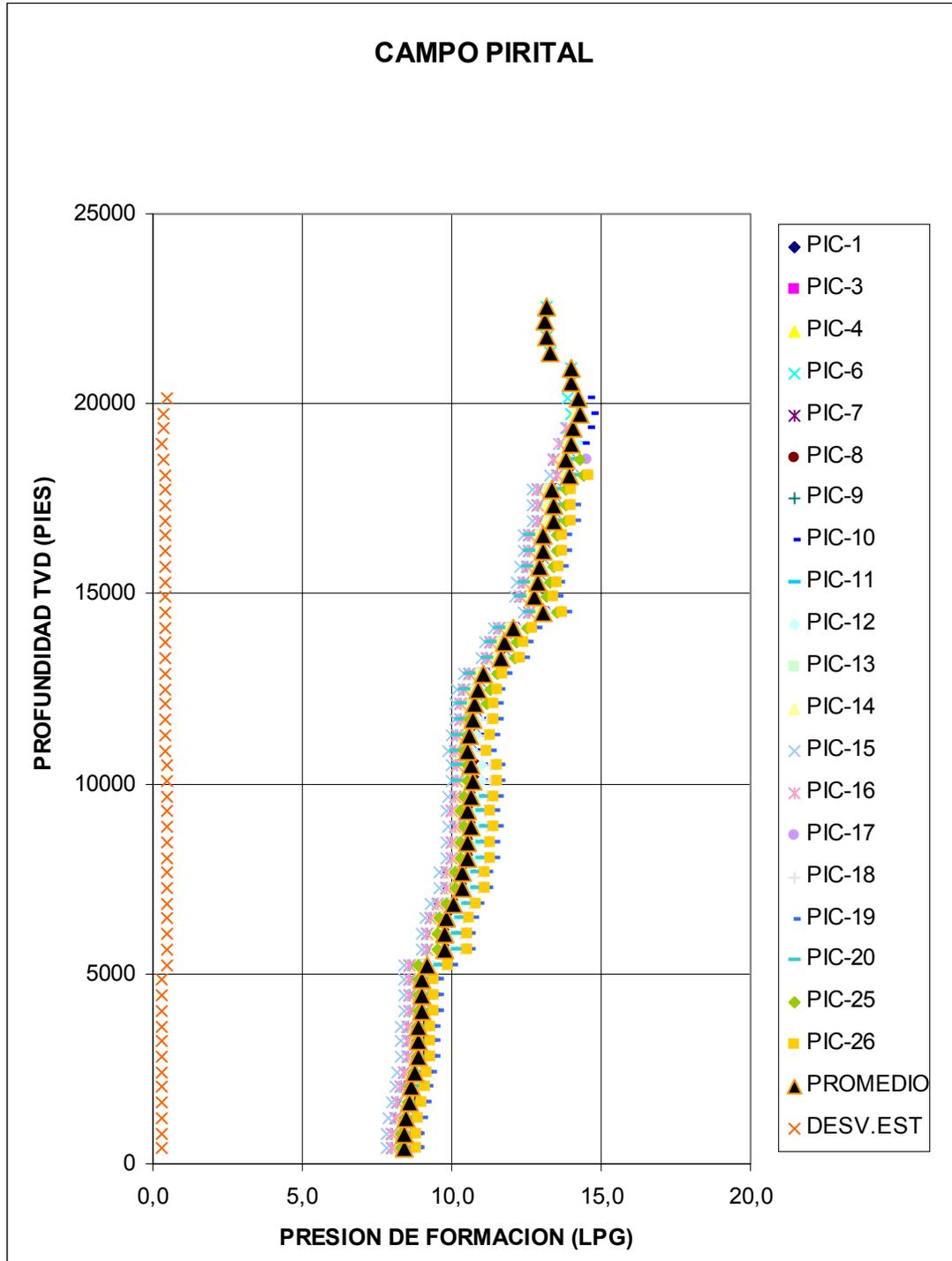


Gráfico 5-4 Presión de Formación – Campo Pirital

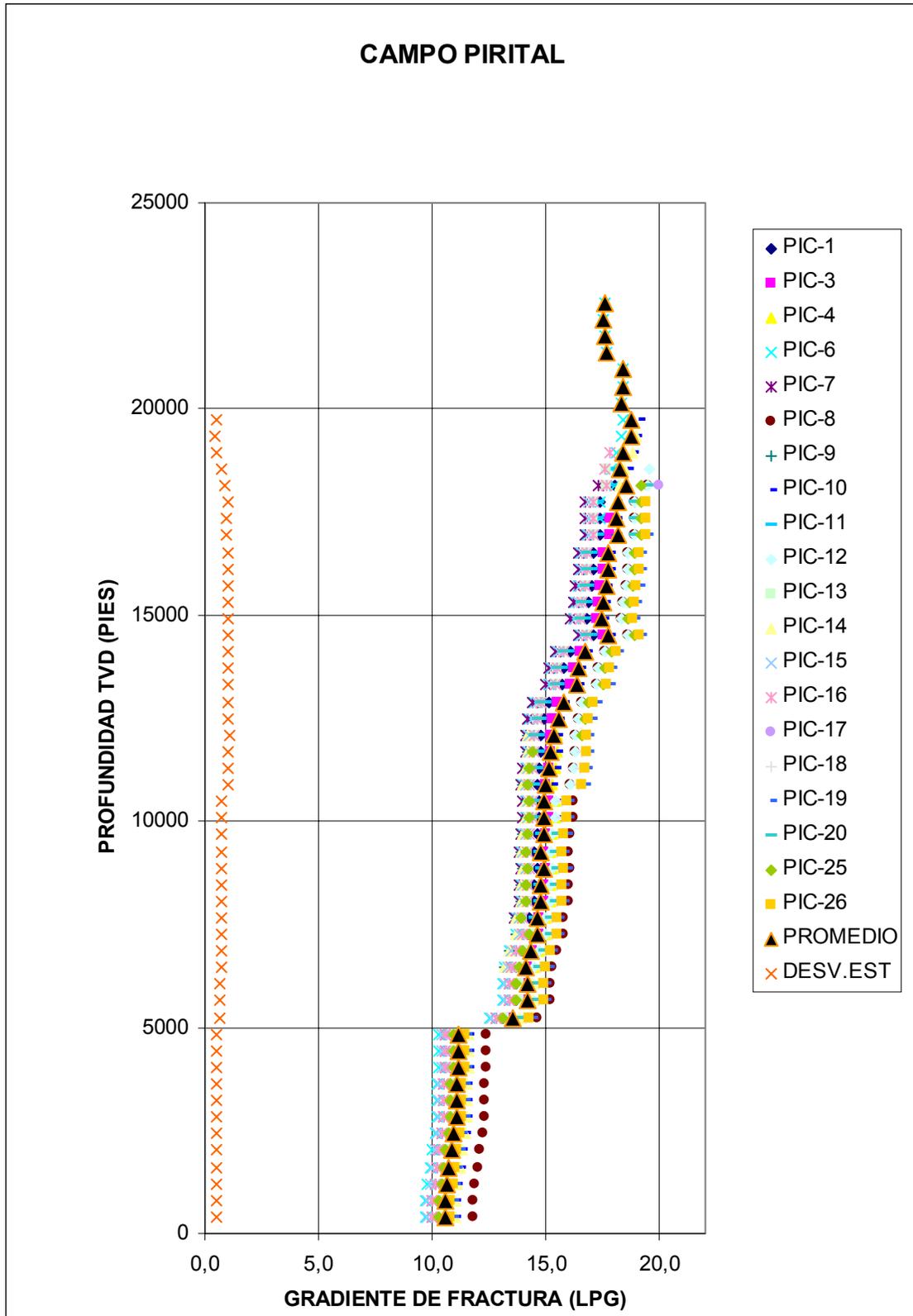


Gráfico 5-5 Presión de Fractura – Campo Pirital

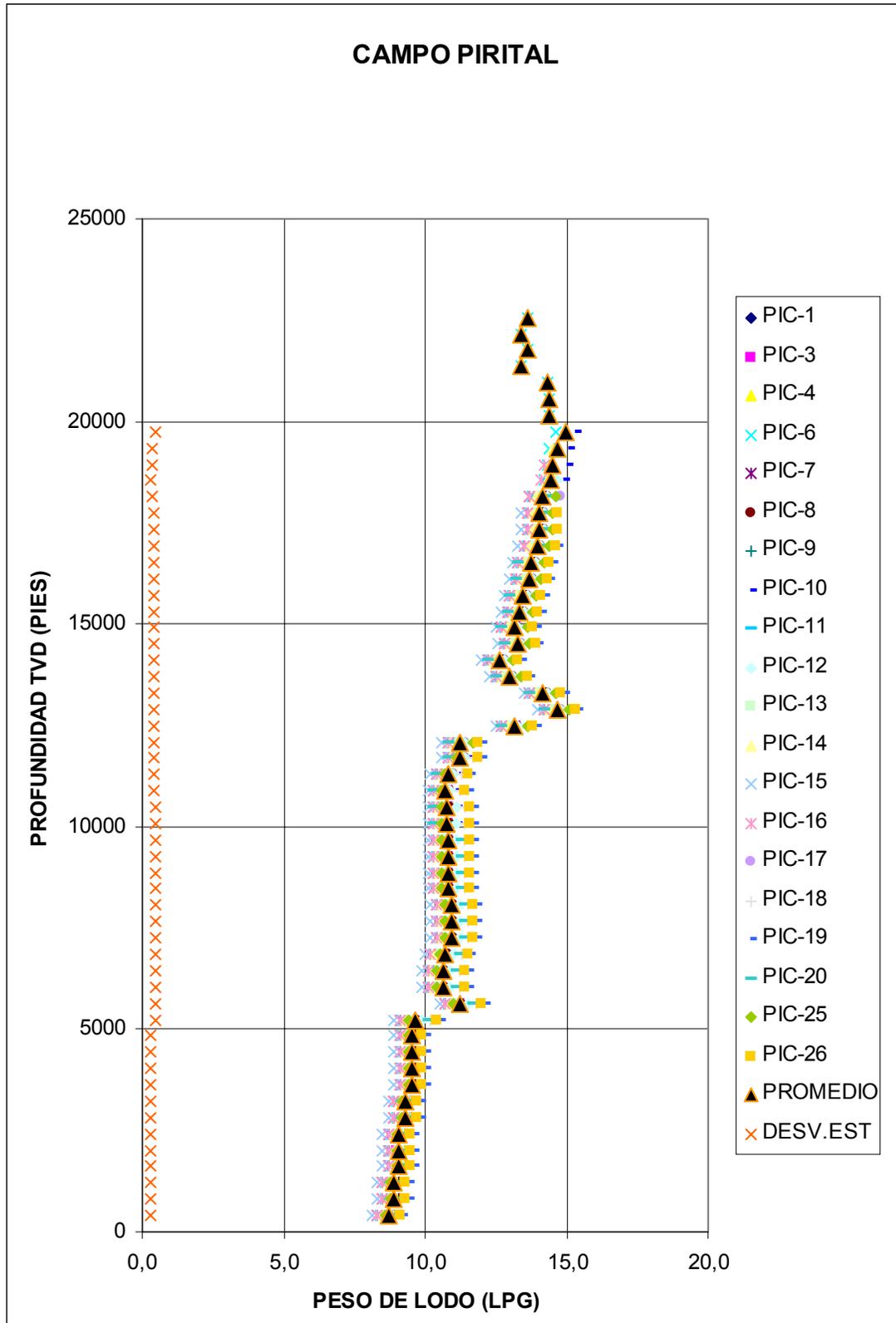


Gráfico 5-6 Peso de Lodo – Campo Pirital

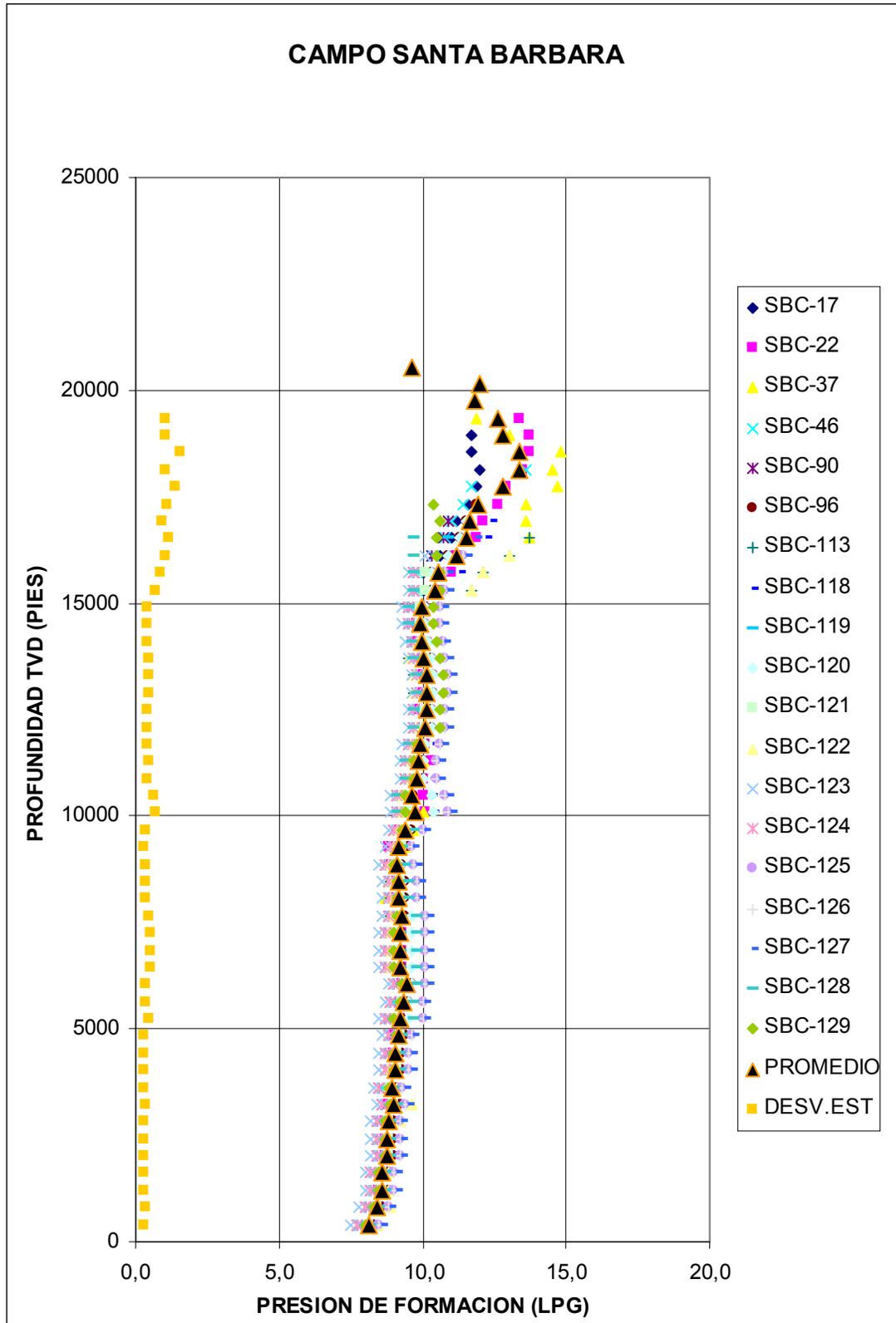


Gráfico 5-7 Presión de Formación – Campo Santa Bárbara

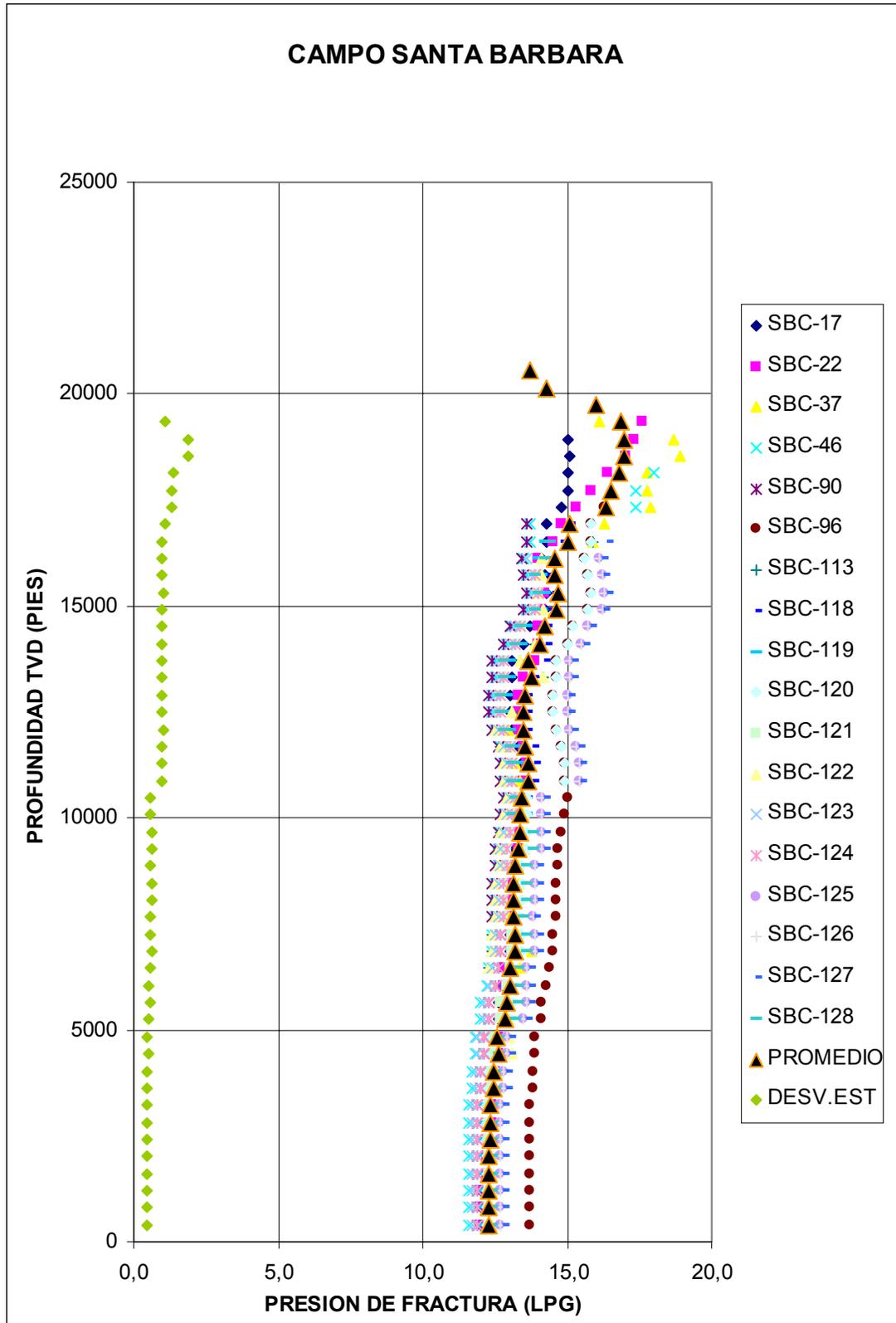


Gráfico 5-8 Presión de Fractura – Campo Santa Bárbara

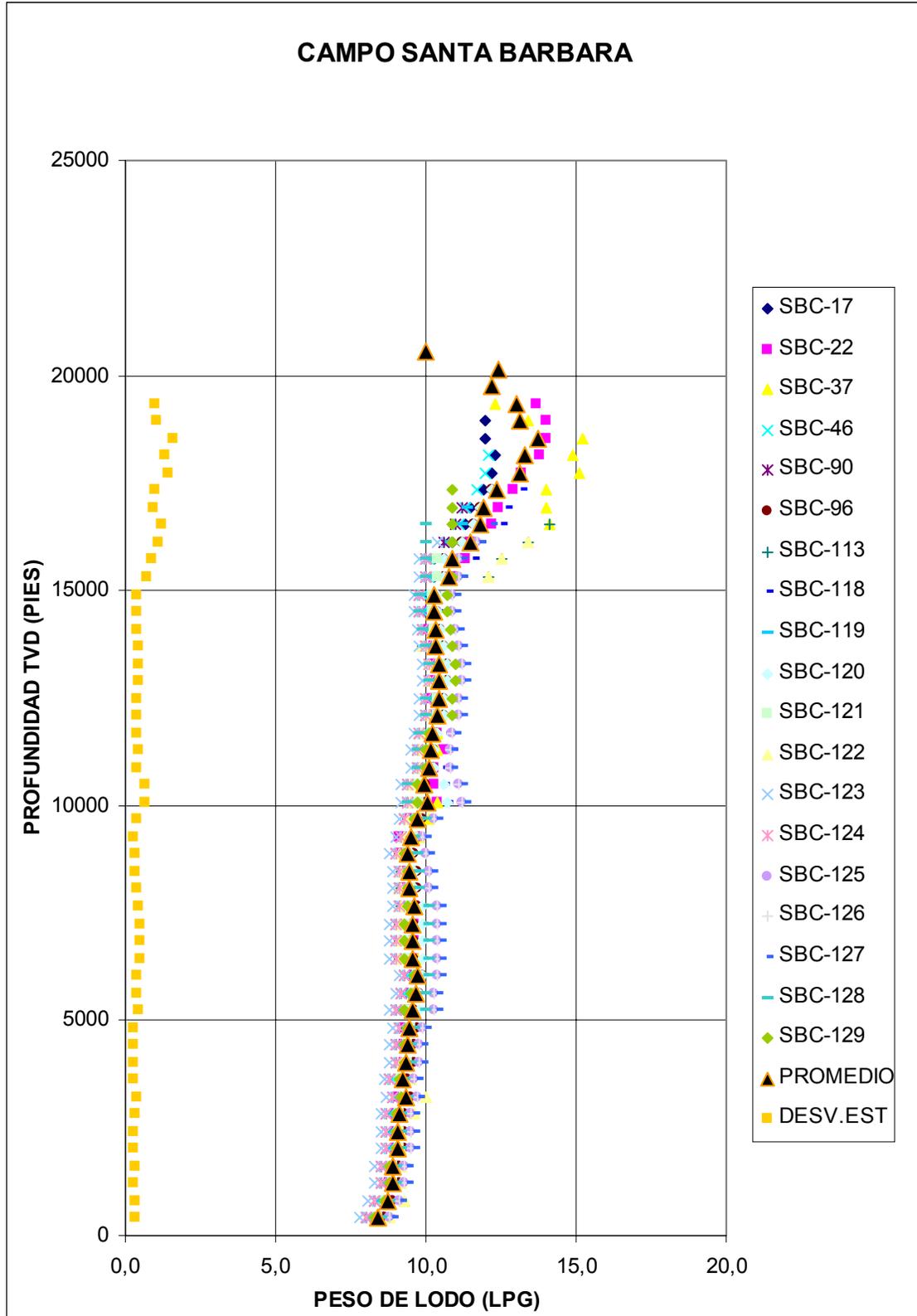


Gráfico 5-9 Peso de Lodo – Campo Santa Bárbara

Analizando los gráficos anteriores, la primera observación sería la diferencia existente entre el comportamiento promedio las presiones entre los campos Pirital y Santa Bárbara; por otro lado, el comportamiento de los pozos entre sí, aunque no se mostró idéntico, mantuvo la misma tendencia. Todo esto indicó que existen dos patrones de comportamiento de presiones en la data analizada, uno correspondiente a cada campo. Siguiendo las sugerencias de los especialistas de las empresas que suministran los tubulares expansibles, se debía decidir por uno de los campos, para basar allí las características que definirían al pozo EX – 01. La manera idónea de escoger el campo modelo sería comparar las desviaciones estándar de cada curva en cada campo. El resultado de esta comparación se muestra en la tabla 5-2.

Tabla 5-2 Desviación Estándar Promedio

	CAMPO	
	Pirital	Santa Bárbara
Presión de Formación	0,40	0,54
Presión de Factura	0,79	0,79
Peso de Lodo	0,40	0,55

En base a los valores mostrados en la tabla 5-2, se tomaría la decisión de escoger al campo Pirital como el modelo base para las características del pozo tipo. La columna litológica, el diagrama mecánico de los revestidores, así como las curvas de las presiones esperadas se muestran en la figura 5-8.

En esta figura se observaría que el aislamiento de la formación Naricual actualmente se realiza con un “liner” convencional de 7 5/8 pulgadas. De aquí en adelante, se analizaría la factibilidad de sustituir esta camisa convencional por una expansible, ranurada o sólida, a manera de conseguir una solución, técnica y económicamente, más beneficiosa.

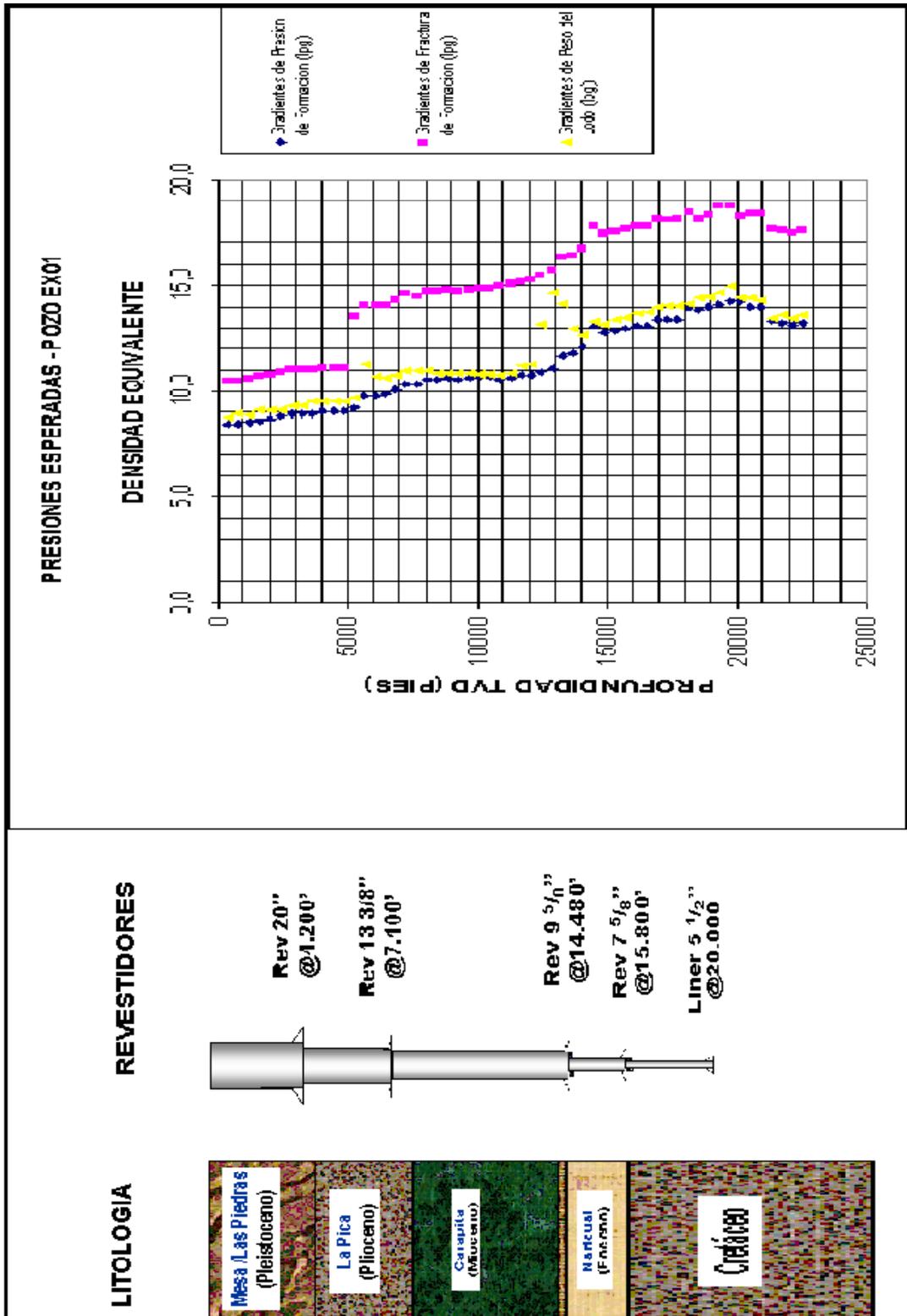


Fig. 5-8 Diseño Convencional y Características del Pozo EX – 01

Antes de realizar cualquier propuesta sería necesario establecer con precisión la ventana operacional en donde se correría el forro expansible. La situación planteada consistió en que se tiene cementado un revestidor de 9 5/8 pulgadas, cuya zapata se encuentra a una profundidad de 14.780 pies TVD (profundidad vertical). Dicho revestidor estaría asentado en la base de la arena marcadora Carapita E; se venía perforando con lodo 100% base aceite de 13,5 lpg. El objetivo sería llegar a las arenas superiores de las formaciones del Cretáceo (formaciones Caratas y Los Jabillos) que se encuentran a una profundidad de aproximadamente 18.000 pies, en donde se tendría planificado realizar una completación *monobore* de 5 1/2 pulgadas. Esto se ilustra en la figura 5-9.

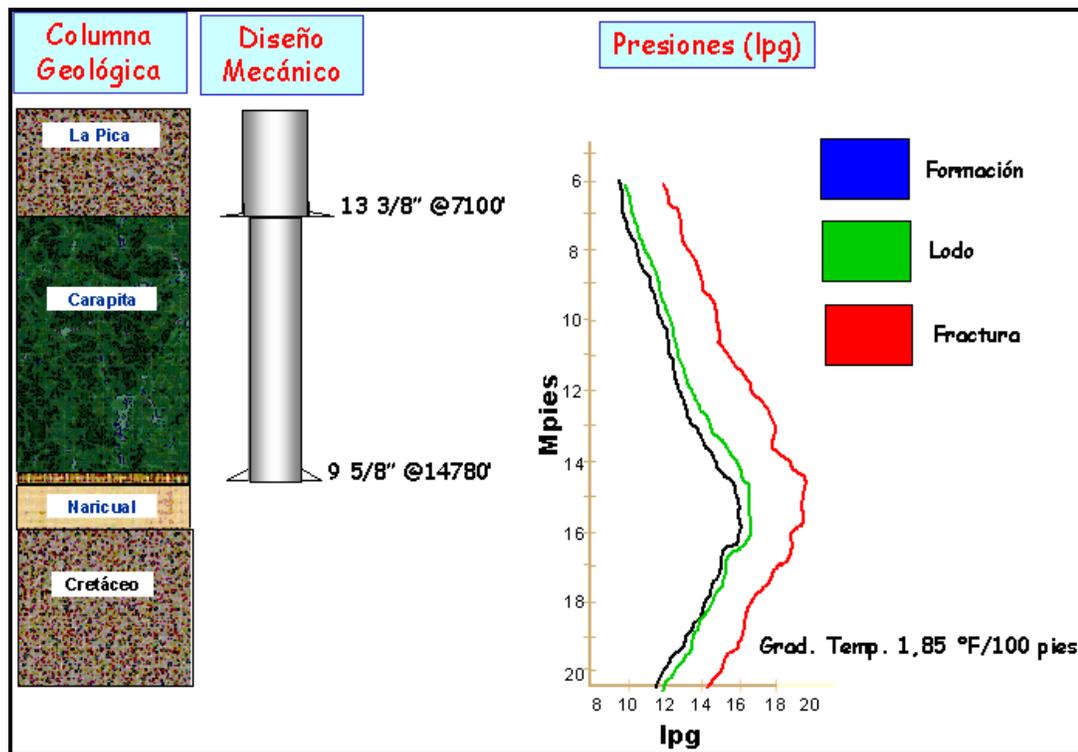


Fig. 5-9 Ventana Operacional para Correr Liner Expansible

Las arenas superiores de la formación Naricual (Nar-1 y Nar-2) no han sido explotadas debido a que no presentan características petrofísicas desfavorables, como baja permeabilidad, alta compactación y poco espesor, aunado a la presencia de gas presurizado que hace que la relación de movilidad Gas – Petróleo sea desfavorable para

el crudo. El gradiente de temperatura se estimó a partir de registros de pozos del área, dando un gradiente térmico de 1,85 °F / 100 pies.

La perforación de la formación Naricual se llevaría a cabo con mecha de 8 ½ pulgadas y, debido a la presencia de gas presurizado, se haría necesario aumentar el peso del lodo hasta 15,0 lpg. Cuando se llegara a las cercanías de grupo Cretáceo, se encontrarían arenas que poseen una menor presión de poro, por lo que se debería correr un “liner” para aislar esta zona y garantizar la integridad del hoyo. La longitud a aislar se ha estimado en 1000 pies.

En este contexto, se presentaron soluciones alternas que servirían como medida de contingencia para obtener un efectivo aislamiento zonal y lograr el objetivo planificado mediante operaciones que combinen la seguridad del equipo, del personal, y la integridad del hoyo, manteniendo los costos al menor nivel posible.

5.8 Propuesta Camisa Convencional

A fin de establecer posteriormente una comparación técnico – económica, la primera consideración consistió en la colocación de un forro convencional de 7 ⅝ pulgadas, colgado desde el revestidor anterior (9 ⅝ pulgadas) con un *overlap* de 400 pies. Después de correr el forro, se continuaría perforando con mecha de 6 ½ pulgadas para llegar al objetivo y realizar la completación con camisa de producción de 5 ½ pulgadas. Este es el diseño que actualmente se tiene pre – establecido, el cual contempla, mayoritariamente, el uso de forros grado API P-110. La selección de tubulares de este grado se debe a que desde allí se cuelga la camisa de completación de 5 ½", lo que ocasiona cargas tensionales elevadas. La magnitud de estas cargas han sido previamente evaluadas con el software StressCheck™.

Tomando el promedio de costos de un pozo tipo en Pirital, se presenta la relación de costos en la tabla 5-3. El diseño mecánico de este pozo se muestra en la figura 5-10.

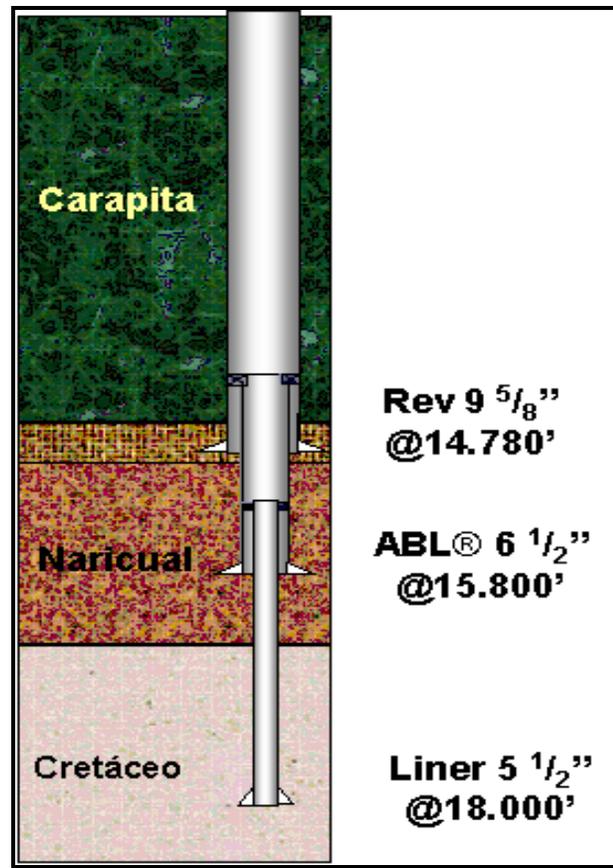


Fig. 5-10 Diseño Mecánico – Solución Convencional

Tabla 5-3 Costo del pozo EX – 01 con 1000 pies de liner convencional como contingencia para aislamiento zonal - Campo Pirital

FASE	TIEMPO (Días)	COSTO (U.S. \$)	DIÁMETRO REVSTIDOR	ASENTAMIENTO TVD (PIES)
Mudanza	10	319.000,00		
Superficie	20	560.000,00	20 pulgadas	1.000
Intermedio	15	910.000,00	13 $\frac{3}{8}$ pulgadas	7.200
Intermedio	45	1.950.000,00	9 $\frac{5}{8}$ pulgadas	14.780
Liner Auxiliar	21	950.000,00	7 $\frac{5}{8}$ pulgadas	15.800
Liner Producción	18	810.000,00	5 $\frac{1}{2}$ pulgadas	18.000
TOTAL	129	5.499.000,00		

5.9 Propuesta Camisa Expansible Ranurada

Esta se presentaría como la primera alternativa a la corrida de forros convencionales. Con esta herramienta se perseguiría lograr un aislamiento zonal efectivo, manteniendo el diámetro del hoyo para seguir perforando la última sección con mecha de 8 ½ pulgadas y así tener un buen espesor anular (1,5") que garantizara una óptima cementación en el forro de producción (de 5 ½ pulgadas).

Debido a que estos tubulares no se comportan de la misma manera que los convencionales, para evaluar la factibilidad técnica del empleo de este tipo de camisa se enviarían los datos referentes al pozo a los especialistas de la compañía Weatherford Completion Systems, quienes procesarían estos datos en el programa "*Petroline EST Cement Analysis Program*" (PECAP®). El ABL® basa su eficacia en un efectivo proceso de cementación, de hecho, esta herramienta no es otra cosa que un cilindro de concreto armado, que tiene al tubular ranurado como una especie de malla de acero que sirve de sostén para anillo de cemento. PECAP® se basa en el cálculo de la resistencia a la compresión de un anillo de cemento, sin tomar en cuenta la acción del "liner". Para ello utiliza la ecuación de Windenburg (Ec. 2-1) que calcula la resistencia al colapso que puede soportar un cilindro hueco de cemento, por lo que el cálculo se realiza para esa condición de presión diferencial.

Las propiedades mecánicas del cemento utilizadas por PECAP® serían tomadas de propiedades promedio de lechadas de cementos que han sido considerados de baja calidad. Con esto, los cálculos se realizarían, en un principio, en un escenario pesimista, con esto se verificaría el tipo de deformación que experimentaría el cemento, producto de la carga estática impuesta por la formación, lo que permitiría establecer la confiabilidad de los cálculos aportados por PECAP®; hay que tener claro que este programa asume una deformación *elástica* en el cemento. Más adelante, en el momento de una eventual corrida, se deberían volver a hacer los cálculos con los valores de las propiedades mecánicas reales, que serían medidas en los laboratorios de las compañías de cementación. Para el pozo EX-01, por ser un pozo *hipotético*, se realizarían los

cálculos asumiendo una lechada con las propiedades mecánicas mínimas recomendadas por Weatherford Completion Systems. En base a estos cálculos se verificaría la viabilidad técnica de la propuesta.

El PECAP® se utilizó en dos escenarios; como el ABL® es, básicamente, un tapón de cemento reforzado que luego es perforado, entonces los diferenciales de presión a que estará sometido dependen de dos fuerzas opuestas: la ejercida por la formación y la ejercida por la columna de lodo que se utilizará cuando se perfora la siguiente sección que, en nuestro caso, sería para correr el “liner” de producción. Al perforar las arenas inferiores de la formación Naricual y las correspondientes a las formaciones Cretáceas, existiría un rango para el peso de fluido de perforación; este rango estaría definido con un valor mínimo y uno máximo, que se establecieron en 11,9 lpg y 14,9 lpg, respectivamente. En cada uno de estos escenarios se evaluó el comportamiento del ABL®, cuyos resultados se muestran en las tablas 5-4 a la 5-9. En la figura 5-11 se señalan las propiedades y dimensiones que son requeridos como datos de entrada (INPUT).

Tabla 5-4 PECAP® - Verificación Carga Estática sobre el Cemento. Lodo 11,9 lpg

INPUT	
a, INNER RADIUS (m)	0,108
b, OUTER RADIUS (m)	0,1524
Gc, CEMENT SHEAR MODULUS (MPa)	5500
νc, CEMENT POISSON RATIO, (default=0)	0
Tc, TENSILE STRENGTH OF CEMENT, (MPa)	15
APPLICATION DEPTH (M)	4816
FORMATION PRESSURE GRADIENT (PSI/FT)	0,78
CEMENT YOUNG'S MODULUS (MPa)	11000
FORMATION POISSON RATIO, νf (default 0.25)	0,25
MUD GRADIENT (PSI/FT)	0,618
Po, INITIAL RADIAL FORMATION STRESS, (MPa)	36,31424533
FORMATION SHEAR MODULUS, (Default, Gf=8Po)	290,5139627
HOLE PRESSURE AT DEPTH (MPa)	67,31
OUTPUT	
SHEATH THICKNESS (M)	0,0444
WALL THICKNESS RATIO, X	1,41
ELASTICITY FACTOR,	0,09
DIFFERENTIAL BURST PRESSURE AT DEPTH (MPa)	54,36
ABSOLUTE BURST PRESSURE AT DEPTH (MPa)	90,68
FORMATION PRESSURE AT DEPTH (MPa)	84,97
API ELASTIC COLLAPSE PRESSURE (MPa)	93,17
WINDENBURG COLLAPSE PRESSURE (MPa)	68,00
EFFECTIVE PRESSURE, BOREHOLE WALL (MPa)	32,97611742
FORMATION LOAD STATE, ELASTIC<0.03, LIMIT=0.25	0,010887115

Tabla 5-5 PECAP® - Lodo de 11,9 lpg

Pecap Rev 2 (13-09-01)	Company: PDVSA					
EVACUATED WELLBORE SCENARIO	Well name: EX-01					
Diameter of under-reamed section (inch)	12,250					
Post expansion drift required (inch)	8,500					
SECTION INPUT	1	2 (ABL)	3	4	5	6
VERTICAL DEPTH (m) - TOP	4500	4511	4815	#N/A	#N/A	#N/A
VERTICAL DEPTH (m) - BOTTOM	4511	4815	4900	#N/A	#N/A	#N/A
a, CEMENT SHEATH INNER RADIUS (m)	#N/A	0,1080	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A
b, CEMENT SHEATH OUTER RADIUS (m)	#N/A	0,1556	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A
FM grad, FORMATION PRESSURE GRADIENT (psi/ft)	0,78	0,78	0,78	#N/A	#N/A	#N/A
Gc, CEMENT SHEAR MODULUS (MPa)	#N/A	20.000	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A
Vc, CEMENT POISSON RATIO, (default=0)	#N/A	0	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A
Tc, TENSILE STRENGTH OF CEMENT, (MPa)	#N/A	3	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A
Ec, CEMENT YOUNG'S MODULUS (MPa)	#N/A	40.000	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A
Vf, FORMATION POISSON RATIO, (default 0.25)	0,25	0,25	0,25	#N/A	#N/A	#N/A
MUD GRADIENT (PSI/FT)	0,618	0,618	0,618	#N/A	#N/A	#N/A
OVB grad, OVERBURDEN GRADIENT (psi/ft)	1	1	1			
WELL INCLINATION AT SECTION TOP (deg.)	0	0	0	0	0	0
OUTPUT						
Po, IN. RAD FORM. STRESS TOP, (MPa)	86,865	87,077	92,945	#N/A	#N/A	#N/A
Po, IN. RAD FORM. STRESS BOTTOM, (MPa)	87,077	92,945	94,586	#N/A	#N/A	#N/A
FORMATION SHEAR MOD TOP, (Default, Gf=8Po)	694,917	696,616	743,561	#N/A	#N/A	#N/A
FORMATION SHEAR MOD BOTTOM, (Default, Gf=8Po)	696,616	743,561	756,688	#N/A	#N/A	#N/A
MUD PRESSURE AT TOP (MPa)	62,894	63,048	67,297	68,48	#N/A	#N/A
MUD PRESSURE AT BOTTOM (MPa)	63,048	67,297	68,485	#N/A	#N/A	#N/A
CEMENT SHEATH THICKNESS (m)	#N/A	0,048	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A
WALL THICKNESS RATIO, X	#N/A	1,441	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A
ELASTICITY FACTOR TOP,	#N/A	0,059	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A
ELASTICITY FACTOR BOTTOM,	#N/A	0,062	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A
DIFF. BURST PRESSURE, TOP (MPa)	#N/A	15,917	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A
ABSOLUTE ABL BURST PRESSURE, TOP (MPa)	#N/A	102,994	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A
ABSOLUTE ABL BURST PRESSURE, BOTTOM (MPa)	#N/A	109,847	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A
FORMATION PRESSURE TOP ABL (MPa)	79,399	79,593	84,957	#N/A	#N/A	#N/A
FORMATION PRESSURE BOTTOM ABL (MPa)	79,593	84,957	86,456	#N/A	#N/A	#N/A
API ELASTIC COLLAPSE PRESSURE (MPa)	#N/A	399,928	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A
WINDENBURG COLLAPSE PRESSURE (MPa)	#N/A	286,870	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A
EFFECTIVE PRESSURE, BOREHOLE WALL (MPa)	#N/A	81,954	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A
FORMATION LOAD STATE, ELASTIC<0.03, LIMIT=0.25	#N/A	0,001	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A
RADIAL STRESS GRADIENT (SECTION TOP)(PSI/FT)	-0,853	-0,853	-0,853	#N/A	#N/A	#N/A
ESTIMATED FBG (PSI/FT)	0,998	0,998	0,998	#N/A	#N/A	#N/A

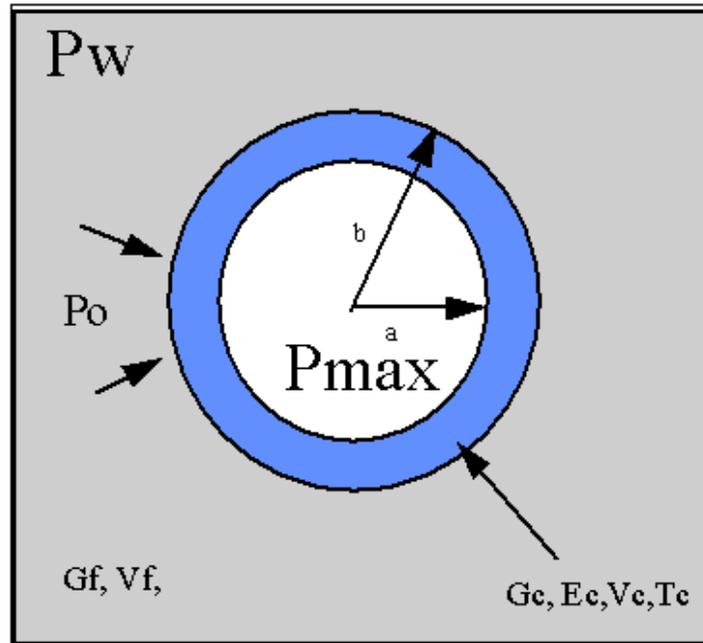


Fig. 5-11 Datos de Entrada para PECAP®

Tabla 5-6 PECAP® - Verificación Carga Estática sobre el Cemento. Lodo 14,9 lpg

INPUT	
a, INNER RADIUS (m)	0,108
b, OUTER RADIUS (m)	0,1524
Gc, CEMENT SHEAR MODULUS (MPa)	5500
Vc, CEMENT POISSON RATIO, (default=0)	0
Tc, TENSILE STRENGTH OF CEMENT, (MPa)	15
APPLICATION DEPTH (M)	4816
FORMATION PRESSURE GRADIENT (PSI/FT)	0,78
CEMENT YOUNG'S MODULUS (MPa)	11000
FORMATION POISSON RATIO, Vf (default 0.25)	0,25
MUD GRADIENT (PSI/FT)	0,7592
Po, INITIAL RADIAL FORMATION STRESS, (MPa)	36,31424533
FORMATION SHEAR MODULUS, (Default, Gf=8Po)	290,5139627
HOLE PRESSURE AT DEPTH (MPa)	82,69
OUTPUT	
SHEATH THICKNESS (M)	0,0444
WALL THICKNESS RATIO, X	1,41
ELASTICITY FACTOR,	0,09
DIFFERENTIAL BURST PRESSURE AT DEPTH (MPa)	54,36
ABSOLUTE BURST PRESSURE AT DEPTH (MPa)	90,68
FORMATION PRESSURE AT DEPTH (MPa)	84,97
API ELASTIC COLLAPSE PRESSURE (MPa)	93,17
WINDENBURG COLLAPSE PRESSURE (MPa)	68,00
EFFECTIVE PRESSURE, BOREHOLE WALL (MPa)	32,97611742
FORMATION LOAD STATE, ELASTIC<0.03, LIMIT=0.25	0,010887115

Tabla 5-7 PECAP® - Lodo de 14,9 lpg

Pecap Rev 2 (13-09-01)	Company: PDVSA					
EVACUATED WELLBORE SCENARIO	Well name: EX-01					
Diameter of under-reamed section (inch)	12,250					
Post expansion drift required (inch)	8,500					
SECTION INPUT	1	2 (ABL)	3	4	5	6
VERTICAL DEPTH (m) - TOP	4500	4511	4815	#N/A	#N/A	#N/A
VERTICAL DEPTH (m) - BOTTOM	4511	4815	4900	#N/A	#N/A	#N/A
a, CEMENT SHEATH INNER RADIUS (m)	#N/A	0,1080	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A
b, CEMENT SHEATH OUTER RADIUS (m)	#N/A	0,1556	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A
FM grad, FORMATION PRESSURE GRADIENT (psi/ft)	0,78	0,78	0,78	#N/A	#N/A	#N/A
Gc, CEMENT SHEAR MODULUS (MPa)	#N/A	20.000	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A
Vc, CEMENT POISSON RATIO, (default=0)	#N/A	0	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A
Tc, TENSILE STRENGTH OF CEMENT, (MPa)	#N/A	3	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A
Ec, CEMENT YOUNG'S MODULUS (MPa)	#N/A	40.000	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A
Vf, FORMATION POISSON RATIO, (default 0.25)	0,25	0,25	0,25	#N/A	#N/A	#N/A
MUD GRADIENT (PSI/FT)	0,7592	0,7592	0,7592	#N/A	#N/A	#N/A
OVB grad, OVERBURDEN GRADIENT (psi/ft)	1	1	1			
WELL INCLINATION AT SECTION TOP (deg.)	0	0	0	0	0	0
OUTPUT						
Po, IN. RAD FORM. STRESS TOP, (MPa)	86,865	87,077	92,945	#N/A	#N/A	#N/A
Po, IN. RAD FORM. STRESS BOTTOM, (MPa)	87,077	92,945	94,586	#N/A	#N/A	#N/A
FORMATION SHEAR MOD TOP, (Default, Gf=8Po)	694,917	696,616	743,561	#N/A	#N/A	#N/A
FORMATION SHEAR MOD BOTTOM, (Default, Gf=8Po)	696,616	743,561	756,688	#N/A	#N/A	#N/A
MUD PRESSURE AT TOP (MPa)	77,264	77,453	82,672	84,13	#N/A	#N/A
MUD PRESSURE AT BOTTOM (MPa)	77,453	82,672	84,132	#N/A	#N/A	#N/A
CEMENT SHEATH THICKNESS (mm)	#N/A	0,048	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A
WALL THICKNESS RATIO, X	#N/A	1,441	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A
ELASTICITY FACTOR TOP,	#N/A	0,059	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A
ELASTICITY FACTOR BOTTOM,	#N/A	0,062	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A
DIFF. BURST PRESSURE, TOP (MPa)	#N/A	15,917	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A
ABSOLUTE ABL BURST PRESSURE, TOP (MPa)	#N/A	102,994	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A
ABSOLUTE ABL BURST PRESSURE, BOTTOM (MPa)	#N/A	109,847	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A
FORMATION PRESSURE TOP ABL (MPa)	79,399	79,593	84,957	#N/A	#N/A	#N/A
FORMATION PRESSURE BOTTOM ABL (MPa)	79,593	84,957	86,456	#N/A	#N/A	#N/A
API ELASTIC COLLAPSE PRESSURE (MPa)	#N/A	399,928	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A
WINDENBURG COLLAPSE PRESSURE (MPa)	#N/A	286,870	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A
EFFECTIVE PRESSURE, BOREHOLE WALL (MPa)	#N/A	81,954	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A
FORMATION LOAD STATE, ELASTIC<0.03, LIMIT=0.25	#N/A	0,001	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A
RADIAL STRESS GRADIENT (SECTION TOP)(PSI/FT)	-0,853	-0,853	-0,853	#N/A	#N/A	#N/A
ESTIMATED FBG (PSI/FT)	0,998	0,998	0,998	#N/A	#N/A	#N/A
THE MODEL IS RELIABLE						

Tabla 5-8 PECAP® Resultados de Evaluación – Lodo 11,9 lpg

Company: PDVSA	
Well name: EX-01	
EVACUATED WELLBORE SCENARIO	
Diameter of under-reamed section (inch)	12,25
Post expansion drift required (inch)	8,50
WELL DATA	
ABL® VERTICAL DEPTH (ft.) - TOP	14.800
ABL® VERTICAL DEPTH (ft.) - BOTTOM	15.797
WELL INCLINATION AT ABL® TOP (deg.)	0
FM grad, FORMATION PRESSURE GRADIENT (psi/ft)	0,78
Vf, FORMATION POISSON RATIO, (default 0.25)	0,25
OVB grad, OVERBURDEN GRADIENT (psi/ft)	1
MUD WEIGHT IN USE below ABL® (psi/ft)	0,62
CEMENT SHEATH CHARACTERISTICS	
a, INNER RADIUS (mm)	108
b, OUTER RADIUS (mm)	156
CEMENT SHEATH THICKNESS (mm)	47,63
Gc, SHEAR MODULUS (MPa)	20.000
Vc, CEMENT POISSON RATIO, (default=0)	0
Tc, TENSILE STRENGTH OF CEMENT, (MPa)	3
Ec, CEMENT YOUNG'S MODULUS (MPa)	40.000
MUD AND FORMATION PRESSURES at ABL® BOTTOM	
MUD PRESSURE (psi)	9.763
FORMATION PRESSURE (psi)	12.322
DIFFERENTIAL PRESSURE across ABL® (psi)	2.559
TYPE OF LOAD on ABL®	COLLAPSE
ABL® CHARACTERISTICS	
MAX. Mud weight drilling below ABL® (psi/ft)	0,946
ABL® BURST RESISTANCE (psi)	14.938
ABSOLUTE ABL® COLLAPSE RESISTANCE (psi)	41.608
MIN ALLOWABLE MUD WEIGHT drilling below ABL® (psi/ft)	-1,854
SAFETY FACTOR FOR COLLAPSE LOAD	16,26

Tabla 5-9 PECAP® Resultados de la Evaluación – Lodo 14,9 lpg

Company: PDVSA	
Well name: EX-01	
EVACUATED WELLBORE SCENARIO	
Diameter of under-reamed section (inch)	12,25
Post expansion drift required (inch)	8,50
WELL DATA	
ABL® VERTICAL DEPTH (ft.) - TOP	14.800
ABL® VERTICAL DEPTH (ft.) - BOTTOM	15.797
WELL INCLINATION AT ABL® TOP (deg.)	0
FM grad, FORMATION PRESSURE GRADIENT (psi/ft)	0,78
Vf, FORMATION POISSON RATIO, (default 0.25)	0,25
OVB grad, OVERBURDEN GRADIENT (psi/ft)	1
MUD WEIGHT IN USE below ABL® (psi/ft)	0,76
CEMENT SHEATH CHARACTERISTICS	
a, INNER RADIUS (mm)	108
b, OUTER RADIUS (mm)	156
CEMENT SHEATH THICKNESS (mm)	47,63
Gc, SHEAR MODULUS (MPa)	20.000
Vc, CEMENT POISSON RATIO, (default=0)	0
Tc, TENSILE STRENGTH OF CEMENT, (MPa)	3
Ec, CEMENT YOUNG'S MODULUS (MPa)	40.000
MUD AND FORMATION PRESSURES at ABL® BOTTOM	
MUD PRESSURE (psi)	11.993
FORMATION PRESSURE (psi)	12.322
DIFFERENTIAL PRESSURE across ABL® (psi)	329
TYPE OF LOAD on ABL®	COLLAPSE
ABL® CHARACTERISTICS	
MAX. Mud weight drilling below ABL® (psi/ft)	0,946
ABL® BURST RESISTANCE (psi)	14.938
ABSOLUTE ABL® COLLAPSE RESISTANCE (psi)	41.608
MIN ALLOWABLE MUD WEIGHT drilling below ABL® (psi/ft)	-1,854
SAFETY FACTOR FOR COLLAPSE LOAD	126,63

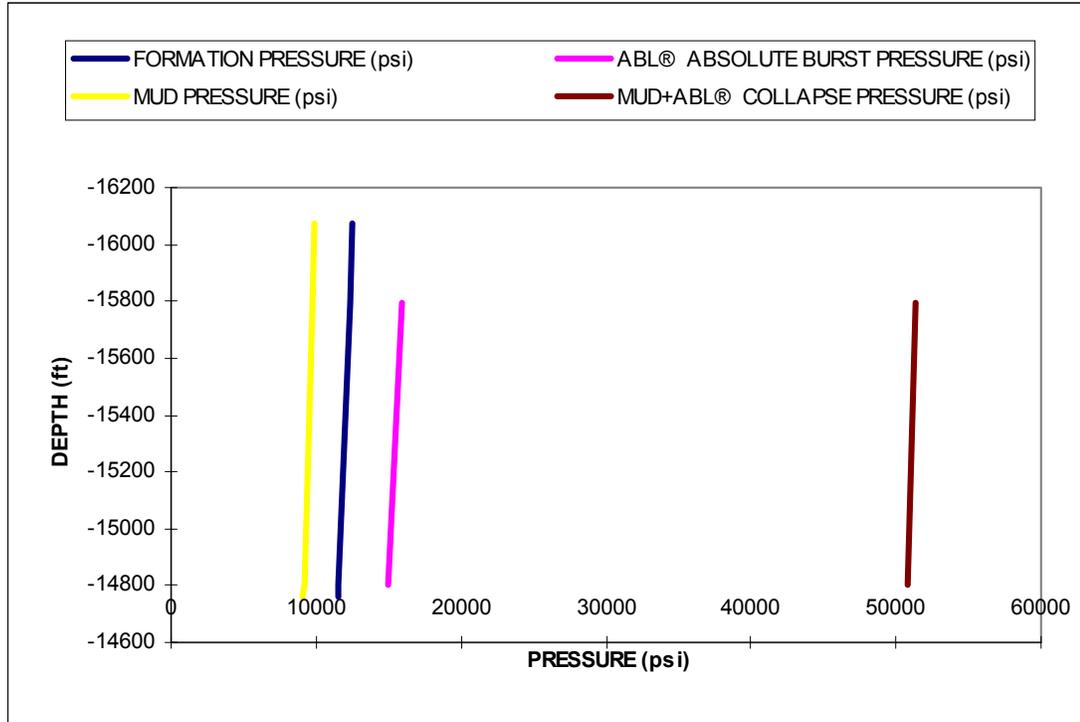


Gráfico 5-10 PECAP® Presiones Esperadas a través del ABL® - Lodo de 11,9 lpg

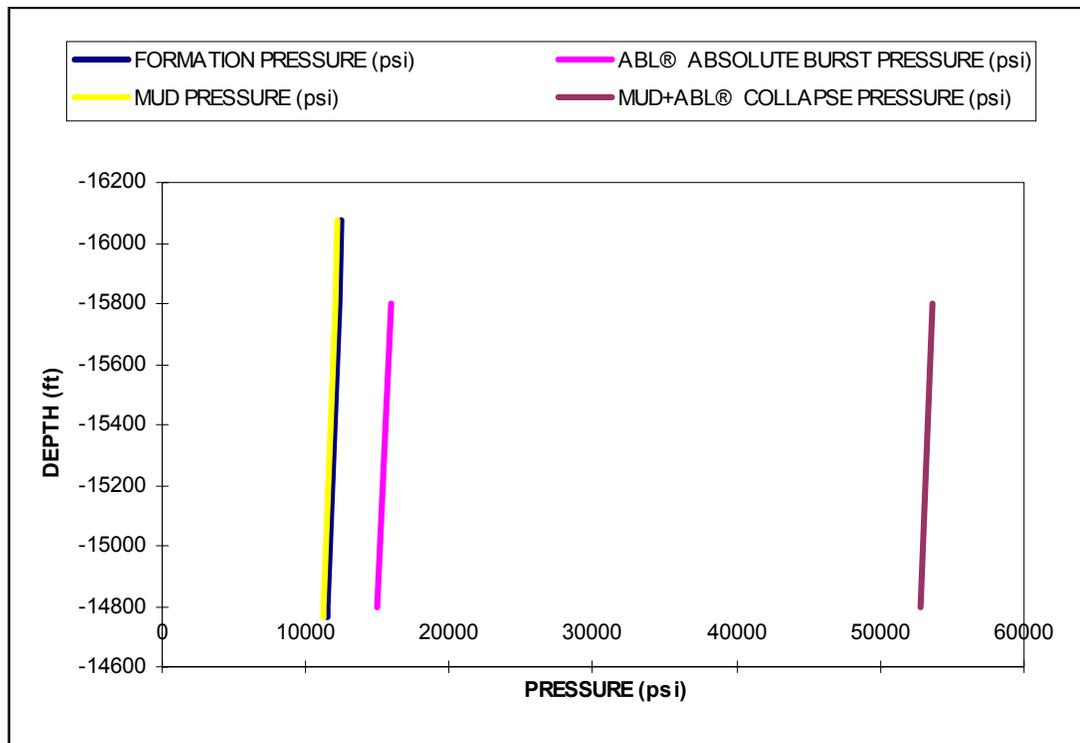


Gráfico 5-11 PECAP® Presiones Esperadas a través del ABL® - Lodo de 14,9 lpg

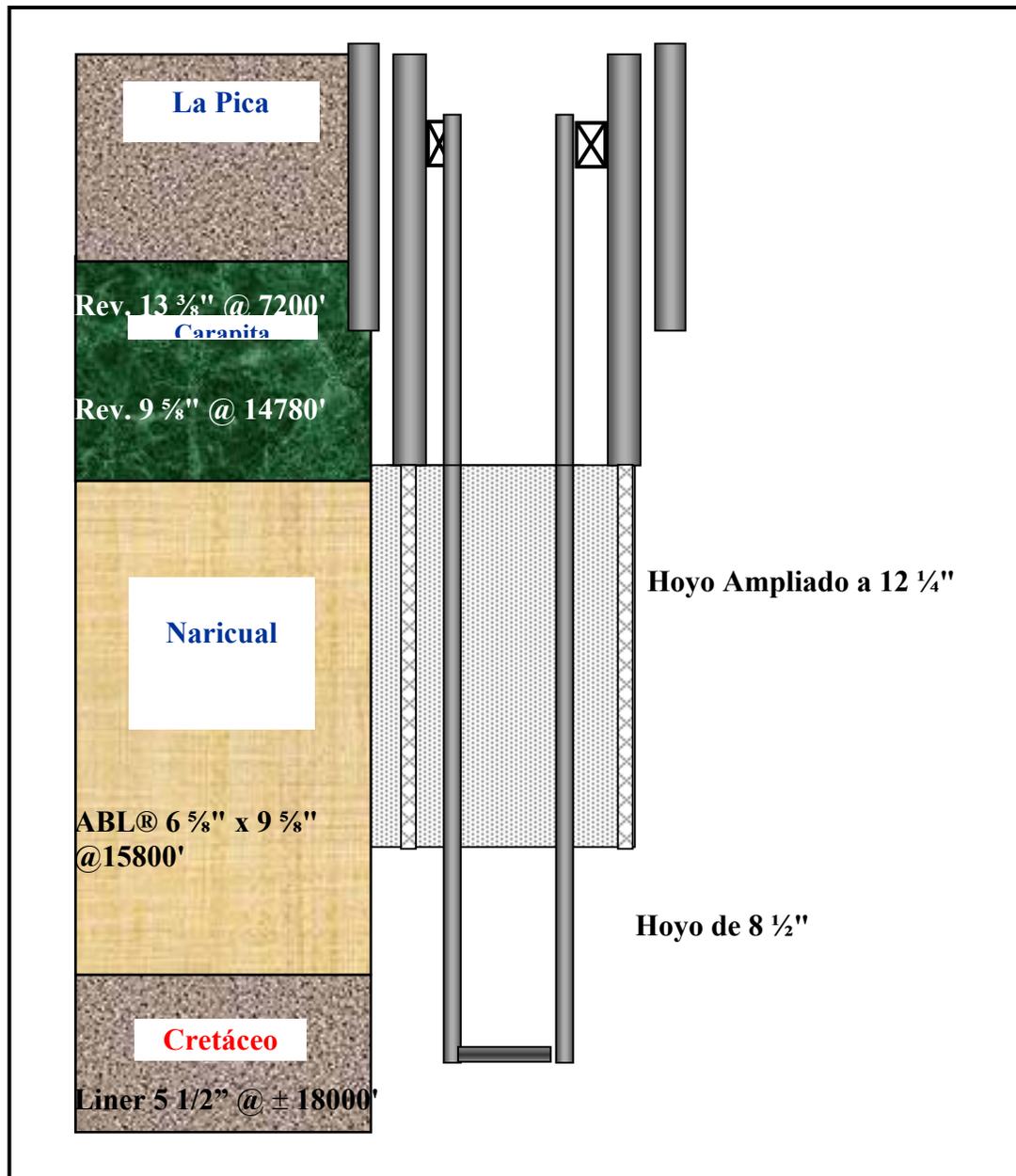


Fig. 5-12 Diseño Mecánico Solución ABL® 6 5/8 pulgadas

En este diseño se cementaría el ABL® con un espesor de 1,8752 pulgadas. A partir de aquí se continuaría perforando con mecha de 8 1/2" para correr liner de producción de 5 pulgadas, teniendo un espesor de 1 1/2" para cementar. En este caso, el ABL® serviría como un aislamiento *temporal* de las arenas Nar-1 y Nar-2, el colgador del forro de producción estaría ubicado unos 400 pies por encima de la zapata del "casing" de 9 5/8",

debido a que este colgador no se puede fijar en la paredes de concreto del la camisa expansible. En la tabla 5-10 se desglosa el costo asociado a la actividad de correr esta herramienta, mientras que en la tabla 5-11 se muestra el desglose del costo total del pozo.

Tabla 5-10 Costo asociado a la corrida de 1000 pies de ABL® de 6 5/8"

ACTIVIDAD	TIEMPO ASOCIADO (HORAS)	COSTO ASOCIADO (U.S. \$)
Perforar 1020' con mecha bi-center	197	
Costo de la mecha bi-center 8 1/2" x 9 7/8"		66.000,00
Maniobra de sacar, botar mecha y bajar ampliador	68	
Ampliar de 9 7/8" a 12 1/4"	332	
Costo Ampliación (28 U.S. \$ / pies)		28.000,00
Maniobra de bajar ABL®	54	
Maniobra de expandir ABL®	4	
Costo del ABL®		754.803,00
Operación de cementación	12	
Costo del tapón de cemento		80.000,00
Maniobra de bajar a perforar cemento	34	
Perforar cemento	10	
Tiempo total de Taladro	711 (27 días)	
Costo de taladro asociado al tiempo de ejecución (17.000 U.S. \$ / día)		397.074,00
Costo de herramientas y servicios asociados		928.803,00
COSTO TOTAL CORRIDA DE ABL®		1.325.877,00

Tabla 5-11 Costo del pozo EX – 01 utilizando 1000 pies de ABL® de 6 5/8" como camisa de contingencia para aislamiento zonal – Campo Pirital

FASE	TIEMPO (Días)	COSTO (U.S. \$)	DIÁMETRO REVESTIDOR	ASENTAMIENTO TVD (PIES)
Mudanza	10	319.000,00		
Superficie	20	560.000,00	20 pulgadas	1.000
Intermedio	15	910.000,00	13 3/8 pulgadas	7.200
Intermedio	45	1.950.000,00	9 5/8 pulgadas	14.780
ABL®	27	1.325.877,00	7 5/8 pulgadas	15.800
Liner Producción	18	810.000,00	5 1/2 pulgadas	18.000
TOTAL	135	5.874.877,00		

5.10 Propuesta Camisa Sólida Expansible

La segunda alternativa para lograr el aislamiento zonal consistiría en una camisa sólida expansible (OHL™), por lo que, como primer paso, se establecerían las cargas a las que estaría sometido el tubular. Utilizando un procedimiento similar al que se utiliza en el diseño de forros convencionales, en el gráfico 5-12 se muestran las cargas absolutas a las que estaría sometido el OHL™ una vez que haya sido corrido. No se logró el contacto directo con la empresa encargada de la venta de estos tubulares, de manera que no se pudo contar con algún software especializado que evaluara las condiciones de carga y el comportamiento mecánico del OHL™. Menos aún se pudo obtener un estimado del costo de la aplicación de esta herramienta para el pozo tipo EX-01. Sin embargo, se realizó un diseño tomando como condiciones de carga los diferenciales de presión a los que estaría sometida una sección de 1000 pies de OHL™, producto de las presiones de formación, peso mínimo y máximo del lodo (gráficos 5-12 y 5-13) y los datos de resistencia del OHL™ publicados en artículos técnicos.

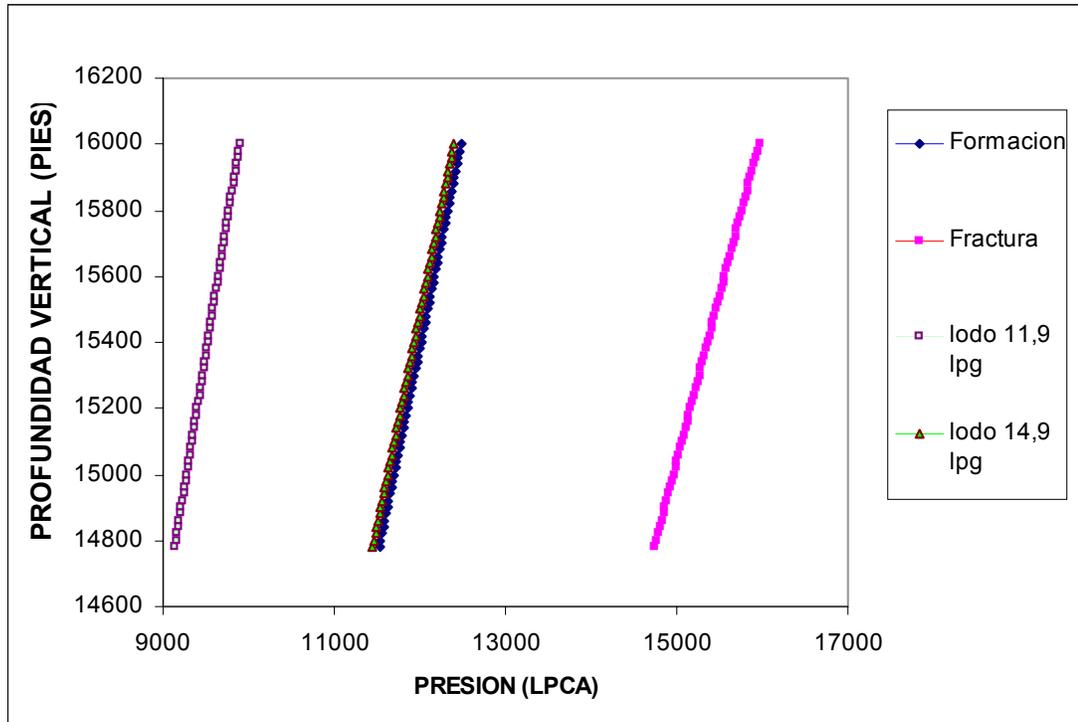


Gráfico 5-12 Cargas absolutas

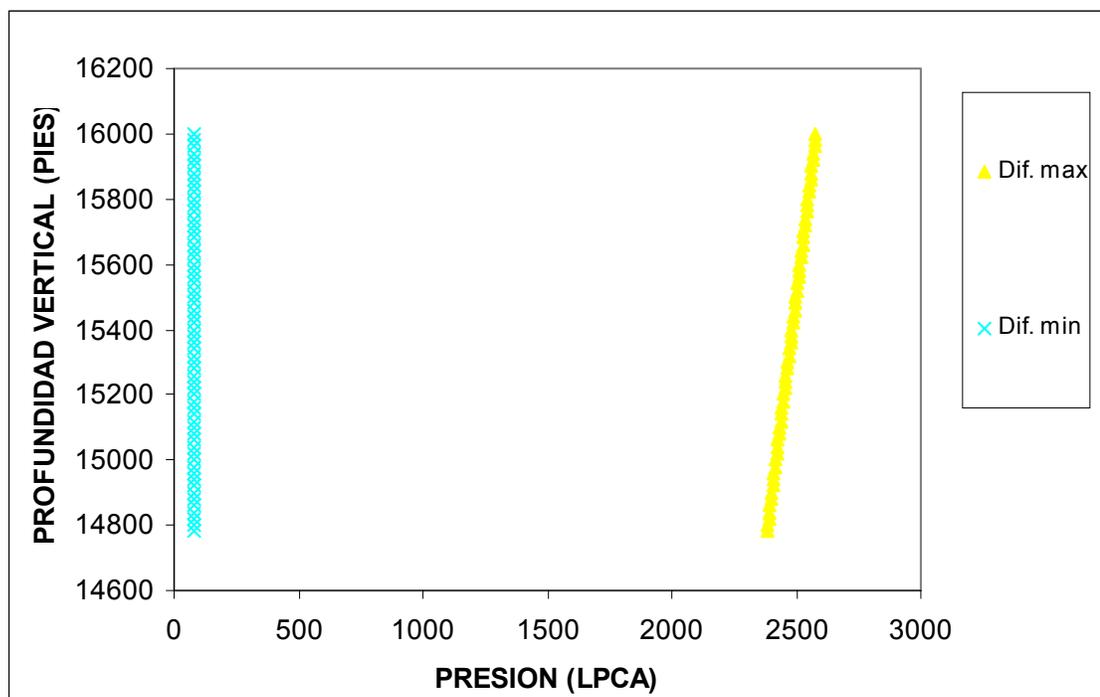


Gráfico 5-13 Presiones diferenciales al colapso mínimas y máximas

El OHL™ debe ser colgado del revestidor anterior; en este caso, como se trata de un revestidor de 9 5/8", el *drift* que debe ser tomado en cuenta es 8 1/2". De las características de los tubulares publicadas oficialmente por la empresa Enventure Global Technology (tabla 3-3), se seleccionaron los siguientes candidatos para ser corridos en el hoyo:

Tabla 5-12 Candidatos OHL™ para el pozo EX01

Tubulares Sólidos Expansibles							Propiedades Mecánicas			
							Pre-Expansión		Post-Expansión	
Pre-Expansión			Yield Strength (lpc)	Post-Expansión			Estallido (lpc)	Colapso (lpc)	Estallido (lpc)	Colapso (lpc)
OD (pulg)	ID (pulg)	lb/pie		OD (pulg)	ID (pulg)	Drift (pulg)				
7,625	6,875	29,7	80.000	8,486	7,770	7,692	6,885	4,790	5,900	2,610
7,625	6,875	29,7	80.000	8,393	7,674	7,597	6,885	4,790	5,990	2,700
7,625	6,875	29,7	80.000	8,544	7,830	7,752	6,885	4,790	5,850	2,560
7,625	6,875	29,7	80.000	8,544	7,830	7,752	6,885	4,790	5,850	2,560
7,625	6,875	29,7	80.000	8,650	7,931	7,853	6,885	4,790	5,700	2,500

De los tubulares anteriormente mostrados, se seleccionó el de 7 5/8", 29,7 lpp, debido a que presenta mayor resistencia al colapso y al estallido, con un OD post – expansión ligeramente menor a 8 1/2", por lo que se evitaría una carga al estallido excesiva sobre el revestidor de 9 5/8" al expandir el colgador. A los valores nominales de resistencia al colapso y al estallido se les dividió por un factor de seguridad de 1,3.

$$Colapso = \frac{2.700lpc}{1,3} = 2.076lpc \quad \text{Resistencia al Colapso Corregida}$$

$$Estallido = \frac{5.990lpc}{1,3} = 4.607lpc \quad \text{Resistencia al Estallido Corregida}$$

Como la condición que se presentará en el hoyo después del aislamiento es de colapso, entonces se verifica que la tubería sea capaz de resistir esta carga, como puede ser apreciado en la gráfica 5-14.

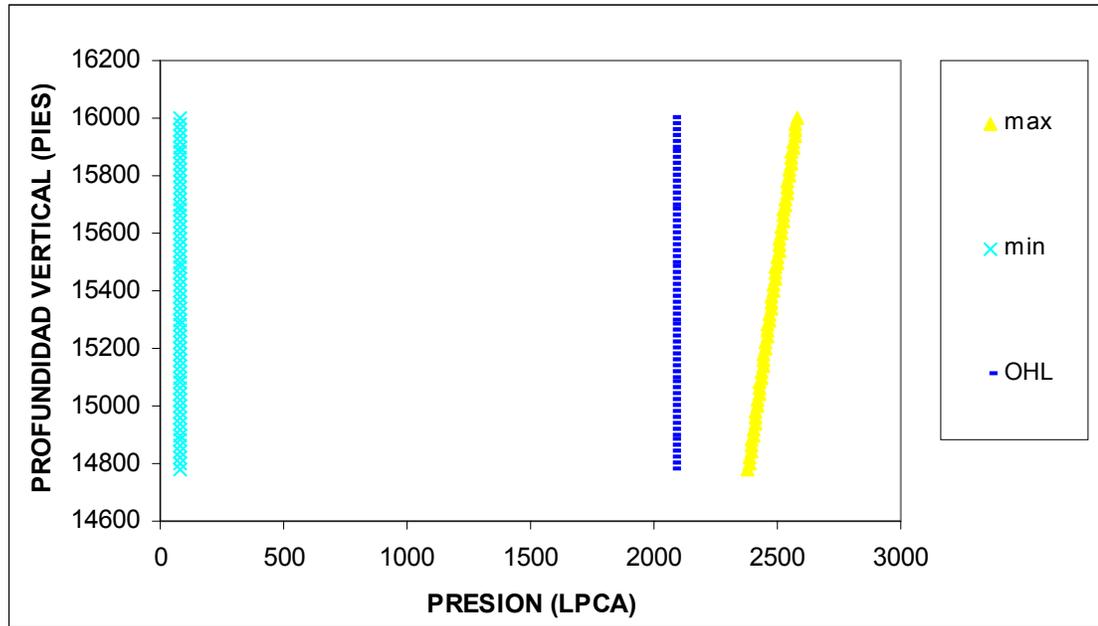


Gráfico 5-14 Resistencia al colapso para el OHL™ seleccionado

El siguiente aspecto a considerar sería las cargas axiales (tensión y compresión) a las que entraría sometido el “liner”. Como primer paso, se calcula el peso total de la sarta del OHL™:

$$PesoSarta = 1000 \text{ pies} \times 29,7 \frac{\text{lb}}{\text{pies}} = 29.700 \text{ lb}$$

El factor de flotación correspondiente al lodo con el que se correría la sarta, que sería de 15 lpg

$$FactorFlotabilidad = 1 - \frac{pesolodo(lpg)}{65,4} = 0,77$$

Luego se determina la profundidad del punto neutro:

$$PuntoNeutro = Profundidad \times FactorFlotabilidad = 15.800 \text{ pies} \times 0,77 = 12.166 \text{ pies}$$

Como la sarta de “liners” estaría completamente sumergida (el tope de la misma se encontraría a 14.400 pies, aproximadamente), el peso efectivo sería de

$$Peso_{efectivo} = 29.700lb \times 0,77 = 22.869lb$$

La resistencia (nominal) a la tensión del tubular seleccionado es de 80.000 libras, así que por efecto de su propio peso, se tendría un factor de seguridad de

$$FS = \frac{80.000lb}{22.869lb} = 3,49$$

Aunque existe otra carga tensional que no ha sido considerada, que sería la impuesta por el asentamiento del tapón desplazante del cemento, esta, a diferencia de los “liners” convencionales, causaría una fuerza de *compresión* debido a que el OHL™ se asienta en el fondo para comenzar luego la expansión en forma ascendente. Esto originaría una fuerza contraria a la ejercida por el peso sumergido de los tubulares, lo que crearía una resultante de fuerzas que debería ser utilizada para verificar la resistencia a cargas axiales y también para realizar las correcciones a los valores de resistencia al colapso y al estallido por efectos biaxiales. Se desconoce si el acero del que están fabricados los OHL™ siguen el mismo comportamiento bajo cargas axiales que se calculan a través de la elipse de Holmquist y Nadai.

CAPÍTULO 6

Discusión de Resultados

6.1 EVALUACIÓN TÉCNICA

Cementación de Forro Convencional

Al correr una camisa de 7 $\frac{5}{8}$ " como medida de contingencia, se tiene un drift de 6 $\frac{1}{2}$ ", por lo que si se desea completar con una camisa de producción de 5 $\frac{1}{2}$ " se dispondría de un espesor anular de $\frac{1}{2}$ pulgada, que es un 33 por ciento inferior a lo recomendado por el API. La cementación de un liner convencional de 7 $\frac{5}{8}$ " para aislar a las arenas superiores de la formación Naricual (Nar-1 y Nar-2), aunque presenta un ambiente de cementación de anulares estrechos, puede ser llevada a cabo de forma exitosa; de hecho, se cuenta con un 80 por ciento de efectividad en este tipo de cementación. Sin embargo, existen riesgos latentes que pueden presentarse, y que no tienen relación directa con la calidad de la cementación:

- La sarta de "liners", en su ensamblaje de fondo, incluye una válvula flotadora en la zapata, o en un cuello, cuando se baja a través de un anular estrecho, se debe tener sumo cuidado con la velocidad de descenso de la sarta. En el fondo, alrededor de la zapata, se pueden crear presiones surgentes anormalmente altas, que no pueden ser previstas en los simuladores, de manera que si se tornan excesivamente altas, pueden inducir fracturas en la formación que, con los inconvenientes que esto acarrea (perdida de circulación, tiempo adicional de taladro, etc.), aumentaría el riesgo al equipo, al personal y un aumento significativo en los costos del pozo. Tratar de controlar esto disminuyendo la velocidad de descenso de la sarta, generaría tiempo

extra en el procedimiento de corrida. Esta situación se presenta tanto en la corrida del “liner” intermedio como en el de producción.

- Por otro lado, teniendo un anular cementado muy estrecho, la fiabilidad de los registros de cementación, como el CBL, es cuestionable. Al tener un espesor de la capa de cemento muy delgado, la atenuación de la onda de sonido no se realiza de forma completa. De esta manera, la única prueba que se tendría para verificar la calidad de la cementación sería la Prueba de Integridad (PIP), que no es aplicable cuando se necesitan hacer evaluaciones de la cementación durante la vida del pozo.
- Otro aspecto a considerar cuando se cementan anulares estrechos, es que aumenta la probabilidad de canalización de gas a través del cemento. Este último aspecto se ha podido solventar gracias a una mejora en la formulación de lechadas de cemento.

Sin embargo, la utilización de forros convencionales ofrece grandes ventajas, como por ejemplo, se obtienen altas velocidades en el espacio anular, a relativamente bajas presiones de bombeo, con lo que la remoción efectiva del lodo se hace más eficiente. Por otro lado, se tiene la simplicidad de la operación; no es necesario reampliar el hoyo, y el “liner” de producción puede ser colgado desde el forro intermedio.

Colocación de Camisa Expansible Ranurada

Luego de analizar la corrida de un “liner” expansible ranurado, la primera observación es que se tiene la ventaja de mantener el diámetro del hoyo, de esta manera se podría continuar perforando con una mecha de 8 ½ pulgadas. En caso de alguna otra eventualidad, se podría aún pensar en correr otro ABL® o, bien, un forro convencional de 7 ⅝ pulgadas, con esta última alternativa finalmente se perforaría un hoyo de 6 ½ pulgadas para correr el forro de producción.

Para evaluar las cargas que debería soportar el ABL® se recurre a la ecuación de Windenburg, la cual utiliza las propiedades mecánicas del cemento para calcular su

resistencia al colapso, sin tomar en cuenta la presencia del acero. Dada la alta resistencia del cemento a fuerzas de compresión, esta es la condición bajo la cual se corre este tipo de camisas; ellas poseen cierta resistencia al estallido, pero siempre se debe buscar una carga neta al colapso para garantizar la completa eficacia del “liner”. Dado que no se tenía un tipo y características de cemento definidas, los especialistas de Weatherford sugirieron la evaluación del proyecto con propiedades, cuyos valores ellos asumen por defecto, cuando se evalúa por primera vez la factibilidad técnica de una corrida de ABL®. Los valores asumidos por Weatherford ($G_c = 20$ MPa, $\nu_c = 0$, $T_c = 3$ Mpa, $\nu_f = 0,25$ MPa, $E_c = 40.000$ MPa) se basaron en promedios estadísticos que identifican a dichos valores como los menos eficientes de una lechada apta para usar. Es así como la evaluación técnica obtenida es válida para cualquier pozo con características idénticas. En caso de corridas reales, una vez que se tienen los resultados de los análisis realizados al cemento, estos se cargan en el PECAP® para tener los valores reales de las condiciones, en el hoyo, de las corridas. Por todo esto, la cementación es la operación más crítica, la cual garantiza el efectivo aislamiento zonal. Es por ello que la formulación de la lechada a emplear debe basarse en cementos de alta resistencia, como el clase API G, que incluyan aditivos como las fibras (mejoran la resistencia a la compresión) y los antimigratorios (prevenir canalización por influjo de gas).

Cuando se analizaron los diferenciales de presión que gobernarían los esfuerzos en el hoyo en la última sección de la perforación (“liner” de producción), incluyendo la perforación del tapón de cemento, se obtuvo una carga neta actuando contra el borde externo del “liner”, es decir, una carga neta para colapso. La razón de realizar la evaluación de esta manera se debe a que cuando se introduce una sarta de este tipo de revestidores, el hoyo debe estar perfectamente estabilizado, por lo que, durante el descenso de la sarta, la presión diferencial que actúa sobre ella debería ser lo suficientemente pequeña como para no considerarla riesgosa. Como la zapata de aluminio de los ABL® no posee válvula flotadora la carga compresiva sobre la sarta, inducida por el descenso, no tiene efecto negativo.

Al considerar solamente las cargas presentes una vez que el ABL® ha sido corrido, se tiene entonces, que los diferenciales de presión se determinan con la única fuerza que es controlable: el peso del fluido (lodo) dentro del hoyo. En el caso del pozo EX-01, la razón de aislar a las arenas Nar-1 y Nar-2 se debía al bajo gradiente de presión que se encontraría en Nar-3 y las formaciones del Cretáceo. De esta manera se debía bajar el peso del lodo de 15,0 lpg a un rango de valores que estaría comprendido entre 14,9 lpg y 11,9 lpg. Cuando se realizaron los análisis en el PECAP®, se evaluó el comportamiento del “liner” para ambos escenarios, resultando ambos técnicamente aplicables. Como paso previo a estos análisis, se verificó la carga estática que la formación ejercería sobre el cemento, ya que se debía garantizar la integridad del anillo de cemento ante la acción de fuerzas impuestas. Debido a estos esfuerzos ocasionados por la formación, el cemento tendería a deformarse; lo que se debía verificar es que esto ocurriera en el rango elástico, es decir, que la deformación del cemento pudiese ser calculada a través de las ecuaciones utilizadas por el PECAP®. La carga estática ejercida por la formación no debería exceder el valor adimensional de 0,03; con la evaluación realizada por el PECAP® este parámetro arrojó un valor de 0,01.

Luego, analizando la resistencia al estallido, en el caso del lodo de 11,9 lpg se obtuvo una presión de la columna de lodo de 9.763 lpc a la profundidad total de asentamiento del ABL® (15.797 pies); la presión impuesta por la formación sería de 12.322 lpc @15.797 pies, lo que dio una presión diferencial neta al colapso de 2.559 lpc. La resistencia absoluta al colapso del ABL® fue calculada por PECAP®, dando valor de 41.608 lpc. Todo esto nos da un factor de seguridad al colapso de:

$$F.S_{11,9} = \frac{41.608 lpc}{2.559 lpc} = 16,26$$

Es decir, el ABL® sería capaz de soportar una carga de colapso dieciséis veces mayor que la impuesta cuando se tiene un “*backup*” de 11,9 lpg. La resistencia absoluta al estallido calculada a través del PECAP® tuvo un valor de 15.932 lpc.

Cuando se tuviese que elevar el peso del lodo hasta el valor máximo, fijado previamente en 14,9 lpg, la presión de la columna de lodo sería de 9.993 lpc @ 15.763 pies, que con una contrapresión en la formación de 12.322 pies a la misma profundidad daría, entonces, una presión diferencial neta de solamente 329 lpc. Bajo estas condiciones, el factor de seguridad al colapso del ABL® tuvo un aumento significativo.

$$F.S._{14,9} = \frac{41.608lpc}{329lpc} = 126,63$$

Con este peso de lodo, se estarían disminuyendo al mínimo los esfuerzos a los que se sometería el “liner”, pero se correría el riesgo de sobrepasar la resistencia de la formación en los estratos inferiores a la longitud aislada por el ABL®.

Una vez que se verificó la resistencia del ABL® a las condiciones de carga que sería sometido, el otro punto de atención sería el riesgo asociado al procedimiento de corrida. Una condición imprescindible para esto sería contar con un hoyo estabilizado y con un preciso registro de calibración. No se debería correr el riesgo de que sucediera un derrumbe, atascamiento por presión diferencial o por irregularidades en las paredes del hoyo, como *pata e' perros*, por ello se hace imprescindible la incorporación de centralizadores en la sarta. Las maniobras para este tipo de eventualidades son limitadas con los tubulares expansibles. En caso de un atascamiento, la sarta podría ser tensionada sin ningún inconveniente ya que su única limitante es la resistencia del tubular a este tipo de carga, que se ubica en un valor aproximado de 150.000 lb, con un factor de seguridad, incluido, de 1,3. Pero, si por el contrario hay que aplicarle peso a la sarta, se encuentra un factor crítico a considerar: no exceder la fuerza de calibración de los pines de seguridad del ensamblaje de expansión. Estos pines estarían calibrados para romper a unas 35.000 lb. de peso sobre la herramienta (como promedio) y, por recomendaciones del fabricante, durante el proceso de descenso de la sarta, no se debería exceder el cincuenta por ciento (50%) del valor de ruptura de los pines, es decir, no se debería aplicar un peso efectivo sobre la sarta mayor de 17.500 lb. Este problema se incrementa

en pozos profundos, ya que a altas temperaturas (por encima de 250 °F) la resistencia de los pines disminuye en un cinco por ciento del valor de calibración, que se hace a condiciones de superficie.

El “liner” de producción de 5 ½ pulgadas se colgaría solapado, a unos doscientos pies por encima de la zapata del revestidor de 9 5/8”, ya que no se debería fijar a las paredes de concreto del ABL®; la presión de asentamiento del colgador podría someter al anillo de cemento a fuerzas de estallido que podrían afectar la integridad del ABL®, es por esto que se observa que este tipo de aislamiento es *temporal*.

Se observa que para que el ABL® pueda quedar solapado con el revestidor anterior se debe planificar desde el principio, en el diseño preliminar del pozo. La razón de esto es que en el ultimo “casing”, previo al forro ranurado, se debe colocar una zapata sobredimensionada que permita el solapamiento del conector superior (ETC®) de la sarta. Esta zapata sobredimensionada tiene una longitud de diez pies, y este es el inconveniente de la corrida de ABL® en longitudes mayores a los 1.000 pies MD. Este tipo de “liners” se encoge aproximadamente un uno por ciento de la longitud de la sarta debido al proceso de expansión. Cuando se corren 1.000 pies de ABL® la sarta se reduce a 990 pies de longitud, quedando el conector superior por debajo de la zapata sobredimensionada, de esta manera se dejaría una sección de la formación desprotegida, que en todo caso no debería exceder una longitud de diez pies. El problema se presentaría en que, al no contar con esta reducción en la longitud y utilizar un conector superior para solapamiento y no para hoyo abierto, no se contaría con una guía que permitiera la fácil penetración de la mecha para perforar el tapón de cemento, lo que podría ocasionar problemas de desviación al tratar de perforarlo. En todo caso, se debería fijar el asentamiento de la zapata de 9 5/8” en una sección impermeable y estable, como, por ejemplo, una zona lutítica bien compactada, de manera que se pudiera dejar un espacio, entre el revestidor y el ABL®, de unos 20 pies.

Colocación de Tubería Expansible Sólida

En la actualidad, la única empresa que, a nivel mundial, ha instalado los tubulares sólidos expansibles es Enventure Global Technology. Esta compañía no tiene sede registrada en Venezuela, por lo que el contacto se tuvo que hacer a través de una de sus accionistas: Servicios Halliburton de Venezuela S.A. Cuando se tuvieron las características del pozo EX-01 se realizó una entrevista con los especialistas de dicha compañía, estos datos fueron enviados, vía Internet, al centro de desarrollos de SET™, en la sede de Enventure GT en Houston, Estados Unidos. El objetivo era obtener la evaluación técnica y económica acerca de la corrida de un sistema OHL™ en el mencionado pozo. No se obtuvo respuesta alguna. Para verificar cualquier error en el envío de dichos datos, se volvieron a enviar vía fax, tampoco se obtuvo respuesta.

En vista de lo anteriormente mencionado, se intentó realizar la evaluación utilizando las técnicas convencionales de diseño de revestidores. El primer paso fue evaluar las condiciones de carga a las que estaría sometido. Como las condiciones del hoyo son las mismas, se planteó la misma ventana operacional que las utilizadas para la corrida de ABL®. De los resultados obtenidos (gráfico 5-14) se observa que se tendría una resistencia del “liner” dentro de los límites máximos y mínimos presión diferencial neta al colapso presentes en el hoyo. Los valores de resistencia, nominales, que se muestran en la tabla 5-12 fueron ajustados utilizando un factor de seguridad de 1,3. Este valor es el que se utiliza para publicar, oficialmente, las especificaciones de resistencia de los ABL®, por lo que se considero el más idóneo para fines de comparación. En este caso, se podría seguir perforando con una mecha de 7” para el hoyo del “liner” de producción, lo que nos daría un espesor anular de 0,75 pulgadas para cementar, justo el mínimo recomendado por el API.

Este tipo de forros es fijado a compresión, lo que implica la existencia de fuerzas axiales que originen una modificación de los valores nominales post – expansión de resistencia al estallido y al colapso debido a la acción de efectos biaxiales. Estos efectos no

pudieron ser evaluados ya que no se contó con algún software o técnica que permita evaluarlos en tubulares sólidos expansibles.

A través de la información obtenida, la corrida de este tipo de camisas parece una operación segura y altamente efectiva; de la experiencia realizada en otros países, se podido verificar que es posible cubrir grandes longitudes sin tener la necesidad de dejar secciones de la formación sin revestimiento de acero. Por otro lado, con los OHL™ no se mantendría el diámetro del hoyo en un cien por ciento, lo que indica que el efecto telescopio no se eliminaría, solamente se estaría atenuando, por lo que este tipo de forros sería más útil en diseños ya pre – establecidos que como medida de contingencia. Sin embargo, se pueden obtener *drift* mayores a los obtenidos después de correr un forro convencional.

6.2 EVALUACION ECONOMICA

Se obtuvieron dos posibles diseños para este tipo de pozos, el actual y uno alternativo que contempla el uso de la tecnología de tubulares expansibles. Comparativamente, esto se muestra en la tabla 6-1. En dicha tabla se observa que el tiempo de taladro se incrementaría en un 4%. El aumento en el costo relativo al aislamiento zonal sería del 5%. Todo esto incrementaría el costo total del pozo en un 6,8%.

La ventaja técnica de utilizar un liner expansible ranurado para el aislamiento zonal de las arenas Nar-1 y Nar-1 se obtendría a expensas de un incremento en los costos de inversión. Esto sería justificable si el riesgo de inestabilidad en el hoyo, como consecuencia de zonas de presión anormal, es tal que no se garantizara la completación con camisa de producción de 5 ½ pulgadas, debido a la posibilidad de tener que correr mas de un “liner” auxiliar. En este caso, el empleo de la tecnología ABL® permitiría realizar tantos aislamientos como fuese necesario, sin correr el riesgo de no poder realizar la completación con el diseño prefijado, o peor aun, ni siquiera poder llegar al objetivo.

Tabla 6-1 Comparación de costos asociados a la construcción del pozo EX-01

DISEÑO	COSTO TOTAL (U.S. \$)	COSTO DEL "LINER" U.S. \$	TIEMPO TOTAL DE CONSTRUCCIÓN DEL POZO (DÍAS)	TIEMPO ASOCIADO AL LINER AUXILIAR (DÍAS)
Liner Convencional 7 5/8"	5.499.000,00	950.000,00	129	21
ABL® 6 1/2" x 9 5/8"	5.874.877,00	1.325.877,00	135	27

Los costos operativos y de inversión señalados en las tablas 5-3, 5-10 y 5-11 son los costos referenciales a un pozo tipo ubicado en el campo Pirital. Las variaciones, tanto técnicas como económicas entre los diferentes campos que conforman el Distrito Punta de Mata no deberían variar mas allá de un 10%, salvo casos particulares. Esta relación de costos es aplicable solo para pozos verticales, de desarrollo y productores de crudo. No se tuvo acceso a los costos de inversión de pozos exploratorios.

Conclusiones

- El empleo de Tubería Expansible Ranurada permite mantener el diámetro del hoyo en un cien por ciento (100%).
- El sistema ABL® es una solución técnica recomendable como medida de contingencia en el aislamiento zonal, pero no se puede garantizar su solapamiento con el “casing” previo cuando la longitud de la sección para aislar es mayor a 1.000 pies.
- El incremento en el costo de la operación mediante el uso del ABL® se justifica solamente en aquellos casos donde el riesgo de fallas en la cementación por presencia de anulares estrechos es alto.
- El sistema de camisas expansibles sólidas (OHL™) no mantiene el diámetro del hoyo en un cien por ciento (100%), solamente atenúan el efecto telescopio causado por las corridas de revestidores convencionales.
- Los tubulares expansibles sólidos no deben ser utilizados como medida de contingencia para aislamiento zonal, por lo que su uso debe ser considerado desde el inicio de la planificación de la construcción del pozo.
- Aunque han demostrado confiabilidad en aplicaciones en Europa y Estados Unidos, se desconoce el comportamiento mecánico del OHL™ a nivel de hoyo.
- El aislamiento zonal con revestidores colgantes constituye una técnica sencilla y económica para mantener la integridad del hoyo en presencia de zonas de presión anormal.

Recomendaciones

- Realizar estudios de factibilidad para implantar las tecnologías ESS® y ELH® en la construcción de pozos.
- Contactar directamente a las empresas que suministran tubulares sólidos expansibles para obtener información detallada acerca del comportamiento de esta tecnología en condiciones de hoyo.
- Desarrollar métodos que permitan simular el proceso de cementación de los tubulares expansibles ranurados.
- Diseñar zapatas sobredimensionadas de mayor longitud para correr sartas de ABL® de longitudes mayores a 1.000 pies.
- Establecer patrones de diseño estándar en pozos de alto riesgo que incluyan la colocación de ABL® para el aislamiento zonal.
- Tomar en cuenta la tecnología de tubulares expansibles en actividades de reparación y/o reacondicionamiento de pozos.
- Realizar estudios de factibilidad para la incorporación de EST® al diseño preliminar de pozos delgados (“*slimhole*”).
- Incorporar el estudio de tubulares expansibles en los programas de pregrado, como una alternativa en la construcción de pozos.

Referencias

1. Pennwell: "Pipe Characteristics Handbook". Pennwell Books, USA, 1999.
2. Economices Michael: "Petroleum Well Construction". Jhon Wiley & Sons, New Cork, USA, 1988.
3. Cedeno R.: "Completaciones de Pozos". Curso de Ingeniería de Producción, Modulo I, Corpoven, Puerto La Cruz, Venezuela, 1989.
4. PDVSA –Oriente: "Técnicas de Cementación Área Norte de Monagas". Maturín, Venezuela, 1999.
5. Schlumberger - Dowell: "Seminario de Cementación", Maturín, Venezuela, 2000.
6. Filippov, A., et al.: "*Expandable Tubular Solutions*", paper SPE 56500 presented at the 1999 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, U.S.A., 3-6 October 1999.
7. Haut, R.C., and Sharif, Q.: "*Meeting Economic Challenges of Deepwater Drilling with Expandable-Tubular Technology*", paper presented at the 1999 Deep Offshore Technology International Conference and Exhibition, Stavanger, Norway, October 1999, pp. 19-21.
8. C. Lee Lohoefer and Ben Mathis, Unocal; David Brisco, Halliburton Energy Services; Kevin Waddell, Lev Ring, andPatrick York, Enventure Global Technology; "*Expandable Liner Hanger Provides Cost-Effective Alternative Solution*", IADC/SPE 59151, 2000 IADC Drilling Conference, New Orleans, Louisiana, U.S.A., February 2000.
9. Lev Ring, Enventure Global Technology; "*How in situ expansion affects casing and tubing properties*"; World Oil, July 1999, pp. 69 – 71.

10. Paul Metcalfe, Kevin Martyn & Scott Aitken: “Successful Isolation of an Overpressured Gas Zone Using an Expandable Drilling Liner”. This paper was prepared for presentation at the 2000 IADC/SPE Asia Pacific Drilling Technology held in Kuala Lumpur, Malaysia, 11–13 September 2000.

Nomenclatura

A:	Área
ABL®:	“Alternative Borehole Liner”
API:	“American Petroleum Institute”
°C:	Grados Celsius
CBL:	“Cement Bond Log”
CHL™:	“Cased Hole Liner”
DESV.EST:	Desviación Estándar
ECL®:	“Expandable Completion Liner”
ELH™:	“Expandable Liner Hanger”
ESS®:	“Expandable Sand Screen”
EST®:	“Expandable Slotted Tube”
°F:	Grados Fahrenheit
fC:	Factor de Corrección del Colapso
fE:	Factor de Corrección del Estallido
FS:	Factor de Seguridad
ID:	Diámetro Interno
lb:	Libras
lpc:	Libras por pulgada cuadrada
lpc _a :	Libras por pulgada cuadrada absolutas
lpg:	Libras por galón
lpp:	Libras por Pie
MARNR:	Ministerio del Ambiente y de Los Recursos Naturales Renovables
MD:	Profundidad Medida
OD:	Diámetro Externo
OHL™:	“Open Hole Liner”
PIGAP:	Proyecto de Inyección de Gas a Alta Presión
pulg:	Pulgadas
RY:	Relación de esfuerzos

SET™:	“Solid Expandable Tubular”
TVD:	Profundidad Vertical Verdadera
UCS:	Análisis del Cemento por Ultrasonido
VDL:	“Variable Density Log”
YA:	Esfuerzo de Cedencia Promedio

APÉNDICES

A Cálculo de Desviación Estándar

La desviación estándar (DESVEST) es la medida de la dispersión de los valores respecto a la media (valor promedio).

Observaciones

- DESVEST parte de la hipótesis de que los argumentos representan la muestra de una población.
- La desviación estándar se calcula utilizando los métodos "no sesgada" o "n-1".
- DESVEST utiliza la fórmula siguiente:

$$DESVEST = \sqrt{\frac{n \times \sum x^2 - (\sum x)^2}{n \times (n - 1)}}$$

B**Características de los Pozos****Tabla B-1** Pozos estudiados en el Área de Punta de Mata

CAMPO	POZO	TIPO	LINER (PULG)	HOYO	9 5/8" @ (PIES MD)	COLGADOR LINER @ (PIES MD)	ZAP. LINER @ (PIES MD)
Piritál	PIC-1	Productor	R7	8 ½	13092	-	-
	PIC-3	Productor	7	8 ½	17021	16411	17830
	PIC-4	Productor	7	8 ½	15121	14163	16752
	PIC-6	Productor	7	8 ½	16949	16593	18166
	PIC-7	Productor	7	8 ½	15570	15049	17224
	PIC-8	Productor	7	8 ½	15077	14558	17195
	PIC-9	Productor	7	8 ½	15300	14793	16518
	PIC-10	Productor	7 5/8	8 ½	15149	14625	18216
	PIC-11	Productor	7	8 ½	16340	15925	18103
	PIC-12	Productor	7	8 ½	15340	14951	16418
	PIC-13	Productor	7	8 ½	16025	15839	17705
	PIC-14	Productor	7	8 ½	16118	15493	18250
	PIC-15	Productor	7	8 ½	16118	15597	17035
	PIC-16	Productor	7	8 ½	16100	15610	17999
	PIC-17	Productor	7	8 ½	15909	15404	17400
	PIC-18	Productor	7	8 ½	15843	15318	17118
	PIC-19	Productor	7	8 ½	15074	14767	16039
	PIC-20	Productor	7 5/8	8 ½	11547	11250	16347
PIC-25	Productor	7 5/8	8 ½	17549	17062	18393	
PIC-26	Productor	7 5/8	8 ½	16700	16157	18317	
Santa Bárbara	SBC-17	Productor	7	8 ½	16245	15760	18498
	SBC-22	Productor	7	8 ½	17182	16573	18755
	SBC-37	Productor	7 5/8	8 ½	16794	16074	19300
	SBC-46	Productor	7	8 ½	16130	15520	17125
	SBC-90	Productor	R5 ½	-	-	-	-
	SBC-96	Productor	5 ½	8 ½	15515	14997	17137
	SBC-113	Inyector Gas	7 5/8	8 ½	14860	14452	15299
	SBC-118	Productor	7 5/8	8 ½	14490	14048	14619
	SBC-119	Inyector Gas	7 5/8	8 ½	15035	14490	15478
	SBC-120	Inyector Gas	7 5/8	8 ½	14987	14446	15410
	SBC-121	Inyector Gas	7 5/8	8 ½	14532	14008	14972
	SBC-122	Inyector Gas	7 5/8	8 ½	14473	13941	14937
	SBC-123	Inyector Gas	7 5/8	8 ½	14213	13673	14718
	SBC-124	Inyector Gas	7 5/8	8 ½	14486	13972	15000
	SBC-125	Inyector Gas	7 5/8	8 ½	14475	14008	14942
SBC-126	Inyector Gas	7 5/8	8 ½	14389	13708	15070	
SBC-127	Productor	7 5/8	8 ½	15748	14386	16244	
SBC-128	Productor	7 5/8	8 ½	14891	14456	15541	
SBC-129	Productor	N	-	-	-	-	
Carito	CRC-24	Productor	7 5/8	8 ½	14483	13980	15198
	CRC-25	Inyector Gas	N	-	-	-	-

Cont. Tabla B-1 Pozos estudiados en el Área de Punta de Mata

CAMPO	POZO	LONG. LINER (PIES MD)	LONG. AISLADA (PIES MD)	ESPESO R CEM. (PULG)	OVERLA P (PIES MD)	TUBULAR	
						GRADO API	PESO (LB/PIE)
Piritál	PIC-1	-	-	-	-	P-110	35
	PIC-3	1419	809	0,7500	610	P-110	35
	PIC-4	2589	1631	0,7500	958	NK-125	35
	PIC-6	1573	1217	0,7500	356	P-110	35
	PIC-7	2175	1654	0,7500	521	Q-125	35
	PIC-8	2637	2118	0,7500	519	P-110	35
	PIC-9	1725	1218	0,7500	507	Q-125	35
	PIC-10	3591	3067	0,4375	524	P-110	42,8
	PIC-11	2178	1763	0,7500	415	Q-125	35
	PIC-12	1467	1078	0,7500	389	Q-125	35
	PIC-13	1866	1680	0,7500	186	Q-125	35
	PIC-14	2757	2132	0,7500	625	Q-125	35
	PIC-15	1438	917	0,7500	521	Q-125	35
	PIC-16	2389	1899	0,7500	490	Q-125	35
	PIC-17	1996	1491	0,7500	505	Q-125	35
	PIC-18	1800	1275	0,7500	525	P-110	35
	PIC-19	1272	965	0,7500	307	Q-125	35
	PIC-20	5097	4800	0,4375	297	110-HC	58,4
	PIC-25	1331	844	0,4375	487	P-110	39
	PIC-26	2160	1617	0,4375	543	P-110	39
Santa Bárbara	SBC-17	2738	2253	0,7500	485	P-110	35
	SBC-22	2182	1573	0,7500	609	P-110	35
	SBC-37	3226	2506	0,4375	720	P-110	42,8
	SBC-46	1605	995	0,7500	610	Q-125	35
	SBC-90	-	-	-	-	-	-
	SBC-96	2140	1622	1,5000	518	C-90	23
	SBC-113	847	439	0,4375	408	P-110	39
	SBC-118	571	129	0,4375	442	P-110	39
	SBC-119	988	443	0,4375	545	P-110	39
	SBC-120	964	423	0,4375	541	P-110	39
	SBC-121	964	440	0,4375	524	P-110	39
	SBC-122	996	464	0,4375	532	P-110	39
	SBC-123	1045	505	0,4375	540	P-110	39
	SBC-124	1028	514	0,4375	514	P-110	39
	SBC-125	934	467	0,4375	467	P-110	39
	SBC-126	1362	681	0,4375	681	P-110	39
SBC-127	1858	496	0,4375	1362	P-110	39	
SBC-128	1085	650	0,4375	435	P-110	39	
SBC-129	-	-	-	-	-	-	
Carito	CRC-24	1218	715	0,4375	503	P-110	39
	CRC-25	-	-	-	-	-	-

Tabla B-2 Registro de Presiones de Formación – Campo Pirital

PROFUNDIDAD (PIES TVD)	GRADIENTES DE FORMACION (LPC / PIE)									
	PIC-1	PIC-3	PIC-4	PIC-6	PIC-7	PIC-8	PIC-9	PIC-10	PIC-11	PIC-12
403	8,3	8,5	8,2	8,1	8,0	8,6	8,5	8,8	8,2	8,3
806	8,3	8,5	8,2	8,1	8,0	8,6	8,5	8,8	8,2	8,3
1209	8,4	8,5	8,3	8,2	8,1	8,7	8,5	8,8	8,3	8,4
1612	8,5	8,6	8,4	8,3	8,2	8,8	8,6	8,9	8,4	8,5
2015	8,6	8,6	8,5	8,4	8,3	8,9	8,6	8,9	8,5	8,6
2418	8,7	8,9	8,6	8,5	8,4	9,0	8,9	9,2	8,6	8,7
2821	8,8	9,0	8,7	8,6	8,5	9,1	9,0	9,3	8,7	8,8
3224	8,8	9,0	8,7	8,6	8,5	9,1	9,0	9,3	8,7	8,8
3627	8,8	9,0	8,7	8,6	8,5	9,1	9,0	9,3	9,0	8,8
4030	8,9	9,1	8,8	8,7	8,6	9,2	9,1	9,4	9,1	8,9
4433	8,9	9,1	8,8	8,7	8,6	9,2	9,1	9,4	9,1	8,9
4836	8,9	9,1	8,8	8,7	8,6	9,2	9,1	9,4	9,1	8,9
5239	8,9	9,1	8,8	8,7	8,6	9,2	9,1	9,4	9,1	8,9
5642	9,5	9,7	9,4	9,3	9,2	9,8	9,7	10,0	9,7	10,0
6045	9,5	9,7	9,4	9,3	9,2	9,8	9,7	10,0	9,7	10,0
6448	9,6	9,8	9,5	9,4	9,3	9,9	9,4	10,1	9,8	10,1
6851	9,8	10,0	9,7	9,6	9,5	10,1	9,6	10,3	10,0	10,3
7254	10,1	10,3	10,0	9,9	9,8	10,4	9,9	10,6	10,3	10,6
7657	10,1	10,3	10,0	9,9	9,8	10,4	9,9	10,6	10,3	10,6
8060	10,3	10,5	10,2	10,1	10,0	10,6	10,1	10,8	10,5	10,8
8463	10,3	10,5	10,2	10,1	10,0	10,6	10,1	10,8	10,5	10,8
8866	10,4	10,6	10,3	10,2	10,1	10,7	10,2	10,9	10,6	10,9
9269	10,3	10,5	10,2	10,1	10,0	10,6	10,1	10,8	10,5	10,8
9672	10,4	10,6	10,3	10,2	10,1	10,7	10,2	10,9	10,6	10,9
10075	10,5	10,7	10,4	10,3	10,2	10,8	10,3	11,0	10,7	11,0
10478	10,5	10,7	10,4	10,3	10,2	10,8	10,3	11,0	10,4	11,0
10881	10,4	10,6	10,3	10,2	10,1	10,7	10,2	10,9	10,3	10,7
11284	10,5	10,7	10,4	10,3	10,2	10,8	10,3	11,0	10,4	10,8
11687	10,6	10,8	10,5	10,4	10,3	10,9	10,4	11,1	10,5	10,9
12090	10,6	10,8	10,5	10,4	10,3	10,9	10,4	11,1	10,5	10,9
12493	10,7	10,9	10,6	10,5	10,4	11,0	10,6	11,2	10,6	11,0
12896	10,9	11,1	10,8	10,7	10,6	11,2	10,8	11,4	10,8	11,2
13299	11,5	11,7	11,4	11,3	11,2	11,8	11,4	12,0	11,4	11,8
13702	11,6	11,8	11,5	11,4	11,3	11,9	11,5	12,1	11,5	11,9
14105	11,9	12,1	11,8	11,7	11,6	12,2	11,8	12,4	11,8	12,2
14508	12,9	13,1	12,8	12,7	12,6	13,2	12,8	13,4	12,8	13,2
14911	12,6	12,8	12,5	12,4	12,3	12,9	12,5	13,1	12,5	12,9
15314	12,7	12,9	12,6	12,5	12,4	13,0	12,6	13,2	12,6	13,0
15717	12,8	13,0	12,7	12,6	12,5	13,1	12,7	13,3	12,7	13,1
16120	12,9	13,1	12,8	12,7	12,6	13,2	12,8	13,4	12,8	13,2
16523	12,9	13,1	12,8	12,7	12,6	13,2	12,8	13,4	12,8	13,2
16926	13,2	13,4	13,1	13,0	12,9	13,5	13,1	13,7	13,1	13,5
17329	13,2	13,4	13,1	13,0	12,9	13,5	13,1	13,7	13,1	13,5
17732	13,2	13,4	13,1	13,0	12,9	13,5	13,1	13,7	13,1	13,5
18135	13,8			13,6	13,5	14,1	13,7	14,3	13,7	14,1
18538	13,7			13,5	13,4	14,0		14,2	13,6	14,0
18941				13,7				14,4	14,2	14,2
19344				13,9				14,6		
19747				14,0				14,7		
20150				13,9				14,6		
20553				14,0						
20956				14,0						
21359				13,3						
21762				13,2						
22165				13,1						
22568				13,2						

Cont. Tabla B-2 Registro de Presiones de Formación – Campo Pirital

PROFUNDIDAD (PIES TVD)	GRADIENTES DE FORMACION (LPC / PIE)									
	PIC-13	PIC-14	PIC-15	PIC-16	PIC-17	PIC-18	PIC-19	PIC-20	PIC-25	PIC-26
403	8,4	8,2	7,8	8,0	8,8	8,6	8,9	8,5	8,3	8,8
806	8,4	8,2	7,8	8,0	8,8	8,6	8,9	8,5	8,3	8,8
1209	8,5	8,3	7,9	8,1	8,9	8,7	9,0	8,6	8,4	8,9
1612	8,6	8,4	8,0	8,2	9,0	8,8	9,1	8,7	8,5	9,0
2015	8,7	8,5	8,1	8,3	9,1	8,9	9,2	8,8	8,6	9,1
2418	8,8	8,6	8,2	8,4	9,2	9,0	9,3	8,9	8,7	9,2
2821	8,9	8,7	8,3	8,5	9,3	9,1	9,4	9,0	8,8	9,3
3224	8,9	8,7	8,3	8,5	9,3	9,1	9,4	9,0	8,8	9,3
3627	8,9	8,7	8,3	8,5	9,3	9,1	9,4	9,0	8,8	9,3
4030	9,0	8,8	8,4	8,6	9,4	9,2	9,5	9,1	8,9	9,4
4433	9,0	8,8	8,4	8,6	9,4	9,2	9,5	9,1	8,9	9,4
4836	9,0	8,8	8,4	8,6	9,4	9,2	9,5	9,1	8,9	9,4
5239	9,0	8,8	8,4	8,6	9,9	9,7	10,0	9,6	8,9	9,9
5642	9,6	9,4	9,0	9,2	10,5	10,3	10,6	10,2	9,5	10,5
6045	9,6	9,4	9,0	9,2	10,5	10,3	10,6	10,2	9,5	10,5
6448	9,7	9,4	9,1	9,3	10,6	10,4	10,7	10,3	9,6	10,6
6851	9,9	9,6	9,3	9,5	10,8	10,6	10,9	10,5	9,8	10,8
7254	10,2	9,9	9,6	9,8	11,1	10,9	11,2	10,8	10,1	11,1
7657	10,2	9,9	9,6	9,8	11,1	10,9	11,2	10,8	10,1	11,1
8060	10,4	10,1	9,8	10,0	11,3	11,1	11,4	11,0	10,3	11,3
8463	10,4	10,1	9,8	10,0	11,3	11,1	11,4	11,0	10,3	11,3
8866	10,5	10,2	9,9	10,1	11,4	11,2	11,5	11,1	10,4	11,4
9269	10,4	10,1	9,8	10,0	11,3	11,1	11,4	11,0	10,3	11,3
9672	10,5	10,2	9,9	10,1	11,4	11,2	11,5	11,1	10,4	11,4
10075	10,6	10,3	10,0	10,2	11,5	11,3	11,6	10,2	10,5	11,5
10478	10,6	10,3	10,0	10,2	11,5	11,3	11,6	10,2	10,5	11,5
10881	10,5	10,2	9,9	10,1	11,2	11,0	11,3	10,1	10,4	11,2
11284	10,6	10,3	10,0	10,2	11,3	11,1	11,4	10,2	10,5	11,3
11687	10,7	10,4	10,1	10,3	11,4	11,2	11,5	10,3	10,6	11,4
12090	10,7	10,4	10,1	10,3	11,4	11,2	11,5	10,3	11,2	11,4
12493	10,8	10,6	10,2	10,4	11,5	11,3	11,6	10,4	11,3	11,5
12896	11,0	10,8	10,4	10,6	11,7	11,5	11,8	10,6	11,5	11,7
13299	11,6	11,4	11,0	11,2	12,3	12,1	12,4	11,2	12,1	12,3
13702	11,7	11,5	11,1	11,3	12,4	12,2	12,5	11,3	12,2	12,4
14105	12,0	11,8	11,4	11,6	12,7	12,5	12,8	11,6	12,5	12,7
14508	13,0	12,8	12,4	12,6	13,7	13,5	13,8	12,6	13,5	13,7
14911	12,7	12,5	12,1	12,3	13,4	13,2	13,5	12,3	13,2	13,4
15314	12,8	12,6	12,2	12,4	13,5	13,3	13,6	12,4	13,3	13,5
15717	12,9	12,7	12,3	12,5	13,6	13,4	13,7	12,5	13,4	13,6
16120	13,0	12,8	12,4	12,6	13,7	13,5	13,8	12,6	13,5	13,7
16523	13,0	12,8	12,4	12,6	13,7	13,5	13,8	12,6	13,5	13,7
16926	13,3	13,1	12,7	12,9	14,0	13,8	14,1	13,5	13,8	14,0
17329	13,3	13,1	12,7	12,9	14,0	13,8	14,1	13,5	13,8	14,0
17732	13,3	13,1	12,7	12,9	14,0	13,8		13,5	13,8	14,0
18135	13,9	13,7	13,3	13,5	14,6	14,4		14,1	14,4	14,6
18538	13,8	13,6		13,4	14,5			14,0	14,3	
18941	14,0	13,8		13,6						
19344		14,0		13,8						
19747		14,1								
20150										
20553										
20956										
21359										
21762										
22165										
22568										

Tabla B-3 Registro de Presiones de Fractura – Campo Pirital

PROFUNDIDAD (PIES TVD)	GRADIENTES DE FRACTURA (LPC / PIE)									
	PIC-1	PIC-3	PIC-4	PIC-6	PIC-7	PIC-8	PIC-9	PIC-10	PIC-11	PIC-12
403	10,3	10,7	11,0	9,7	10,0	11,8	10,7	11,0	10,2	10,3
806	10,3	10,7	11,0	9,7	10,0	11,8	10,7	11,0	10,2	10,3
1209	10,4	10,8	11,1	9,8	10,1	11,9	10,8	11,1	10,3	10,4
1612	10,5	10,9	11,2	9,9	10,2	12,0	10,9	11,2	10,4	10,5
2015	10,6	11,0	11,3	10,0	10,3	12,1	11,0	11,3	10,5	10,6
2418	10,7	11,1	11,4	10,1	10,4	12,2	11,1	11,4	10,6	10,7
2821	10,8	11,2	11,5	10,2	10,5	12,3	11,2	11,5	10,7	10,8
3224	10,8	11,2	11,5	10,2	10,5	12,3	11,2	11,5	10,7	10,8
3627	10,8	11,2	11,5	10,2	10,5	12,3	11,2	11,5	11,0	10,8
4030	10,9	11,3	11,6	10,3	10,6	12,4	11,3	11,6	11,1	10,9
4433	10,9	11,3	11,6	10,3	10,6	12,4	11,3	11,6	11,1	10,9
4836	10,9	11,3	11,6	10,3	10,6	12,4	11,3	11,6	11,1	10,9
5239	13,1	13,5	13,8	12,5	12,8	14,6	13,5	13,8	13,3	13,8
5642	13,7	14,1	14,4	13,1	13,4	15,2	14,1	14,4	13,9	14,4
6045	13,7	14,1	14,4	13,1	13,4	15,2	14,1	14,4	13,9	14,4
6448	13,8	14,2	14,5	13,2	13,5	15,3	13,2	14,5	14,0	14,5
6851	14,0	14,4	14,7	13,4	13,7	15,5	13,4	14,7	14,2	14,7
7254	14,3	14,7	15,0	13,7	14,0	15,8	13,7	15,0	14,5	15,0
7657	14,3	14,7	15,0	13,7	13,6	15,8	13,7	15,0	14,5	15,0
8060	14,5	14,9	15,2	13,9	13,8	16,0	13,9	15,2	14,7	15,2
8463	14,5	14,9	15,2	13,9	13,8	16,0	13,9	15,2	14,7	15,2
8866	14,6	15,0	15,3	14,0	13,9	16,1	14,0	15,3	14,8	15,3
9269	14,5	14,9	15,2	13,9	13,8	16,0	13,9	15,2	14,7	15,2
9672	14,6	15,0	15,3	14,0	13,9	16,1	14,0	15,3	14,8	15,3
10075	14,7	15,1	15,4	14,1	14,0	16,2	14,1	15,4	14,9	15,4
10478	14,7	15,1	15,4	14,1	14,0	16,2	14,1	15,4	14,6	15,4
10881	14,6	15,0	15,3	14,0	13,9	16,1	14,0	15,3	14,5	16,1
11284	14,7	15,1	15,4	14,1	14,0	16,2	14,1	15,4	14,6	16,2
11687	14,8	15,2	15,5	14,2	14,1	16,3	14,2	15,5	14,7	16,3
12090	14,8	15,2	15,5	14,2	14,1	16,3	14,2	15,5	14,7	16,3
12493	14,9	15,3	15,6	14,3	14,2	16,4	15,6	15,6	14,8	16,4
12896	15,1	15,5	15,8	14,5	14,4	16,6	15,8	15,8	15,0	16,6
13299	15,7	16,1	16,4	15,1	15,0	17,2	16,4	16,4	15,6	17,2
13702	15,8	16,2	16,5	15,2	15,1	17,3	16,5	16,5	15,7	17,3
14105	16,1	16,5	16,8	15,5	15,4	17,6	16,8	16,8	16,0	17,6
14508	17,1	17,5	17,8	16,5	16,4	18,6	17,8	17,8	17,0	18,6
14911	16,8	17,2	17,5	16,2	16,1	18,3	17,5	17,5	16,7	18,3
15314	16,9	17,3	17,6	16,3	16,2	18,4	17,6	17,6	16,8	18,4
15717	17,0	17,4	17,7	16,4	16,3	18,5	17,7	17,7	16,9	18,5
16120	17,1	17,5	17,8	16,5	16,4	18,6	17,8	17,8	17,0	18,6
16523	17,1	17,5	17,8	16,5	16,4	18,6	17,8	17,8	17,0	18,6
16926	17,4	17,8	18,1	16,8	16,7	18,9	18,1	18,1	17,3	18,9
17329	17,4	17,8	18,1	17,4	16,7	18,9	18,1	18,1	17,3	18,9
17732	17,4			17,4	16,7	18,9	18,9	18,1	17,3	18,9
18135	18,0			18,0	17,3	19,5		18,3	17,9	19,5
18538				17,9				18,6	17,8	19,5
18941				18,1				18,8		
19344				18,3				19,0		
19747				18,4				19,1		
20150				18,3						
20553				18,4						
20956				18,4						
21359				17,7						
21762				17,6						
22165				17,5						
22568				17,6						

Cont. Tabla B-3 Registro de Presiones de Fractura – Campo Pirital

PROFUNDIDAD (PIES TVD)	GRADIENTES DE FRACTURA (LPC / PIE)									
	PIC-13	PIC-14	PIC-15	PIC-16	PIC-17	PIC-18	PIC-19	PIC-20	PIC-25	PIC-26
403	10,4	11,0	9,8	10,0	10,8	10,6	10,9	10,5	10,3	10,8
806	10,4	11,0	9,8	10,0	10,8	10,6	10,9	10,5	10,3	10,8
1209	10,5	11,1	9,9	10,1	10,9	10,7	11,0	10,6	10,4	10,9
1612	10,6	11,2	10,0	10,2	11,0	10,8	11,1	10,7	10,5	11,0
2015	10,7	11,3	10,1	10,3	11,1	10,9	11,2	10,8	10,6	11,1
2418	10,8	11,4	10,2	10,4	11,2	11,0	11,3	10,9	10,7	11,2
2821	10,9	11,5	10,3	10,5	11,3	11,1	11,4	11,0	10,8	11,3
3224	10,9	11,5	10,3	10,5	11,3	11,1	11,4	11,0	10,8	11,3
3627	10,9	11,5	10,3	10,5	11,3	11,1	11,4	11,0	10,8	11,3
4030	11,0	11,6	10,4	10,6	11,4	11,2	11,5	11,1	10,9	11,4
4433	11,0	11,6	10,4	10,6	11,4	11,2	11,5	11,1	10,9	11,4
4836	11,0	11,6	10,4	10,6	11,4	11,2	11,5	11,1	10,9	11,4
5239	13,2	13,8	12,6	12,8	14,3	14,1	14,4	14,0	13,1	14,3
5642	13,8	14,4	13,2	13,4	14,9	14,7	15,0	14,6	13,7	14,9
6045	13,8	14,4	13,2	13,4	14,9	14,7	15,0	14,6	13,7	14,9
6448	13,9	13,2	13,3	13,5	15,0	14,8	15,1	14,7	13,8	15,0
6851	14,1	13,4	13,5	13,7	15,2	15,0	15,3	14,9	14,0	15,2
7254	14,4	13,7	13,8	14,0	15,5	15,3	15,6	15,2	14,3	15,5
7657	14,0	13,7	13,8	14,0	15,5	15,3	15,6	15,2	13,9	15,5
8060	14,2	13,9	14,0	14,2	15,7	15,5	15,8	15,4	14,1	15,7
8463	14,2	13,9	14,0	14,2	15,7	15,5	15,8	15,4	14,1	15,7
8866	14,3	14,0	14,1	14,3	15,8	15,6	15,9	15,5	14,2	15,8
9269	14,2	13,9	14,0	14,2	15,7	15,5	15,8	15,4	14,1	15,7
9672	14,3	14,0	14,1	14,3	15,8	15,6	15,9	15,5	14,2	15,8
10075	14,4	14,1	14,2	14,4	15,9	15,7	16,0	14,4	14,3	15,9
10478	14,4	14,1	14,2	14,4	15,9	15,7	16,0	14,4	14,3	15,9
10881	14,3	14,0	14,1	14,3	16,6	16,4	16,7	14,3	14,2	16,6
11284	14,4	14,1	14,2	14,4	16,7	16,5	16,8	14,4	14,3	16,7
11687	14,5	14,2	14,3	14,5	16,8	16,6	16,9	14,5	14,4	16,8
12090	14,5	14,2	14,3	14,5	16,8	16,6	16,9	14,5	16,6	16,8
12493	14,6	15,6	14,4	14,6	16,9	16,7	17,0	14,6	16,7	16,9
12896	14,8	15,8	14,6	14,8	17,1	16,9	17,2	14,8	16,9	17,1
13299	15,4	16,4	15,2	15,4	17,7	17,5	17,8	15,4	17,5	17,7
13702	15,5	16,5	15,3	15,5	17,8	17,6	17,9	15,5	17,6	17,8
14105	15,8	16,8	15,6	15,8	18,1	17,9	18,2	15,8	17,9	18,1
14508	16,8	17,8	16,6	16,8	19,1	18,9	19,2	16,8	18,9	19,1
14911	16,5	17,5	16,3	16,5	18,8	18,6	18,9	16,5	18,6	18,8
15314	16,6	17,6	16,4	16,6	18,9	18,7	19,0	16,6	18,7	18,9
15717	16,7	17,7	16,5	16,7	19,0	18,8	19,1	16,7	18,8	19,0
16120	16,8	17,8	16,6	16,8	19,1	18,9	19,2	16,8	18,9	19,1
16523	16,8	17,8	16,6	16,8	19,1	18,9	19,2	16,8	18,9	19,1
16926	17,1	18,1	16,9	17,1	19,4	19,2	19,5	18,9	19,2	19,4
17329	17,1	18,1	16,9	17,1	19,4	19,2		18,9	19,2	19,4
17732	17,1	18,1	16,9	17,1	19,4	19,2		18,9	19,2	19,4
18135	17,7	18,2		17,7	20,0			19,5	19,2	
18538	17,7	18,4		17,6						
18941		18,8		17,8						
19344		19,0								
19747										
20150										
20553										
20956										
21359										
21762										
22165										
22568										

Tabla B-4 Registro de Gradientes de Lodo – Campo Piritral

PROFUNDIDAD (PIES TVD)	GRADIENTES DE LODO (LPC / PIE)									
	PIC-1	PIC-3	PIC-4	PIC-6	PIC-7	PIC-8	PIC-9	PIC-10	PIC-11	PIC-12
403	8,6	8,8	8,5	8,4	8,3	8,9	8,8	9,1	8,5	8,6
806	8,8	9,0	8,7	8,6	8,5	9,1	9,0	9,3	8,7	8,8
1209	8,8	8,9	8,7	8,6	8,5	9,1	8,9	9,2	8,7	8,8
1612	9,0	9,1	8,9	8,8	8,7	9,3	9,1	9,4	8,9	9,0
2015	9,0	9,0	8,9	8,8	8,7	9,3	9,0	9,3	8,9	9,0
2418	9,0	9,2	8,9	8,8	8,7	9,3	9,2	9,5	8,9	9,0
2821	9,2	9,4	9,1	9,0	8,9	9,5	9,4	9,7	9,1	9,2
3224	9,2	9,4	9,1	9,0	8,9	9,5	9,4	9,7	9,1	9,2
3627	9,4	9,6	9,3	9,2	9,1	9,7	9,6	9,9	9,6	9,4
4030	9,4	9,6	9,3	9,2	9,1	9,7	9,6	9,9	9,6	9,4
4433	9,4	9,6	9,3	9,2	9,1	9,7	9,6	9,9	9,6	9,4
4836	9,4	9,6	9,3	9,2	9,1	9,7	9,6	9,9	9,6	9,4
5239	9,4	9,6	9,3	9,2	9,1	9,7	9,6	9,9	9,6	9,9
5642	11,0	11,2	10,9	10,8	10,7	11,3	11,2	11,5	11,2	11,5
6045	10,4	10,6	10,3	10,2	10,1	10,7	10,6	10,9	10,6	10,9
6448	10,4	10,6	10,3	10,2	10,1	10,7	10,2	10,9	10,6	10,9
6851	10,5	10,7	10,4	10,3	10,2	10,8	10,3	11,0	10,7	11,0
7254	10,7	10,9	10,6	10,5	10,4	11,0	10,5	11,2	10,9	11,2
7657	10,7	10,9	10,6	10,5	10,4	11,0	10,5	11,2	10,9	11,2
8060	10,7	10,9	10,6	10,5	10,4	11,0	10,5	11,2	10,9	11,2
8463	10,6	10,8	10,5	10,4	10,3	10,9	10,4	11,1	10,8	11,1
8866	10,6	10,8	10,5	10,4	10,3	10,9	10,4	11,1	10,8	11,1
9269	10,6	10,8	10,5	10,4	10,3	10,9	10,4	11,1	10,8	11,1
9672	10,6	10,8	10,5	10,4	10,3	10,9	10,4	11,1	10,8	11,1
10075	10,6	10,8	10,5	10,4	10,3	10,9	10,4	11,1	10,8	11,1
10478	10,6	10,8	10,5	10,4	10,3	10,9	10,4	11,1	10,5	11,1
10881	10,6	10,8	10,5	10,4	10,3	10,9	10,4	11,1	10,5	10,9
11284	10,7	10,9	10,6	10,5	10,4	11,0	10,5	11,2	10,6	11,0
11687	11,1	11,3	11,0	10,9	10,8	11,4	10,9	11,6	11,0	11,4
12090	11,1	11,3	11,0	10,9	10,8	11,4	10,9	11,6	11,0	11,4
12493	13,0	13,2	12,9	12,8	12,7	13,3	12,9	13,5	12,9	13,3
12896	14,5	14,7	14,4	14,3	14,2	14,8	14,4	15,0	14,4	14,8
13299	14,0	14,2	13,9	13,8	13,7	14,3	13,9	14,5	13,9	14,3
13702	12,8	13,0	12,7	12,6	12,5	13,1	12,7	13,3	12,7	13,1
14105	12,5	12,7	12,4	12,3	12,2	12,8	12,4	13,0	12,4	12,8
14508	13,1	13,3	13,0	12,9	12,8	13,4	13,0	13,6	13,0	13,4
14911	13,0	13,2	12,9	12,8	12,7	13,3	12,9	13,5	12,9	13,3
15314	13,2	13,4	13,1	13,0	12,9	13,5	13,1	13,7	13,1	13,5
15717	13,3	13,5	13,2	13,1	13,0	13,6	13,2	13,8	13,2	13,6
16120	13,5	13,7	13,4	13,3	13,2	13,8	13,4	14,0	13,4	13,8
16523	13,6	13,8	13,5	13,4	13,3	13,9	13,5	14,1	13,5	13,9
16926	13,8	14,0	13,7	13,6	13,5	14,1	13,7	14,3	13,7	14,1
17329	13,9	14,1	13,8	13,7	13,6	14,2	13,8	14,4	13,8	14,2
17732	13,9	14,1	13,8	13,7	13,6	14,2	13,8	14,4	13,8	14,2
18135	14,0			13,8	13,7	14,3		14,5	13,9	14,3
18538	14,4			14,2				14,9	14,3	14,7
18941				14,3				15,0		
19344				14,4				15,1		
19747				14,6				15,3		
20150				14,4						
20553				14,4						
20956				14,3						
21359				13,4						
21762				13,6						
22165				13,4						
22568				13,6						

Cont. Tabla B-4 Registro de Gradientes de Lodo – Campo Pirital

PROFUNDIDAD (PIES TVD)	GRADIENTES DE LODO (LPC / PIE)									
	PIC-13	PIC-14	PIC-15	PIC-16	PIC-17	PIC-18	PIC-19	PIC-20	PIC-25	PIC-26
403	8,7	8,5	8,1	8,3	9,1	8,9	9,2	8,8	8,6	9,1
806	8,9	8,7	8,3	8,5	9,3	9,1	9,4	9,0	8,8	9,3
1209	8,9	8,7	8,3	8,5	9,3	9,1	9,4	9,0	8,8	9,3
1612	9,1	8,9	8,5	8,7	9,5	9,3	9,6	9,2	9,0	9,5
2015	9,1	8,9	8,5	8,7	9,5	9,3	9,6	9,2	9,0	9,5
2418	9,1	8,9	8,5	8,7	9,5	9,3	9,6	9,2	9,0	9,5
2821	9,3	9,1	8,7	8,9	9,7	9,5	9,8	9,4	9,2	9,7
3224	9,3	9,1	8,7	8,9	9,7	9,5	9,8	9,4	9,2	9,7
3627	9,5	9,3	8,9	9,1	9,9	9,7	10,0	9,6	9,4	9,9
4030	9,5	9,3	8,9	9,1	9,9	9,7	10,0	9,6	9,4	9,9
4433	9,5	9,3	8,9	9,1	9,9	9,7	10,0	9,6	9,4	9,9
4836	9,5	9,3	8,9	9,1	9,9	9,7	10,0	9,6	9,4	9,9
5239	9,5	9,3	8,9	9,1	10,4	10,2	10,5	10,1	9,4	10,4
5642	11,1	10,9	10,5	10,7	12,0	11,8	12,1	11,7	11,0	12,0
6045	10,5	10,3	9,9	10,1	11,4	11,2	11,5	11,1	10,4	11,4
6448	10,5	10,2	9,9	10,1	11,4	11,2	11,5	11,1	10,4	11,4
6851	10,6	10,3	10,0	10,2	11,5	11,3	11,6	11,2	10,5	11,5
7254	10,8	10,5	10,2	10,4	11,7	11,5	11,8	11,4	10,7	11,7
7657	10,8	10,5	10,2	10,4	11,7	11,5	11,8	11,4	10,7	11,7
8060	10,8	10,5	10,2	10,4	11,7	11,5	11,8	11,4	10,7	11,7
8463	10,7	10,4	10,1	10,3	11,6	11,4	11,7	11,3	10,6	11,6
8866	10,7	10,4	10,1	10,3	11,6	11,4	11,7	11,3	10,6	11,6
9269	10,7	10,4	10,1	10,3	11,6	11,4	11,7	11,3	10,6	11,6
9672	10,7	10,4	10,1	10,3	11,6	11,4	11,7	11,3	10,6	11,6
10075	10,7	10,4	10,1	10,3	11,6	11,4	11,7	10,3	10,6	11,6
10478	10,7	10,4	10,1	10,3	11,6	11,4	11,7	10,3	10,6	11,6
10881	10,7	10,4	10,1	10,3	11,4	11,2	11,5	10,3	10,6	11,4
11284	10,8	10,5	10,2	10,4	11,5	11,3	11,6	10,4	10,7	11,5
11687	11,2	10,9	10,6	10,8	11,9	11,7	12,0	10,8	11,1	11,9
12090	11,2	10,9	10,6	10,8	11,9	11,7	12,0	10,8	11,7	11,9
12493	13,1	12,9	12,5	12,7	13,8	13,6	13,9	12,7	13,6	13,8
12896	14,6	14,4	14,0	14,2	15,3	15,1	15,4	14,2	15,1	15,3
13299	14,1	13,9	13,5	13,7	14,8	14,6	14,9	13,7	14,6	14,8
13702	12,9	12,7	12,3	12,5	13,6	13,4	13,7	12,5	13,4	13,6
14105	12,6	12,4	12,0	12,2	13,3	13,1	13,4	12,2	13,1	13,3
14508	13,2	13,0	12,6	12,8	13,9	13,7	14,0	12,8	13,7	13,9
14911	13,1	12,9	12,5	12,7	13,8	13,6	13,9	12,7	13,6	13,8
15314	13,3	13,1	12,7	12,9	14,0	13,8	14,1	12,9	13,8	14,0
15717	13,4	13,2	12,8	13,0	14,1	13,9	14,2	13,0	13,9	14,1
16120	13,6	13,4	13,0	13,2	14,3	14,1	14,4	13,2	14,1	14,3
16523	13,7	13,5	13,1	13,3	14,4	14,2	14,5	13,3	14,2	14,4
16926	13,9	13,7	13,3	13,5	14,6	14,4	14,7	14,1	14,4	14,6
17329	14,0	13,8	13,4	13,6	14,7	14,5		14,2	14,5	14,7
17732	14,0	13,8	13,4	13,6	14,7	14,5		14,2	14,5	14,7
18135	14,1	13,9		13,7	14,8			14,3	14,6	
18538	14,5	14,3		14,1						
18941		14,4		14,2						
19344		14,5								
19747										
20150										
20553										
20956										
21359										
21762										
22165										
22568										

Tabla B-5 Registro de Presiones de Formación – Campo Santa Bárbara

PROFUNDIDAD (PIES TVD)	GRADIENTES DE FORMACION (LPC / PIE)								
	SBC-17	SBC-22	SBC-37	SBC-46	SBC-90	SBC-96	SBC-113	SBC-118	SBC-119
403	8,0	8,2	8,4	7,8	7,7	8,3	8,2	8,5	7,9
806	8,3	8,5	8,9	8,1	8,0	8,6	8,5	8,8	8,2
1209	8,5	8,5	8,8	8,3	8,2	8,8	8,5	8,8	8,4
1612	8,5	8,7	8,8	8,3	8,2	8,8	8,7	9,0	8,4
2015	8,7	8,7	8,8	8,5	8,4	9,0	8,7	9,0	8,6
2418	8,7	8,7	8,8	8,5	8,4	9,0	8,7	9,0	8,6
2821	8,7	8,7	9,2	8,5	8,4	9,0	8,7	9,0	8,6
3224	8,9	8,8	9,6	8,7	8,6	9,2	8,8	9,1	8,8
3627	8,8	8,9	9,1	8,6	8,5	9,1	8,9	9,2	9,0
4030	9,0	9,0	8,8	8,8	8,7	9,3	9,0	9,3	9,2
4433	9,0	9,0	9,0	8,8	8,7	9,3	9,0	9,3	9,2
4836	9,1	9,0	9,1	8,9	8,8	9,4	9,0	9,3	9,3
5239	9,0	9,2	9,1	8,8	8,7	9,3	9,2	9,5	9,2
5642	9,2	9,2	9,3	9,0	8,9	9,5	9,2	9,5	9,4
6045	9,3	9,3	9,3	9,1	9,0	9,6	9,3	9,6	9,5
6448	9,0	9,3	9,3	8,8	8,7	9,3	8,8	9,6	9,2
6851	9,0	9,3	9,1	8,8	8,7	9,3	8,8	9,6	9,2
7254	9,0	9,3	9,2	8,8	8,7	9,3	8,8	9,6	9,2
7657	9,1	9,3	9,0	8,9	8,8	9,4	8,9	9,6	9,3
8060	9,1	9,0	8,7	8,9	8,8	9,4	8,9	9,3	9,3
8463	9,1	9,0	8,8	8,9	8,8	9,4	8,9	9,3	9,3
8866	9,0	8,9	8,9	8,8	8,7	9,3	8,8	9,2	9,2
9269	9,2	8,8	9,4	9,0	8,9	9,5	9,0	9,1	9,4
9672	9,3	9,2	9,7	9,1	9,0	9,6	9,1	9,5	9,5
10075	9,4	10,1	10,0	9,2	9,1	9,7	9,2	10,4	9,6
10478	9,4	10,0	9,2	9,2	9,1	9,7	9,2	10,3	9,3
10881	9,7	10,0	9,7	9,5	9,4	10,0	9,5	10,3	9,6
11284	9,7	10,3	10,0	9,5	9,4	10,0	9,5	10,6	9,6
11687	9,8	10,1	10,0	9,6	9,5	10,1	9,6	10,4	9,7
12090	10,0	10,0	10,1	9,8	9,7	10,3	9,8	10,3	9,9
12493	10,0	9,9	10,1	9,8	9,7	10,3	10,1	10,2	9,9
12896	10,1	9,9	9,7	9,9	9,8	10,4	9,7	10,2	10,0
13299	10,1	10,0	9,7	9,9	9,8	10,4	9,7	10,3	10,0
13702	10,0	10,0	9,5	9,8	9,7	10,3	9,5	10,3	9,9
14105	9,9	9,8	9,8	9,7	9,6	10,2	9,8	10,1	9,8
14508	9,8	9,8	9,9	9,6	9,5	10,1	9,9	10,1	9,7
14911	9,8	10,0	9,9	9,6	9,5	10,1	9,9	10,3	9,7
15314	10,0	10,6	11,7	9,8	9,7	10,3	11,7	10,9	9,9
15717	10,0	11,0	12,1	9,8	9,7	10,3	12,1	11,3	9,9
16120	10,6	11,2	13,0	10,4	10,3	10,9	13,0	11,5	10,5
16523	11,0	11,9	13,7	10,8	10,7	11,3	13,7	12,2	10,9
16926	11,2	12,1	13,6	11,0	10,9	11,5		12,4	
17329	11,6	12,6	13,6	11,4		11,9			
17732	11,9	12,9	14,7	11,7					
18135	12,0	13,5	14,5	13,6					
18538	11,7	13,7	14,8						
18941	11,7	13,7	13,0						
19344		13,4	11,9						
19747			11,8						
20150			12,0						
20553			9,6						

Cont. Tabla B-5 Registro de Presiones de Formación – Campo Santa Bárbara

PROFUNDIDAD (PIES TVD)	GRADIENTES DE FORMACION (LPC / PIE)								
	SBC-121	SBC-122	SBC-123	SBC-124	SBC-125	SBC-126	SBC-127	SBC-128	SBC-129
403	8,1	8,4	7,5	7,7	8,5	8,3	8,6	8,2	8,0
806	8,4	8,9	7,8	8,0	8,8	8,6	8,9	8,5	8,3
1209	8,6	8,8	8,0	8,2	9,0	8,8	9,1	8,7	8,5
1612	8,6	8,8	8,0	8,2	9,0	8,8	9,1	8,7	8,5
2015	8,8	8,8	8,2	8,4	9,2	9,0	9,3	8,9	8,7
2418	8,8	8,8	8,2	8,4	9,2	9,0	9,3	8,9	8,7
2821	8,8	9,2	8,2	8,4	9,2	9,0	9,3	8,9	8,7
3224	9,0	9,6	8,4	8,6	9,4	9,2	9,5	9,1	8,9
3627	8,9	9,1	8,3	8,5	9,3	9,1	9,4	9,0	8,8
4030	9,1	8,8	8,5	8,7	9,5	9,3	9,6	9,2	9,0
4433	9,1	9,0	8,5	8,7	9,5	9,3	9,6	9,2	9,0
4836	9,2	9,1	8,6	8,8	9,6	9,4	9,7	9,3	9,1
5239	9,1	9,1	8,5	8,7	10,0	9,8	10,1	9,7	9,0
5642	9,3	9,3	8,7	8,9	10,0	9,8	10,1	9,7	9,2
6045	9,4	9,3	8,8	9,0	10,1	9,9	10,2	9,8	9,3
6448	9,1	8,8	8,5	8,7	10,1	9,9	10,2	9,8	9,0
6851	9,1	8,8	8,5	8,7	10,1	9,9	10,2	9,8	9,0
7254	9,1	8,8	8,5	8,7	10,1	9,9	10,2	9,8	9,0
7657	9,2	8,9	8,6	8,8	10,1	9,9	10,2	9,8	9,1
8060	9,2	8,9	8,6	8,8	9,8	9,6	9,9	9,5	9,1
8463	9,2	8,9	8,6	8,8	9,8	9,6	9,9	9,5	9,1
8866	9,1	8,8	8,5	8,7	9,7	9,5	9,8	9,4	9,0
9269	9,3	9,0	8,7	8,9	9,6	9,4	9,7	9,3	9,2
9672	9,4	9,1	8,8	9,0	10,0	9,8	10,1	9,7	9,3
10075	9,5	9,2	8,9	9,1	10,9	10,7	11,0	9,1	9,4
10478	9,5	9,2	8,9	9,1	10,8	10,6	10,9	9,1	9,4
10881	9,8	9,5	9,2	9,4	10,5	10,3	10,6	9,4	9,7
11284	9,8	9,5	9,2	9,4	10,5	10,3	10,6	9,4	9,7
11687	9,9	9,6	9,3	9,5	10,6	10,4	10,7	9,5	9,8
12090	10,1	9,8	9,5	9,7	10,8	10,6	10,9	9,7	10,6
12493	10,1	10,1	9,5	9,7	10,8	10,6	10,9	9,7	10,6
12896	10,2	9,7	9,6	9,8	10,9	10,7	11,0	9,8	10,7
13299	10,2	9,7	9,6	9,8	10,9	10,7	11,0	9,8	10,7
13702	10,1	9,5	9,5	9,7	10,8	10,6	10,9	9,7	10,6
14105	10,0	9,8	9,4	9,6	10,7	10,5	10,8	9,6	10,5
14508	9,9	9,9	9,3	9,5	10,6	10,4	10,7	9,5	10,4
14911	9,9	9,9	9,3	9,5	10,6	10,4	10,7	9,5	10,4
15314	10,1	11,7	9,5	9,7	10,8	10,6	10,9	9,7	10,6
15717	10,1	12,1	9,5	9,7	10,8	10,6	10,9	9,7	10,6
16120		13,0	10,1		11,4		11,5	9,7	10,5
16523							11,9	9,7	10,5
16926									10,6
17329									10,4
17732									
18135									
18538									
18941									
19344									
19747									
20150									
20553									

Tabla B-6 Registro de Presiones de Fractura – Campo Santa Bárbara

PROFUNDIDAD (PIES TVD)	GRADIENTES DE FRACTURA (LPC / PIE)								
	SBC-17	SBC-22	SBC-37	SBC-46	SBC-90	SBC-96	SBC-113	SBC-118	SBC-119
403	12,2	12,0	12,4	11,6	11,9	13,7	12,0	12,3	12,1
806	12,2	12,0	12,4	11,6	11,9	13,7	12,0	12,3	12,1
1209	12,2	12,0	12,4	11,6	11,9	13,7	12,0	12,3	12,1
1612	12,2	12,2	12,4	11,6	11,9	13,7	12,2	12,5	12,1
2015	12,2	12,2	12,4	11,6	11,9	13,7	12,2	12,5	12,1
2418	12,2	12,3	12,4	11,6	11,9	13,7	12,3	12,6	12,1
2821	12,2	12,4	12,4	11,6	11,9	13,7	12,4	12,7	12,1
3224	12,2	12,4	12,4	11,6	11,9	13,7	12,4	12,7	12,1
3627	12,3	12,4	12,4	11,7	12,0	13,8	12,4	12,7	12,5
4030	12,3	12,5	12,6	11,7	12,0	13,8	12,5	12,8	12,5
4433	12,4	12,6	13,1	11,8	12,1	13,9	12,6	12,9	12,6
4836	12,4	12,6	13,0	11,8	12,1	13,9	12,6	12,9	12,6
5239	12,6	12,7	13,0	12,0	12,3	14,1	12,7	13,0	12,8
5642	12,6	12,8	13,0	12,0	12,3	14,1	12,8	13,1	12,8
6045	12,8	12,8	13,0	12,2	12,5	14,3	12,8	13,1	13,0
6448	12,9	12,8	13,4	12,3	12,6	14,4	12,3	13,1	13,1
6851	13,0	13,1	13,8	12,4	12,7	14,5	12,4	13,4	13,2
7254	13,0	13,1	13,3	12,4	12,7	14,5	12,4	13,4	13,2
7657	13,1	13,0	13,0	12,5	12,4	14,6	12,5	13,3	13,3
8060	13,1	13,1	13,2	12,5	12,4	14,6	12,5	13,4	13,3
8463	13,1	13,1	13,3	12,5	12,4	14,6	12,5	13,4	13,3
8866	13,2	13,1	13,3	12,6	12,5	14,7	12,6	13,4	13,4
9269	13,2	13,3	13,5	12,6	12,5	14,7	12,6	13,6	13,4
9672	13,3	13,3	13,5	12,7	12,6	14,8	12,7	13,6	13,5
10075	13,4	13,3	13,5	12,8	12,7	14,9	12,8	13,6	13,6
10478	13,5	13,3	13,3	12,9	12,8	15,0	12,9	13,6	13,4
10881	13,4	13,5	13,4	12,8	12,7	14,9	12,8	13,8	13,3
11284	13,4	13,6	13,2	12,8	12,7	14,9	12,8	13,9	13,3
11687	13,3	13,5	12,9	12,7	12,6	14,8	12,7	13,8	13,2
12090	13,1	13,3	13,0	12,5	12,4	14,6	12,5	13,6	13,0
12493	13,0	13,3	13,1	12,4	12,3	14,5	13,1	13,6	12,9
12896	13,0	13,3	13,6	12,4	12,3	14,5	13,6	13,6	12,9
13299	13,1	13,5	14,2	12,5	12,4	14,6	14,2	13,8	13,0
13702	13,1	13,9	13,4	12,5	12,4	14,6	13,4	14,2	13,0
14105	13,5	14,0	13,9	12,9	12,8	15,0	13,9	14,3	13,4
14508	13,7	14,0	14,2	13,1	13,0	15,2	14,2	14,3	13,6
14911	14,2	14,1	14,2	13,6	13,5	15,7	14,2	14,4	14,1
15314	14,3	14,2	14,0	13,7	13,6	15,8	14,0	14,5	14,2
15717	14,2	14,0	14,1	13,6	13,5	15,7	14,1	14,3	14,1
16120	14,1	14,0	14,1	13,5	13,4	15,6	14,1	14,3	14,0
16523	14,3	14,5	15,9	13,7	13,6	15,8	15,9	14,8	14,2
16926	14,3	14,8	16,3	13,7	13,6	15,8		15,1	
17329	14,8	15,3	17,9	17,4		16,3			
17732	15,0	15,8	17,8	17,4					
18135	15,0	16,4	17,8	18,0					
18538	15,1	17,0	18,9						
18941	15,0	17,3	18,7						
19344		17,6	16,1						
19747			16,0						
20150			14,3						
20553			13,7						

Cont. Tabla B-6 Registro de Presiones de Fractura – Campo Santa Bárbara

PROFUNDIDAD (PIES TVD)	GRADIENTES DE FRACTURA (LPC / PIE)								
	SBC-121	SBC-122	SBC-123	SBC-124	SBC-125	SBC-126	SBC-127	SBC-128	SBC-129
403	12,3	12,4	11,7	11,9	12,7	12,5	12,8	12,4	12,2
806	12,3	12,4	11,7	11,9	12,7	12,5	12,8	12,4	12,2
1209	12,3	12,4	11,7	11,9	12,7	12,5	12,8	12,4	12,2
1612	12,3	12,4	11,7	11,9	12,7	12,5	12,8	12,4	12,2
2015	12,3	12,4	11,7	11,9	12,7	12,5	12,8	12,4	12,2
2418	12,3	12,4	11,7	11,9	12,7	12,5	12,8	12,4	12,2
2821	12,3	12,4	11,7	11,9	12,7	12,5	12,8	12,4	12,2
3224	12,3	12,4	11,7	11,9	12,7	12,5	12,8	12,4	12,2
3627	12,4	12,4	11,8	12,0	12,8	12,6	12,9	12,5	12,3
4030	12,4	12,6	11,8	12,0	12,8	12,6	12,9	12,5	12,3
4433	12,5	13,1	11,9	12,1	12,9	12,7	13,0	12,6	12,4
4836	12,5	13,0	11,9	12,1	12,9	12,7	13,0	12,6	12,4
5239	12,7	13,0	12,1	12,3	13,5	13,3	13,6	13,2	12,6
5642	12,7	13,0	12,1	12,3	13,6	13,4	13,7	13,3	12,6
6045	12,9	13,0	12,3	12,5	13,6	13,4	13,7	13,3	12,8
6448	13,0	12,3	12,4	12,6	13,6	13,4	13,7	13,3	12,9
6851	13,1	12,4	12,5	12,7	13,9	13,7	14,0	13,6	13,0
7254	13,1	12,4	12,5	12,7	13,9	13,7	14,0	13,6	13,0
7657	12,8	12,5	12,6	12,8	13,8	13,6	13,9	13,5	12,7
8060	12,8	12,5	12,6	12,8	13,9	13,7	14,0	13,6	12,7
8463	12,8	12,5	12,6	12,8	13,9	13,7	14,0	13,6	12,7
8866	12,9	12,6	12,7	12,9	13,9	13,7	14,0	13,6	12,8
9269	12,9	12,6	12,7	12,9	14,1	13,9	14,2	13,8	12,8
9672	13,0	12,7	12,8	13,0	14,1	13,9	14,2	13,8	12,9
10075	13,1	12,8	12,9	13,1	14,1	13,9	14,2	13,1	13,0
10478	13,2	12,9	13,0	13,2	14,1	13,9	14,2	13,2	13,1
10881	13,1	12,8	12,9	13,1	15,4	15,2	15,5	13,1	13,0
11284	13,1	12,8	12,9	13,1	15,4	15,2	15,5	13,1	13,0
11687	13,0	12,7	12,8	13,0	15,3	15,1	15,4	13,0	12,9
12090	12,8	12,5	12,6	12,8	15,1	14,9	15,2	12,8	14,9
12493	12,7	13,1	12,5	12,7	15,0	14,8	15,1	12,7	14,8
12896	12,7	13,6	12,5	12,7	15,0	14,8	15,1	12,7	14,8
13299	12,8	14,2	12,6	12,8	15,1	14,9	15,2	12,8	14,9
13702	12,8	13,4	12,6	12,8	15,1	14,9	15,2	12,8	14,9
14105	13,2	13,9	13,0	13,2	15,5	15,3	15,6	13,2	15,3
14508	13,4	14,2	13,2	13,4	15,7	15,5	15,8	13,4	15,5
14911	13,9	14,2	13,7	13,9	16,2	16,0	16,3	13,9	16,0
15314	14,0	14,0	13,8	14,0	16,3	16,1	16,4	14,0	16,1
15717	13,9	14,1	13,7	13,9	16,2	16,0	16,3	13,9	16,0
16120		14,1	13,6		16,1		16,2	14,2	16,0
16523							16,4	14,4	16,3
16926									16,4
17329									16,6
17732									
18135									
18538									
18941									
19344									
19747									
20150									
20553									

Tabla B-7 Registro de Gradientes de Lodo – Campo Santa Bárbara

PROFUNDIDAD (PIES TVD)	GRADIENTES DE LODO (LPC / PIE)								
	SBC-17	SBC-22	SBC-37	SBC-46	SBC-90	SBC-96	SBC-113	SBC-118	SBC-119
403	8,3	8,5	8,8	8,1	8,0	8,6	8,5	8,8	8,2
806	8,6	8,8	9,3	8,4	8,3	8,9	8,8	9,1	8,5
1209	8,8	8,8	9,2	8,6	8,5	9,1	8,8	9,1	8,7
1612	8,8	9,0	9,2	8,6	8,5	9,1	9,0	9,3	8,7
2015	9,0	9,0	9,2	8,8	8,7	9,3	9,0	9,3	8,9
2418	9,0	9,0	9,2	8,8	8,7	9,3	9,0	9,3	8,9
2821	9,0	9,0	9,6	8,8	8,7	9,3	9,0	9,3	8,9
3224	9,2	9,1	10,0	9	8,9	9,5	9,1	9,4	9,1
3627	9,1	9,2	9,5	8,9	8,8	9,4	9,2	9,5	9,3
4030	9,3	9,3	9,2	9,1	9,0	9,6	9,3	9,6	9,5
4433	9,3	9,3	9,4	9,1	9,0	9,6	9,3	9,6	9,5
4836	9,4	9,3	9,5	9,2	9,1	9,7	9,3	9,6	9,6
5239	9,3	9,5	9,5	9,1	9,0	9,6	9,5	9,8	9,5
5642	9,5	9,5	9,7	9,3	9,2	9,8	9,5	9,8	9,7
6045	9,6	9,6	9,7	9,4	9,3	9,9	9,6	9,9	9,8
6448	9,3	9,6	9,7	9,1	9,0	9,6	9,1	9,9	9,5
6851	9,3	9,6	9,5	9,1	9,0	9,6	9,1	9,9	9,5
7254	9,3	9,6	9,6	9,1	9,0	9,6	9,1	9,9	9,5
7657	9,4	9,6	9,4	9,2	9,1	9,7	9,2	9,9	9,6
8060	9,4	9,3	9,1	9,2	9,1	9,7	9,2	9,6	9,6
8463	9,4	9,3	9,2	9,2	9,1	9,7	9,2	9,6	9,6
8866	9,3	9,2	9,3	9,1	9,0	9,6	9,1	9,5	9,5
9269	9,5	9,1	9,8	9,3	9,2	9,8	9,3	9,4	9,7
9672	9,6	9,5	10,1	9,4	9,3	9,9	9,4	9,8	9,8
10075	9,7	10,4	10,4	9,5	9,4	10,0	9,5	10,7	9,9
10478	9,7	10,3	9,6	9,5	9,4	10,0	9,5	10,6	9,6
10881	10,0	10,3	10,1	9,8	9,7	10,3	9,8	10,6	9,9
11284	10,0	10,6	10,4	9,8	9,7	10,3	9,8	10,9	9,9
11687	10,1	10,4	10,4	9,9	9,8	10,4	9,9	10,7	10,0
12090	10,3	10,3	10,5	10,1	10,0	10,6	10,1	10,6	10,2
12493	10,3	10,2	10,5	10,1	10,0	10,6	10,5	10,5	10,2
12896	10,4	10,2	10,1	10,2	10,1	10,7	10,1	10,5	10,3
13299	10,4	10,3	10,1	10,2	10,1	10,7	10,1	10,6	10,3
13702	10,3	10,3	9,9	10,1	10,0	10,6	9,9	10,6	10,2
14105	10,2	10,1	10,2	10	9,9	10,5	10,2	10,4	10,1
14508	10,1	10,1	10,3	9,9	9,8	10,4	10,3	10,4	10,0
14911	10,1	10,3	10,3	9,9	9,8	10,4	10,3	10,6	10,0
15314	10,3	10,9	12,1	10,1	10,0	10,6	12,1	11,2	10,2
15717	10,3	11,3	12,5	10,1	10,0	10,6	12,5	11,6	10,2
16120	10,9	11,5	13,4	10,7	10,6	11,2	13,4	11,8	10,8
16523	11,3	12,2	14,1	11,1	11,0	11,6	14,1	12,5	11,2
16926	11,5	12,4	14,0	11,3	11,2	11,8		12,7	11,4
17329	11,9	12,9	14,0	11,7		12,2		13,2	
17732	12,2	13,2	15,1	12					
18135	12,3	13,8	14,9	12,1					
18538	12,0	14,0	15,2						
18941	12,0	14,0	13,4						
19344		13,7	12,3						
19747			12,2						
20150			12,4						
20553			10,0						

Cont. Tabla B-7 Registro de Gradientes de Lodo – Campo Santa Bárbara

PROFUNDIDAD (PIES TVD)	GRADIENTES DE LODO (LPC / PIE)								
	SBC-121	SBC-122	SBC-123	SBC-124	SBC-125	SBC-126	SBC-127	SBC-128	SBC-129
403	8,4	8,8	7,8	8,0	8,8	8,6	8,9	8,5	8,3
806	8,7	9,3	8,1	8,3	9,1	8,9	9,2	8,8	8,6
1209	8,9	9,2	8,3	8,5	9,3	9,1	9,4	9,0	8,8
1612	8,9	9,2	8,3	8,5	9,3	9,1	9,4	9,0	8,8
2015	9,1	9,2	8,5	8,7	9,5	9,3	9,6	9,2	9,0
2418	9,1	9,2	8,5	8,7	9,5	9,3	9,6	9,2	9,0
2821	9,1	9,6	8,5	8,7	9,5	9,3	9,6	9,2	9,0
3224	9,3	10,0	8,7	8,9	9,7	9,5	9,8	9,4	9,2
3627	9,2	9,5	8,6	8,8	9,6	9,4	9,7	9,3	9,1
4030	9,4	9,2	8,8	9,0	9,8	9,6	9,9	9,5	9,3
4433	9,4	9,4	8,8	9,0	9,8	9,6	9,9	9,5	9,3
4836	9,5	9,5	8,9	9,1	9,9	9,7	10,0	9,6	9,4
5239	9,4	9,5	8,8	9,0	10,3	10,1	10,4	10,0	9,3
5642	9,6	9,7	9,0	9,2	10,3	10,1	10,4	10,0	9,5
6045	9,7	9,7	9,1	9,3	10,4	10,2	10,5	10,1	9,6
6448	9,4	9,1	8,8	9,0	10,4	10,2	10,5	10,1	9,3
6851	9,4	9,1	8,8	9,0	10,4	10,2	10,5	10,1	9,3
7254	9,4	9,1	8,8	9,0	10,4	10,2	10,5	10,1	9,3
7657	9,5	9,2	8,9	9,1	10,4	10,2	10,5	10,1	9,4
8060	9,5	9,2	8,9	9,1	10,1	9,9	10,2	9,8	9,4
8463	9,5	9,2	8,9	9,1	10,1	9,9	10,2	9,8	9,4
8866	9,4	9,1	8,8	9,0	10,0	9,8	10,1	9,7	9,3
9269	9,6	9,3	9,0	9,2	9,9	9,7	10,0	9,6	9,5
9672	9,7	9,4	9,1	9,3	10,3	10,1	10,4	10,0	9,6
10075	9,8	9,5	9,2	9,4	11,2	11,0	11,3	9,4	9,7
10478	9,8	9,5	9,2	9,4	11,1	10,9	11,2	9,4	9,7
10881	10,1	9,8	9,5	9,7	10,8	10,6	10,9	9,7	10,0
11284	10,1	9,8	9,5	9,7	10,8	10,6	10,9	9,7	10,0
11687	10,2	9,9	9,6	9,8	10,9	10,7	11,0	9,8	10,1
12090	10,4	10,1	9,8	10,0	11,1	10,9	11,2	10,0	10,9
12493	10,4	10,5	9,8	10,0	11,1	10,9	11,2	10,0	10,9
12896	10,5	10,1	9,9	10,1	11,2	11,0	11,3	10,1	11,0
13299	10,5	10,1	9,9	10,1	11,2	11,0	11,3	10,1	11,0
13702	10,4	9,9	9,8	10,0	11,1	10,9	11,2	10,0	10,9
14105	10,3	10,2	9,7	9,9	11,0	10,8	11,1	9,9	10,8
14508	10,2	10,3	9,6	9,8	10,9	10,7	11,0	9,8	10,7
14911	10,2	10,3	9,6	9,8	10,9	10,7	11,0	9,8	10,7
15314	10,4	12,1	9,8	10,0	11,1	10,9	11,2	10,0	10,9
15717	10,4	12,5	9,8	10,0	11,1	10,9	11,2	10,0	10,9
16120		13,4	10,4		11,7		11,8	10,0	10,9
16523							12,2	10,0	10,9
16926									10,9
17329									10,9
17732									
18135									
18538									
18941									
19344									
19747									
20150									
20553									

C

Evaluación del PECAP®

SOLICITUD DE EVALUACIÓN TÉCNICA EN LA APLICACIÓN DE UN SISTEMA ABL®:

Compañía:	PDVSA		Fecha:	20-May-02	
Contacto:	Luis Gerardo Cardozo				
PERFIL DEL POZO					
Fecha de entrega requerida (si aplica):					
Pozo / Campo / Loc.:	EX – 01 / Pirital				
Ubicación (Tierra / Lago / Bloque):	Tierra				
plataforma):					
Motivo de instalación:	Aislamiento Temporal				
Compañía cementadora:					
Drift requerido (posterior a la expansión del ABL®):	8 ½”				
Desviación del hoyo @ profundidad de asentamiento del ABL®:					
	(Favor anexar plot del pozo si es desviado)				
Diámetro original del hoyo:	8 ½”				
Tipo de formación a aislar:	Areniscas con Lutitas Intercaladas				
	Gas Presurizado				
Gradiente de la formación:	0.780 psi/ft	Gradiente de fractura de la formación:	0.998 psi/ft		
Temperatura de la formación:	285 F				
Peso y tipo del lodo al correr el ABL®:	15.4 ppg 100% Aceite				
Posibilidad de ampliar el hoyo?	SI	Formación perforable con PDC?	SI	Posibilidad para realizar squeeze de cemento?	N O
Peso del lodo al perforar a través del ABL®:	Mínimo:				11.9 ppg
	Máximo:				14.6 ppg
Profundidad de asentamiento del ABL®:	Tope (medida / vertical):				14800 ft
	Base (medida / vertical):				15800 ft
Revestidor anterior:	Diámetro / Peso / Grado:				9 5/8” / 58.4 lb/ft / P-110
	Zapata (medida / vertical):				14780 ft
Próximo Casing:	Diámetro / Peso / Grado:				5 ½” / 23 lb/ft / P-110

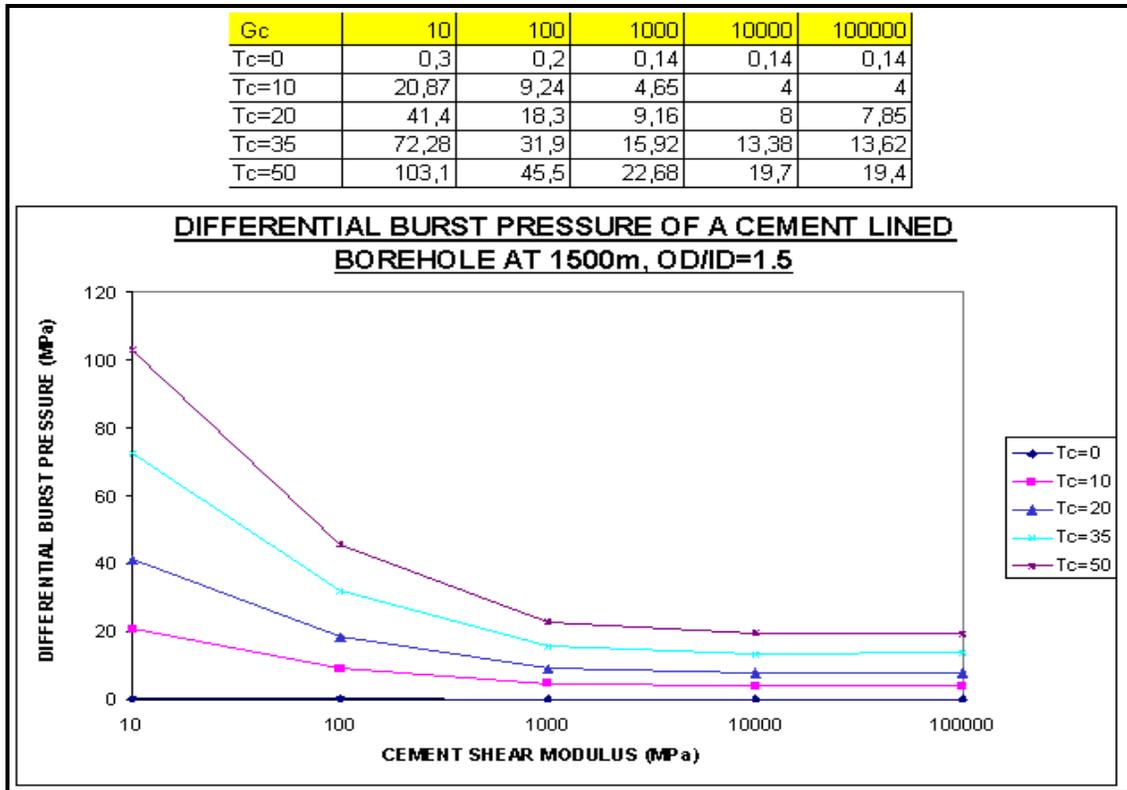


Gráfico C-1 Presión de Estallido del Cemento vs Tc

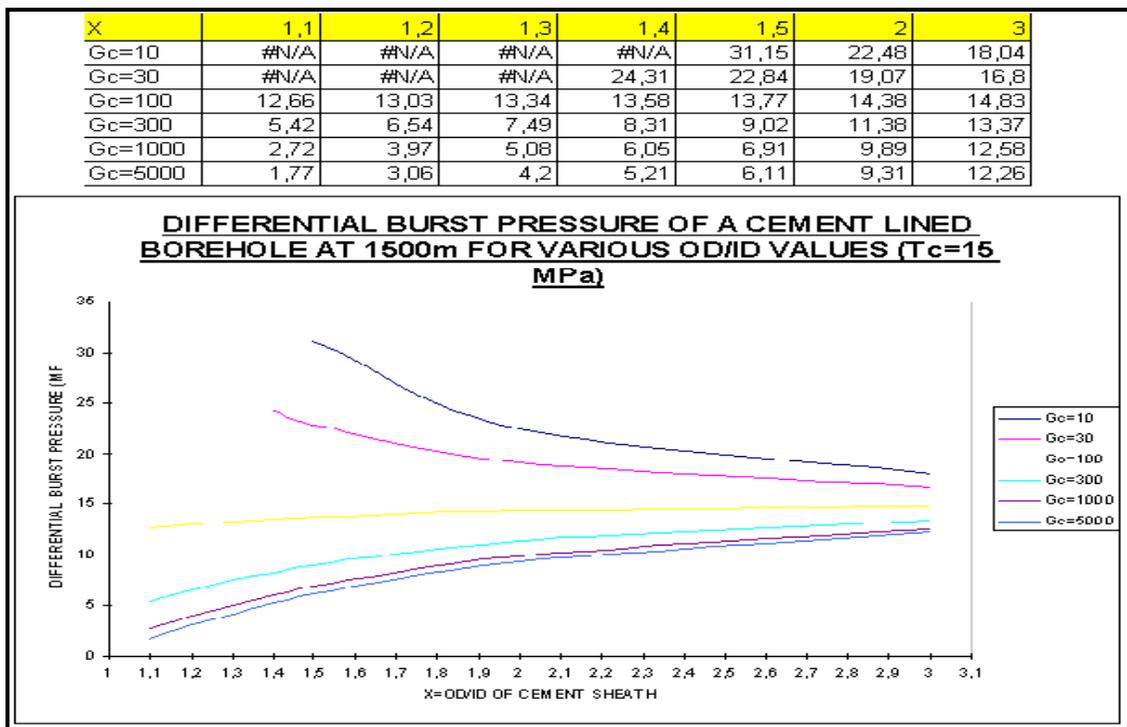


Gráfico C-2 Presión de Estallido del Cemento vs Relación OD/ID

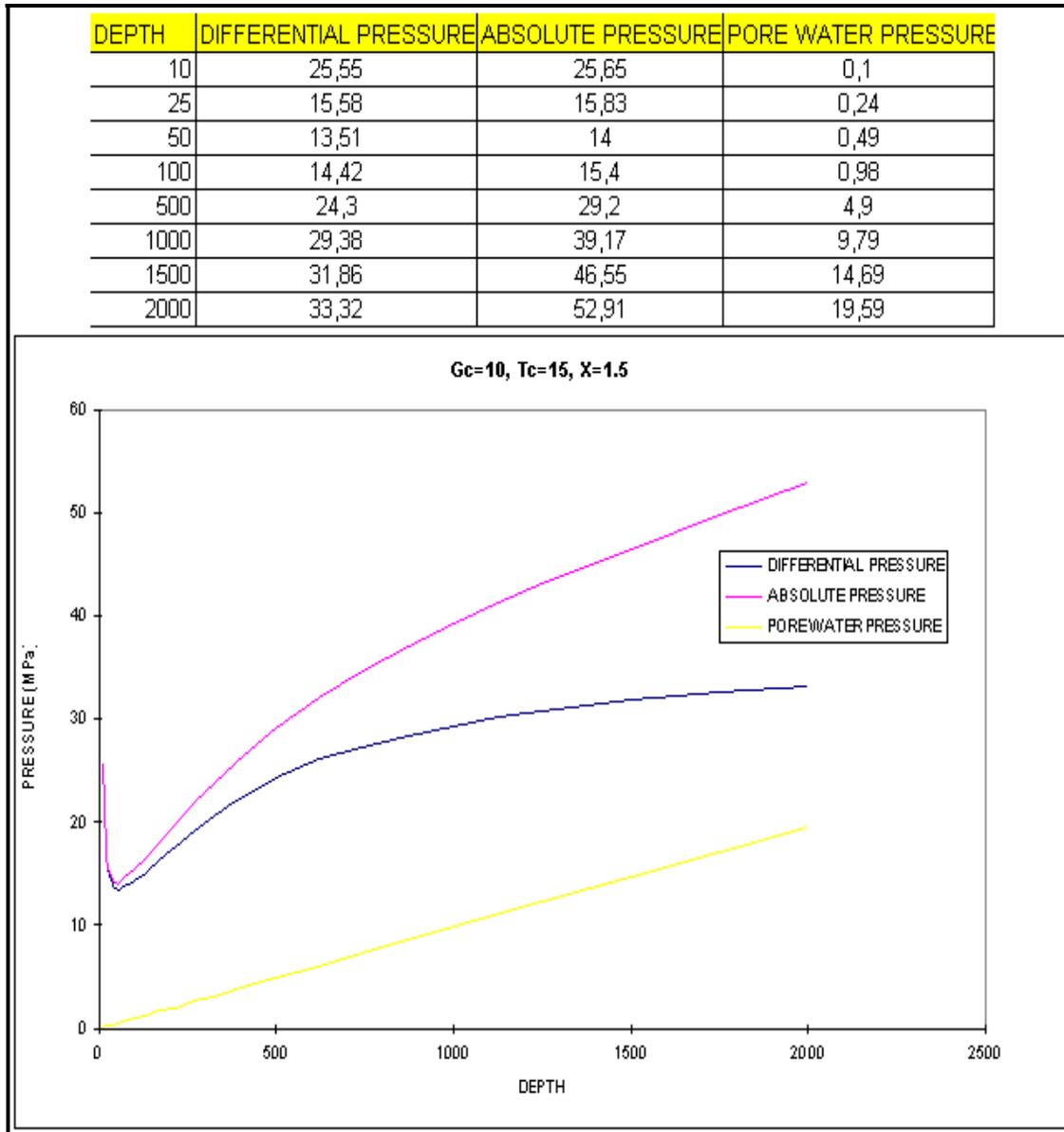


Gráfico C-3 Resistencia de un Anillo de Cemento

API									
x	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9
E=100 MPa	0,02	0,14	0,39	0,79	1,33	2	2,77	3,63	4,56
E=500 MPa	0,1	0,7	1,95	3,95	6,65	10	13,85	18,15	22,8
E=1,000 MPa	0,2	1,4	3,9	7,9	13,3	20	27,7	36,3	45,6
E=5,000 MPa	1	7	19,5	39,5	66,5	100	138,5	181,5	228
E=10,000 MPa	2	14	39	79	133	200	277	363	456
E=25,000 MPa	5	35	97,5	197,5	332,5	500	692,5	907,5	1140
E=50,000 MPa	10	70	195	395	665	1000	1385	1815	2280

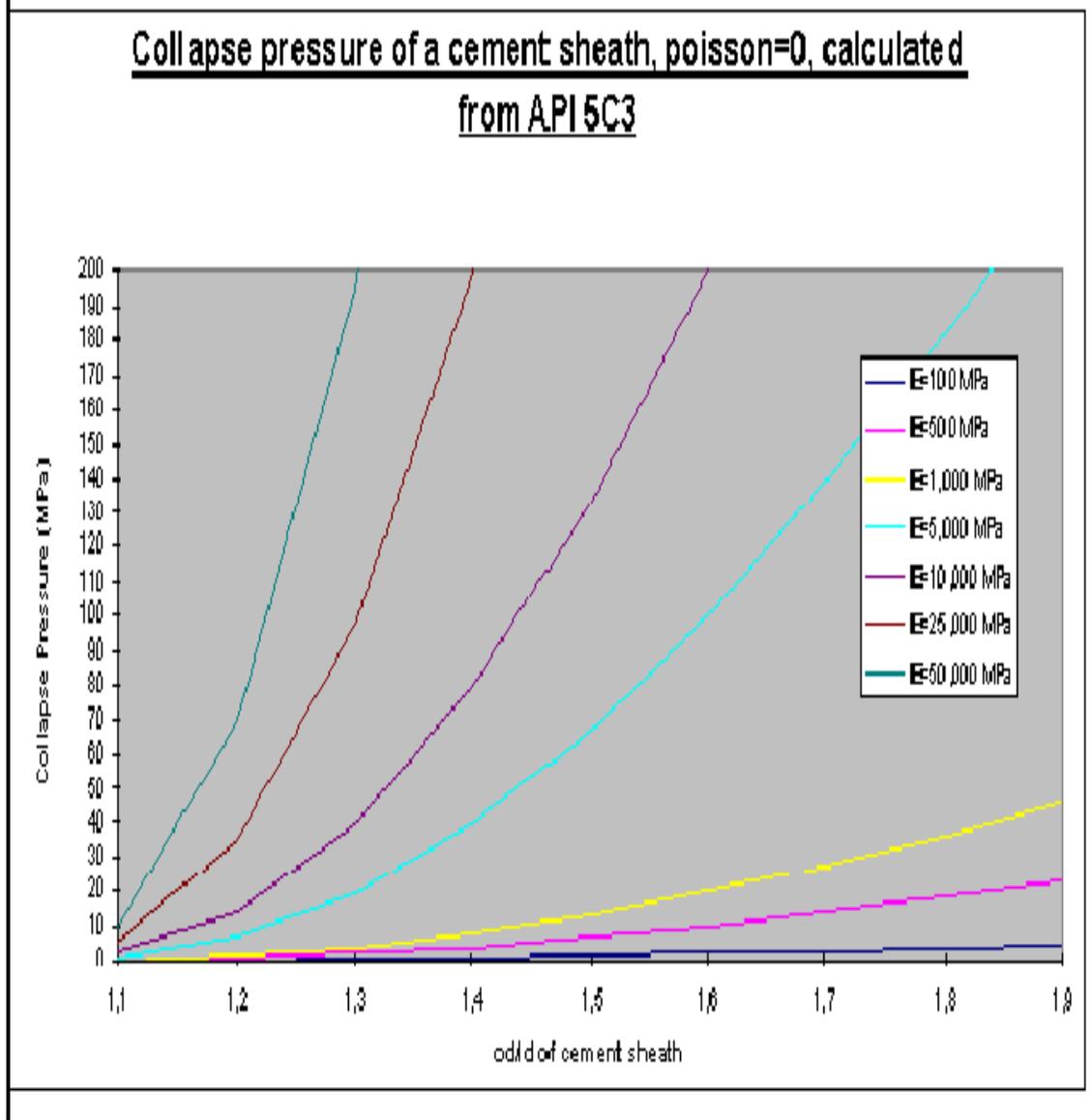


Gráfico C-4 Resistencia al Colapso para diferentes lechadas – Ec. API 5C3

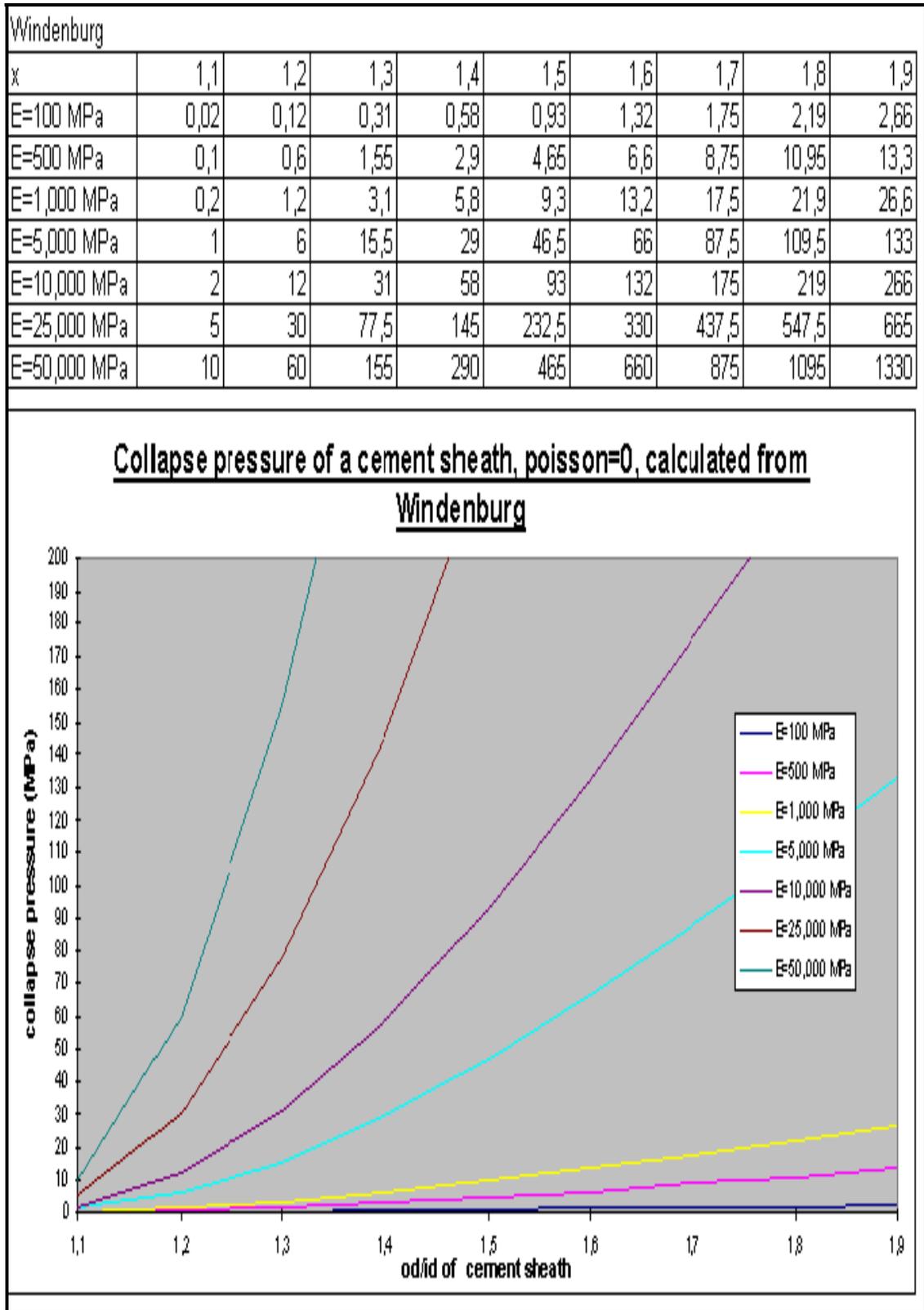


Gráfico C-5 Resistencia al Colapso para diferentes lechadas – Ec. Windenburg

Tabla C-1 Resultados del PECAP® Lodo 11,9 lpg – Sistema Métrico

Company: PDVSA	
Well name: EX-01	
Diameter of under-reamed section (inch)	12,25
Post expansion drift required (inch)	8,500
WELL DATA	
ABL® VERTICAL DEPTH (m) - TOP	4.511
ABL® VERTICAL DEPTH (m) - BOTTOM	4.815
	0
	1,80
Vf, FORMATION POISSON RATIO, (default 0.25)	0,25
OVB grad, OVERBURDEN GRADIENT (kg/sq.cm/10m)	2,31
MUD WEIGHT IN USE below EST (kg/sq.cm/10m)	1,43
CEMENT SHEATH CHARACTERISTICS	
a, INNER RADIUS (mm)	156
CEMENT SHEATH THICKNESS (mm)	47,63
Gc, SHEAR MODULUS (MPa)	20.000
Tc, TENSILE STRENGTH OF CEMENT, (MPa)	3
Ec, CEMENT YOUNG'S MODULUS (MPa)	40.000
MUD AND FORMATION PRESSURES at ABL® BOTTOM	
MUD PRESSURE (kg/sq.cm)	687
FORMATION PRESSURE (kg/sq.cm)	867
DIFFERENTIAL PRESSURE across ABL® (kg/sq.cm)	COLLAPSE
ABL® CHARACTERISTICS	
ABL® BURST RESISTANCE (kg/sq.cm)	1.120
ABSOLUTE ABL® COLLAPSE RESISTANCE (kg/sq.cm)	2.926
MIN MUD WEIGHT drilling below ABL®(SG)	-4,282
SAFETY FACTOR FOR COLLAPSE LOAD	16,24

Tabla C-2 Resultados del PECAP® Lodo 14,9 lpg – Sistema Métrico

Company: PDVSA	
Well name: EX-01	
Post expansion drift required (inch)	
8,500	
WELL DATA	
ABL® VERTICAL DEPTH (m) - TOP	4.511
ABL® VERTICAL DEPTH (m) - BOTTOM	4.815
WELL INCLINATION AT ABL® TOP (deg.)	1,80
Vf, FORMATION POISSON RATIO, (default 0.25)	0,25
OVB grad, OVERBURDEN GRADIENT (kg/sq.cm/10m)	2,31
CEMENT SHEATH CHARACTERISTICS	
a, INNER RADIUS (mm)	108
b, OUTER RADIUS (mm)	156
CEMENT SHEATH THICKNESS (mm)	47,63
Gc, SHEAR MODULUS (MPa)	20.000
Vc, CEMENT POISSON RATIO, (default=0)	3
Ec, CEMENT YOUNG'S MODULUS (MPa)	40.000
MUD PRESSURE	
MUD PRESSURE (kg/sq.cm)	844
FORMATION PRESSURE (kg/sq.cm)	867
DIFFERENTIAL PRESSURE across ABL® (kg/sq.cm)	23
TYPE OF LOAD on ABL®	COLLAPSE
ABL® CHARACTERISTICS	
Max MUD WEIGHT drilling below ABL® (s.g.)	1.120
ABSOLUTE ABL® COLLAPSE RESISTANCE (kg/sq.cm)	2.926
MIN MUD WEIGHT drilling below ABL®(SG)	-4,282

D

Método del Tapón Balanceado de Cemento

Este método se basa en bombear cemento dentro del hoyo, de manera tal de no generar movimiento de fluidos entre la lechada y el espaciador por efecto de la diferencia de densidades, por lo que las alturas del espaciador dentro de la sarta y en el anular deben ser iguales. Una vez decidida la realización del tapón, se corre en el hoyo una sarta de tubería que puede ser “tubing” ó “drill pipe”. Se acondiciona el fluido del pozo, se bombea un espaciador apropiado dependiendo de las propiedades del fluido del pozo. Este espaciador tiene la propiedad fundamental de acondicionar el pozo para recibir el cemento. Asimismo, detrás del cemento se bombea espaciador con el fin de separar la lechada cementadora del fluido de desplazamiento. En la secuencia operativa, faltando dos o tres barriles de desplazamiento se detiene el bombeo esperando que el pozo se balancee automáticamente, dejando abierto los tanques de desplazamiento del bombeador. Finalizado esto se procede a sacar lentamente la suficiente cantidad de parejas para así alejar la sarta del tope del tapón de cemento. Cualquier exceso es circulado en reversa en esa posición, cuidando de no exceder la presión con la que el tapón fue asentado.

CÁLCULOS DEL TAPÓN BALANCEADO

Una vez definida a longitud del tapón de cemento, se procede a realizar los siguientes cálculos:

Capacidad del Hoyo:
$$Ch = \frac{Dh^2 \times \pi}{4} \times Lh$$

Volumen de Cemento:
$$Vcem = Longitud \times Ch$$

Capacidad del Anular: $Can = \frac{OD^2 - ID^2}{1029} \text{ (Bbl / pie)}$

Capacidad de la Tubería: $Ctub = \frac{ID^2 \times \pi}{4}$

Longitud del Tapón Balanceado: $Ltb = \frac{Vcem}{Can \times Ctub}$

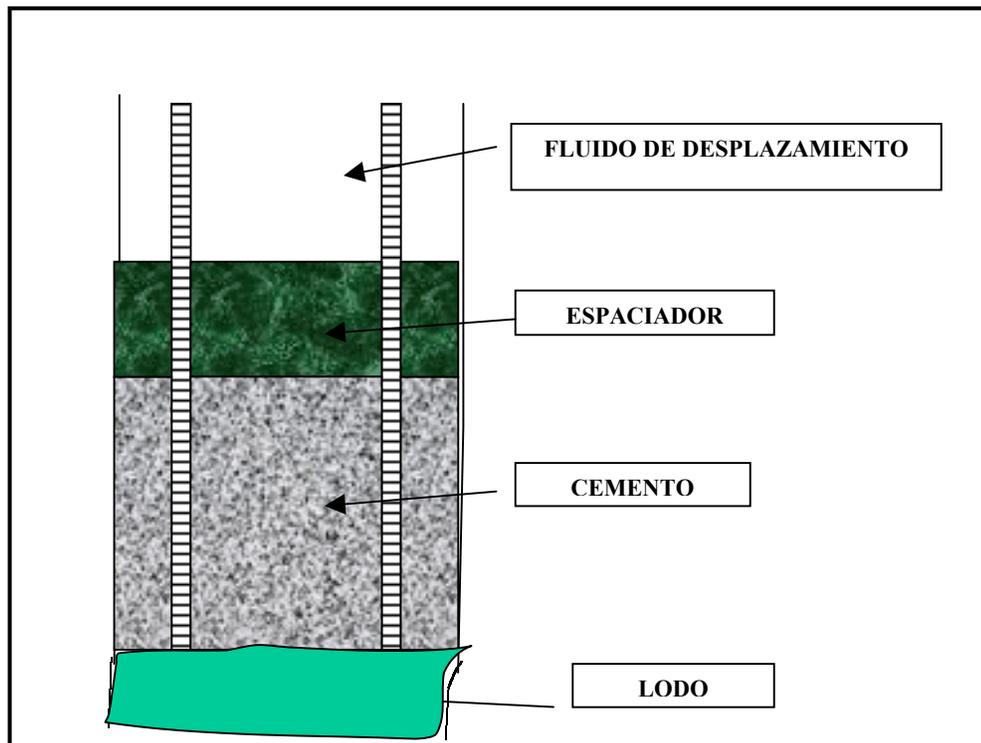
Volumen del Espaciador Detrás del Cemento: $Vsp2 = \frac{Vsp1}{Can} \times Ctub$

Altura del Espaciador en la Tubería: $Lsp2 = \frac{Vsp2}{Ctub}$

Volumen de Desplazamiento: $Vd = Ctub \times [D - (Ltb + Lsp2)]$

Donde: D : Profundidad del Fondo del Tapón
 $Vsp1$: Volumen del Espaciador Delante del Cemento

Fig. D-1 Esquema de un Tapón Balanceado de Cemento



E**ABL® Instalados****Tabla E-1 EST® Instalados**

	Date	Country	Well	Operator	Size	h	Depth/ Hole/ Angle	Open Hole / Cased Hole	n	Land/Offs shore	Open ed up to?
1	1995	UK	Montrose Test Rig	Test	6-5/8" ABL	130ft	2400 ft, 10" @ 40 deg	OH	Test	Land Well	12 1/4"
2	1995	UK	14/25a-4	Shell	6-5/8" ABL	150ft	11500ft, 10" @ 30 deg	OH	Fluid loss zone	Offshore	11"
3	15/07/1995	USA	Wood Christian#38	Shell Oil	6-5/8" ABL	286ft	9000ft, 11" Vertical	OH	Overpressure Zone (1400 psi)	Land Well	11"
4	15/09/1997	Holland	KMP-2	NAM	6-5/8" ABL	187ft	8946ft, 10" @ 27deg	OH	Squeezing Salt Zone	Land Well	10 1/2"
5	28/01/1998	USA	Enchillada Well A-1	Shell Oil	4-1/2" ABL	332ft	14402ft, 8" @ 50deg	OH	Rubble Zone	Offshore	8"
6	29/06/1998	Holland	Tum-3	Nam	4-1/2" ABL	776ft	5905ft, 7-1/2" @ 66deg	OH	Unstable Zone	Land Well	8 1/2"
7	08/08/1999	Venezuela	CHL-5	PDVSA	6-5/8" ABL	526ft	13250ft, 12-1/4" @ 12deg	OH	Isolate gas overpressure	Land Well	12 1/4"
8	30/06/2000	Dubai	Sirri DPH3	Totalfina	4-1/2" ABL	232ft	9150ft, @ 64deg	OH	Extend liner into formation	Offshore	8 1/2"
9	17/08/2000	East Malaysia	M3-101	Shell	6-5/8" ABL	254 ft	6655 ft @ 78 deg	OH	Shale/Carbonate	Offshore	12 1/4"/Actual gage 9 7/8"
10	07/11/2000	Venezuela	El Tejero SBC-121	PDVSA	4-1/2" ABL	117ft	15153ft. @ 6 deg	OH	Overpressure zone	Land Well	9"

Cont. Tabla E-1 EST® Instalados

No.	Date	Country	Field/Well	Operator	Size		Depth/Hole/Angle	Hole / Cased Hole	Reason	Land/Off shore	Hole Opened up to?
11	07/12/2000	Venezuela	Lake Maracaibo VLA-1369	PDVSA	6 5/8" AB L	142ft	6230 ft. Vertical	OH	Over pressure zone	Offshore	12 1/4"
12	12/01/2001	Brunei	Kinabalu KN 116(mc)	Shell Brunei	12-3/4" AB L	568ft	437 ft, Vertical	OH	Unstable Formation, Washedout ,30"	Offshore	22"
13	17/01/2001	Oman	Fahud FN331	PDO	6-5/8" AB L	92 ft	791 ft, Vertical	OH	Swelling Shales	Land Well	11 1/4"
14	27/03/2001	Egypt	BMNE 4	Petrobel	4-1/2" AB L	145ft	3041m , @ 49 deg	OH	Unstable Shale	Offshore	8-1/2"
15	22/06/2001	Oman	Fahud FN335	PDO	6 5/8" AB L	94ft	712m, 44 deg	OH	Reactive shale	Land Well	12 1/4"
16	07/08/2001	Oman	Fahud FN336	PDO	6 5/8" AB L	93ft	474m, 27 deg	OH	Reactive shale	Land Well	12 1/4"
17	14/10/2001	Italy	David 8	Agip Italy	4 1/2" AB L	624ft	41 Degs at Shoe 82 degs at 1843m T.D.	Cased Hole with Oversized Shoe 7"	Over pressurised Zone Upper with Depleted Thief Zone Lower	Offshore	8 3/4"
18	31/10/2001	Oman	Fahud FN338	PDO	6 5/8" AB L	66ft	571m, 7 deg	OH	Reactive shale	Land Well	12 1/4"
19	27/11/2001	Italy	David 9	Agip Italy	4 1/2" AB L	665ft	45 Deg at shoe, 79 Deg at TD (2258 m)	Cased Hole with Oversized Shoe 7"	Over pressurised Zone Upper with Depleted Thief Zone Lower	Offshore	8 1/2"
20	03/12/2001	Oman	Fahud F-340	PDO	6 5/8" AB L	66ft	552m, 8 1/2", 7 deg	OH	D5 Reactive Shale	Land Well	12 1/4"
21	21/01/2002	Oman	Fahud F-343	PDO	6 5/8"	54ft	531m, 8 1/2" @ 13 Deg	OH	D5 Reactive Shale	Land/Offs shore	12-1/4"

F

SET™ Históricos

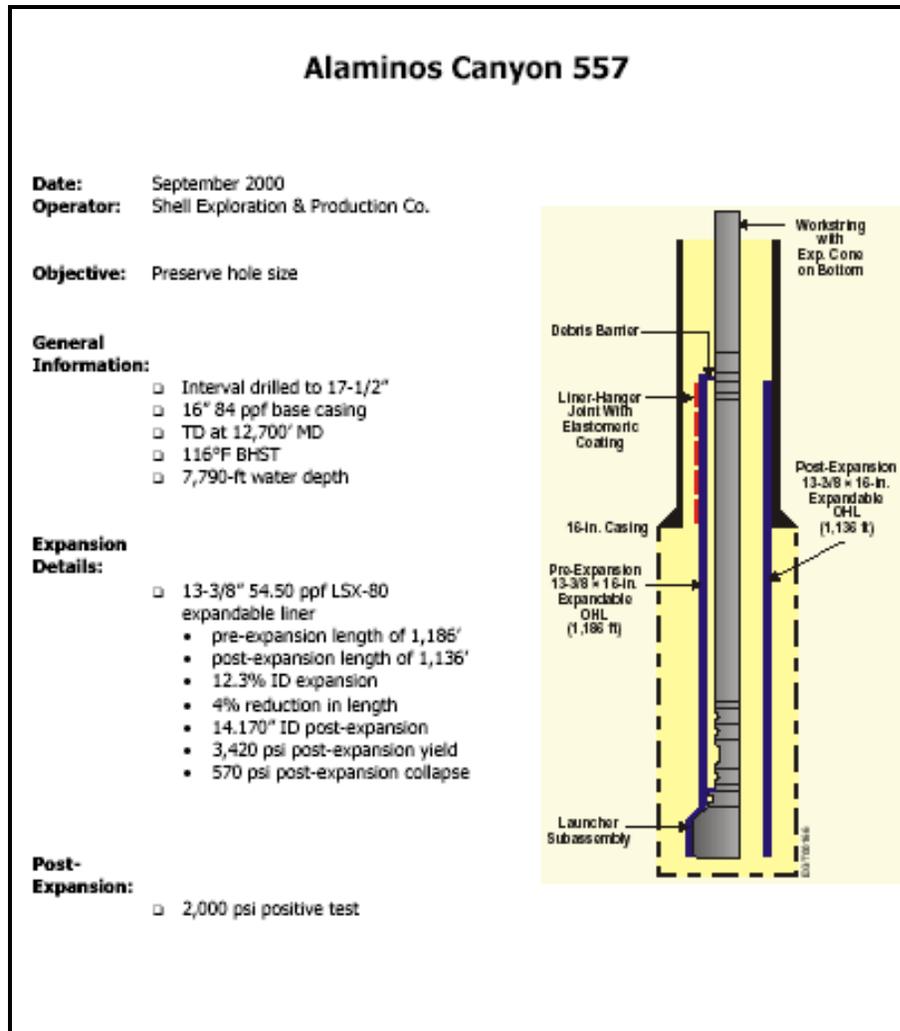


Fig. D-1 Alaminos Canyon 557

Mississippi Canyon 194 Cognac Prospect

Date: February 2001
Operator: Shell E&P Company
Objective: Case off depleted sands prior to drilling through deeper pay zones (2,500 psi differential)

General Information:

- Interval drilled with 6-1/2" X 7-1/2" bi-center bit
- 7-5/8" 33.7 ppf base casing
- TD at 12,542' MD / 9,500' TVD
- 59.3° inclination dropping back to 29.7° with 45° turn
- 10.4 ppg synthetic oil-base mud
- 180°F BHST
- 1,024' water depth

Expansion Details:

- 6" 18.6 ppf LSX-80 expandable liner
 - pre-expansion length of 2,835'
 - length of successful expansion ~298'
 - 12.80% ID expansion
 - 6.080" ID post-expansion
 - 6,122 psi post-expansion yield
 - 2,810 psi post-expansion collapse

Post-Expansion:

- Lost pressure integrity while attempting to initiate expansion (bumper-sub leaked)
- Made multiple trips repairing leaks, ultimately expanded 298' through set cement
- Unable to expand above 12,244'
- Attempted to use liner in un-expanded mode (unable to successfully squeeze liner top, suspended operations)

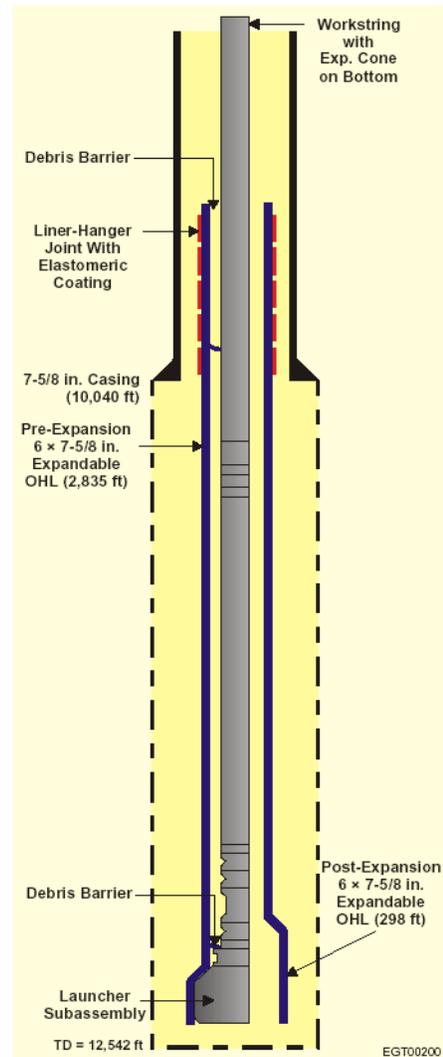


Fig. D-2 Mississippi Canyon 194

McAllen 106

Date: June 2000
Operator: Shell E&P Company
Objective: Case off depleted sands prior to drilling through deeper pay zones (5,800 psi differential)

General Information:

- ❑ Interval drilled w/6-1/2" × 7-1/2" bi-center bit
- ❑ 7-5/8" 33.7 ppf P-110 STL base liner
- ❑ TD at 12,100' MD / 12,067' shoe depth (stuck off bottom)
- ❑ 2.5° inclination
- ❑ 13.5 ppg oil-base mud (barite)
- ❑ 277°F BHST

Expansion Details:

- ❑ 6" 18.6 ppf LSX-80 expandable liner
 - pre-expansion length of 784'
 - post-expansion length of 466'
 - 12.59% ID expansion
 - 4.3% reduction in length
 - 6.068" ID post-expansion
 - 6,133 psi post-expansion yield
 - 2,820 psi post-expansion collapse

Post-Expansion:

- ❑ Lost pressure integrity while expanding at 11,601'
- ❑ Cut unexpanded liner at 11,590' and recovered 294' of unexpanded 6" liner
- ❑ Set cement plug and sidetracked; redrilled to 12,100'
- ❑ Ran conventional 5-1/2" liner

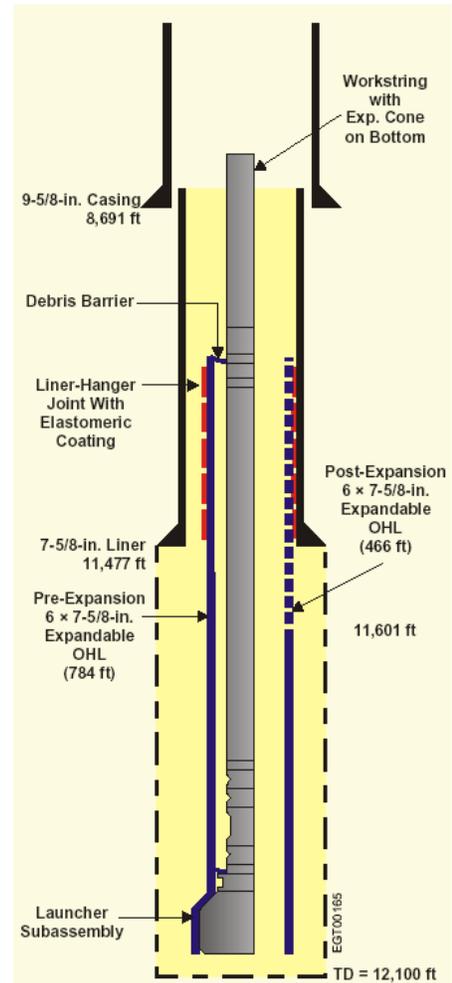


Fig. D-3 McAllen 106

Mississippi Canyon 687 Deep Mensa Project

Date: April 2001
Operator: Shell E&P Company

Objective: Preserve hole size

General Information:

- Interval drilled w/ bi-center bit to 17-1/2"
- 16" 95 ppf base casing
- TD at 14,200' MD
- 140°F BHST
- 5,150' water depth

Expansion Details:

- 13-3/8" 54.50 ppf LSX-80 expandable liner
 - pre-expansion length of 2,462'
 - record post-expansion length of 2,358'
 - 11.2% ID expansion
 - 4.25% reduction in length
 - 14.028" ID post-expansion
 - 3,460 psi post-expansion yield
 - 600 psi post-expansion collapse

Post-Expansion:

- 2,240 psi positive test of liner and seal
- Next casing string run was 13-3/8" flush joint

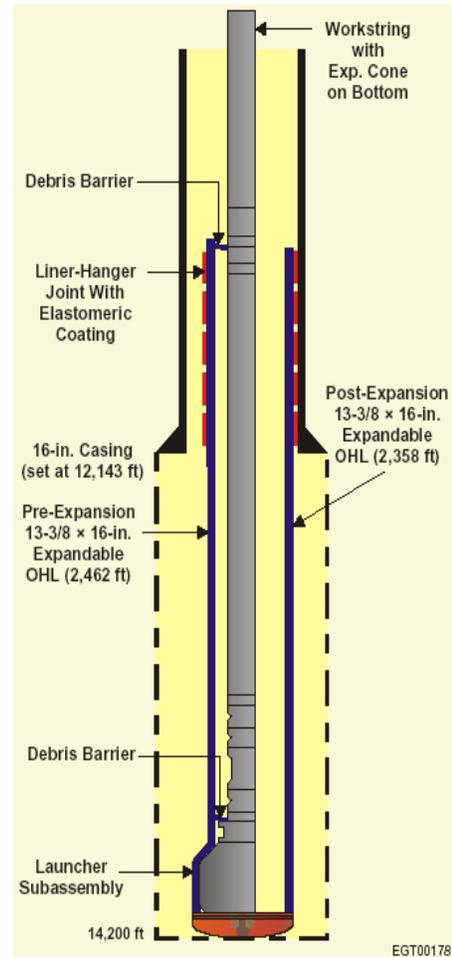


Fig. D-4 Mississippi Canyon 687

Mississippi Canyon 815

Date: February 2000
Operator: Vastar Resources

Objective: Preserve hole size

General Information:

- Interval drilled with 8-1/2" × 9-7/8" bi-center bit
- 9-7/8" 62.8 ppf P-110 base casing
- ~16.0° inclination
- ~13.0 ppg synthetic-base mud
- ~250°F BHST
- 5,478-ft water depth

Expansion Details:

- 7-5/8" 29.7 ppf LSX-80 expandable liner
 - pre-expansion length of ~2,100 ft
 - 11.6% ID expansion
 - 7.769" ID post-expansion
 - 5,900 psi post-expansion yield
 - 2,610 psi post-expansion collapse

Results:

- Lost hydraulic integrity after expanding ~1,200 ft
- Attempted to expand liner mechanically
 - could not as liner moved up hole when mechanical pull applied
- Cut and pulled unexpanded liner
 - expanded in lab, tested for cause of failure
 - failure mechanism believed to be over-torqued connection
- Connection modified to prevent reoccurrence
- Operator set plug and sidetracked; successfully drilled hole to TD

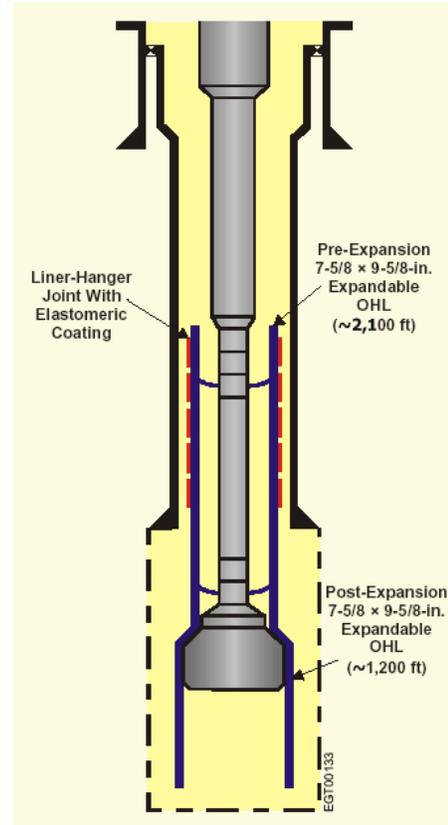


Fig. D-5 Mississippi Canyon 815

Raul Tijerina #1

Date: March 2000
Operator: Shell Western E&P

Objective: Preserve hole size

General Information:

- Interval drilled w/ 14-1/2" × 17-1/2" bi-center bit
- 16" 84.0 ppf K-55 base casing
- TD at 640' MD/640' TVD
- ~0.0° inclination
- ~9.0 ppg water-base mud
- ~88°F BHST

Expansion Details:

- 13-3/8" 54.5 ppf LSX-80 expandable liner
 - pre-expansion length of 605'
 - post-expansion length of 581'
 - 12.3% ID expansion
 - 4% reduction in length
 - 14.170" ID post-expansion
 - 3,420 psi post-expansion yield
 - 570 psi post-expansion collapse

Post-Expansion:

- Drilled shoe, and drilled ahead to 3,000' w/13-1/2" bit
- Ran and cemented 10-3/4" casing

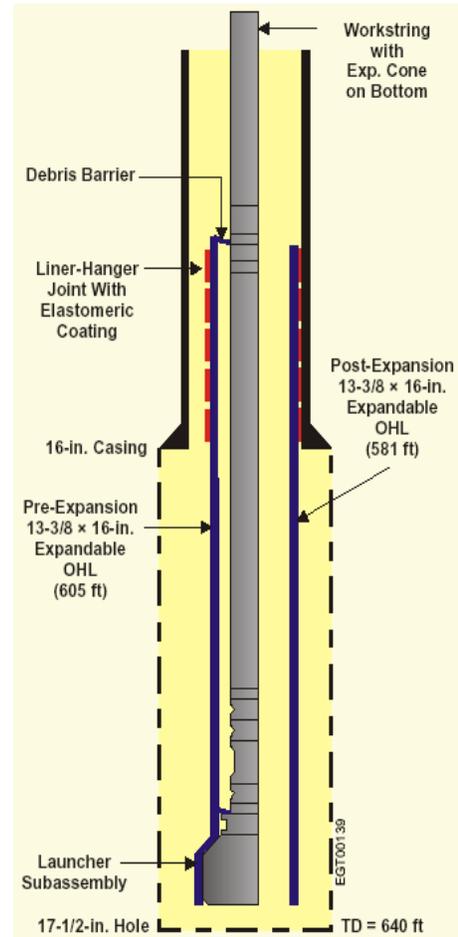


Fig. D-6 Raul Tijerina #1

Thomas-Rife 13

Date: August 2000
Operator: Shell E&P Company

Objective: Preserve hole size

General Information:

- Interval drilled w/ 14-1/2" × 17-1/2" bi-center bit
- 16" 84.0 ppg K-55 base casing
- TD at 2,300' MD / 2,300' TVD
- ~0.0° inclination
- ~9.2 ppg water-base mud
- ~115°F BHST

Expansion Details:

- 13-3/8" 54.5 ppg LSX-80 expandable liner
 - pre-expansion length of 2,016'
 - post-expansion length of 1,930'
 - 12.3% ID expansion
 - 4.3% reduction in length
 - 14.150" ID post-expansion
 - 3,420 psi post-expansion yield
 - 570 psi post-expansion collapse

Post-Expansion:

- Drilled out w/12-1/4" bit after milling partial collapse of expanded liner at 2,074'
- Drill shoe, then drilled ahead to 2,415' w/12-1/4" bit
- Ran and cemented 10-3/4" casing

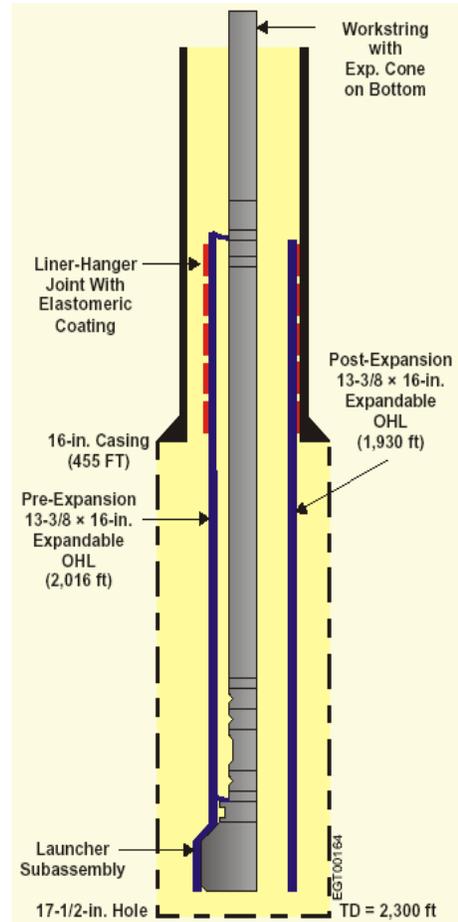


Fig. D-7 Thomas – Rife 13

Wellman 3-H 1st OHL Installation

Date: June 2001
Operator: Chesapeake Operating Company

Objective: Seal off and isolate lost-circulation zones

- General Information:**
- ❑ Interval drilled with 6-1/2" X 7-1/2" bi-center bit
 - ❑ 7-5/8" 29.7 ppf base casing
 - ❑ TD at 12,350' MD
 - ❑ 185°F BHST
 - ❑ Low fluid level in well

- Expansion Details:**
- ❑ Liner set at 12,317' after attempting to work it completely to bottom
 - ❑ 6" 18.6 ppf LSX-80 expandable liner
 - pre-expansion length of 522'
 - post-expansion length of 500'
 - 14.74% ID expansion
 - 6.190" ID post-expansion
 - 5,990 psi post-expansion yield
 - 2,690 psi post-expansion collapse

- Post-Expansion:**
- ❑ Liner shoe was "squeezed off" after milling out

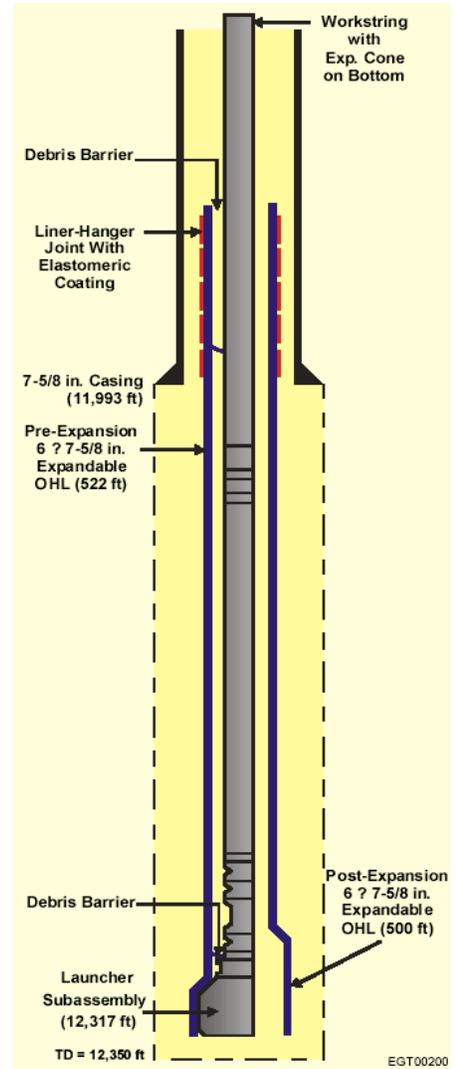


Fig. D-8 Wellman 3 – H. 1^o Instalación

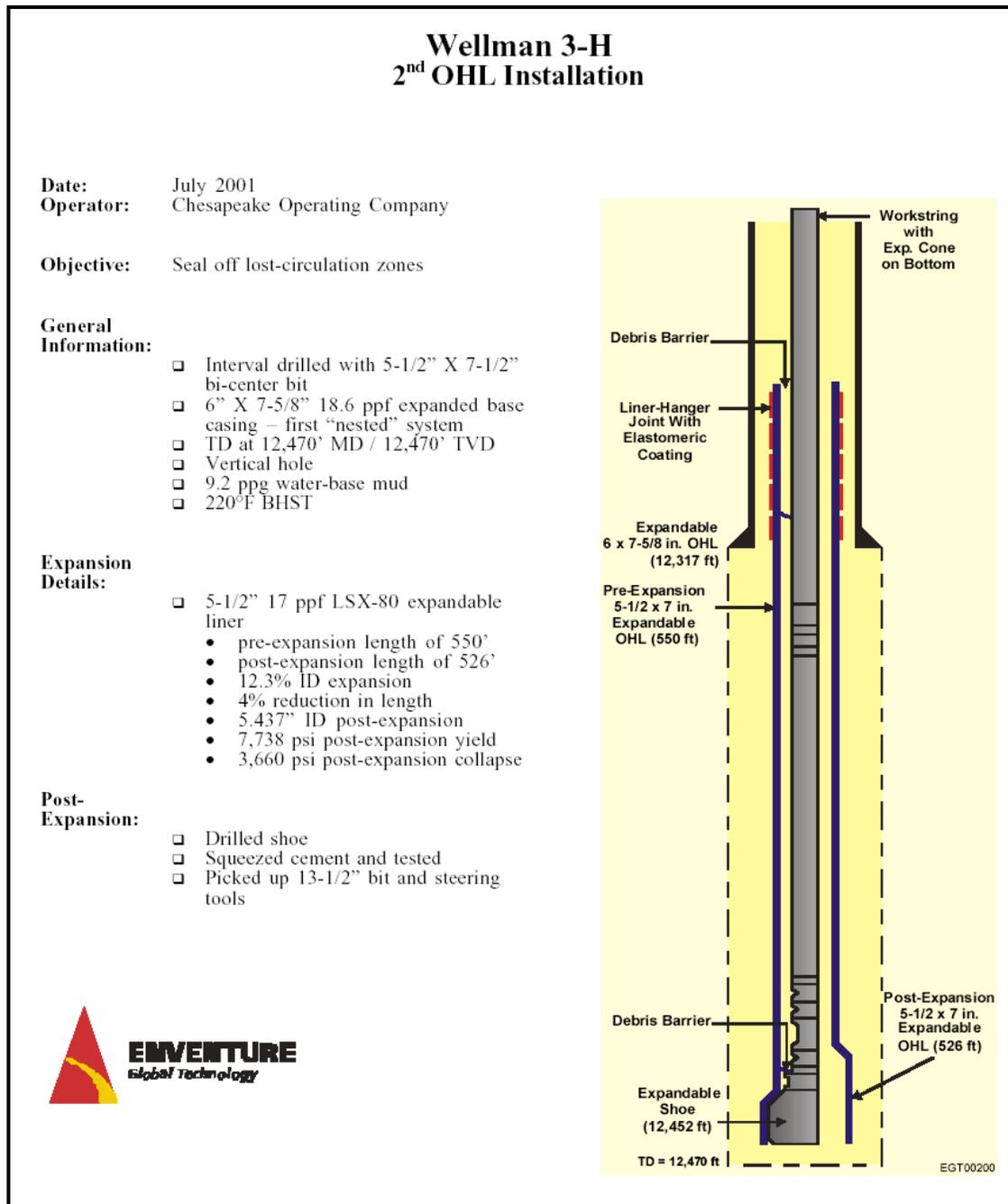


Fig. D-9 Wellman 3 – H. 2° Instalación

West Cameron 17

Date: November 1999
Operator: Chevron / Halliburton IS
Objective: Case off high pore-pressure zone prior to drilling through depleted zone (2,500 psi differential)

General Information:

- Interval drilled w/8-1/2" × 9-7/8" bi-center bit
- 9-5/8" 47.0 ppf Q-125 STL base casing
- TD at 13,131' MD / 13,050' TVD
- 25.9° inclination
- 15.7 ppg synthetic-base mud
- 260°F BHST
- 25-ft water depth

Expansion Details:

- 7-5/8" 29.7 ppf LSX-80 expandable liner
 - pre-expansion length of 985'
 - post-expansion length of 946'
 - 13.9% ID expansion
 - 4% reduction in length
 - 7.674" ID post-expansion
 - 5,990 psi post-expansion yield
 - 2,700 psi post-expansion collapse

Post-Expansion:

- 3,450 psi positive test
- 2,165 psi negative test differential
- Drilled out 320'
 - 7-1/2" × 8-1/2" bi-center bit
- Ran and cemented 7" liner through depleted zone
 - set 7" liner top above 7-5/8" liner top

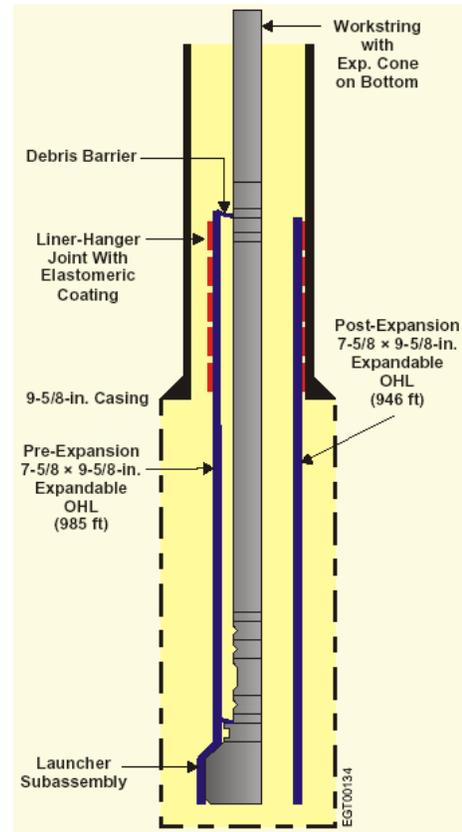


Fig. D-10 West Cameron 17
