

**Análisis de la deformación y el colapso de la tubería de revestimiento en
los campos del Piedemonte llanero operados por BP**

OSCAR NICOLÁS OCHOA VARGAS

2005378

**Universidad Industrial de Santander
Escuela de Ingeniería de Petróleos
Facultad Ingenierías Físico-Químicas**

2008

Análisis de la deformación y el colapso de la tubería de revestimiento en los campos del Piedemonte llanero operados por BP

OSCAR NICOLÁS OCHOA VARGAS

Trabajo de grado Modalidad Practica Empresarial Presentado como Requisito para optar el título de Ingeniero de Petróleos

DIRECTOR DEL PROYECTO BP:

Ing. KEITH COGHILL

TUTOR DEL PROYECTO BP:

Ing. LUIS RINCON

TUTOR DEL PROYECTO UIS

Ing. CLIMACO ORTEGA CHACON



BP EXPLORATION Colombia



Universidad Industrial de Santander
Escuela de ingeniería de petróleos

Universidad Industrial de Santander
Escuela de Ingeniería de Petróleos
Facultad Ingenierías Físico-Químicas
2008

A Dios por darme fuerza y ánimos todos los días.

A mis Papas por darme todo lo que necesite, por sus traspasadas, sus sacrificios y apoyo incondicional estos 15 semestres que por fin culminaron con éxito.

A mis abuelos y a Ligia por sus consejos, su apoyo y su paciencia que han hecho de mi una mejor persona.

A mis Tíos Juancho, Carlos y Jaime a mis Tías, Nandy, Sandra y Laura por sus regaños, por su apoyo acá en Bucara y allá en Bogotá que en cada nueva casa que me quede fueron como papas y mamas al tiempo para mí.

A Lau por su Amor, por estar conmigo siempre y por darme el impulso a estudiar en esta Gran Universidad.

Agradecimientos

Al Gordo Jairo Restrepo, que me dio la idea de estudiar esta Fabulosa carrera, porque no tenía ni idea de esto y menos mal que no pase en Ing. Química....

A Pao, Adri, July y Nidia por esta gran amistad y todos los buenos momentos, a todos mis amigos que espero que no desaparezcan con el tiempo.

A los Toros UIS Rugby Club con los que pase muy buenos momentos dentro de la cancha y fuera de ella, los entrenos, los tackles, los golpes, los torneos y las victorias hicieron que cambiara mi vida.

A todos en BP Exploration Company, que me abrieron la puerta y me dejaron ser uno más del equipo en Drilling y me hicieron conocer este fabuloso mundo de la Perforación.

A los profesores Fernando Calvete y Edelberto Hernández por todo su tiempo y el conocimiento que compartieron conmigo.

Al Grupo de Investigación en Estabilidad de Pozo, por enseñarme que no todo sale como uno quiere y que hay que esforzarse para encontrar lo que queremos (sobre todo en el Laboratorio de Mecánica de Rocas).

A la escuela de ingeniería de Petróleos.

Contenido

Lista de Figuras	8
Lista de Tablas	9
1. GENERALIDADES DE LOS CAMPOS DEL PIEDEMONTES	12
1.1. Campo Cusiana.....	12
1.2. Campo Cupiagua	13
1.3. Campo Recetor	15
1.4. Campo Piedemonte	15
1.5. Escenario Geológico	15
1.6. Estratigrafía General.....	17
2. REVESTIMIENTOS DE POZO	28
2.1. Porque usar revestimientos?.....	28
2.2. Tipos de revestimientos	31
2.2.1. Revestimiento de superficie.....	31
2.2.2. Revestimiento intermedio o de protección	32
2.2.3. Revestimiento de producción.....	34
2.2.4. Revestimientos colgados o <i>liners</i>	35
2.2.5. Tubería de producción.....	37
2.3. Cargas operacionales durante la vida del pozo.....	38
2.4. Modos de Falla	42
3. PROPIEDADES MECANICAS DE LOS REVESTIMIENTOS	44
3.1. Colapso	44
3.2. Estallido	48
3.3. Efecto combinado de los esfuerzos.....	49

4.	PARÁMETROS QUE AFECTAN EL DESEMPEÑO DE LOS REVESTIMIENTOS	53
4.1.	Desgaste de revestimientos.....	53
4.1.1.	Mecanismos de desgaste del revestimiento.....	53
4.1.2.	Parámetros del desgaste del revestimiento.....	58
4.1.3.	Variación de las propiedades de la tubería de revestimiento debido al desgaste.....	59
4.1.3.1.	Resistencia al estallido	59
4.1.3.2.	Resistencia al colapso.....	60
4.1.4.	Consideraciones para minimizar el desgaste	61
4.1.4.1.	Combinaciones y Centralizadores.....	61
4.1.4.2.	Recubrimientos de protección.....	63
4.1.4.3.	Protectores de Tubería de Perforación	63
4.1.4.4.	Fluidos de Perforación.....	65
4.1.5.	Monitoreo y medición del desgaste del revestimiento.	66
4.1.5.1.	Herramientas mecánicas	67
4.1.5.2.	Herramientas acústicas	67
4.1.5.3.	Herramientas electromagnéticas	68
4.2.	Deformación de la Tubería de Revestimiento.....	68
4.2.1.	Ovalización Elástica	69
4.2.2.	Deformación Plástica	71
4.2.3.	Presión de colapso.....	73
4.2.4.	Influencia de parámetros en el colapso	75
4.2.5.	Tubería bajo cargas no uniformes	77
5.	DIAGNOSTICO DEL POZO A TRAVÉS DE REGISTROS	78
5.1.	Características de los registros.....	78
5.1.1.	CBL Cement bond Logging.....	79
5.1.2.	USIT Ultra Sonic Imaging Tool	84
	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	91

BIBLIOGRAFIA.....	93
ANEXOS.....	95
A. Glosario	96
B. Registro CBL.....	99
C. Registro USIT	107

Lista de Figuras

Figura 1	Localización geográfica de los campos en el mapa de Colombia.....	13
Figura 2	Distribución de los campos en el Piedemonte.....	14
Figura 3	Sección sísmica de las formaciones en Cusiana	20
Figura 4	Sección transversal de las formaciones en Cusiana.....	21
Figura 5	Distribución de los pozos de la Formación Mirador en Cusiana.....	22
Figura 6	Distribución de los pozos de la Formación Barco en Cusiana	23
Figura 7	Distribución de los pozos de la Formación Guadalupe en Cusiana	24
Figura 8	Distribución de los pozos en el campo Cupiagua	25
Figura 9	Distribución de los pozos en el campo Recetor.....	26
Figura 10	Distribución de los pozos en el campo Piedemonte	27
Figura 11	Reventón de Pozo debido a flujo de gas de formación al pozo.	29
Figura 12	Revestimiento conductor de superficie 30" con zapato guía.....	32
Figura 13	Esquema de revestimientos de pozo usado en BP Colombia.	34
Figura 14	Colgador de Liner y herramienta de instalación.	36
Figura 15	Tubería de producción recuperada debido a falla por corrosión de los fluidos de producción y posterior colapso.	38
Figura 16	Falla de revestimiento de 13 3/8" por estallido debido a expansión térmica de fluidos atrapados.	40
Figura 17	Diagrama de cuerpo libre para el estallido de la tubería.	49
Figura 18	Esfuerzos presentes en la tubería de revestimiento.....	50
Figura 19	Envoltorio de esfuerzos Triaxial.	52
Figura 20	Esquema de desgaste del revestimiento.	54
Figura 21	Desgaste del revestimiento por adhesión.....	55
Figura 22	Desgaste del revestimiento por maquinado.....	56
Figura 23	Recortes de metal recuperados con magneto del fondo del pozo.	56
Figura 24	Desgaste de revestimiento por pulido.....	57

Figura 25 Revestimiento de diferentes tamaños unido con combinación en contacto con la sarta de perforación.	61
Figura 26 Protector de Tubería de Perforación.	64
Figura 27 Deformación elástica de la tubería de revestimiento.	70
Figura 28 Deformación plástica y colapso de la tubería de revestimiento.	71
Figura 29 Interacción Presión Externa con el Momento plástico de las bisagras de la tubería.	72
Figura 30 Curvas de deformación elástica y colapso plástico para una tubería de revestimiento de 9 5/8".	74
Figura 31 Influencia de la Ovalización inicial de la tubería sobre el colapso de la tubería.	75
Figura 32 Influencia del esfuerzo de cedencia sobre el colapso de la tubería.	76
Figura 33 Influencia de la relación del Diámetro y el espesor de la tubería.	76
figura 34 Variación de la presión ejercida de una carga no uniforme sobre la cara de la tubería de revestimiento.	77
Figura 35 Herramientas de registro sonico y ultrasónico.	79
Figura 36 Configuración de la herramienta CBL dentro del pozo.	80
Figura 37 Emisión y recepción de ondas acústicas.	81
Figura 38 Interpretación de registro CBL.	83
Figura 39 Configuración de la herramienta USIT.	85
Figura 40 Mecanismo de viaje de los impulsos ultrasónicos y las lecturas que resultan. ...	86
Figura 41 Valores de control de las propiedades de el fluido dentro del pozo.	87
Figura 42 Datos de los radios del pozo mostrados por el registro.	89
Figura 43 Datos del espesor de la tubería mostrados por el registro.	90

Lista de Tablas

Tabla 1 Descripción de la columna estratigráfica generalizada del Piedemonte Llanero.	18
--	----

Titulo

Análisis de la deformación y el colapso de la tubería de revestimiento en los campos del Piedemonte llanero operados por BP*.

Autor

Oscar Nicolás Ochoa Vargas**.

Palabras claves

Tubería de revestimiento, Deformación, Colapso de Tubería, Desgaste, Registros Ultrasónicos.

Descripción

La deformación de la tubería de revestimiento ha sido uno de los problemas técnicos que BP Exploration Colombia ha venido evaluando en los últimos años. De mediciones de registros ultrasónicos de la herramienta USIT (Schlumberger) se han detectado múltiples casos de ovalización de la tubería de revestimiento en pozos perforados en los campos del piedemonte llanero. Gracias a estos registros se ha detectado otro problema, el desgaste de la tubería de revestimiento por la acción de la tubería de perforación durante la perforación del pozo. debido a la alta anisotropía de esfuerzos, la complejidad estructural de piedemonte y a las zonas sobre presionadas, este problema debe ser tomado muy en serio para evitar problemas operacionales a futuro pudiendo ocasionar restricciones en el acceso al pozo, pérdida de la integridad hidráulica e inclusive la pérdida del pozo como tal.

Esta deformación y desgaste afectan en gran medida la resistencia al colapso de la tubería por esto se revisan los conceptos teóricos del desgaste de la tubería de revestimiento, los parámetros que la afectan y posibles soluciones. Los procedimientos convencionales para calcular la presión de colapso de la tubería no se pueden aplicar en los casos de ovalización, para esto se han desarrollado ecuaciones específicas que relacionan el comportamiento de colapso y posterior falla de la tubería con el grado de ovalización.

* Tesis de Grado Modalidad Practica Empresarial

** Facultad de Ingenierías Físico Químicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos.

Ing. Clímaco Ortega Chacón, Ing. Keith Coghill, Ing. Luis Rincón.

Title

Casing Collapse and Deformation Analysis on Colombian Foothills Fields Operated by BP*.

Author

Oscar Nicolás Ochoa Vargas**.

Key Words

Casing, Deformation, Casing Collapse, Casing Wear, Ultrasonic Logs.

Abstract

Casing deformation has been one of the technical issues that BP Exploration Colombia has been evaluating through the last years. From Usit (Schlumberger) tool measurements many cases of oval casing has been detected in several wells drilled in the fields located on the Colombian foothills. Also with this measurement another problem has been detected, casing wear generated by the drill string during wellbore drilling. Due to the high stress anisotropy, high geological structures complexity and over pressured zones, this problem has to be taken into account seriously to avoid operational problems in future, into these ones are hole restrictions, loss of hydraulic integrity and even the loss of the well.

This deformation and wear impact the casing collapse pressure lowering its rating for this reason theoretical concepts related with casing wear are revised the parameters related with this and possible solutions. Conservative models to calculate collapse pressure don't work with oval casing for this calculation new equations has been developed relating casing collapse and failure related with casing ovality.

* Undergraduate Thesis, Internship

** Physical Chemical Faculty, Petroleum Engineering School.

Eng. Clímaco Ortega Chacón, Eng. Keith Coghill, Eng. Luis Rincón.

1. GENERALIDADES DE LOS CAMPOS DEL PIEDEMONTE¹

Para el desarrollo del tema se hace de vital importancia conocer las generalidades de los campos y sus características, para tener una buena idea del área en la que se desarrolla el trabajo, teniendo en cuenta su ubicación geográfica, su geología y las características especiales de estos campos que los hacen tan particulares.

1.1. Campo Cusiana²

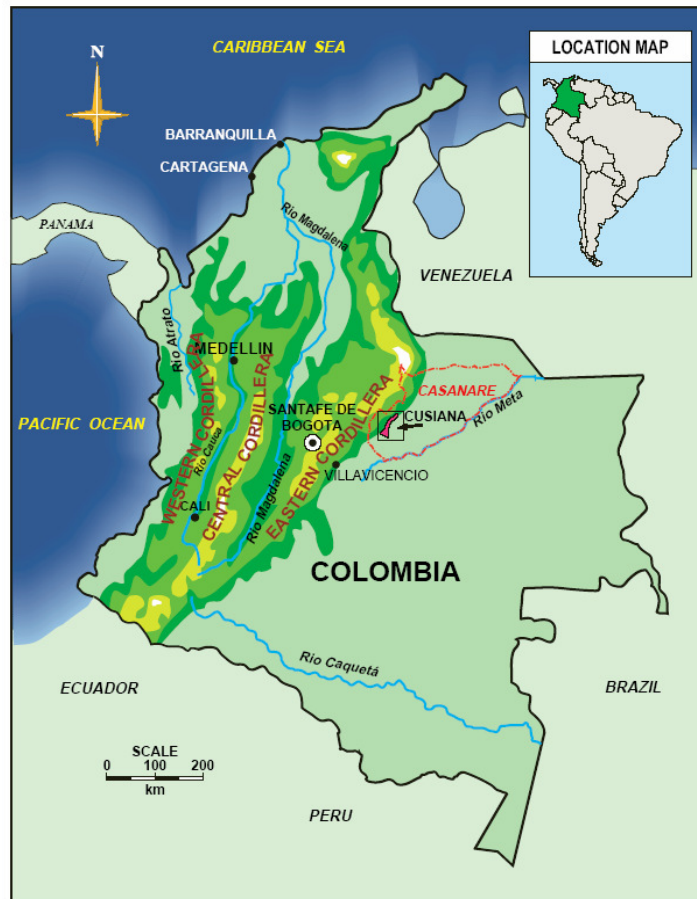
El Campo Cusiana está ubicado en el límite de la Cordillera Oriental, sobre el Piedemonte de los Llanos Orientales Colombianos en las coordenadas Lat=4°59'44.442"N Long=72°42'8.263"W Lat=5°3'29.858"N Long=72°40'11.311"W en el departamento del Casanare a 240 Km del Noroeste de Bogotá (figura 1) y hace parte del desarrollo de los contratos de asociación Santiago de las Atalayas, Tauramena y Río Chitamena, suscritos por tres compañías privadas, BP, TOTAL y TRITON con la compañía estatal colombiana ECOPETROL y operados por BP EXPLORATION.

En el campo Cusiana se tienen 72 pozos perforados, de estos 48 son productores, 18 inyectores de gas, 3 inyectores de agua, 2 de disposición de agua y 1 productor de agua, a mayo de 2006. La producción de los campos proviene generalmente de las formaciones geológicas Mirador, Barco y Guadalupe, localizadas a profundidades superiores a los 14.000 pies. (Ver figura 2.)

¹ MERCHAN, Carlos Andrés. NAVARRO, Ingrid; Diseño de un Plan de Acciones para Reducir el Impacto por Corrosion de los Trabajos Acidos en el Tubing, XMT y Wellhead en los pozos Productores e Inyectores de BP en Colombia. Tesis de Grado. Universidad America. 2006

² BP; ECOPETROL; TRITON; TOTAL. Estudio Técnico de los Campos Cusiana y Cupiagua Contratos de Asociación Santiago de las Atalayas y Tauramena: Historia del Descubrimiento. Bogotá. 1993

Figura 1 Localización geográfica de los campos en el mapa de Colombia



BPX Colombia

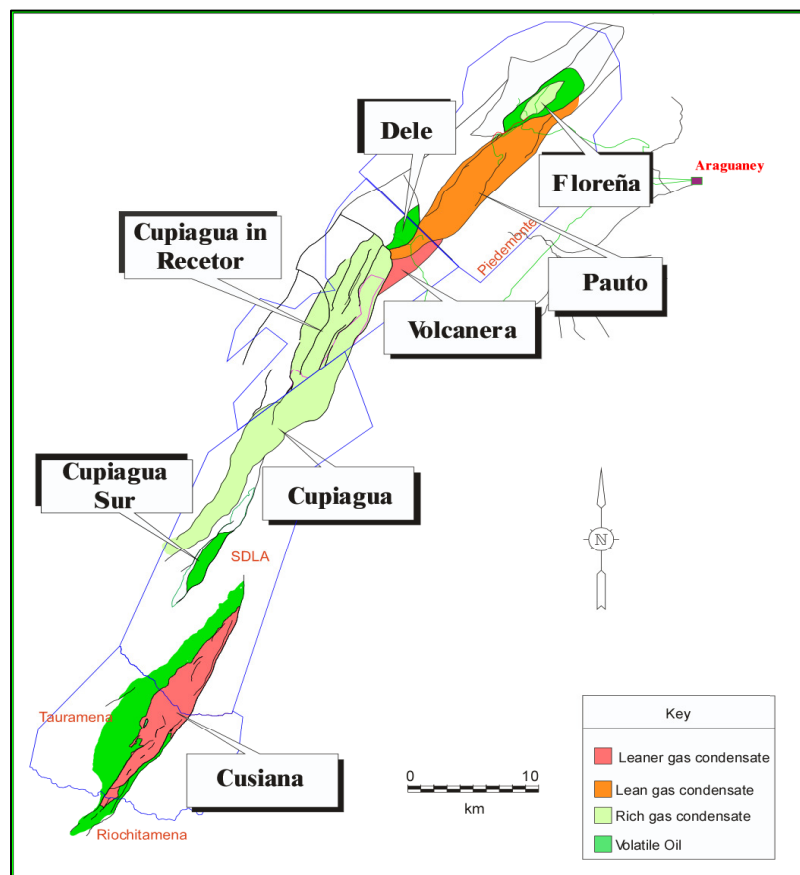
1.2. Campo Cupiagua

El Campo Cupiagua, al igual que Cusiana, está localizado en el departamento de Casanare al Noroeste de Bogotá, en las coordenadas Lat = $5^{\circ}12'42.990''$ N Long= $72^{\circ}37'22.204''$ W Lat = $5^{\circ}06'42.296''$ N Long= $72^{\circ}41'17.470''$ W. El campo se encuentra dentro del área del contrato de asociación Santiago de las Atalayas, Tauramena y Río Chitamena firmados, como ya se dijo anteriormente, inicialmente

por ECOPETROL en representación del estado con BP, TOTAL y TRITON como compañía asociada.

En el campo Cupiagua se tienen 47 pozos perforados, de estos 33 son productores y 14 inyectores de gas, a mayo de 2006.

Figura 2 Distribución de los campos en el Piedemonte.



BPX Colombia

1.3. Campo Recetor³

El Campo Recetor se encuentra ubicado igualmente en el departamento del Casanare al norte del Campo Cupiagua en las coordenadas Lat=5°20'38.806"N Long=72°33'32.067"W Lat =5°24'11.201"N Long= 72°28'37.123"W. En la actualidad, el Campo se encuentra dentro del contrato de Asociación Recetor firmado entre ECOPETROL (50%) y las empresas BP (40%) y Triton (10%).

En el campo Recetor se tienen 9 pozos perforados, de estos 7 son productores y 2 inyectores de gas, a mayo de 2006.

1.4. Campo Piedemonte⁴

El campo Piedemonte esta compuesto por los campos de Floreña y Pauto, y hacen parte del contrato de asociación Piedemonte, que comparten ECOPETROL (50%) y BPX (50%) ubicado en el departamento de Casanare en dirección norte del contrato Santiago de las Atalayas. Fue puesto en producción en el año 2001 y actualmente se encuentra en programas de completamiento, desarrollo y estimulación.

En el campo Piedemonte se tienen 10 pozos perforados, de estos 4 son productores y 2 inyectores de gas, el resto de pozos se encuentran cerrados o en etapa de exploración a noviembre de 2005.

1.5. Escenario Geológico⁵

La cordillera Oriental colombiana se encuentra en el borde de los Andes sobre el basamento Precámbrico, afectado por los eventos de orogenesis ocurridos en el

³ BP AMOCO RDG GROUP, DB/GL/RB/FG. Recetor Well Review. Bogota. 2003.

⁴ BP Exploration Company (Colombia) Ltda. Estudio Técnico de Comercialidad: Campos de Floreña y Pauto. Bogotá, 1997.

⁵ Torres, Manuel. Last, Nigel. In Situ Stress State Eastern Cordillera (Colombia). SPE paper 81074. 2003.

periodo Proterozoico y Paleozoico, eventos ígneos y procesos sedimentarios durante el Mesozoico y Cenozoico. La cuenca que encontramos en el Piedemonte tiene clara una tendencia estructural lo cual divide las unidades estratigráficas a través de la tendencia regional NE-SW. El desarrollo de la cuenca hasta la actualidad ha sido bien estudiado por una gran cantidad de autores. Dentro de los mayores eventos tectónicos que afectaron la cuenca se incluyen los sistemas de fallas de Bituima y Salina que separan el valle del Magdalena Medio de la cordillera en la parte occidental, el sistema de fallas que limita el macizo santandereano y el sistema de fallas de Guaicaramo que separa la Cordillera Oriental de los llanos, además está el sistema de fallas Cusiana - Tamara que separa los llanos de la cuenca continental. El estado de esfuerzos caracterizado en la actualidad corresponde a fuerzas compresivas presentes que se reflejan en la presencia de fallas con grandes ángulos de inclinación, sinclinales de gran tamaño y anticlinales apretados. El sistema de fallas presenta dirección NE-SW. De estos estudios se ha encontrado que gracias a la acción compresiva de estas fuerzas el espesor de la sección se ha incrementado cerca de 68 Km. En el área donde se encuentran los yacimientos, la actividad tectónica actual está caracterizada por una fuerza compresiva que tiene dirección sureste, con el frente de esta fuerza aplicada por las fallas de Cusiana y de Yopal. Estas fallas separan el campo Cusiana en tres bloques, llamados Yopal, Cusiana y Llanos. La falla de Yopal se encuentra ubicada en el lado occidental del bloque, tiene dirección NE-SW y buza hacia el occidente.

El estado de esfuerzos ha sido estudiado y revisado por numerosos autores y a través de diferentes técnicas tomando datos de pruebas de *Leak Off*, *Minifrac*s, pruebas de laboratorio (Mecánica de Rocas), pruebas de corazonamiento y registros eléctricos (UBI) dando como resultado los esfuerzos regionales que están aplicados en las rocas de los pozos,

$$\sigma_{Hmax} = 1.2-1.6 \text{ psi/ft}$$

$$\sigma_{vert} = 1.07 \text{ psi/ft}$$

$$\sigma_{hmin} = 0.65-0.77 \text{ psi/ft}$$

Esto significa que el máximo esfuerzo aplicado sobre las rocas está en el plano horizontal así como el mínimo, este estado de esfuerzos es propio de un ambiente de cabalgamiento, el cual le ha dado la forma a esta cuenca sedimentaria y ha creado las estructuras que conocemos en la actualidad, además de los eventos tectónicos importantes.

El anterior estado de esfuerzos cambia a medida que se atraviesa en la formación hacia fallas regionales; se ha demostrado que cerca de estas fallas los tensores modifican sus valores tanto en magnitud como en dirección, muy diferentes de los hallados para la región. También se ha encontrado que en la parte norte de los yacimientos de piedemonte el esfuerzo horizontal máximo disminuye y puede ser muy cercano al valor del overburden entre 1.1 y 1.2 psi/ft.

1.6. Estratigrafía General

Los campos del Piedemonte Llanero comprenden generalmente las siguientes formaciones productoras Carbonera, Mirador, Los Cuervos, Barco y Guadalupe.

Los yacimientos en los campos Cusiana y Cupiagua corresponden a las areniscas de la formación Guadalupe, arenisca superior de la formación Barco y a la formación Mirador, identificada como la principal roca almacenadora. Las formaciones productoras de los yacimientos de los campos de Recetor y Piedemonte son Mirador y Barco.

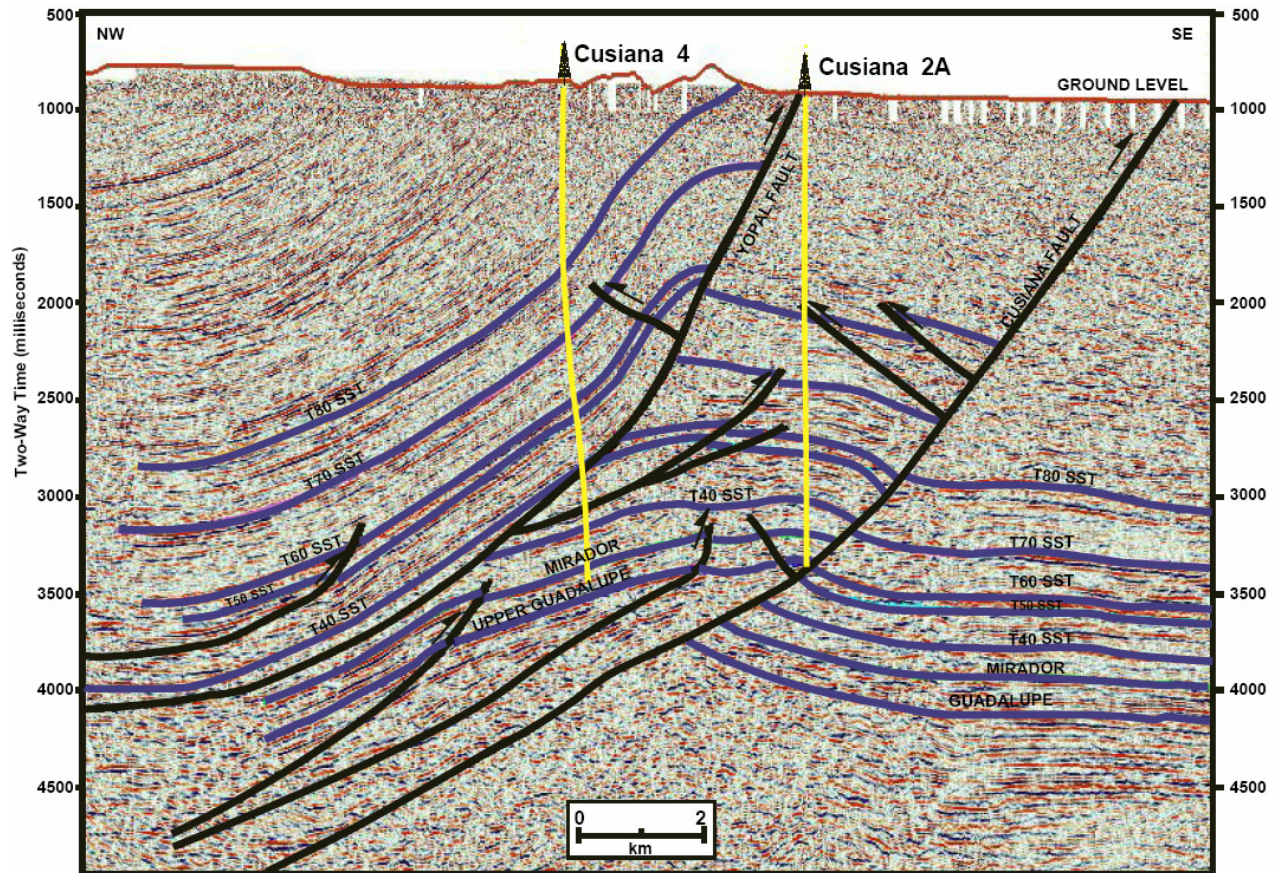
Tabla 1 Descripción de la columna estratigráfica generalizada del Piedemonte Llanero.

<p>GUAYABO Espesor: 3000 – 10000 Pies</p>	<p>Esta Formación está constituida por una potente secuencia de características netamente continentales de lodolitas de diversos colores en donde predominan el marrón rojizo, rojo ladrillo con moteado de colores amarillentos. Son solubles, blandas a moderadamente consolidadas, plásticas, pegajosas y algunas tienen la característica de hincharse.</p> <p>En toda la secuencia se presentan abundantes intercalaciones de areniscas de diferentes tonos grises, son de grano fino a grueso; localmente conglomeráticas con gránulos de chert y fragmentos líticos; friables; mal seleccionadas; generalmente con matriz arcillosa</p>
<p>CHARTE Espesor: 1000 – 2000 Pies</p>	<p>Corresponde a una formación transicional entre los sedimentos rojizos continentales de Guayabo y los fósiles marinos de León. Consiste en una secuencia lodosa con menores intercalaciones de areniscas finas en intercapas en donde disminuye la variación de colores y predominan los verdes y grises, las lodolitas son más consolidadas</p>
<p>LEON Espesor: 1000 – 2500 pies</p>	<p>Esta formación está compuesta por secuencias homogéneas de areniscas y lodolitas. Es una arcilla de color verdoso. En el área de Cupiagua es generalmente una capa delgada probablemente debido al intercalamiento con las areniscas de Charte. Esta formación se caracteriza por la alta inestabilidad del hueco durante la perforación, la formación de peldaños y embotamiento de las brocas por su alta plasticidad.</p>
<p>CARBONERA (C1 A C8) Espesor: 2000 – 9000 pies</p>	<p>En el área Cusiana y Cupiagua, esta se divide en 8 formaciones las cuales forman cuatro pares. Cada par consiste en una arenisca fluvial en la parte superior y un plano de lodo litoral endurecido en la parte inferior. En la parte Norte del Piedemonte el grupo de formaciones inferior de Carbonera desde C6 hasta C8 resulta difícil de distinguir, ésta es la parte de la formación donde hay mayor presencia de hidrocarburos. Actualmente el término indiferenciable de Carbonera inferior es usado en los pozos del Piedemonte y Recetor donde la correlación de la estratigrafía no es muy clara. Las arcillas son normalmente de color oscuro y en algunos sitios son ricas orgánicamente.</p>
<p>MIRADOR</p>	<p>Este es el yacimiento primario de la cuenca, en la mayoría de los pozos han perforado. Posee un espesor de aproximadamente 500-550 pies en Cupiagua, 430 pies en Cusiana, alcanzando los 600 pies en Recetor.</p>

	Es una delgada secuencia de areniscas marinas litorales. Compuestos por granos de tamaño fino y medio con cuarzo como cemento, lo que lo hace bastante duro. La secuencia de las areniscas está dividida en una parte superior y otra inferior por una pálida capa de arcilla de color variable y espesor entre 30 y 100 pies, conocida como lodolita media de Mirador.
LOS CUERVOS Espesor: 350 - 550 pies	Es una secuencia de arcillas con areniscas locales en intercapas. El medio de la depositación es un plano litoral aluvial. Al tope de la secuencia es caracterizado por un evento erosional el cual ha producido una variedad de colores: rojo, amarillo y púrpura.
BARCO	Es una secuencia de areniscas marinas, que forman el segundo yacimiento principal del área. Este intervalo tiene aproximadamente un espesor de 400 a 450 pies en Cupiagua aumentando hacia el norte y de 270 pies en Cusiana. Las areniscas están dispuestas desde grano fino a grano medio, localmente desordenadas y toscas. La secuencia se ve interrumpida por un número de capas delgadas de limolitas.
GUADALUPE	Esta compuesto por capas intercaladas de areniscas y limolitas de ambiente marino. Con un espesor promedio de 400 pies en Cupiagua y de 500 pies en Cusiana. Están organizadas normalmente de grano fino a grano medio. La parte superior de la secuencia muestra registros de rayos gamma más altos que lo normal debido a la presencia de cemento fosfático. Las arenas son caracterizadas por la inclusión de glauconita de color verde un fuerte indicador del ambiente marino de depositación.

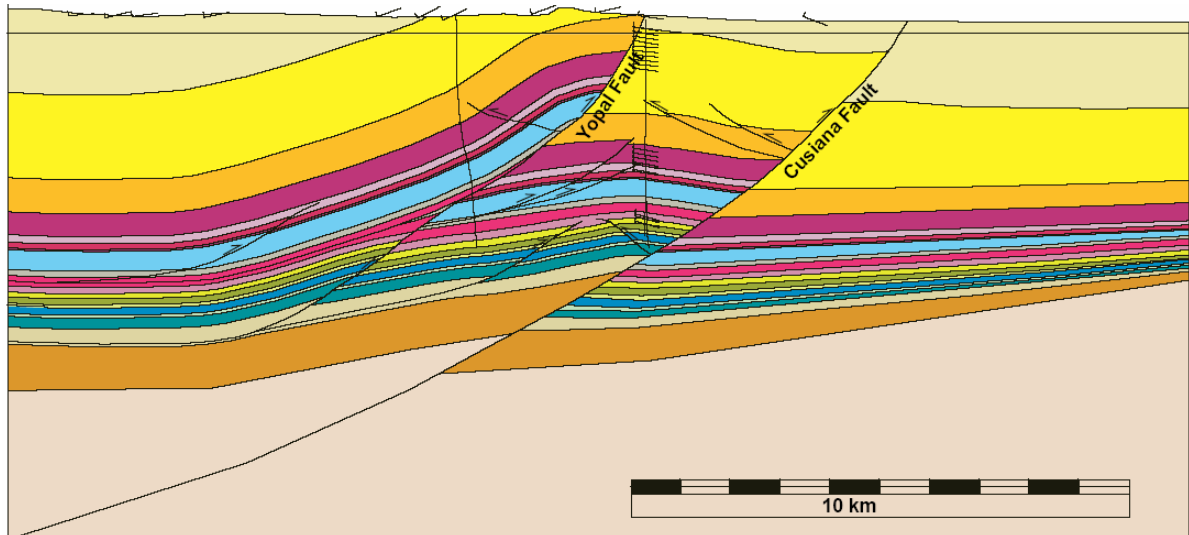
BP Colombia

Figura 3 Sección sísmica de las formaciones en Cusiana



AAPG Bulletin, V. 79, No. 10 (October 1995), P. 1444-1463.

Figura 4 Sección transversal de las formaciones en Cusiana



AAPG Bulletin, V. 79, No. 10 (October 1995), P. 1444–1463.

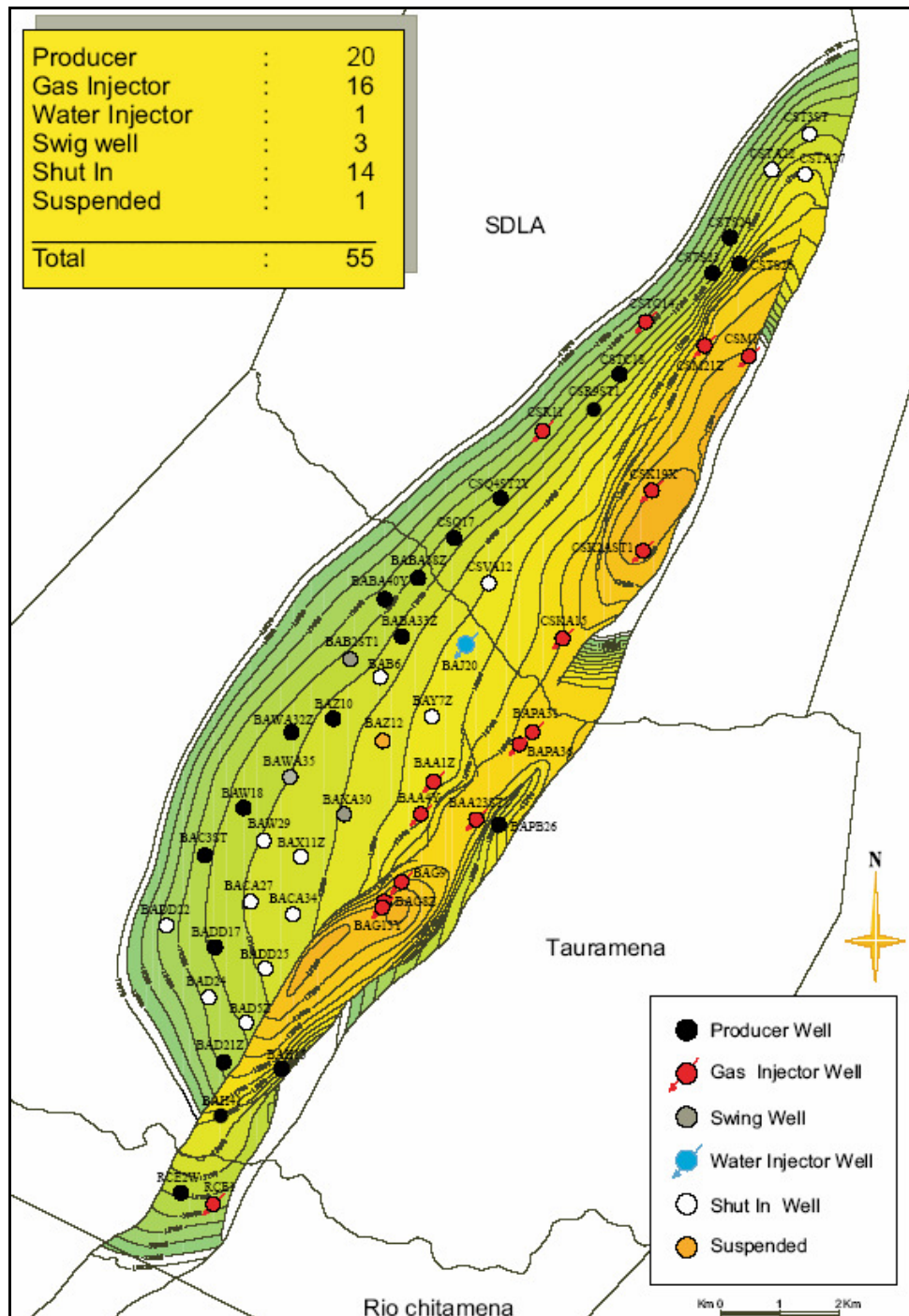
El campo Cusiana produce actualmente 46200 bopd provenientes de las formaciones Mirador, Barco y Guadalupe.

La formación Mirador tiene un total de 55 pozos, de los cuales 20 son productores, 16 inyectores de gas, 1 inyector de agua, 3 controladores de presión o "swing well" y 15 se encuentran cerrados. (Ver Figura 5).

La Formación Barco tiene un total de 17 pozos de los cuales 8 son productores, 4 inyectores de gas, 2 inyectores de agua y 3 se encuentran cerrados. (Ver Figura 6).

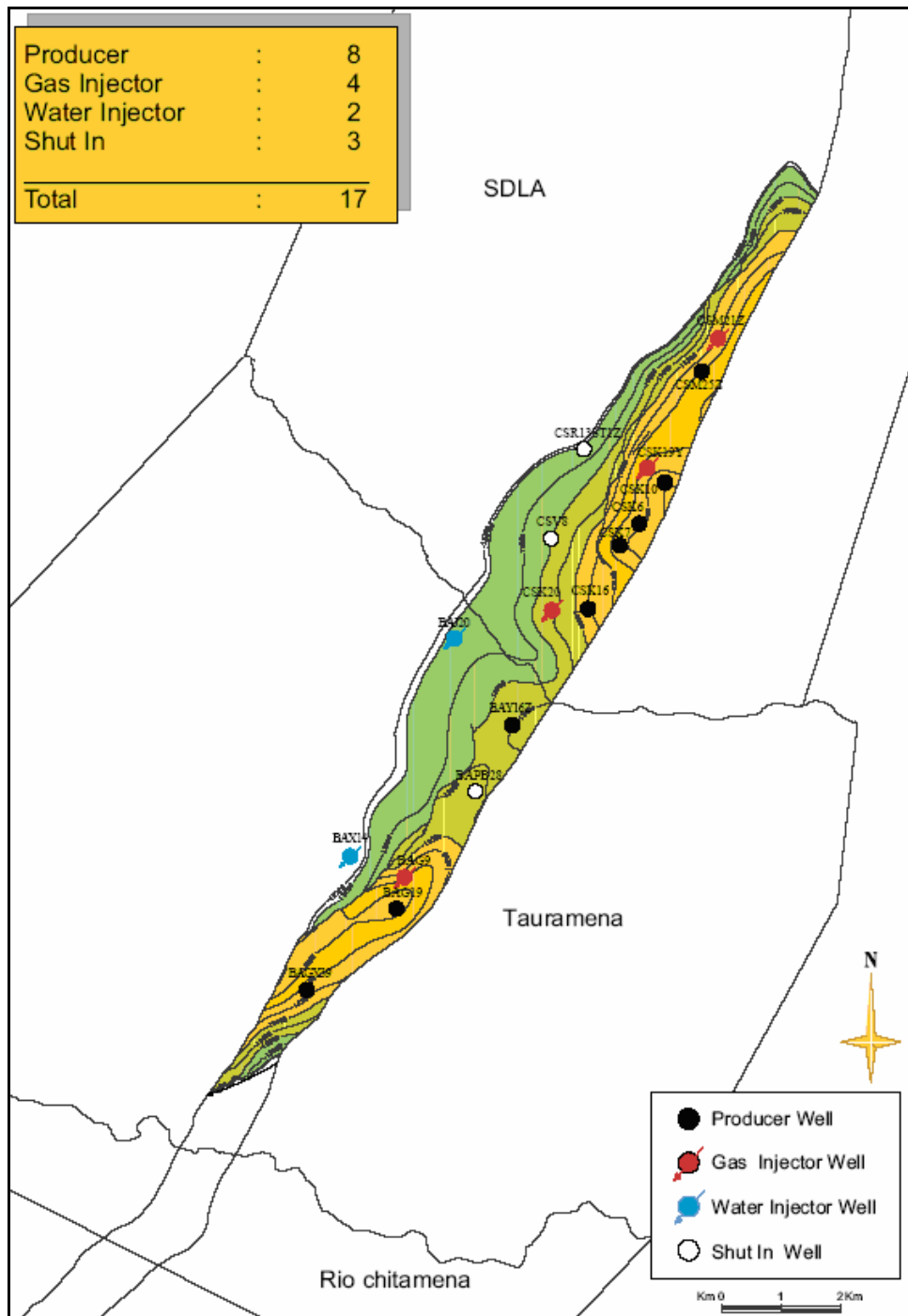
La Formación Guadalupe tiene un total de 8 pozos, de los cuales 6 son productores, 1 es inyector de gas y 1 se encuentra cerrado. (Ver figura 7)

Figura 5 Distribución de los pozos de la Formación Mirador en Cusiana



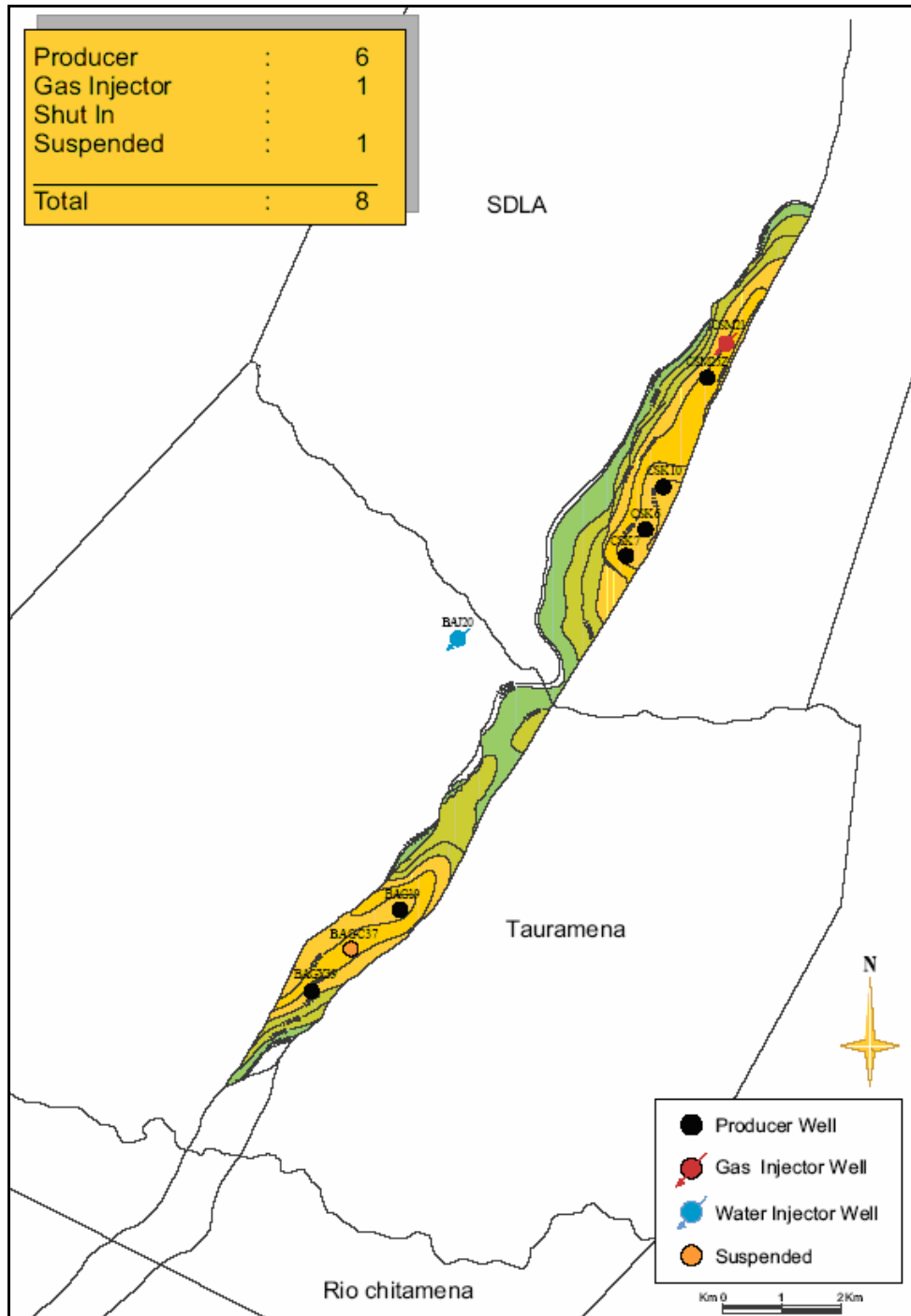
e-library, BP Colombia, Well Review 2006

Figura 6 Distribución de los pozos de la Formación Barco en Cusiana



e-library, BP Colombia, Well Review 2006

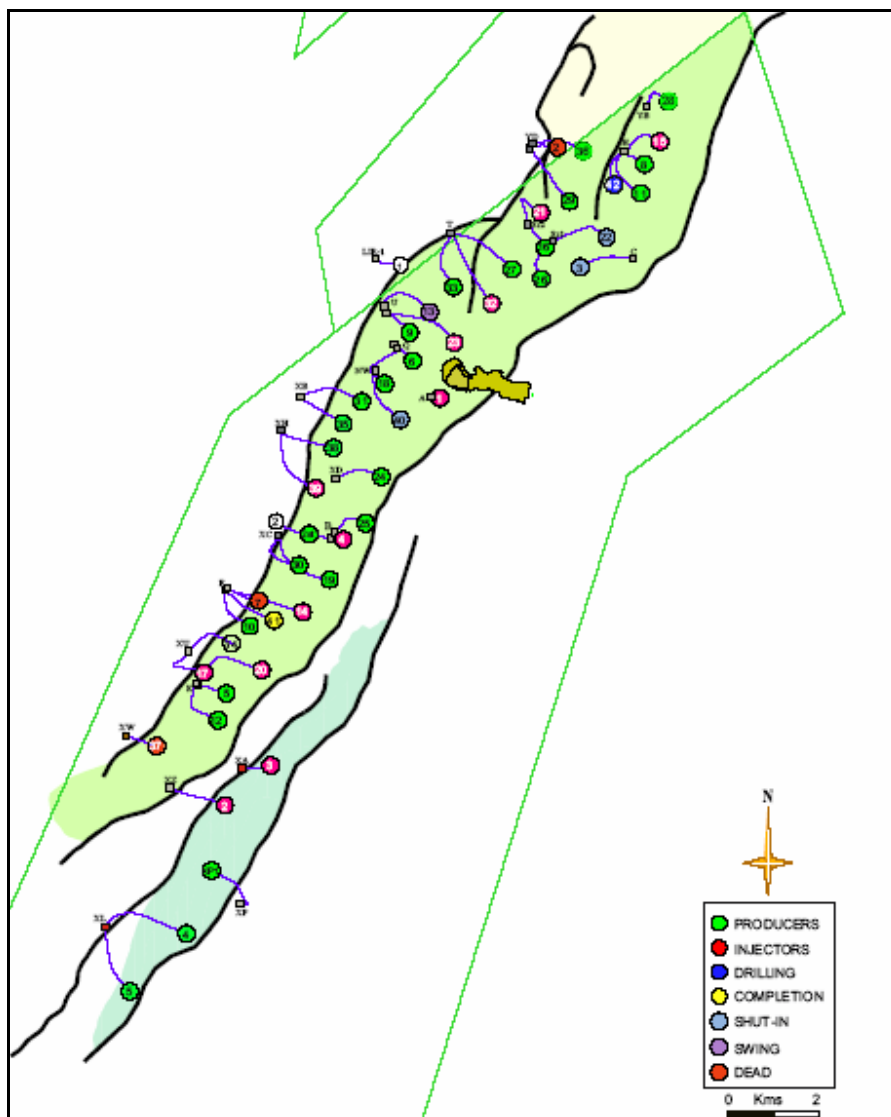
Figura 7 Distribución de los pozos de la Formación Guadalupe en Cusiana



e-library, BP Colombia, Well Review 2006

El campo Cupiagua produce actualmente 35000 bopd de las formaciones Mirador, Barco y Guadalupe, las cuales se encuentran comunicadas entre si. (Ver figura 8). En el campo se tienen 37 pozos activos (11 inyectores y 26 productores), 3 cerrados, 2 suspendidos.

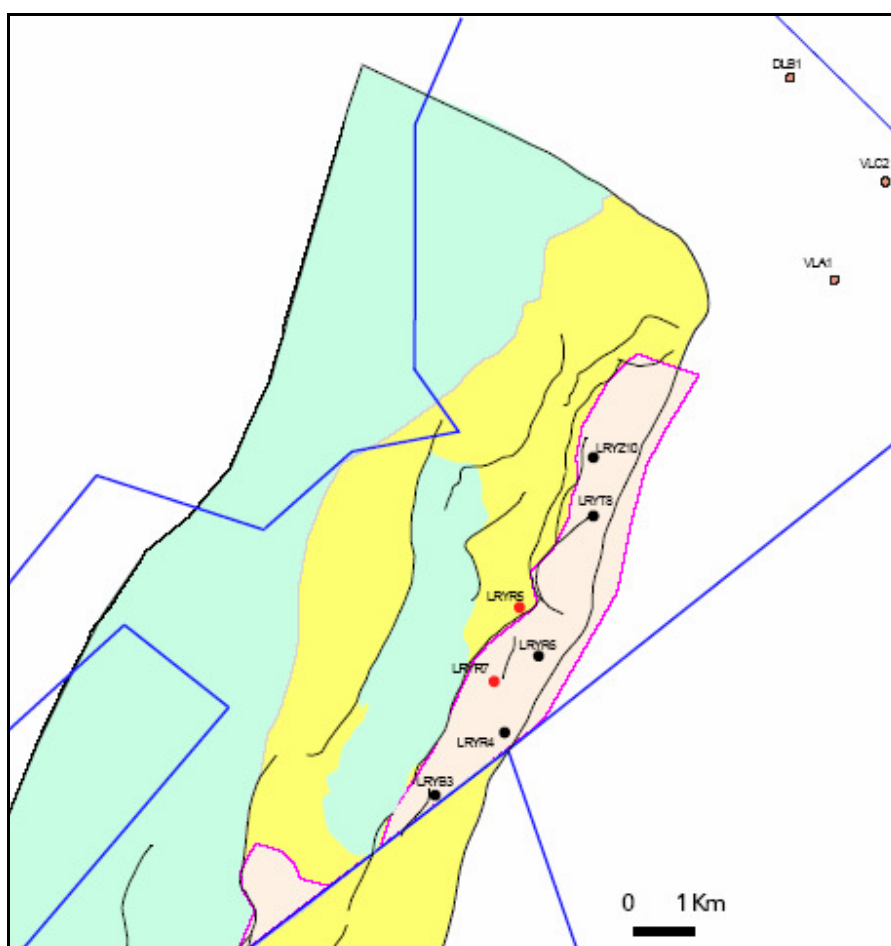
Figura 8 Distribución de los pozos en el campo Cupiagua



e-library, BP Colombia, Well Review 2006

El campo Recetor tiene una producción diaria aproximadamente de 25000 bopd los cuales se producen la mayoría de mirador En la Figura 8 se muestra la distribución de los pozos pertenecientes al Campo Recetor. En este campo se tienen 4 pozos productores, 2 inyectores de gas, 2 suspendidos y uno cerrado.

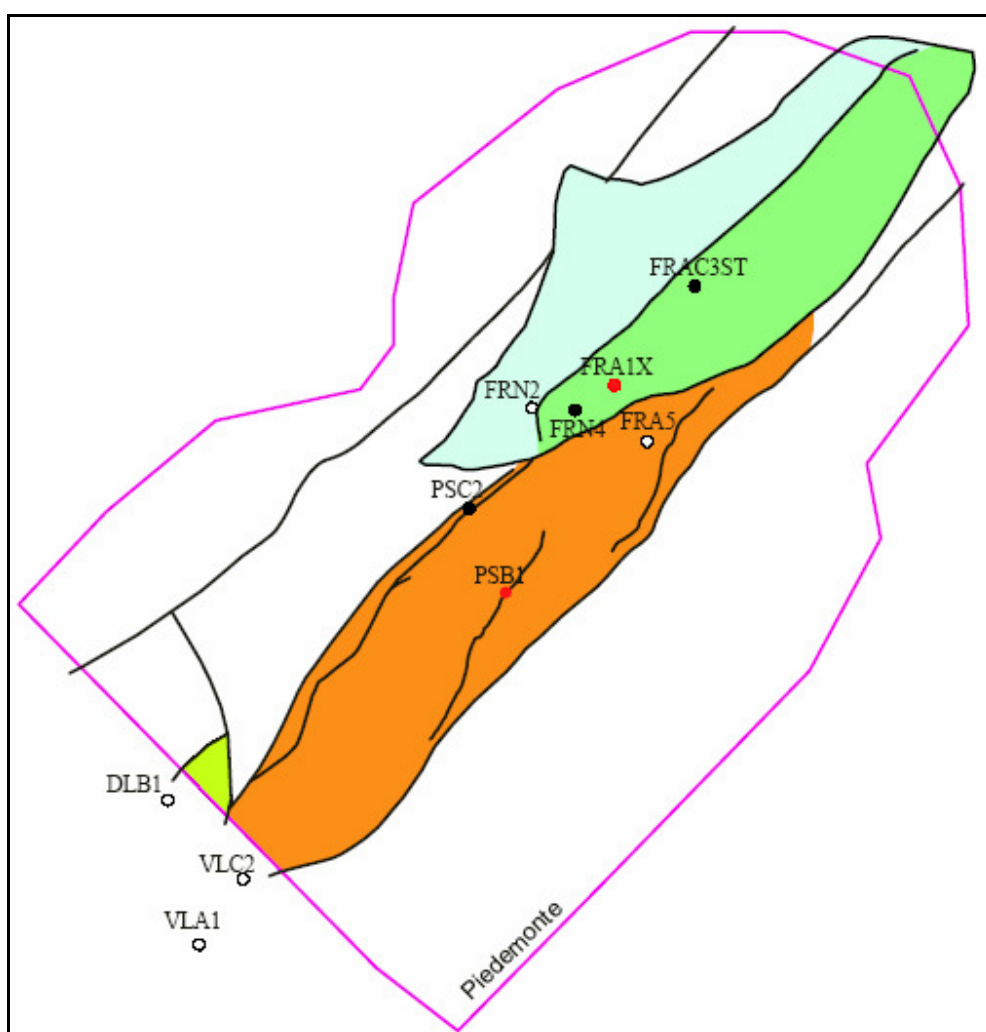
Figura 9 Distribución de los pozos en el campo Recetor



e-library, BP Colombia, Well Review 2006

El campo Piedemonte tiene una producción diaria aproximadamente de 9500 bopd, en este campo se produce de los tres yacimientos. En la Figura 9 se muestra la distribución de los pozos pertenecientes al Campo Piedemonte. En este campo se tienen 3 pozos productores, 2 inyectores y dos suspendidos.

Figura 10 Distribución de los pozos en el campo Piedemonte



e-library, BP Colombia, Well Review 2006

2. REVESTIMIENTOS DE POZO⁶

2.1. Porque usar revestimientos?

Si todas las formaciones presentes en el subsuelo estuvieran comprendidas por roca competente y a prueba de fugas de líquidos, la tubería de revestimiento sería innecesaria, pero como estas condiciones distan bastante de la realidad, se hace necesario ubicar esta tubería dentro del pozo para darle solución a estos y otros inconvenientes que se presentan durante la perforación, completamiento y posterior vida productiva del pozo.

Como la roca es permeable y porosa se establece un intercambio de fluidos entre los fluidos de formación y los de perforación del pozo, a medida que se va perforando; estas interacciones tienen varias implicaciones:

- Pérdida o ganancia de fluido en las paredes del pozo debido a la diferencia de presiones entre la formación y el fluido de perforación, o entre formaciones, mezclando así los hidrocarburos con fluido perteneciente a otra formación o los fluidos de perforación lo cual es indeseable.
- Entrada de fluidos a mayores presiones que las del fluido de perforación, o patada, lo cual puede llevar a tener eventos de control de pozo lo cual puede poner en peligro el personal y equipo en superficie.
- La permeabilidad de la roca contribuye a la formación de una torta de lodo sobre la cara del pozo, cuya función es la de crear una capa impermeable para el flujo de fluidos hacia la formación, pero en ciertos casos puede llevar a pegas diferenciales de la tubería.

⁶ Chevron Texaco Energy Technology Company, Casing Tubing Design Manual

Las rocas a comparación de las estructuras de metal no pueden manejar de la misma manera las cargas aplicadas o los daños causados a su estructura, esto se evidencia cuando la roca se pone en tensión o compresión debido a cargas externas. Insuficiente presión sobre la cara del pozo puede llevar al derrumbe del hueco y a la generación de *cavings* ya que las paredes no están siendo soportadas por la misma fuerza al ser retirado el pedazo de roca al perforar el hueco, y una presión excesiva puede llevar al fracturamiento de la cara del pozo, induciendo pérdidas de fluido de perforación dentro de la formación y pudiendo posiblemente generar un evento de control de pozo.

Figura 11 Reventón de Pozo debido a flujo de gas de formación al pozo.



Archivo personal, autor

La interacción química de los fluidos que se encuentran en contacto durante la perforación del pozo o posterior a ésta, pueden causar una gran cantidad de eventos, dependiendo de la naturaleza de los fluidos. En el caso del agua, comprende la transferencia de este fluido desde el hueco hacia la formación y su posterior interacción química con la roca de la formación, o con los fluidos que se encuentran dentro de ella. El resultado de esta interacción puede ser el aumento de la presión de poro y la disminución en la fuerza cohesiva de la roca debido al ablandamiento de la matriz de la roca. Ambos efectos pueden resultar en la pérdida de estabilidad del hueco. Los mecanismos químicos deben ser acoplados con los mecánicos, ya que dependiendo del contenido de agua o filtrado del fluido de perforación, se puede dar el hinchamiento de las arcillas reactivas que se encuentran dentro de las formaciones, lo que después ocasiona una expansión de éstas; con ésta expansión, en la mayoría de los casos, se afecta la estabilidad del hueco, ocasionando el derrumbamiento del pozo y se puede llegar a un posible atrapamiento de la tubería de perforación. Estos fenómenos deben ser tomados en cuenta como dependientes entre sí, ya que el componente químico afecta el estado del hueco en su estabilidad mecánica.

El grado con que disminuye la fuerza de la roca depende de su litología y del grado de invasión del fluido. Las areniscas y los carbonatos durante su proceso de litificación forman un cemento que muestra poca influencia por el fluido invasor, opuesto al resultado mostrado por los minerales arcillosos, donde su matriz, también de arcilla, es fuertemente afectada por el fluido y sus componentes químicos.

2.2. Tipos de revestimientos

Los revestimientos comprenden toda la clase de tubería que se instala dentro del pozo con el propósito de estabilizar el hueco, aislar y controlar fluidos y presiones de formación con ayuda del cemento que se ubica en la parte posterior del revestimiento entre el tubo y la formación perforada. Dependiendo de la profundidad a la que se ubique el revestimiento, éstos tienen funciones complementarias. Es una práctica común en la industria del petróleo llamar al revestimiento según su función; en este sentido un mismo diámetro de tubería puede ser catalogada de diferentes maneras dependiendo de la función con la que haya sido instalado.

2.2.1. Revestimiento de superficie

La sarta de superficie es la tubería que es ubicada en el hueco en su primera etapa y tiene dos funciones primordiales:

- Darle soporte al equipo de superficie, (cabezales, preventoras de reventones) y a las siguientes tuberías que se ubicarán luego en el pozo.
- Aislamiento de los acuíferos someros para evitar contaminación del fluido de perforación con el agua dulce y de la formación con los fluidos de perforación.

La profundidad a la cual se sienta el revestimiento de superficie depende de la profundidad a la cual se ubica la zona de interés o *target*, y de la profundidad a la cual se encuentren zonas de acuíferos someros que deban ser aisladas. No obstante, la profundidad a la que se ubica este revestimiento en la mayoría de los casos no supera los 1000 ft. En el caso del piedemonte llega alrededor de los 1300

ft y anterior a este revestimiento se ubica una tubería de alrededor de 30" hasta 120 ± 10 ft, denominada revestimiento conductor; éste se coloca debido a las grandes cargas de la suma de todas las tuberías que se ubican sobre los cabezales al ser los yacimientos tan profundos (16,000 -18,000 ft); esto ayuda a distribuir de una mejor manera las cargas sobre el contra pozo. Esta sarta también se ubica para evitar el fracturamiento de formaciones someras con el fluido de perforación en formaciones débiles y evitar problemas de contaminación del medio ambiente.

Figura 12 Revestimiento conductor de superficie 30" con zapato guía.



BPX Colombia, 2006

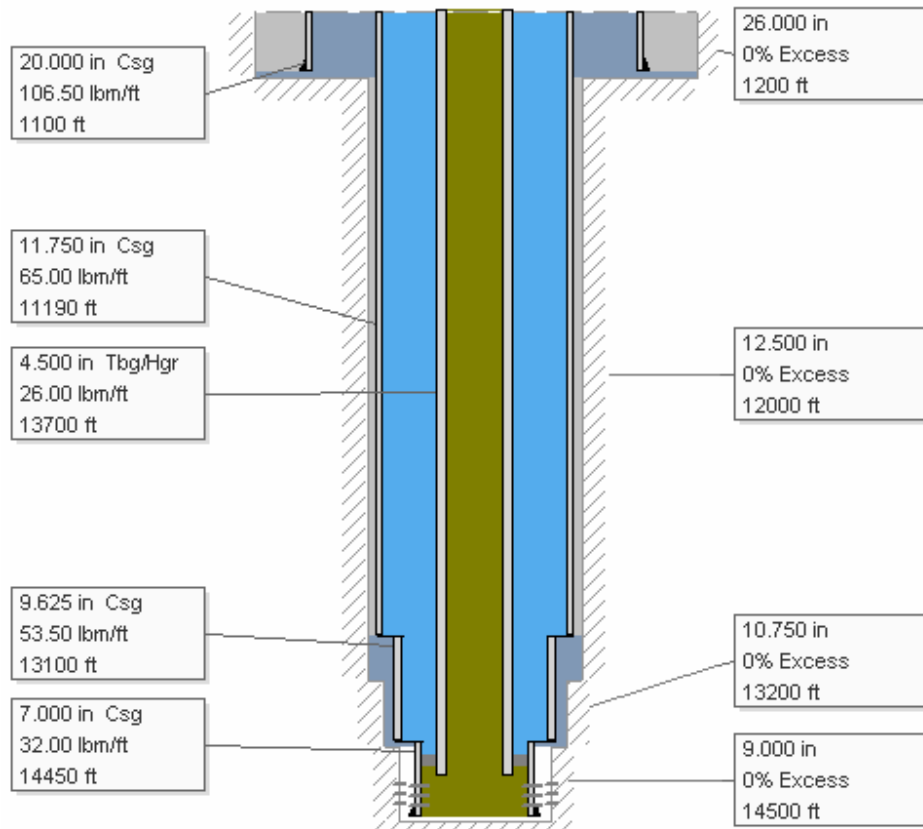
2.2.2. Revestimiento intermedio o de protección

La siguiente sarta de tubería que se ubica dentro del pozo se le denomina revestimiento intermedio o de protección, una función específica de esta es la de permitir el ajuste del peso del fluido de perforación a medida que se perforan formaciones con diferentes presiones de poro; por ejemplo, si se está perforando

con un fluido de densidad de 10 lb/gal y se encuentra una formación con una presión de poro anormal y mayor a la ejercida por el fluido de perforación, se requeriría subir el peso del lodo. Si se sigue perforando con ese peso de lodo o peor aún, si este se hace más ligero, se podría inducir el influjo del fluido de formación dentro del pozo y ocasionar una patada o un amago de reventón, inclusive si no se le da un buen manejo podría llegar al reventón del pozo. Por otro lado si se aumenta el peso del lodo por encima de las 10 lb/gal se podrían presentar eventos de pérdidas de circulación y de fracturamiento de las formaciones superiores al superar su esfuerzo tensil con la presión ejercida por el fluido mas pesado. La solución a esto seria, parar la perforación en el tope de la formación anormalmente presurizada y ubicar dentro del pozo una tubería de revestimiento y cementarla, para así continuar con la perforación subiendo el peso del lodo sin tener inconvenientes de pérdida de circulación en las formaciones superiores ya perforadas.

Funciones adicionales de esta tubería son la de darle estabilidad al pozo antes de llegar a la sección de interés evitando que ocurra desmoronamiento de las paredes del hueco al tener formaciones con la cara del pozo debilitada al estar en contacto con el fluido de perforación durante un tiempo prolongado. En el caso del piedemonte, este es un factor crítico a la hora de perforar y de ubicar este revestimiento, ya que si se deja mucho tiempo expuesta la formación León, la cara del hueco expuesta se comienza a desboronar, produciendo *cavings* y creando problemas con la limpieza del hueco, aumentando la probabilidad de pega. Otra función es la de proveer un área segura para el manejo de los amagos de reventón en donde se pueda manejar de forma controlada estos eventos de control de presión.

Figura 13 Esquema de revestimientos de pozo usado en BP Colombia.



i-Handbook, Schlumberger. 2006

2.2.3. Revestimiento de producción

La última tubería de revestimiento que se ubica dentro del pozo una vez se ha llegado a la zona o área de interés se denomina revestimiento de producción. De acuerdo al tipo de completamiento, este revestimiento también puede servir como conductor de los fluidos producidos. Si se toma esta opción se debe tener en cuenta la metalurgia de esta tubería, ya que si no es la adecuada para el tipo de fluido del yacimiento, tiempo después puede haber serios problemas de integridad

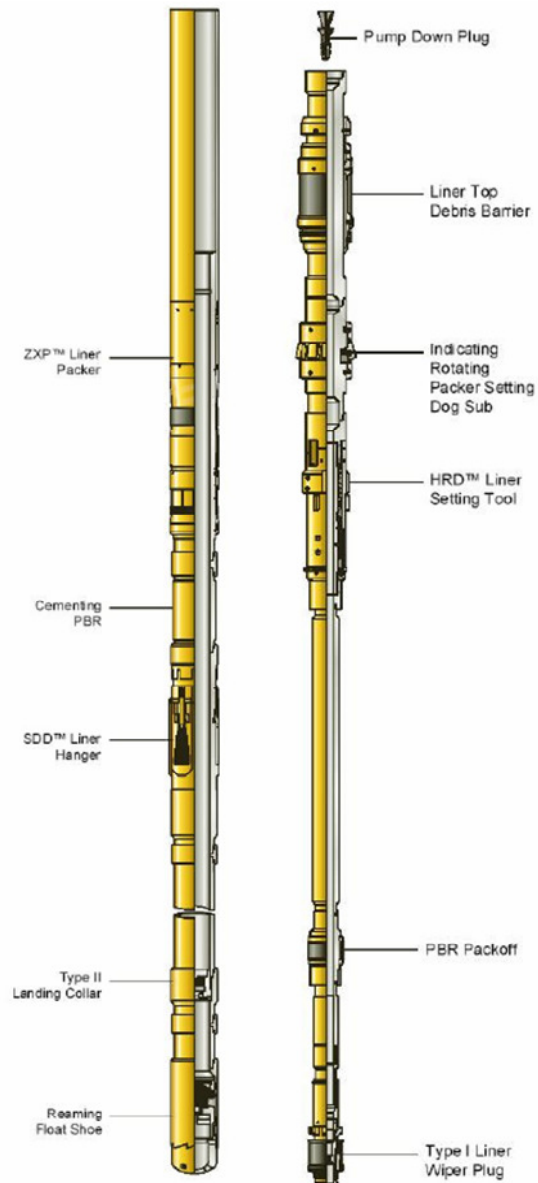
al perder las propiedades iniciales de la tubería con el paso del tiempo, al ser atacada por los componentes agresivos de los fluidos de producción corroyéndola y llegando a causar roturas totales y pérdida de acceso por falla de los materiales. Normalmente los fluidos son producidos por una tubería dedicada a esto llamada *tubing* o tubería de producción; el espacio anular resultante es sellado mediante la instalación de un empaque, de esta manera el espacio anular puede ser utilizado para diferentes propósitos como el de servir de conducto para la inyección de fluidos que eviten la corrosión, o para la instalación de equipo de subsuelo como válvulas de control de flujo o equipo de levantamiento artificial.

2.2.4. Revestimientos colgados o *liners*

Una clasificación de revestimientos que aumenta su importancia así como aumenta la profundidad, son los *liners*. A medida que aumenta la profundidad, la posibilidad de generar cargas axiales excesivas sobre el tope del revestimiento intermedio o de producción aumenta. Una manera de solucionar este inconveniente es la de ubicar un liner dentro del revestimiento anterior, ubicado mediante un colgador o un empaque y éste es cementado en su totalidad.

Además de reducir la tensión en la tubería de revestimiento debido a la menor longitud, también reduce los costos al no estar colgada desde la superficie. Un inconveniente que tiene este revestimiento es que se debe garantizar un muy buen sello en el tope del liner al realizar la operación de cementación, de otra forma podría haber una fuga al no tener un adecuado aislamiento hidráulico. Esto se puede solucionar instalando un empaque en el tope del liner, pero esto se debe tener solo como contingencia.

Figura 14 Colgador de Liner y herramienta de instalación.



Products & Services 5.0, Baker Oil Tools. 2005

Otro uso que se le da a este tipo de tubería de revestimiento es el de remediar problemas de integridad de los revestimientos anteriores; en estos casos se le

llama comúnmente en la industria *Scab Liners*. Se usan cuando no hay un buen aislamiento hidráulico en el tope del liner o ocurre el colapso de la tubería. Este tema se desarrollará a fondo en los siguientes capítulos, ya que éstos son usados de manera muy frecuente en el Piedemonte llanero para mitigar estos problemas ya que al tener dos secciones de tubería ubicada en fondo y cementada se mejoran en gran medida las propiedades mecánicas de la tubería restante.

2.2.5. Tubería de producción

Es la tubería de menor diámetro que se instala dentro del pozo, el propósito principal de esta tubería es la de conducir a la superficie los fluidos producidos por el yacimiento, además la de alojar en su cuerpo elementos de subsuelo como equipo de levantamiento artificial, válvulas de control de flujo y otras herramientas ubicadas en fondo, cuyo objetivo es el de mejorar el recobro de hidrocarburos del yacimiento. Esta última función junto con el hecho de estar en contacto con los fluidos corrosivos del yacimiento o con posible material erosivo hace que el diseño usado tenga que ser recuperable, para así hacerle mantenimiento o cambiar piezas si se necesita. Para este fin en fondo, esta tubería no se cementa, se ubica un empaque para hacer fácil su recuperación. En BP Colombia la tubería de producción debe ser resistente a la corrosión ya que los fluidos de yacimiento contienen CO₂ el cual puede llegar a afectar seriamente la tubería.

El programa de diseño de tubulares para un pozo debe estar analizado de adentro hacia fuera, comenzando por la tubería de producción, ya que con un buen diseño enfocado al óptimo recobro de hidrocarburos; no se incurre en costos extra de perforación y de tuberías y su posterior instalación que no son necesarias.

Figura 15 Tubería de producción recuperada debido a falla por corrosión de los fluidos de producción y posterior colapso.



BPX Colombia, 2004

2.3. Cargas operacionales durante la vida del pozo

Las cargas a las cuales los revestimientos están sometidos se pueden clasificar en tres categorías; diferenciales de presión a través de la sección transversal; cargas axiales y concentración de esfuerzos debido a la deformación asociada con la curvatura de los pozos.

Los esfuerzos que son aplicados sobre la cara de los revestimientos son directamente el resultado de la acción de las presiones de formación o el intento de control de estas presiones. Estas presiones normales son el resultado del

gradiente hidrostático de los fluidos de poro que se encuentran en la roca, el cual es transmitido verticalmente por la comunicación de los espacios porales. No obstante, en algunos casos, límites de formación con muy baja permeabilidad pueden causar presiones anormales; estas zonas con presiones anormales pueden causar varios problemas a los revestimientos. La dificultad con las zonas de presiones anormales no está solo en la magnitud de la presión actuando sobre la cara externa del revestimiento, sino la posibilidad de escape de los fluidos de formación, específicamente gases dentro del pozo, que pueden migrar y resultar atrapados, ejerciendo presiones de gran magnitud aplicadas sobre los revestimientos anteriores instalados a menor profundidad.

Aparte de las presiones debido a fluidos en la parte externa, otro caso en el que cargas debido a presiones que son aplicadas sobre los revestimientos se pueden relacionar con fallas mecánicas, por ejemplo, una fuga en la tubería de producción puede hacer que sobre el revestimiento de producción sea aplicada presión desde adentro debido al fluido producido. Esta presión sumada a la columna hidrostática del fluido de completamiento en el espacio anular de la tubería de producción y el revestimiento, puede hacer que cargas excesivas sean aplicadas sobre la cara interna del revestimiento y sobre la externa de la tubería de producción pudiendo llegar al colapso de la tubería de producción o al estallido de la tubería de revestimiento. Otro caso puede ser la falla de un empaque de producción donde el fluido de completamiento se pierde y genera un aumento en el diferencial de presión al disminuir la columna hidrostática presente en el anular.

Otra forma de cargas diferenciales que se presenta continuamente en la industria, es el aumento de presión de fluidos de completamiento atrapados debido al mal diseño del completamiento y a la expansión térmica. al comenzar la producción de fluidos del yacimiento los fluidos atrapados dentro del pozo comienzan a

calentarse al haber transferencia de calor entre el fluido producido y sus alrededores. Si no se controla de alguna manera la presión a través del cabezal del pozo o si está atrapado el fluido entre dos empaques, muy posiblemente si el diferencial de temperatura es suficiente, puede haber un estallido de la sarta que tenga menor resistencia y ocasionar una fuga de fluidos que puede terminar en un reventón o pérdida de control del pozo.

Figura 16 Falla de revestimiento de 13 3/8" por estallido debido a expansión térmica de fluidos atrapados.



BP Integrity Management, 2006

Con respecto a las cargas debido a presiones diferenciales, vale la pena mencionar que todos los casos que puedan ocurrir en la teoría, han ocurrido en la vida real en los campos. Se debe tener en cuenta durante la fase de diseño de los pozos, que no se debe dejar nada de lado ni pensar que es muy remota la posibilidad. Por

ejemplo, durante una operación de fracturamiento hidráulico, si no se tiene una buena calidad de cemento detrás o si existen canalizaciones, o si se fracturó el cemento durante la estimulación, se puede llegar a inducir el estallido del revestimiento al no tener nada que lo soporte en la parte exterior y tener un alto diferencial de presión aplicado a través de la tubería.

Las cargas axiales en los revestimientos son imposibles de evitar. Una junta de revestimiento está soportando el peso de las que se encuentran por debajo de ella, mas alguna carga adicional si el extremo del revestimiento se encuentra fijo. Adicionalmente, a través de la vida operativa del pozo las cargas pueden cambiar, ya que se pueden generar cargas adicionales en diferentes partes de la tubería, debido a cambios de las condiciones a las cuales fue instalada.

Las cargas axiales incrementales, es decir, las cargas que son generadas después que la tubería es instalada pueden ser divididas en dos clases, de acuerdo a su origen. La primera clase tiene en cuenta las cargas que están relacionadas con el proceso de completamiento, en estas podemos resaltar el incremento en la tensión/compresión en un intervalo no soportado durante el proceso de instalación del completamiento (peso arriba y peso abajo) y posiblemente cargas discretas debido a secciones colgadas de liners. Estas cargas afectan la tensión en la sarta y deben ser tenidas en cuenta en los cálculos de diseño.

La segunda clase de cargas axiales incrementales tienen que ver con los cambios del medio en el cual están instalados los revestimientos, y éstos pueden tener consecuencias más importantes que las anteriores en términos de falla de éstos, ya que durante la etapa de diseño de los revestimientos se suele ignorar o no tener en cuenta estos fenómenos. Numerosos casos de falla de los revestimientos

pueden ser atribuidos a la acción conjunta de los efectos de tensión incremental como resultado de:

- Cambios de Temperatura

Un aumento o disminución en la temperatura de yacimiento a la cual se instalaron los revestimientos puede ocasionar un alargamiento o reducción en la longitud de la tubería induciendo esfuerzos de tensión o compresión en ésta si sus extremos están fijos.

- Cambios de Presión

El efecto del cambio de presión interna de la tubería hace que aumente su sección transversal presionando las caras de la tubería y hay un gran efecto donde haya cambios de diámetro; además al cambiar el diámetro de la tubería se induce una fuerza de tensión/compresión en la dirección axial si la tubería no se puede desplazar y esta fija o anclada en sus extremos.

Los esfuerzos concentrados debido al doblado de la tubería se han tomado como una categoría aparte ya que su modelamiento es muy complejo y depende directamente del perfil del pozo, su trayectoria y tortuosidad, además en la parte donde se hace mas difícil su manejo es en las conexiones de las juntas del revestimiento. El doblado de la tubería también puede ocurrir debido a su mismo peso, la sección que más se ve afectada por este fenómeno es la tubería de producción debido al espacio anular que tiene disponible para moverse.

2.4. Modos de Falla

La falla de los revestimientos convencionalmente se puede dividir en tres grandes temas: colapso, estallido e integridad de las conexiones. El estallido del

revestimiento se refiere a las fallas que resultan de un diferencial de presión excesivo en su interior, el colapso se refiere al excesivo diferencial en su parte exterior. La falla de la tubería por esfuerzos axiales se toma por aparte ya que para que el metal de la tubería falle se tienen que analizar sus parámetros en unas condiciones específicas, es decir todos los esfuerzos aplicados en un punto específico evaluados al mismo tiempo. En este sentido el efecto de la carga axial puede ser evaluado por la resistencia al colapso, al estallido o a las dos.

La integridad de las conexiones de los revestimientos puede ser dividida en dos temas: falla de fuga y falla por esfuerzos. La falla de la conexión por fuga se refiere a la capacidad que tiene la conexión de mantener la presión interna del tubo. Y tiene que ver con las condiciones a las cuales la conexión ofrece un sello que no permita el flujo de los fluidos que contiene el tubo a través de sí, como resultado de su adecuada conexión inicial.

La falla por esfuerzos de la conexión es el modo de falla del que menos se tiene conocimiento, a pesar que se han derivado ecuaciones semi-empíricas para predecir el comportamiento de las conexiones bajo diferentes escenarios. Pero la mayoría de las fallas que ocurren, están relacionadas a inadecuada resistencia de la conexión bajo situaciones no estáticas y con cargas no axiales como el doblado de la tubería, presiones de surgencia y cargas dinámicas inducidas durante la ubicación de la tubería en fondo.

Otros modos de falla de los revestimientos de manera no mecánica son la corrosión química y el agrietamiento por esfuerzos, los cuales se deben de tener en cuenta por el ingeniero durante el diseño del revestimiento.

3. PROPIEDADES MECANICAS DE LOS REVESTIMIENTOS

El diseño convencional de tubulares consiste en una comparación de los escenarios más razonables en los cuales se presentan cargas aplicadas y evaluar la resistencia de los tubulares bajo estas cargas. A continuación se revisarán las ecuaciones para determinar la resistencia de los tubulares debido a cargas externas.

3.1. Colapso

La resistencia al colapso esta relacionada con la capacidad de la tubería a mantener su forma, con un diferencial de presión aplicado desde su parte externa. El desempeño del revestimiento con respecto a la resistencia al colapso esta basado en los siguientes principios:

- La resistencia al colapso de las conexiones siempre se asume mayor al de la tubería.
- La resistencia al colapso incluye la resistencia a la presión de fluido que se encuentra en el exterior y el interior de la tubería y a la tensión axial. La deformación del área transversal debido a cargas no uniformes debe ser tratada por separado.
- El efecto de doblado de la tubería con respecto a la resistencia al colapso es tomado como una carga axial equivalente, donde la carga equivalente es el máximo esfuerzo de doblado aplicado a la sección entera.
- Las cargas axiales que son aplicadas en la tubería pueden afectar la resistencia al colapso en forma positiva si es de compresión y negativa si es de tensión. En el diseño se debe tener en cuenta la de tensión, ya que es la que más impacta las cargas operacionales de la tubería.

El desempeño de la resistencia a la compresión se calcula con base al procedimiento recomendado por el API, dadas las siguientes variables:

- Presión interna, p_i
- Esfuerzo Axial, σ_z
- Diámetro Externo de la tubería, D
- Espesor de la tubería, t
- API o mínimo esfuerzo de cedencia de la tubería, σ_{API}

Como primera medida, para evaluar la resistencia al colapso se toma en cuenta el esfuerzo axial que esta siendo aplicado a la tubería, entonces se calcula un esfuerzo efectivo dado por:

$$\sigma_{eff} = \left(\sqrt{1 - \frac{3}{4} \left(\frac{\sigma_z}{\sigma_{API}} \right)^2} - \frac{1}{2} \frac{\sigma_z}{\sigma_{API}} \right) \sigma_{API} \quad (1)$$

Como resultado de numerosas investigaciones y estudios se han determinado cuatro ecuaciones que describen el desempeño del revestimiento con respecto a la resistencia al colapso, las cuales tienen como parámetro la relación D/t . Para el desarrollo de estas se definieron las siguientes constantes empíricas:

$$A = 2.8762 + 0.10679 \times 10^{-5} \sigma_{eff} + 0.21301 \times 10^{-10} \sigma_{eff}^2 - 0.53132 \times 10^{-16} \sigma_{eff}^3 \quad (2)$$

$$B = 0.026233 + 0.50609 \times 10^{-6} \sigma_{eff} \quad (3)$$

$$C = -465.93 + 0.0300867 \sigma_{eff} - 0.104853 \times 10^{-7} \sigma_{eff}^2 + 0.36989 \times 10^{-13} \sigma_{eff}^3 \quad (4)$$

$$F = \frac{46.95 \times 10^6 \left(\frac{3B/A}{2 + B/A} \right)^3}{\sigma_{eff} \left(\frac{3B/A}{2 + B/A} - B/A \right) \left(1 - \frac{3B/A}{2 + B/A} \right)^2} \quad (5)$$

$$G = \frac{FB}{A} \quad (6)$$

Con estas constantes empíricas, se procede a calcular los diferentes límites de D/t para las ecuaciones de colapso así:

$$\left(\frac{D}{t} \right)_{CP} = \frac{\sqrt{(A-2)^2 + 8 \left(B + C/\sigma_{eff} \right)} + (A-2)}{2 \left(B + C/\sigma_{eff} \right)} \quad (7)$$

$$\left(\frac{D}{t} \right)_{PT} = \frac{\sigma_{eff} (A-F)}{C + \sigma_{eff} (B-G)} \quad (8)$$

$$\left(\frac{D}{t} \right)_{TE} = \frac{2 + B/A}{3B/A} \quad (9)$$

Donde en las anteriores ecuaciones los sufijos denotan los límites entre las ecuaciones de cedencia (C), plástica (P), transición (T) y elástica (E).

Con el valor respectivo de D/t y habiendo evaluado con los límites para definir la ecuación que describe mejor el comportamiento del revestimiento se procede a calcular la presión de colapso con las ecuaciones definidas por el API así:

$$\text{Cedencia } P_C = 2\sigma_{eff} \left(\frac{\left(\frac{D}{t}\right) - 1}{\left(\frac{D}{t}\right)^2} \right) \quad (10)$$

La anterior ecuación se ha demostrado experimentalmente y el colapso por cedencia ocurre para valores bajos de D/t . Teniendo en cuenta los límites definidos anteriormente la ecuación que describe correctamente el comportamiento dentro del siguiente rango es la de colapso plástico dado por:

$$\text{Plástico } P_p = \sigma_{eff} \left(\frac{A}{\frac{D}{t}} - B \right) - C \quad (11)$$

El siguiente intervalo es el de colapso de transición donde no es aplicable la ecuación elástica ni la plástica.

$$\text{Transición } P_T = \sigma_{eff} \left(\frac{F}{\frac{D}{t}} - G \right) \quad (12)$$

La última ecuación que describe la resistencia al colapso es la ecuación de colapso elástico y esta dada por:

$$\text{Elástico } P_E = \frac{46.95 \times 10^6}{\left(\frac{D}{t}\right) \left(\frac{D}{t} - 1\right)^2} \quad (13)$$

El resultado de las anteriores ecuaciones es la presión de colapso, $P_{Colapso}$ necesaria para un revestimiento con una relación D/t específica y sin ninguna presión actuando en su interior. Cabe anotar que las anteriores ecuaciones se tiene en

cuenta solo la resistencia del acero. Para calcular el colapso de una tubería no vacía con una presión interna p_i se tiene la siguiente ecuación:

$$p_0 = P_{Colapso} + \left(1 + \frac{2}{D/t}\right) p_i \quad (14)$$

3.2. Estallido

La resistencia a la presión interna o estallido, refleja la cantidad de esfuerzo que resiste la estructura metálica a un diferencial de presión interno. La resistencia a la presión interna de los revestimientos esta basada en los siguientes principios:

- La resistencia al estallido de la conexión debe ser igual o mayor que la de la tubería.
- Para conexiones API, particularmente la Buttress, es posible que la resistencia al estallido de la conexión sea inferior a la de la tubería.

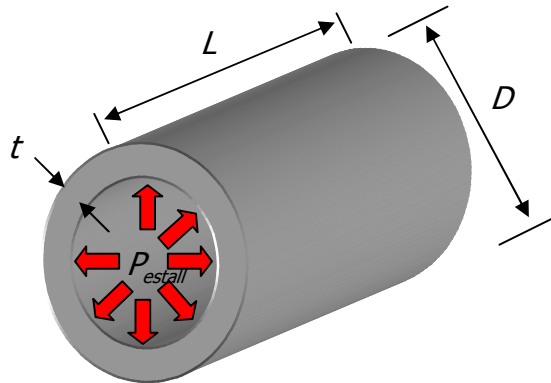
El desempeño de las tuberías con respecto al estallido se calcula en base al procedimiento recomendado por el API, dadas las siguientes variables:

- Diámetro Externo de la tubería, D
- Espesor de la tubería, t
- API o mínimo esfuerzo de cedencia de la tubería, σ_{API}

El cálculo de la presión interna necesaria para que el tubo estalle de acuerdo con el procedimiento recomendado por el API se realiza con la siguiente ecuación:

$$P_{estallido} = 0.875 \left(\frac{2\sigma_{API} t}{D} \right) \quad (15)$$

Figura 17 Diagrama de cuerpo libre para el estallido de la tubería.

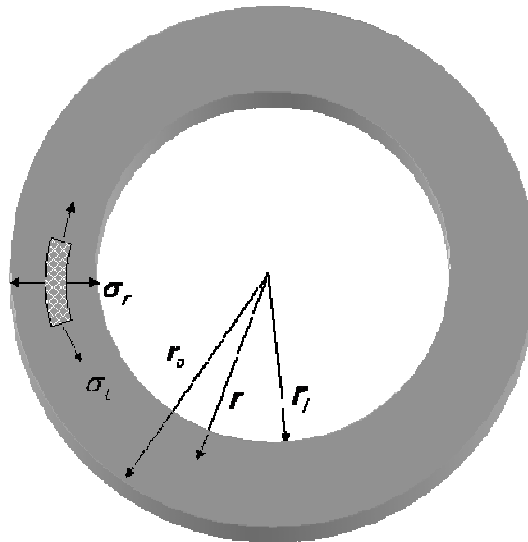


3.3. Efecto combinado de los esfuerzos⁷

Las propiedades anteriormente calculadas son tomando la tubería sin ninguna deformación por curvaturas y sin los efectos de la tensión o compresión de la tubería debido a esfuerzo axial. Desafortunadamente varias de las propiedades del revestimiento son modificadas debido a la interacción de todos los esfuerzos al mismo tiempo y en presencia de esfuerzos axiales de tensión, compresión y esfuerzos concentrados debido al doblado de la tubería.

⁷ BOURGOYNE, Adam T; CHENEVERT, Martin E; MILKHEIM, Keith K; YOUNG, F.S. "APPLIED DRILLING ENGINEERING". SPE Textbook Series, VOL.2. Año 1986.

Figura 18 Esfuerzos presentes en la tubería de revestimiento.



Del análisis infinitesimal de las fuerzas que están presentes en una sección de tubería, el balance de fuerzas que resulta se puede escribir como:

$$\sigma_r = \frac{p_i r_i^2 - p_o r_o^2}{r_o^2 - r_i^2} - \frac{(p_i - p_o) r_i^2 r_o^2}{r_o^2 - r_i^2} \frac{1}{r^2} \quad (16)$$

$$\sigma_t = \frac{p_i r_i^2 - p_o r_o^2}{r_o^2 - r_i^2} + \frac{(p_i - p_o) r_i^2 r_o^2}{r_o^2 - r_i^2} \frac{1}{r^2} \quad (17)$$

$$\sigma_z = 2\mu \frac{p_i r_i^2 - p_o r_o^2}{r_o^2 - r_i^2} + E \bar{\epsilon}_z \quad (18)$$

$$(\sigma_t - \sigma_z)^2 + (\sigma_r - \sigma_t)^2 + (\sigma_z - \sigma_r)^2 = 2\sigma_{cedencia}^2 \quad (19)$$

Donde σ_r , σ_t y σ_z son los principales esfuerzos aplicados en el cuerpo de la tubería; r_i , r_o y r los radios de la tubería; μ el modulo de Poisson de la tubería y $\bar{\epsilon}_z$ la deformación de la tubería en dirección z. si se reagrupa, se obtiene la

ecuación de una elipse o un círculo, dependiendo del estado de esfuerzos aplicado.

$$(\sigma_t - \sigma_r)^2 - (\sigma_z - \sigma_r)(\sigma_t - \sigma_r) + (\sigma_z - \sigma_r)^2 = 2\sigma_{cedencia}^2 \quad (20)$$

Tomando los esfuerzos radial y tangencial (ecuaciones 16 y 17), teniendo en cuenta que los mayores esfuerzos se ejercen sobre la cara interna de la tubería sustituyendo $r = r_i$ en la ecuación 16, obtenemos un valor de $-p_i$ para el esfuerzo radial σ_r en este punto, con esto y arreglando tenemos:

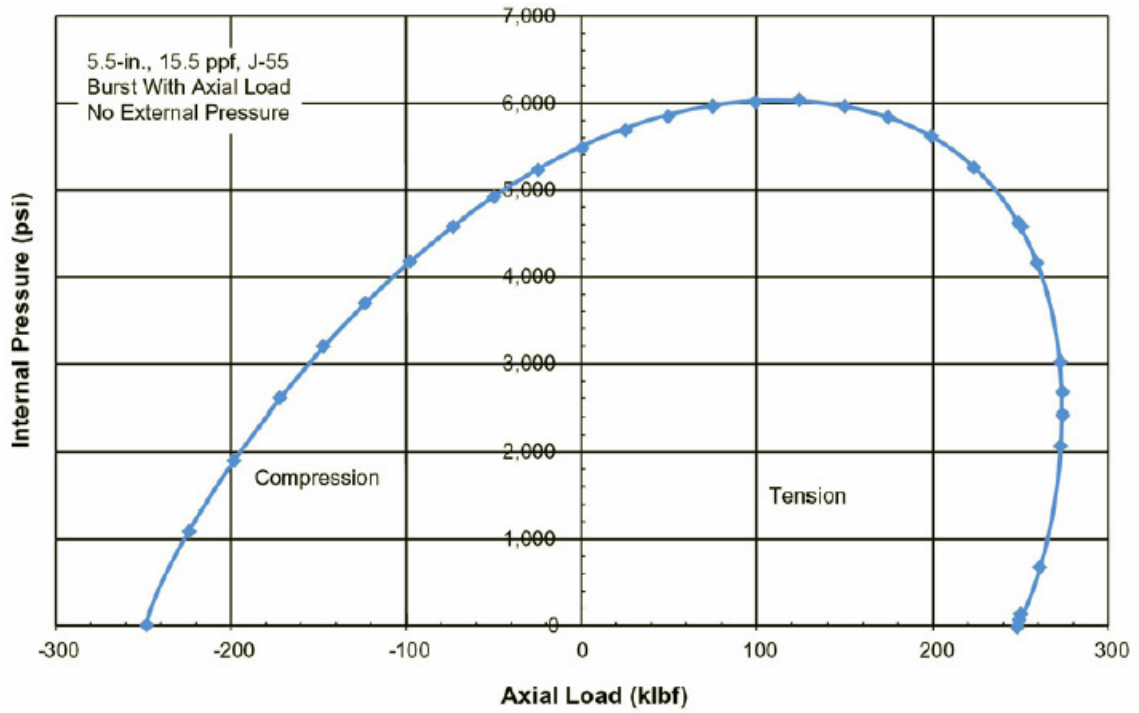
$$\left(\frac{\sigma_r + p_i}{\sigma_{cedencia}}\right)^2 - \left(\frac{\sigma_z + p_i}{\sigma_{cedencia}}\right)\left(\frac{\sigma_t + p_i}{\sigma_{cedencia}}\right) + \left[\frac{(\sigma_z + p_i)^2}{\sigma_{cedencia}^2} - 1\right] \quad (21)$$

Solucionando esta ecuación cuadrática obtenemos:

$$\left(\frac{\sigma_r + p_i}{\sigma_{cedencia}}\right) = \sqrt{1 - \frac{3}{4}\left(\frac{\sigma_z + p_i}{\sigma_{cedencia}}\right)^2} + \frac{1}{2}\left(\frac{\sigma_z + p_i}{\sigma_{cedencia}}\right) \quad (22)$$

La anterior es la ecuación para una elipse de plasticidad, la cual define el un espacio en el que se traza una envolvente, la cual a unas condiciones dadas de diferencial presión y esfuerzos aplicados define un área segura dentro de la envolvente y un área de falla por fuera de esta. Este criterio es bastante usado para definir las cargas que un revestimiento con unas propiedades de grado y peso dados puede soportar sin salirse de esta envolvente.

Figura 19 Envoltorio de esfuerzos Triaxial.



BP EXPLORATION & PRODUCTION TECHNOLOGY GROUP - DRILLING TECHNOLOGY Advanced Well Design Assurance Project, 2003 **Chapter 13**

4. PARÁMETROS QUE AFECTAN EL DESEMPEÑO DE LOS REVESTIMIENTOS

Las propiedades mecánicas de los revestimientos de pozo se ven afectadas en gran medida debido al desgaste y a la deformación. A continuación se presentaran algunos de los diferentes mecanismos de deterioro de los revestimientos.

4.1. Desgaste de revestimientos⁸

La información acerca de este fenómeno se ha obtenido principalmente de la práctica en el campo observando los patrones de funcionamiento de la sarta de perforación y de las lecciones aprendidas de las fallas que ocurren.

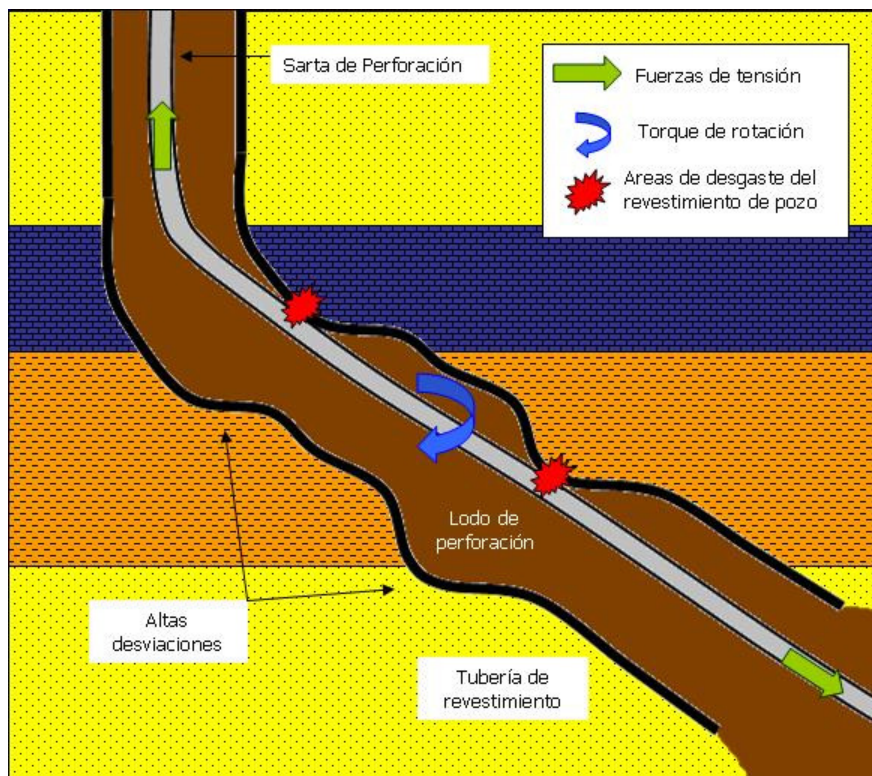
4.1.1. Mecanismos de desgaste del revestimiento

El desgaste en los revestimientos es de forma localizada, y con forma de surco, elaborado por la acción de rotación de la sarta de perforación y/o el contacto de la tubería enrollada o *Coiled Tubing* sobre la cara interna de la tubería de revestimiento. Una combinación de altas fuerzas laterales y el continuo contacto de la superficie de la tubería es la principal causa de desgaste, pero si le adicionamos a este escenario patas de perro o *Dog legs* se agrava el caso. El desgaste continuo sobre un área puede llevar al final a la falla de la tubería. Antes de esto se causan varios efectos sobre la tubería desgastada:

⁸ CASING DESIGN MANUAL, BP Amoco

- El desgaste de las paredes de la tubería reduce la capacidad para manejar presiones en su interior, es decir el manejo de presiones se limita y afecta los límites operativos para realizar procedimientos de prueba de pozos, leak off test y eventos de control de pozo.
- Las uniones de las juntas de la tubería de perforación se desgastan, lo cual crea costos adicionales por mantenimiento o reemplazo.
- Pérdidas de energía en fricción debido al contacto durante la rotación de la sarta lo cual representa una cantidad adicional de torque en superficie.
- Los puntos de desgaste son puntos preferenciales para que se inicie la corrosión de la tubería.

Figura 20 Esquema de desgaste del revestimiento.



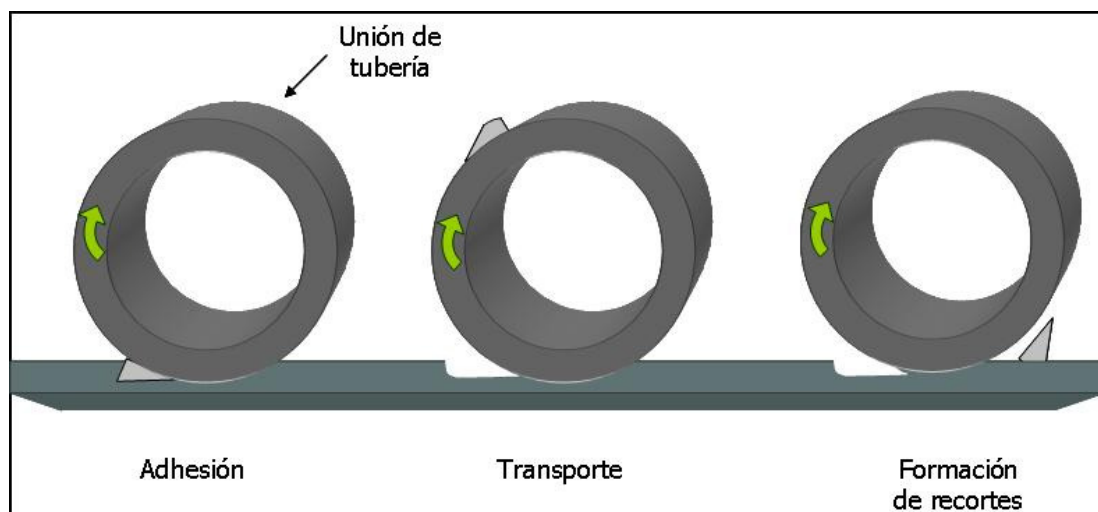
El desgaste de los revestimientos es el resultado de la interacción del revestimiento, el lodo de perforación y las uniones de la tubería de perforación. Para alcanzar el mínimo desgaste se deben manejar todos los elementos, pero el mejor lubricante del mundo no podrá contrarrestar los efectos de una junta de tubería con un recubrimiento abrasivo sobre la cara interna del revestimiento.

Existen tres diferentes mecanismos de desgaste de la tubería de revestimiento dependiendo de las condiciones en las que se este operando.

Desgaste por adhesión

En este ocurre una transferencia de material en estado sólido de la cara del revestimiento hacia la tubería de perforación debido a la rotación y a la alta presión que ejerce la tubería de perforación, robando material; esta transferencia se da entre la unión de la junta de la sarta con la tubería, creando pequeños trozos de recortes de metal del revestimiento.

Figura 21 Desgaste del revestimiento por adhesión.



Desgaste por abrasión – Maquinado

Se da debido a la remoción de material por la acción de partes abrasivas que se encuentran en la sarta de perforación, como insertos de carburo de tungsteno en las uniones de la tubería de perforación, cuando esta es revestida para su protección, los insertos hacen surcos sobre el revestimiento creando pequeñas tiras de metal.

Figura 22 Desgaste del revestimiento por maquinado.

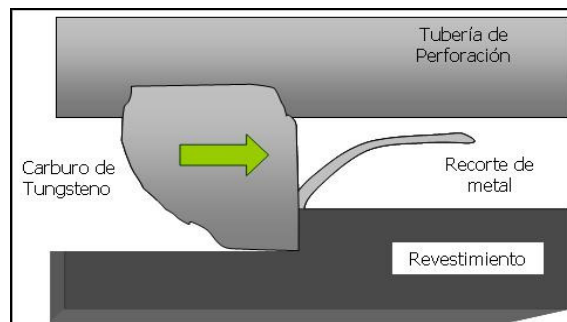


Figura 23 Recortes de metal recuperados con magneto del fondo del pozo.



BPX Colombia 2006

Desgaste por abrasión - Pulido

Ocurre cuando partículas de alta dureza quedan atrapadas entre el revestimiento y la tubería de perforación, debido a las fuerzas laterales y la rotación de la sarta, las partículas realizan una acción abrasiva sobre ambas superficies, creando surcos y una superficie pulida en la cual se encuentra un fino polvo de metal.

Figura 24 Desgaste de revestimiento por pulido.



Existen dos puntos importantes acerca de los mecanismos de desgaste:

- El orden de magnitud del desgaste aumenta a medida que se pasa del pulido al maquinado; la diferencia de estos es de tres ordenes de magnitud. La mayoría del desgaste en los revestimientos es generalmente causado por deficientes especificaciones de las uniones de la tubería de perforación.
- El desgaste de la tubería depende directamente de las propiedades de las superficies en contacto y de el movimiento de rotación que genera la fricción, ya que se puede encontrar alta fricción y poco desgaste como ocurre con los sistemas de frenado de los vehículos.

4.1.2. Parámetros del desgaste del revestimiento

Tener un control sobre el mecanismo de desgaste es la clave para minimizar el desgaste de la tubería, no obstante es muy difícil definir parámetros individuales para darle un orden específico de contribución sobre el sistema completo.

Presión de contacto contra carga.

A medida que aumenta el desgaste del revestimiento el área de contacto entre la tubería de perforación y el revestimiento también aumenta, haciendo que la presión disminuya aun teniendo la misma carga aplicada. En la practica se ha determinado que el mecanismo de desgaste esta relacionado por la presión de contacto entre las dos superficies hallando que el punto de diferencia entre los mecanismos de maquinado y pulido sea alrededor de los 250 psi; en el pozo al contacto inicial se tiene una gran presión ya que las superficies están intactas y el área de contacto es mínima, creando un gran desgaste debido al maquinado y creando gran cantidad de material suelto, a medida que el maquinado va avanzando la presión va disminuyendo al aumentar el área de contacto, haciendo que la velocidad a la que se desgasta el revestimiento disminuya al pasar al mecanismo de pulido.

Desviaciones severas (*Dog Legs*)

El desgaste de la tubería de revestimiento no ocurre si la sarta de perforación o la tubería flexible no están en contacto con ella, en la figura 20 se muestra como se da el desgaste, en este caso el área que se encuentra sobre las desviaciones del pozo es la que se encuentra en continuo contacto con la sarta de perforación. El método típico para medir las desviaciones es el cambio de ángulo por 100 ft. Esto da un valor promedio con respecto a la longitud perforada. Desafortunadamente el desgaste de la tubería de revestimiento se da cuando se encuentran desviaciones

severas a nivel local o sea en menos de 100 ft, en especial cuando se perfora a través de revestimiento que ha sido doblado antes de su asentamiento debido a la alta desviación del pozo.

Cuando se está planeando un plan direccional, se debe tener en cuenta el papel del desgaste del revestimiento sobre la vida operativa del pozo, datos de campo recolectados han mostrado que la diferencia entre los valores planeados y realizados de construcción y caída de ángulo del pozo puede ser de 1.75 veces.

No existen modelos de trayectorias preferenciales para disminuir el desgaste del revestimiento pero si se pueden tener en cuenta las cargas laterales, al tener el punto de inicio de la desviación del pozo con respecto a la vertical a una buena profundidad. Debido a esto es que los pozos horizontales no tienen mayores problemas con el desgaste ya que las cargas laterales generadas por el ensamblaje de fondo son generalmente bajas y mejor distribuidas.

4.1.3. Variación de las propiedades de la tubería de revestimiento debido al desgaste.

El desgaste del revestimiento afecta tanto a la presión de estallido como la de colapso, así que calculando el factor de desgaste se puede conocer en cuanto se disminuyen las presiones de operación del revestimiento.

4.1.3.1. Resistencia al estallido

Para relacionar el desgaste con la resistencia al estallido se calcula el factor de desgaste F_{Desgaste} dado por:

$$F_{Desgaste} = 1 - \frac{\%Desgaste}{100} \quad (23)$$

$$\%Desgaste = \frac{(Reduccion_en_espesor)}{Espesor_original} \times 100 \quad (24)$$

Si se tienen mediciones detalladas del espesor del revestimiento se pueden realizar los cálculos de la capacidad real de resistencia al estallido, contemplando el desgaste del revestimiento, teniendo en cuenta el diferencial que esta siendo aplicado sobre este.

$$P_{ext} - P_{Int} < \frac{F_{Desgaste} \times P_{Estallido}}{DF_c} \quad (25)$$

Donde se tienen las presiones externas e internas que están siendo aplicadas en el momento, P_{ext} , P_{int} , el factor de desgaste del pozo, $F_{Desgaste}$ y el factor de seguridad aplicado para el diseño.

4.1.3.2. Resistencia al colapso

Para tener en cuenta todos los tipos de desgaste que ocurren sobre las paredes del revestimiento, se supone que la resistencia al colapso de la tubería es directamente proporcional al espesor de tubería restante, es decir, si el desgaste es de alrededor del 20%, el nuevo valor de la resistencia al colapso es del 80% del casing sin desgaste.

No se deben recalcular los valores de resistencia al colapso con las ecuaciones de tubería intacta tomando un nuevo D/t por que se estaría cometiendo un error debido a que esto solo se puede hacer si y solo si el desgaste es uniforme en toda la pared de la tubería y en la mayoría de los casos esto nunca se cumple.

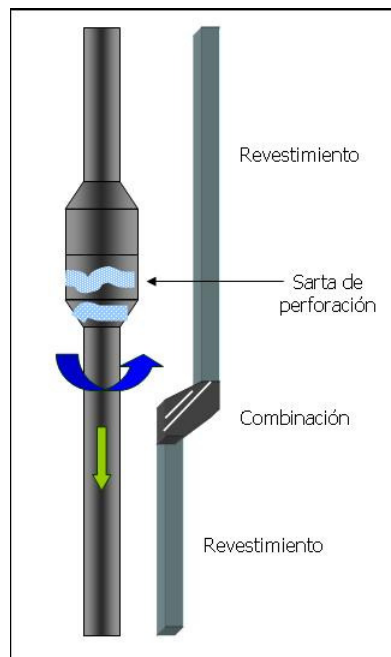
4.1.4. Consideraciones para minimizar el desgaste

Para poder tener un poco de control con respecto al desgaste se deben tener en cuenta las siguientes recomendaciones durante la perforación del pozo,

4.1.4.1. Combinaciones y Centralizadores

Existen casos especiales donde el desgaste debido al movimiento de la tubería entrando o saliendo del pozo es muy importante, por ejemplo, el buje de la mesa tiene que actuar como guía y soportar los miles de entradas y salidas de cientos de juntas de tubería. Cuando se utilizan combinaciones para unir uno o mas tipos de revestimientos, si esta pobremente diseñado se puede llegar a tener áreas en las cuales las herramientas pueden quedar en continuo contacto y quedar aprisionadas.

Figura 25 Revestimiento de diferentes tamaños unido con combinación en contacto con la sarta de perforación.



En la figura 25 se muestra como se pone en contacto la junta de la tubería de perforación, la cual esta en rotación y en movimiento hacia abajo, con el borde de la combinación desgastándola, ya que la junta de la tubería posee un recubrimiento de protección con material especial el cual es altamente abrasivo; para evitar esto, las combinaciones deben tener una transición y evitar los bordes agudos.

En revestimientos donde se utilizan diferentes diámetros y pesos de tubería, es importante asegurar que la transición esta bien soportada, como la rigidez de los dos tipos de tubería es diferente, se pueden crear dobleces locales en la tubería concentrando esfuerzos sobre la combinación, lo que se puede evitar con centralizadores y garantizando durante la operación de cementación, que el tope del cemento quede por encima de la combinación o donde no hayan altas fuerzas laterales, ya que estas pueden afectar la transición de tubería soportada a tubería libre y deformar la tubería en este intervalo, creando un punto de desgaste del revestimiento.

Los centralizadores de tubería nunca deben ser ubicados sobre las conexiones del revestimiento, ya que en lugares donde haya una alta desviación del pozo se puede ocasionar desgaste adicional sobre las uniones de las tuberías y se pueden tener inconvenientes de aislamiento hidráulico o de integridad de la tubería al momento de tener que manejar diferenciales de presión a condiciones de operación normales debido al desgaste, ya que en estos casos los protectores de la tubería no son efectivos para evitar el contacto de la junta de tubería con el revestimiento.

4.1.4.2. Recubrimientos de protección

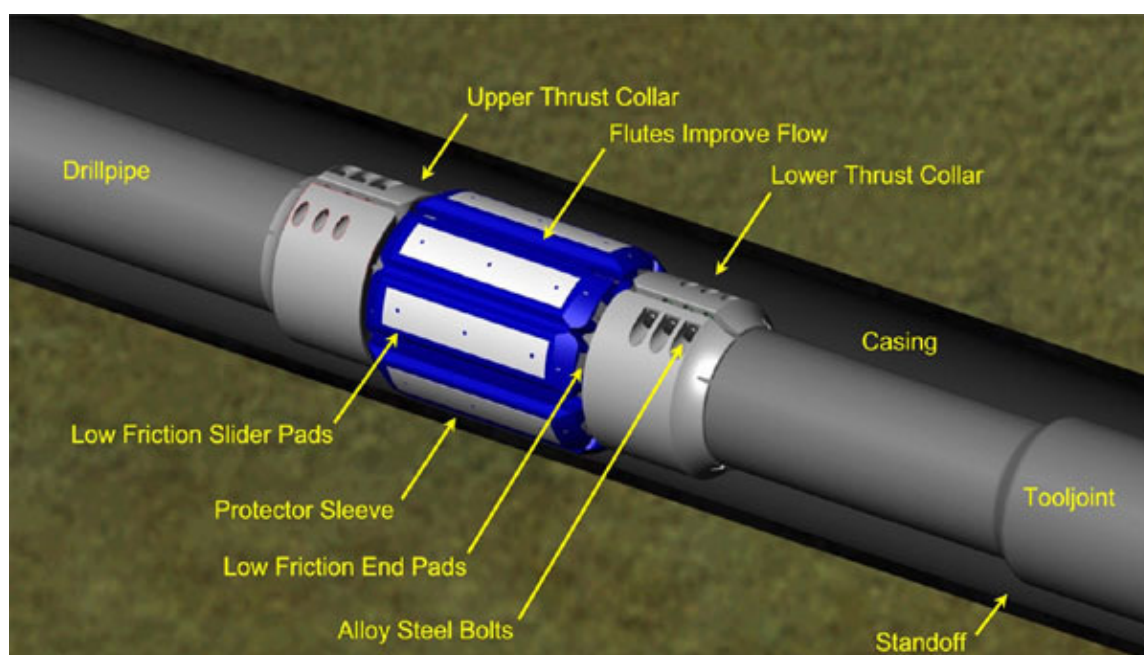
Las aleaciones resistentes al desgaste tales como el Armacor M o el Arnco 200XT son recomendadas como normas dentro de la operación de BP para el recubrimiento de las juntas de la tubería de perforación. A diferencia de los recubrimientos con grandes piezas de carburo de tungsteno, en este caso se tiene una matriz soldada en la junta de la tubería de perforación, esta es una superficie homogénea de alta dureza que es soldada a la junta y en la mayoría de los casos no se necesita de pulido para su terminación. Por lo general estos recubrimientos son de alrededor de $\pm 1/32$ in sobre el diámetro externo de la junta de la tubería, pero un buen recubrimiento puede ser de $1/8$ in sin aumentar considerablemente el desgaste de la tubería de revestimiento y ofreciendo mayor protección a la junta de tubería y al revestimiento puesto que se disminuye el coeficiente de fricción dado por estos materiales, en comparación al material de la junta de tubería; a mayor espesor del recubrimiento, menor el coeficiente efectivo de fricción, ya que este es la suma de la acción combinada del acero y del material de recubrimiento.

4.1.4.3. Protectores de Tubería de Perforación

Los protectores de la tubería de perforación son collares elastomericos diseñados para mantener separadas las superficies de la tubería de perforación y el revestimiento del pozo. Estos son usados para evitar el desgaste del revestimiento y disminuir los costos de una remanufactura de las juntas de la tubería de perforación. Existen diferentes modelos de protectores, los que mas se han usado en el campo con éxito, son los protectores que poseen collares metálicos para evitar su desplazamiento sobre el cuerpo de la tubería y además les permiten rotar disminuyendo la fuerza de fricción que es aplicada sobre el protector. El material y el tamaño son de vital importancia ya que se debe asegurar que soportara las cargas que van a ser aplicadas sobre el protector cuando se encuentre a condiciones de fondo, ya que si no es estable a esas condiciones, se podría estar

haciendo un daño grave al poner en contacto los collares metálicos con el revestimiento. El diámetro externo de estos protectores medido en superficie debe ser mínimo de media pulgada más que el diámetro externo de la junta de la tubería de perforación. La mayoría de estos protectores al iniciar su vida operativa cumple con estos requerimientos pero a medida que se van usando en el pozo van perdiendo material al desgastarse, por esto se debe hacer una buena inspección de estos protectores una vez se saca el ensamblaje del hueco, para asegurar su correcto funcionamiento.

Figura 26 Protector de Tubería de Perforación.



WESTERN WELL TOOL. <http://wwtco.com/protectors.html>

Al momento de seleccionar los protectores se debe tener en cuenta el tamaño de este, ya que a mayor área de contacto, mejor va a ser la distribución de las cargas laterales y menores van a ser los esfuerzos concentrados sobre el cuerpo del protector, además se deben respetar los parámetros operacionales dados por el

fabricante, ya que las fallas reportadas de estos equipos han sido por mala instalación y por sobrecarga.

4.1.4.4. Fluidos de Perforación

De acuerdo con el tipo de fluido y sus componentes estos tienen mayor o menor impacto sobre el desgaste del revestimiento.

Arena/Arcilla

Este tiene ningún o muy poco efecto sobre el desgaste del revestimiento. Las partículas de arena no son muy grandes para hacer una acción de soporte entre la tubería de perforación y la tubería de revestimiento. En lodos simples sin material pesante, el desgaste por adhesión es tan importante que el desgaste de la tubería generado por la arena se puede tomar como despreciable.

Lubricantes

El efecto de los lubricantes en el desgaste de la tubería depende de las condiciones de las superficies en contacto y de la cantidad de sólidos en el fluido de perforación. Los lubricantes crean una película que recubre las superficies de la tubería de perforación y el revestimiento la cual tiene una menor resistencia a la fricción. Cuando el contenido de sólidos aumenta las partículas sólidas pueden entrar en la interfase de las películas lubricantes lo que hace que el coeficiente de fricción al final es la interacción entre la película / sólidos y entre metal / película. Se ha encontrado que a cierto contenido de sólidos la cantidad de material que se acumula entre las películas es tanta que evita que exista algún beneficio en la disminución de la fricción debido a los lubricantes.

Fluidos base agua

Con estos fluidos se presenta un alto desgaste por adhesión debido a la ausencia de algún material presente en el fluido que separe las superficies.

Fluidos base aceite

Con estos fluidos se tiene una muy buena reducción en la fricción pero se aumenta la posibilidad de desgaste dependiendo de la protección que tenga la tubería y las presiones de contacto.

Fluidos con material pesante

En general al adicionar material pesante como la barita, bentonita o recortes de perforación dentro del sistema de fluidos, se contribuye a la disminución del desgaste de la tubería, no obstante el porcentaje de sólidos no afecta mucho el desgaste de forma significativa, las partículas sólidas actúan como pequeños rodamientos entre las superficies separándolas, a mayor tamaño y suavidad de las partículas mayor el soporte y el espaciamiento entre las superficies, pero si el material es demasiado suave este será expulsado del espacio entre las tuberías y no se contribuirá con la disminución del desgaste. Para estos casos la barita de mayor tamaño ofrece mayor soporte que la bentonita. Cuando se incluye material para darle soporte a la tubería se tiene que tener en cuenta la dureza de la partícula para evitar el inicio del desgaste por abrasión. Esto explica el mejor desempeño de la barita en comparación con la hematita y los minerales de cuarzo.

4.1.5. Monitoreo y medición del desgaste del revestimiento.

Existen tres parámetros que pueden ser evaluados en el sitio de la perforación y que dan indicaciones de un posible desgaste del revestimiento mientras se perfora: altas lecturas de torque en la superficie, recortes de metal en los retornos del

fluido de perforación y juntas de tubería de perforación desgastadas o con muestras de trabajo sobre metal. Cuando se presentan estas señales, muy probablemente se está desgastando el revestimiento pero ninguna de estas debe ser tomada como una lectura adecuada, solo se deben tomar como señales de advertencia, ya que las partículas de metal que llegan a la superficie son un muy pequeño porcentaje de lo que se produce en el pozo y una verdadera idea solo se puede tener, luego que se corren magnetos dentro del hueco con el fin específico de recuperar los recortes. Para tener una idea adecuada de cuán desgastado está el revestimiento se deben utilizar herramientas especializadas para detectar los cambios en la superficie interna de la tubería, existen varios mecanismos para detectar estos cambios.

4.1.5.1. Herramientas mecánicas

Estas herramientas usan múltiples brazos para seguir el contorno de la tubería y trazar el perfil interno de la tubería, estos datos pueden ser registrados en gráficos o enviados a la superficie a través de telemetría. Con estas herramientas se tiene una resolución promedio de 5 a 10 % del espesor de la tubería, con una pobre cobertura del área superficial de la tubería y solo se obtienen datos del diámetro interno.

4.1.5.2. Herramientas acústicas

Registran los valores de tiempo de tránsito y la intensidad de la señal acústica reflejada desde los cambios de ambiente, diámetro interno, diámetro externo y su entorno para dar valores del radio y de el espesor de la tubería. Casi siempre está limitada al contenido de partículas sólidas en el fluido del pozo. Esta es la mejor opción si se necesita una buena asesoría para determinar el óptimo desempeño del pozo. Más adelante se profundizará en el funcionamiento de estas herramientas.

4.1.5.3. Herramientas electromagnéticas

Esta herramienta detecta las anomalías que se presentan al recorrer la tubería con un campo magnético inducido, el cual reporta las imperfecciones de forma cualitativa, la mayoría de estas herramientas se diseñaron para obtener datos de corrosión de la tubería de revestimiento, pero como en el desgaste de la tubería implica la remoción de material de la cara del pozo, estas herramientas se calibran para que se registre únicamente el área superficial de el pozo.

4.2. Deformación de la Tubería de Revestimiento⁹

El colapso de la tubería de revestimiento causado por la acción de presiones externas excesivas es uno de los modos de falla que se tiene que tener en cuenta durante el diseño de la tubería de revestimiento de un pozo y que se presenta con cierta frecuencia en los pozos de los campos de Piedemonte. Debido a las grandes longitudes de las tuberías de revestimiento si se usa un diseño muy conservador se puede incurrir en altos costos por los mayores precios de los materiales de más alta calidad y resistencia pero si se toma un diseño no muy robusto se incrementa el riesgo de falla de la tubería de revestimiento y también los costos al solucionar los problemas que ocurran en el pozo por este pobre diseño.

Múltiples trabajos de investigación se han llevado a cabo y como resultado existen varias ecuaciones para el diseño de tubería de revestimiento con tubería intacta. Estas guías de diseño como las que son publicadas por el API que fueron presentadas en los capítulos anteriores, son usadas ampliamente en la industria

⁹ABBASSIAN, F. PARFITT, S.H.L. A Simple Model for Collapse and Post-Collapse Behavior of Tubulars With Application to Perforated and Slotted Liners. SPE 51188. 1998

del petróleo. Estas guías han sido desarrolladas con datos de pruebas de colapso, las cuales tienen suposiciones y restricciones como el grado inicial de ovalización, rango de esfuerzo de cedencia del material, relaciones diámetro / espesor, tolerancia de espesor de pared de tubería y la naturaleza de la carga de presión entre otras.

No obstante en algunas circunstancias especiales estas guías de diseño no pueden ser usadas como tubería colgada de producción con ranuras o perforada, mallas empacadas, tubos con excesiva ovalización o tubería de revestimiento bajo cargas de esfuerzo no uniformes, como la que se presenta en el piedemonte debido a la diferencia en los esfuerzos horizontales.

Para estos casos donde se aplican esfuerzos no uniformes y donde se colapsa la tubería de revestimiento debido a la ovalización se utiliza un modelo que consiste en dos comportamientos, primero una deformación elástica seguida de un colapso plástico mediante la formación de cuatro puntos de rotación o bisagras, en este modelo se calcula la presión necesaria para deformar la tubería en función de la ovalización del tubo. Este modelo ha sido usado para modelar el comportamiento de las tuberías de revestimiento en pozos fuera de costa a gran profundidad.

4.2.1. Ovalización Elástica

Una tubería cilíndrica con una ovalización inicial se deformara debido a la acción de una presión externa uniforme. Esta ovalización de puede expresar como:

$$u = u_o \frac{1}{(1 - p/p_e)} \quad (26)$$

Donde u_0 es la amplitud de la ovalización inicial u la ovalización a la presión p . p_e es la presión de colapso elástico para una tubería de pared delgada y está dada por:

$$p_e = \frac{2E}{1-\nu^2} \left(\frac{h}{d_t} \right)^3 \quad (27)$$

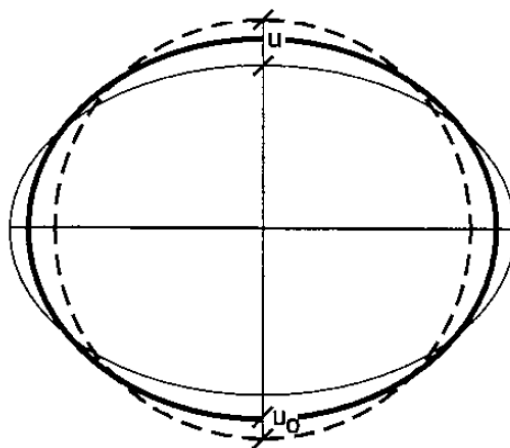
Donde h es el espesor de la tubería, d_t el diámetro de la tubería E el modulo de Young y ν la relación de Poisson del material que esta compuesta la tubería.

Reorganizando términos en la ecuación 26 podemos obtener una expresión para la presión de ovalización elástica p_{eo} .

$$p_{eo} = p_e \left(1 - \frac{u_0}{u} \right) \quad (28)$$

Con esta se calcula la presión necesaria para deformar elásticamente la tubería desde una posición u_0 hasta u , como se puede ver en la siguiente figura.

Figura 27 Deformación elástica de la tubería de revestimiento.



SPE 51188

4.2.2. Deformación Plástica

El mecanismo de deformación plástica de la tubería de revestimiento se desarrolla con la formación de cuatro bisagras sobre el cuerpo de la tubería las cuales permiten que los segmentos que se encuentran separados por las bisagras estén rígidos y se deformen dando origen a la forma de hueso de perro al final del colapso de la tubería.

Figura 28 Deformación plástica y colapso de la tubería de revestimiento.



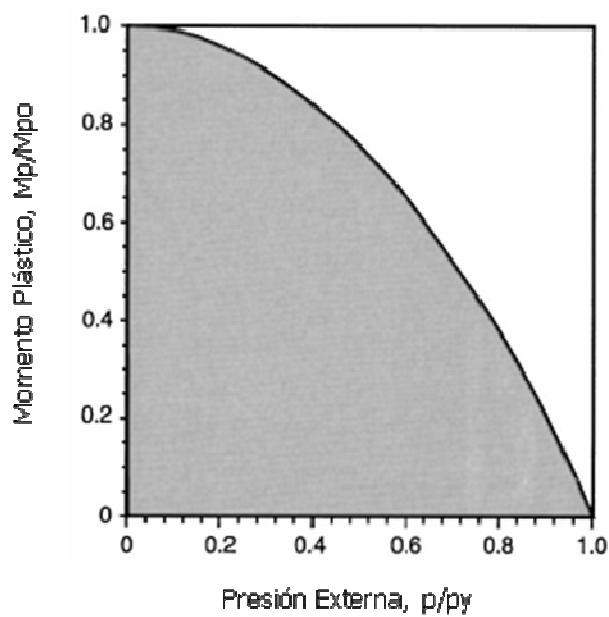
BP Colombia

Teniendo en cuenta el trabajo realizado por la presión aplicada sobre la tubería para lograr la rotación de las bisagras y la energía gastada en las bisagras, se puede encontrar una expresión que calcule la presión necesaria para un valor dado de rotación de las bisagras, esto expresado en términos relacionados con la amplitud de la ovalización u . esta presión está dada por:

$$p = \frac{2}{u(d_t - u)} M_p \quad (29)$$

Donde M_p es la capacidad de momento de la tubería por unidad de longitud en cada una de las bisagras. Para un tubo dado, M_p disminuye al aumentar la presión aplicada como resultado de la compresión del material del tubo.

Figura 29 Interacción Presión Externa con el Momento plástico de las bisagras de la tubería.



SPE 51188

Asumiendo que el metal de la tubería es un material rígido y que se comporta de manera plástica se tienen las siguientes expresiones para calcular este parámetro:

$$M_p = M_{po} \left[1 - \left(\frac{p}{p_y} \right)^2 \right] \quad (30)$$

$$M_{po} = \frac{1}{4} \sigma_y h^2 \quad (31)$$

$$p_y = 2 \frac{\sigma_y h}{d_t} \quad (32)$$

M_{po} es la capacidad total de momento por unidad de longitud de la tubería, P_y es la presión en la cual el material comienza a perder sus propiedades mecánicas originales, o presión de cedencia; y σ_y es el esfuerzo de cedencia del material.

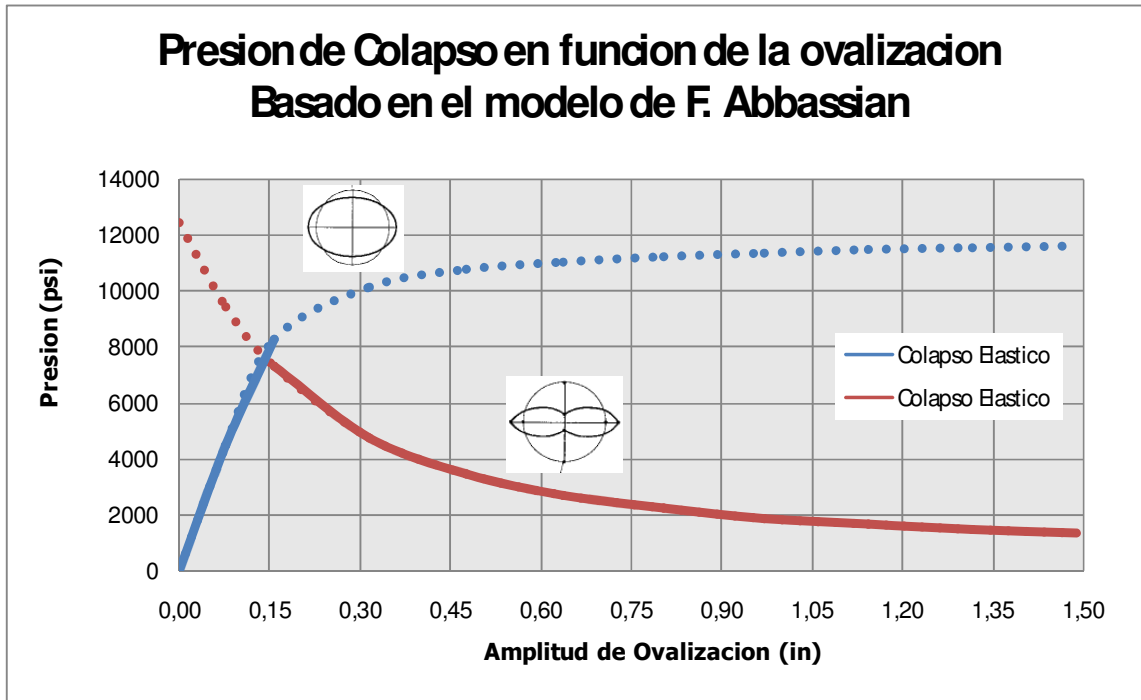
Reemplazando la ecuación 30 en la 29 obtenemos la siguiente ecuación cuadrática en la cual hallamos la presión de colapso plástico como función de la ovalización de la tubería u .

$$p_{pc} = p_y \left[-2 \frac{d_t}{h} \left(1 - \frac{u}{d_t}\right) \frac{u}{d_t} + \sqrt{1 + 4 \left(\frac{d_t}{h}\right)^2 \left(1 - \frac{u}{d_t}\right)^2 \left(\frac{u}{d_t}\right)^2} \right] \quad (33)$$

4.2.3. Presión de colapso

Las presiones de colapso plástico y elástico encontradas anteriormente son graficadas como función de la amplitud de ovalización u . La presión requerida para ovalizar elásticamente la tubería aumenta con la amplitud de ovalización y tiende a continuar asintóticamente al valor de la presión crítica de colapso elástico p_e al curvarse la tubería. La presión para colapsar la tubería mediante el mecanismo de bisagras disminuye desde la presión de cedencia p_y a un valor de deformación $u = 0$, hasta el valor final de $p_y h / d_t$ en $u = d_t / 2$.

Figura 30 Curvas de deformación elástica y colapso plástico para una tubería de revestimiento de 9 5/8".



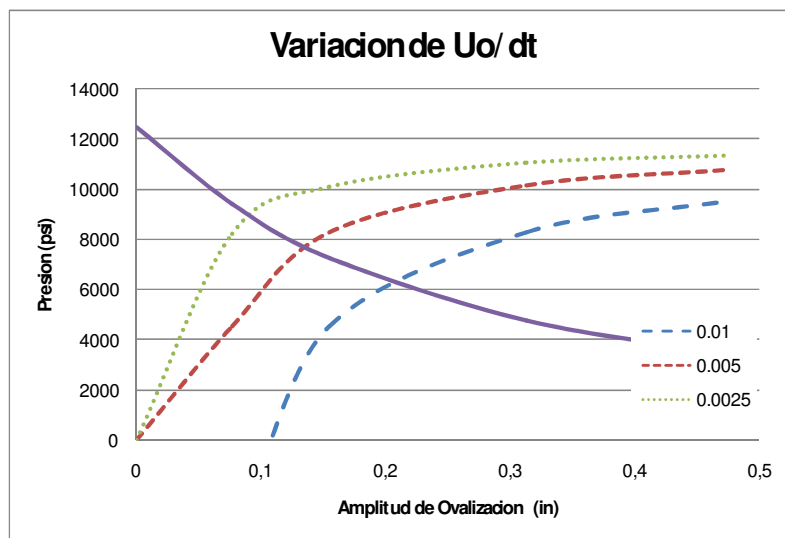
Las porciones curvas de las curvas de la figura 30 representan el camino que sigue la relación presión con amplitud al desarrollar el fenómeno físico de deformar la tubería. El punto donde se encuentran las dos curvas se denomina Presión de Colapso y es la presión externa necesaria para cambiar la respuesta elástica de la tubería a la deformación a ser plástica. Cuando se hace la solución numérica de estos problemas se hace necesaria realizar este tipo de gráficos para verificar el valor encontrado.

4.2.4. Influencia de parámetros en el colapso

Los parámetros que afectan el colapso de la tubería de revestimiento son la ovalización inicial de la tubería, el esfuerzo de cedencia del material de la tubería y la relación d_t/h sobre la presión de colapso P_c .

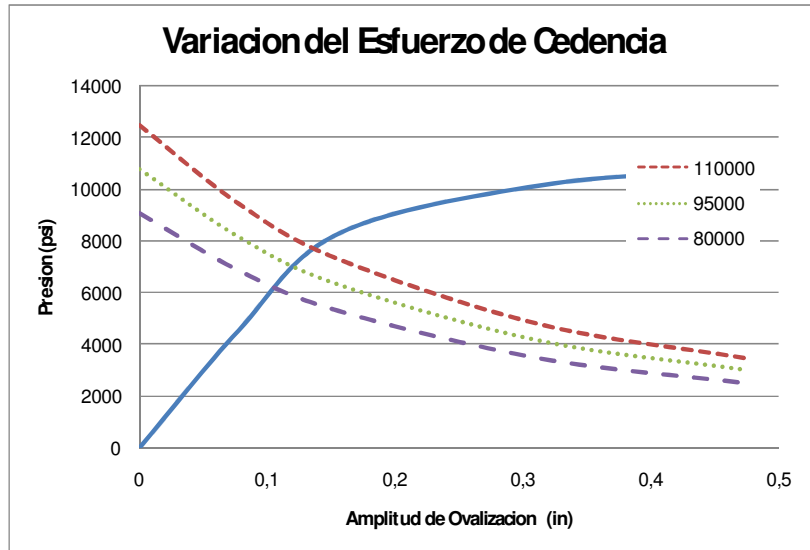
Al variar el grado de ovalización inicial de la tubería podemos encontrar que a mayor ovalización será menor la presión necesaria para encontrar la presión de colapso P_c . Esto está relacionado con la capacidad de momento que tiene la tubería, a mayor deformación menor será la capacidad de momento.

Figura 31 Influencia de la Ovalización inicial de la tubería sobre el colapso de la tubería.



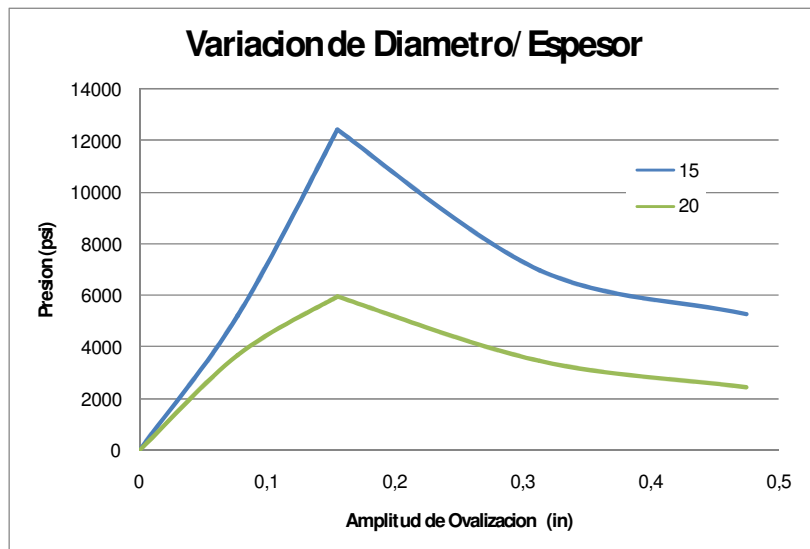
Al disminuir el esfuerzo de cedencia del material se disminuye la presión de colapso del material ya que por este cambio el material es más débil y tendría que hacer menor trabajo para deformarla un valor u dado en comparación a una tubería con mayor valor de cedencia esto lo podemos ver en la figura 32 al comparar los valores de 11000, 95000 y 80000 psi.

Figura 32 Influencia del esfuerzo de cedencia sobre el colapso de la tubería.



Uno de los parámetros más importantes que afecta la presión de colapso es la relación del diámetro con el espesor de la tubería, en la gráfica podemos ver la gran diferencia en presión de colapso al variar esta relación la cual aumenta casi el doble en el valor de presión de colapso al aumentar el espesor de la tubería.

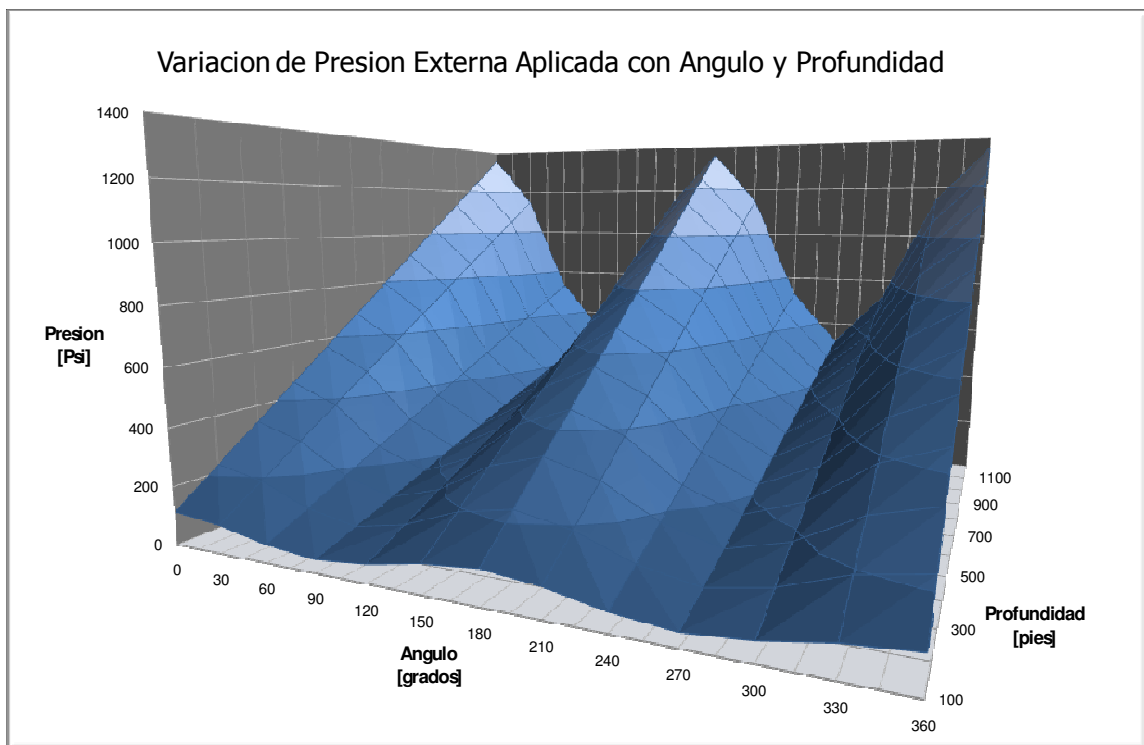
Figura 33 Influencia de la relación del Diámetro y el espesor de la tubería.



4.2.5. Tubería bajo cargas no uniformes

La aplicación de este método de evaluación del colapso de la tubería de revestimiento bajo cargas no uniformes tales como las que se presentan en el piedemonte, se puede desarrollar tomando esta carga no uniforme como la suma de un componente hidrostático uniforme y una componente de presión no uniforme que varía con el ángulo de la forma $\cos 2\theta$ donde θ es el ángulo alrededor del tubo. Bajo estas condiciones de carga no uniforme las cuatro bisagras se orientan en dos planos de simetría ortogonales. La curva de ovalización plástica se genera teniendo en cuenta la ovalización inicial y para la curva de deformación plástica se debe tener en cuenta el trabajo realizado por la carga no uniforme al calcular M_p .

Figura 34 Variación de la presión ejercida de una carga no uniforme sobre la cara de la tubería de revestimiento.



5. DIAGNOSTICO DEL POZO A TRAVÉS DE REGISTROS

Los registros ultrasónicos han sido ampliamente usados en Colombia y en el piedemonte llanero para evaluar cuantitativamente la calidad del cemento detrás del revestimiento y el desgaste y deformación debido a los esfuerzos propios del piedemonte, el intenso desgaste debido a la perforación o a trabajos con *coiled tubing* y la deformación de la tubería para seguir el perfil direccional del pozo. El grado de especialización de esta herramienta hace que sea la más apropiada y utilizada para este tipo de diagnósticos debido a que tiene un buen desempeño en las condiciones actuales de los pozos.

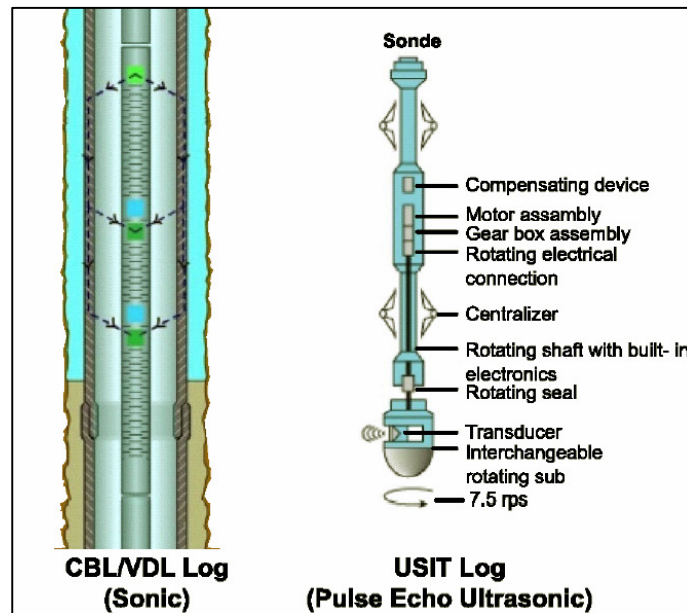
5.1. Características de los registros

Los registros ultrasónicos se basan en la emisión y recepción de ondas acústicas, las cuales viajan a través de los diferentes medios y se reflejan a medida que van viajando y encuentran diferentes interfases. En la actualidad existen dos clases de registros usados en la operación de BP para la evaluación de la integridad de los revestimientos:

- CBL Cement Bond Logging
- USIT Ultra Sonic Imaging Tool

Esta clase de registros sirven para evaluar la integridad del cemento, verificar el aislamiento hidráulico de las zonas cementadas y detectar posibles canales, determinar la calidad del cemento, evaluar la condición de las superficies internas de los revestimientos, sus diámetros y espesores.

Figura 35 Herramientas de registro sonico y ultrasónico.

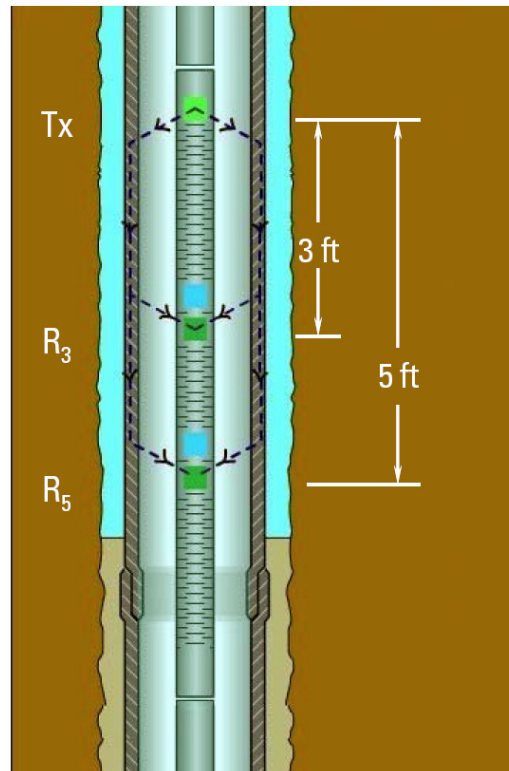


Schlumberger, CBL-VDL Cement Bond Logging Basic theory and interpretation

5.1.1. CBL Cement bond Logging

Esta herramienta emite ondas acústicas en todas las direcciones con una frecuencia de 20 Khz. las cuales se reflejan debido al cambio de medio en el que transitan, estas ondas reflejadas son recibidas y evaluadas por la misma herramienta, la cual posee un emisor con dos receptores ubicados a 3 y 5 ft.

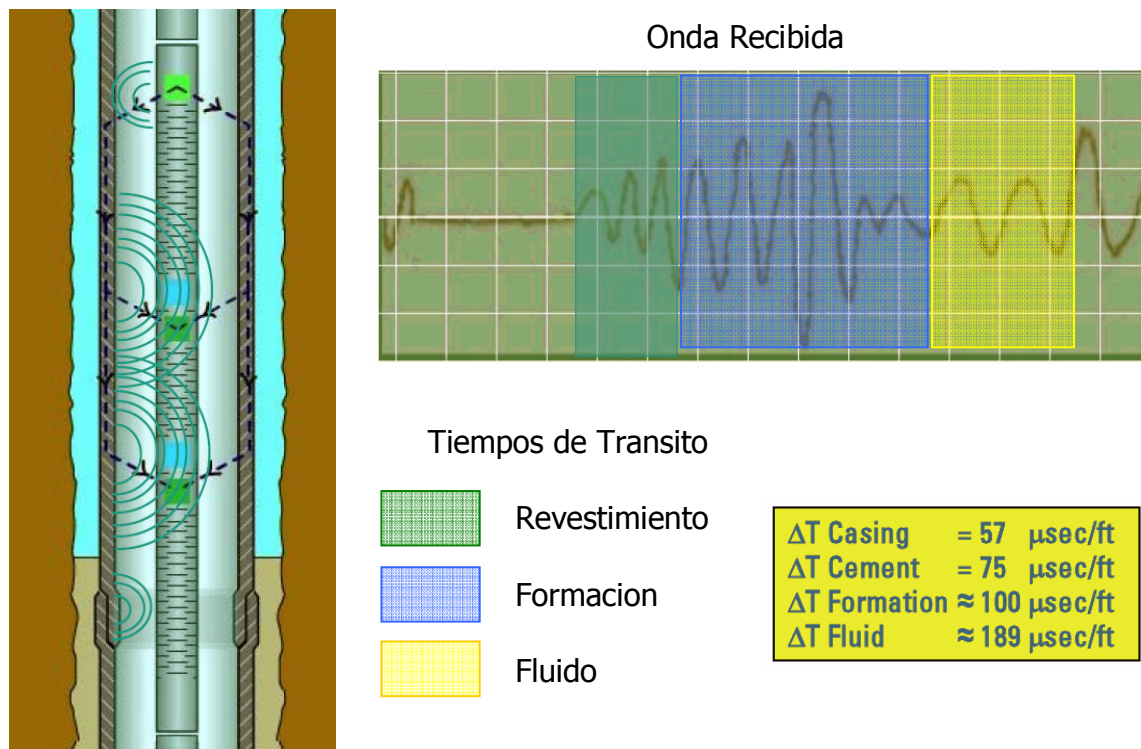
Figura 36 Configuración de la herramienta CBL dentro del pozo.



Schlumberger, CBL-VDL Cement Bond Logging Basic theory and interpretation

Cuando se emiten las ondas acústicas estas son recibidas tiempo después como un sonido resultante, el cual depende del estado actual del revestimiento y su interacción con sus alrededores, si se detecta una alta señal significa que la tubería es capaz de vibrar lo cual indica que detrás del revestimiento hay poco o no hay buen cemento. En cambio, si llega una señal baja esto indica que se atenuó la energía inicial debido a la interacción con el medio, y hay un buen cemento alrededor.

Figura 37 Emisión y recepción de ondas acústicas.



Schlumberger, CBL-VDL Cement Bond Logging Basic theory and interpretation

Las ondas acústicas viajan a través de los medios dependiendo de las propiedades de estos, es así que se tienen ondas acústicas viajando en diferentes medios al mismo tiempo, pero a diferente velocidad, lo cual crea variaciones en la onda resultante que una vez recibida, permite hacer el análisis de la calidad del cemento.

La medición obtenida es afectada por los siguientes parámetros:

- Centralización de la herramienta

Las mediciones pueden estar seriamente afectadas debido a la pobre centralización de la herramienta, ya que al estar mas cerca de un lado del pozo se obtienen

lecturas mas pequeñas del tiempo de transito de las ondas y no reflejan los valores reales para el pozo, esto se puede dar debido a la errónea selección de los centralizadores para el tamaño del casing o que son muy débiles cuando se registran pozos desviados.

- Tipo de fluido en el pozo

Debido a los diferentes fluidos que se usan en el pozo se tienen diferentes velocidades de transito entre los fluidos, así que un fluido base aceite atenúa mas las ondas que los fluidos base agua en los cuales a mayor densidad, menor velocidad de transito.

- Presión y temperatura de el pozo al momento de registrar

Como las mediciones son afectadas por presión y temperatura y todos los hardware de las herramientas son diferentes, estas deben ser normalizadas en pruebas de taller en las cuales se registran las velocidades de transito de las ondas en un ambiente conocido para así poder tener los datos característicos de una herramienta especifica.

- Tipo de cemento

Dependiendo de la clase de cemento varia la velocidad del tiempo de transito, ya que los cementos se formulan con diferentes densidades y componentes lo cual afecta la manera como viajan las ondas en este medio.

- Diámetro del revestimiento

Este se tiene en cuenta ya que a mayor diámetro de revestimiento las ondas deben viajar más tiempo para llegar a la herramienta debido a que hay mayor cantidad de fluido entre la herramienta y el revestimiento.

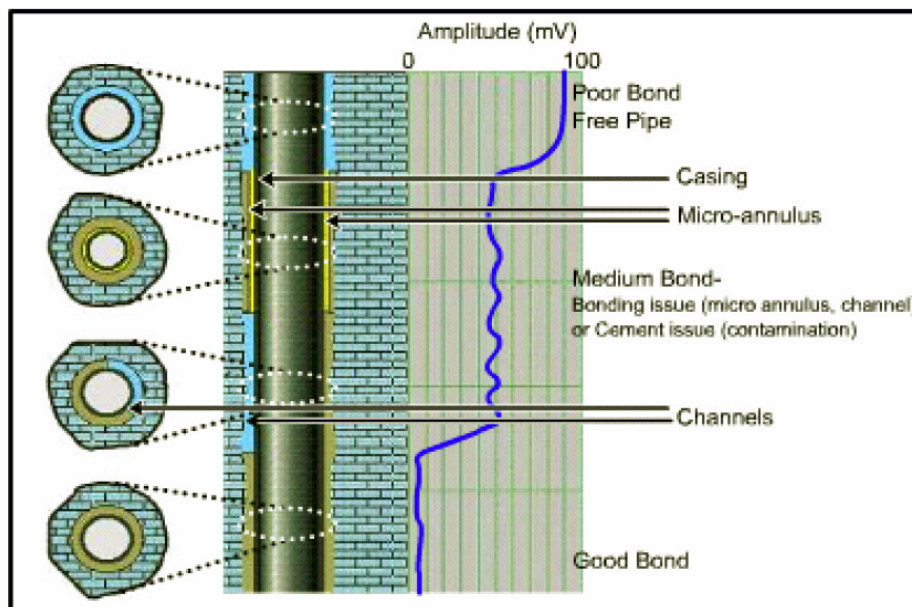
- Micro anulares

Este efecto es la formación de pequeños espacios alrededor del revestimiento debido a la contracción del revestimiento después que se ubica y se cambia de fluido dentro del pozo.

El resultado del análisis de los datos por la herramienta es un registro en el cual se grafica la amplitud de la onda contra la profundidad a la que se registro teniendo en cuenta la longitud del cable.

En este registro los valores bajos representan buen cemento detrás de las paredes del pozo, los valores medios se dan cuando existen problemas con el cemento que esta ubicado detrás del revestimiento, como canales o contaminación del cemento con el lodo y los valores altos indican un mal soporte del revestimiento o que no hay cemento detrás de este.

Figura 38 Interpretación de registro CBL.



Schlumberger, CBL-VDL Cement Bond Logging Basic theory and interpretation

Con estos valores identificados, se puede hacer un análisis del registro y evaluar la condición del pozo. El estado del cemento es importante para evaluar si hay aislamiento hidráulico de formaciones problemáticas como C7 y C8, y si esta bien soportado para las operaciones que se van a realizar a través de la vida del pozo, como: caídas de presión para levantar el pozo o fracturamientos hidráulicos ya que el estado del cemento es una variable de gran importancia al calcular las máximas presiones que soporta el revestimiento tanto en estallido como en colapso.

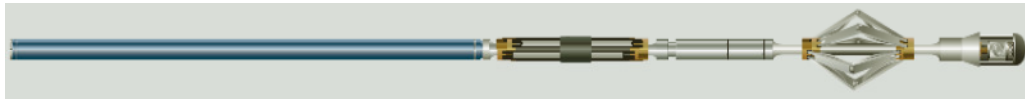
5.1.2. USIT Ultra Sonic Imaging Tool¹⁰

La herramienta USIT utiliza impulsos ultrasónicos que son enviados entre 200 y 700 Khz y son recibidos por el mismo transductor, este impulso viaja a través del fluido y una parte de la onda se refleja la cual es en este caso una cantidad considerable de energía, con esto se esta evaluando la condición de la cara interna del revestimiento sus dimensiones y estado, luego la parte restante de la onda sigue viajando a través de los diferentes medios reflejando siempre una cantidad de energía cada vez que cambia de interfase o encuentra un nuevo medio como la interfase entre el revestimiento y el cemento, el cemento y la formación, esto dependiendo de la impedancia acústica la cual es diferente para cada material.

Esta herramienta consiste en un sensor el cual rota gracias a un motor en fondo que es alimentado por el cable y gracias a esto se tiene la cobertura total del pozo en los 360° y en la totalidad de la profundidad del pozo.

¹⁰ MARKELLEY, Marvin. LAST, Nigel. MENDOZA, Sandra. MUJICA, Santiago. Case Studies of Casing deformation due to active Stress in the Andes Cordillera, Colombia. SPE 74561. 2002

Figura 39 Configuración de la herramienta USIT.



Modulo de Electrónica,
Procesamiento de señales
e interfase de telemetría

Motor, eje de
transmisión y
transformador

Centralizador,
transductor y
sub rotario

USI UltraSonic Imager Tool Brochure, Schlumberger

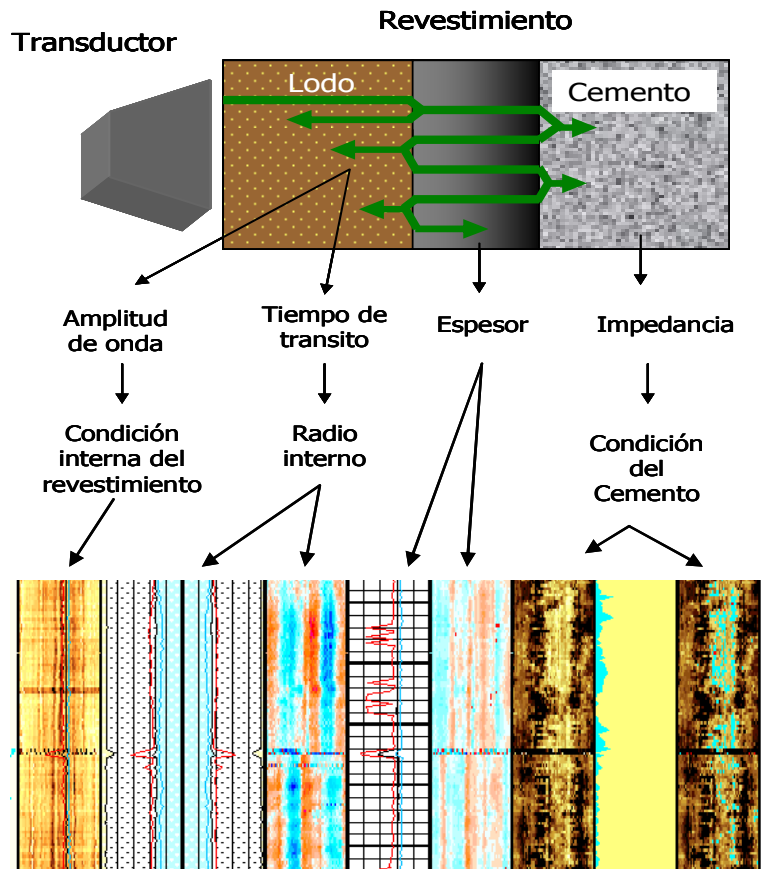
Figura 40 Detalle del Transductor y Sub Rotario.



Archivo personal, Autor

Las mediciones registradas son la del radio interno del revestimiento, su espesor, la calidad del cemento y si el revestimiento esta corroído.

Figura 41 Mecanismo de viaje de los impulsos ultrasónicos y las lecturas que resultan.



BP, USIT logs

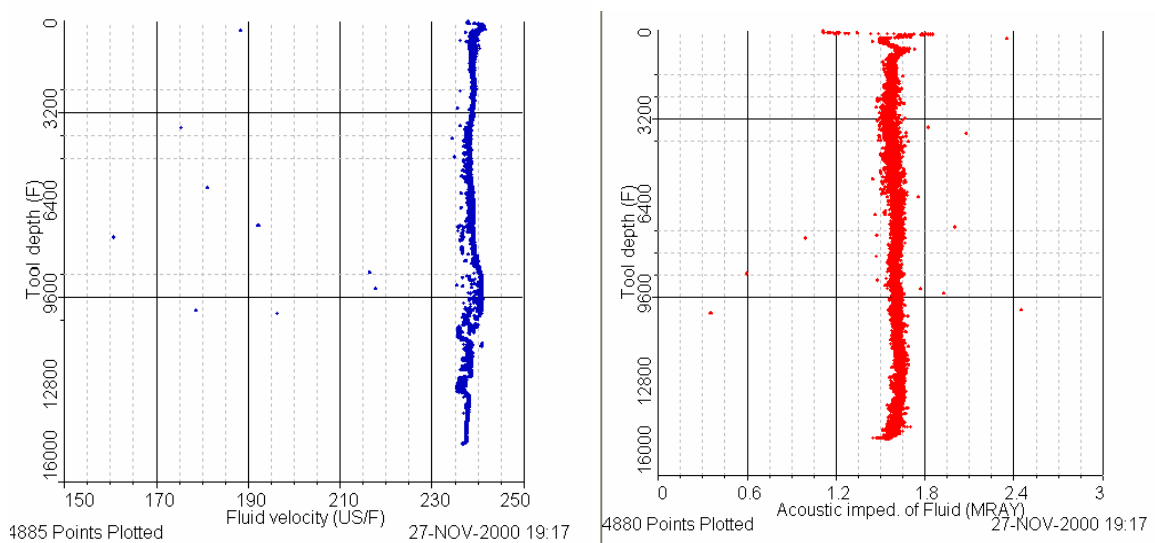
Estas mediciones se realizan en base a la impedancia acústica de los diferentes medios por los que transita el impulso esta se define como:

$$Z = \rho_{material} \times Velocidad _ Acustica \quad (34)$$

De los materiales que se encuentran dentro del pozo el de mayor impedancia es el metal del revestimiento luego el cemento, los fluidos de perforación y por ultimo los gases.

Antes de comenzar a registrar el pozo se realiza una corrida de calibración calculando la velocidad acustica propia del fluido dentro del pozo y la impedancia acustica del fluido a medida que se viaja dentro del pozo.

Figura 42 Valores de control de las propiedades de el fluido dentro del pozo.



BP, USIT logs

La determinación de estos parámetros es bastante importante ya que basados en estos se hace la interpretación de los resultados y esto puede variar los resultados finales.

Luego que se obtienen estos valores se procede a registrar hacia arriba a lo largo de todo el pozo teniendo en cuenta los parámetros de control que tiene la herramienta, la velocidad de rotación del transductor, la velocidad de acenso la cual depende de la calidad deseada y la centralización de la herramienta. Estos parámetros son de gran importancia ya que afectan significativamente las lecturas obtenidas.

A medida que se registra se van recolectando datos, las diferentes mediciones que se hacen son:

Estado de la cara interna del pozo

Es el primer dato que se obtiene en la herramienta una vez emitido el pulso se refleja una gran cantidad de energía la cual dependiendo de su amplitud indica el estado de la superficie, si esta corroída o en mal estado la onda será baja y se mostrara de un color oscuro, si la superficie esta en buen estado se mostrara un color claro.

Radio Máximo, mínimo y promedio del pozo.

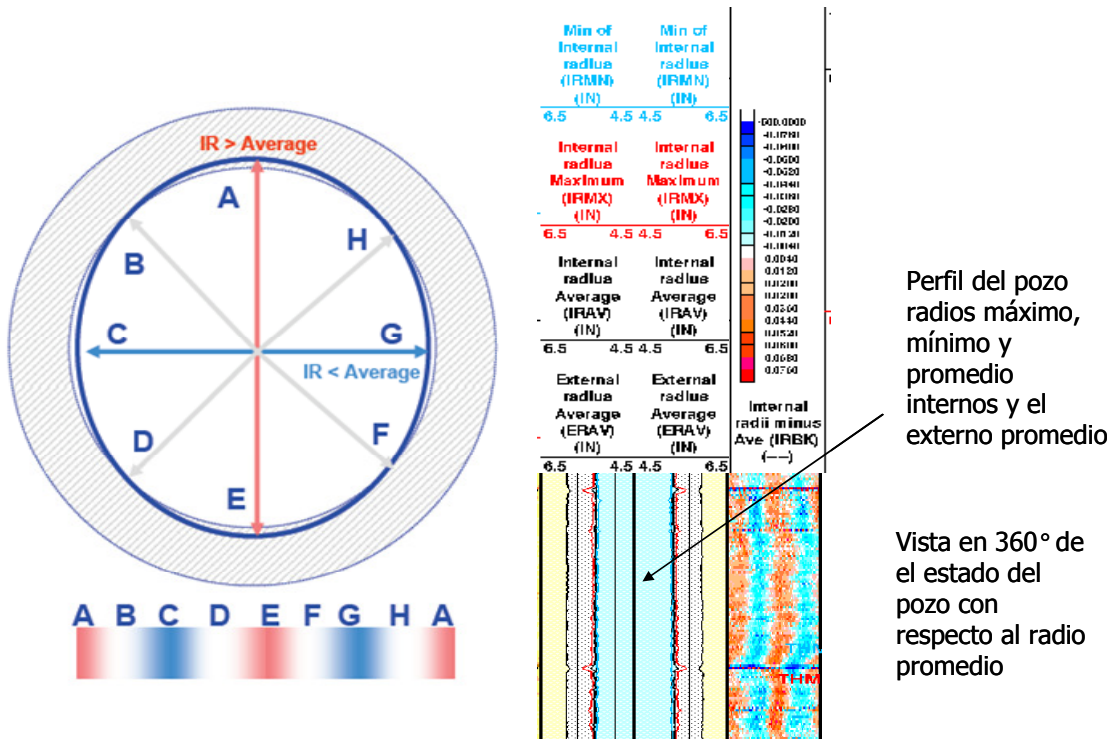
Esta información se muestra en los 360° y se muestran los diferentes valores encontrados de diámetros de la tubería de revestimiento, y los muestra en el registro como áreas de diferente color si son mayores o menores que el radio promedio, estas mediciones son las que se utilizan para calcular el grado de ovalizacion del pozo.

El cálculo de la ovalizacion de los pozos obtiene de la siguiente manera,

$$\left[\frac{\text{Radio}_{\text{interno}_{\text{maximo}}}}{\text{Radio}_{\text{interno}_{\text{minimo}}}} - 1 \right] \times 100 = \% \text{Ovalizacion} \quad (35)$$

Dado que los resultados son bastante precisos y en el archivo numérico se tienen lecturas cada pie se puede calcular el grado de ovalizacion para todo el pozo con una buena exactitud.

Figura 43 Datos de los radios del pozo mostrados por el registro.



Ultra Sonic Imaging Tool, Schlumberger

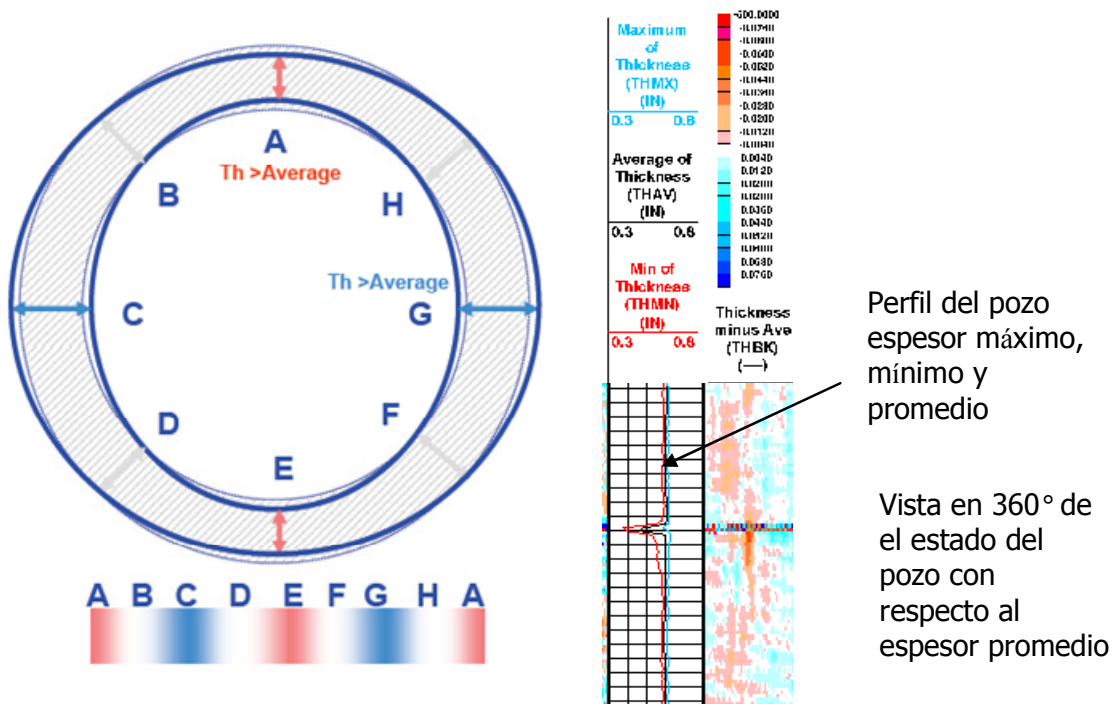
Espesor Máximo, mínimo y promedio del la tubería del pozo.

En este caso la onda al encontrar diferentes medios e interfases obtiene la lectura del espesor del pozo esta lectura también es mostrada en el registro como zonas con diferente color. Esta lectura es la encargada de reflejar el estado de desgaste del pozo. Con los datos obtenidos de esta lectura podemos encontrar el desgaste del pozo este se puede calcular con la ecuación anteriormente descrita (24).

En la actualidad esta herramienta se esta intentando reemplazar con una nueva técnica que integra la impedancia acustica de los materiales y la atenuación flexural que es la atenuación que tienen las ondas dependiendo de la interfase que las modifica al transitar entre diferentes medios, con esto se obtienen dos

parámetros con lo cual se mejora bastante en la forma de identificación de fases que se encuentran por detrás de el revestimiento y su alcance de evaluación se amplia hasta la formación ya que se pueden tener perfiles de las formaciones detrás de el revestimiento o de múltiples tuberías de revestimiento cuando se esta en los topos de liners o cuando se ubican scab liners evaluando así el grado de centralización de las tuberías.

Figura 44 Datos del espesor de la tubería mostrados por el registro.



Ultra Sonic Imaging Tool, Schlumberger

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- La deformación y desgaste de la tubería de revestimiento en los campos del piedemonte es un problema real y que se presenta en los pozos de BP Colombia.
- Con base a los estudios realizados el origen de la deformación de la tubería de revestimiento sería el alto tectonismo que se presenta en el área del piedemonte.
- El desgaste de la tubería de revestimiento es un fenómeno que ocurre en estos pozos debido a su profundidad y complejidad, este debe ser evaluado y tenido en cuenta debido a su impacto en forma negativa disminuyendo las propiedades mecánicas de la tubería de revestimiento afectando la integridad mecánica del pozo.
- La ovalización de la tubería de revestimiento debido a cargas no uniformes no solo puede llevar a deformaciones de la tubería, también lleva a la disminución de la resistencia a soportar cargas de diferencial de presión, y de la presión de colapso. Este mecanismo de falla solo se desarrolla si la presión aplicada luego de la ovalización es suficientemente alta
- La aplicación de métodos convencionales para estimar la resistencia al colapso de tubería deformada es muy conservador y presenta valores que no son aplicables. Nuevas ecuaciones son presentadas para relacionar la presión de colapso de la tubería en función del grado de la ovalización de la tubería obteniendo resultados más reales y que han sido comprobados mediante varios trabajos de investigación.

- Los registros ultrasónicos son la herramienta más apropiada para el diagnóstico de los pozos los cuales permiten cuantificar la ovalización y desgaste de la tubería de revestimiento, por su precisión también permite realizar comparaciones de la variación de la ovalización con el tiempo de los pozos a través de los años.
- Este problema debe ser manejado con una estrategia en la cual se monitoree el estado de cada pozo, e incluya las nuevas ecuaciones para el colapso, revisión de las cargas de colapso para las diferentes sargas de tubería y asesoría para la integridad de futuros pozos, esto permitirá realizar mejores decisiones al momento de tener algún problema de integridad,

BIBLIOGRAFIA

ABBASSIAN, F. PARFITT, S.H.L. A Simple Model for Collapse and Post-Collapse Behavior of Tubulars With Application to Perforated and Slotted Liners. SPE 51188. 1998.

ABBASSIAN, F. PARFITT, S.H.L. Collapse and Post Collapse behavior of tubular: a simple approach . SPE 29458. 1995

BP AMOCO RDG GROUP, DB/GL/RB/FG. Recetor Well Review. Bogota. 2003.

BP; ECOPETROL; TRITON; TOTAL. Estudio Técnico de los Campos Cusiana y Cupiagua Contratos de Asociación Santiago de las Atalayas y Tauramena: Historia del Descubrimiento. Bogotá. 1993

BP Exploration Company (Colombia) Ltda. Estudio Técnico de Comercialidad: Campos de Floreña y Pauto. Bogotá, 1997.

BOURGOYNE, Adam T; CHENEVERT, Martin E; MILKHEIM, Keith K; YOUNG, F.S. "APPLIED DRILLING ENGINEERING". SPE Textbook Series, VOI.2. 1986.

Chevron Texaco Energy Technology Company, Casing Tubing Design Manual

LAST, Nigel. MUJICA, Santiago. PATILLO, Phillip. KELSO, Gary. "CASING DEFORMATION IN A TECTONIC SETTING: EVALUATION, IMPACT AND MANAGEMENT" SPE/IADC Paper 74560. Año 2002

MARKELLEY, Marvin. LAST, Nigel. MENDOZA, Sandra. MUJICA, Santiago. Case Studies of Casing deformation due to active Stress in the Andes Cordillera, Colombia. SPE 74561. 2002

MERCHAN, Carlos Andrés. NAVARRO, Ingrid; Diseño de un Plan de Acciones para Reducir el Impacto por Corrosión de los Trabajos Acidos en el Tubing, XMT y Wellhead en los pozos Productores e Inyectores de BP en Colombia. Tesis de Grado. Universidad America. 2006

RODRIGUEZ, Victor Julio "CASING DEFORMATION IN CUSIANA AND CUPIAGUA FIELDS, UP DATED REPORT 1999" BPX Colombia.

Schlumberger, CBL-VDL Cement Bond Logging Basic theory and interpretation.

Schlumberger, Ultra Sonic Imaging Tool.

Torres, Manuel. Last, Nigel. In Situ Stress State Eastern Cordillera (Colombia). SPE paper 81074. 2003.

ANEXOS

- A. Glosario
- B. Registro CBL
- C. Registro USIT

A. Glosario

Cavings

Pedazos de roca que se han desprendido de las paredes del pozo debido a la inestabilidad del pozo en una zona y han sido transportadas a superficie por el fluido de perforación, estos son unos buenos indicadores de inestabilidad pero pueden llegar a ser un problema, si se generan muchos se podría generar una pega de tubería por empaquetamiento si no se controlan.

Coiled Tubing

Tubería de alta Resistencia, dúctil y con un diámetro externo de alrededor de 1 ¼ de pulgada, esta tubería está hecha de acero al carbono con bajos contenidos de cromo y níquel los cuales la hacen flexible. Puede llegar a tener 20,000 pies de longitud. Este tipo de tuberías son usadas para limpiar parafinas o arena de los pozos en producción, estimular e iniciar la producción de un pozo, tratamientos químicos, cementaciones e inclusive en perforación.

Dog leg

Desviación de gran ángulo y poca longitud en la trayectoria del pozo que se genera durante la perforación, estas desviaciones pueden generar problemas en la perforación como lo son las llaves de asiento debido a la rigidez del ensamble de fondo el cual puede quedar atrapado en la pared del pozo debido a estas desviaciones. Están clasificadas en abrupta, creciente, decreciente, excesiva (severa), larga y permisible.

Leak Off

Prueba que se determina la presión de fractura o resistencia de la formación, esta se realiza usualmente inmediatamente después de cementar una tubería de

revestimiento en el pozo perforando debajo del zapato de la tubería de revestimiento. Durante la prueba el pozo es cerrado y se bombea fluido hacia el pozo aumentando gradualmente la presión que la formación esta soportando. A un valor de presión el fluido entra en la formación ya sea por caminos permeables de la roca de la formacion o fracturándola creando un nuevo camino. Los resultados de esta prueba determinan la máxima presión o peso de lodo que puede ser utilizada durante la perforación. Para tener un margen de seguridad la máxima presión de operación es menor que el resultado de la prueba de leakoff. Esta tambien se conoce como prueba de integridad de formación.

Liners

Sarta de tubería corta que no se extiende hasta la superficie del pozo y son suspendidos de una tubería de revestimiento anterior mediante un colgador. Un liner puede ser del mismo tipo de tubería de la del revestimiento del pozo o especializada. La ventaja de estas sartas es que el costo es reducido al no estar colgada desde la superficie. Algunos tipos de liners incluyen el de perforación el cual es ubicado en el pozo para evitar zonas de agua, gas o ladronas para asi continuar conla perforación. El de producción se ubica en la zona productora y es perforado para colocar la tubería de producción en el tope de esta. Los liners se instalan entre 200 a 400 pies dentro de la tubería de revestimiento anterior.

Mini frac

Pequeña operación de fracturamiento que se realiza antes del trabajo principal de fracturamiento para determinar datos críticos de diseño y ejecución del trabajo y para confirmar la respuesta predicha del pozo para el intervalo a tratar. El mini frac brinda datos asociados con la inyección de fluidos y la subsecuente disminución en la presión. Los procedimientos y parámetros de tratamiento del trabajo principal son modificados de acuerdo con los resultados del mini frac.

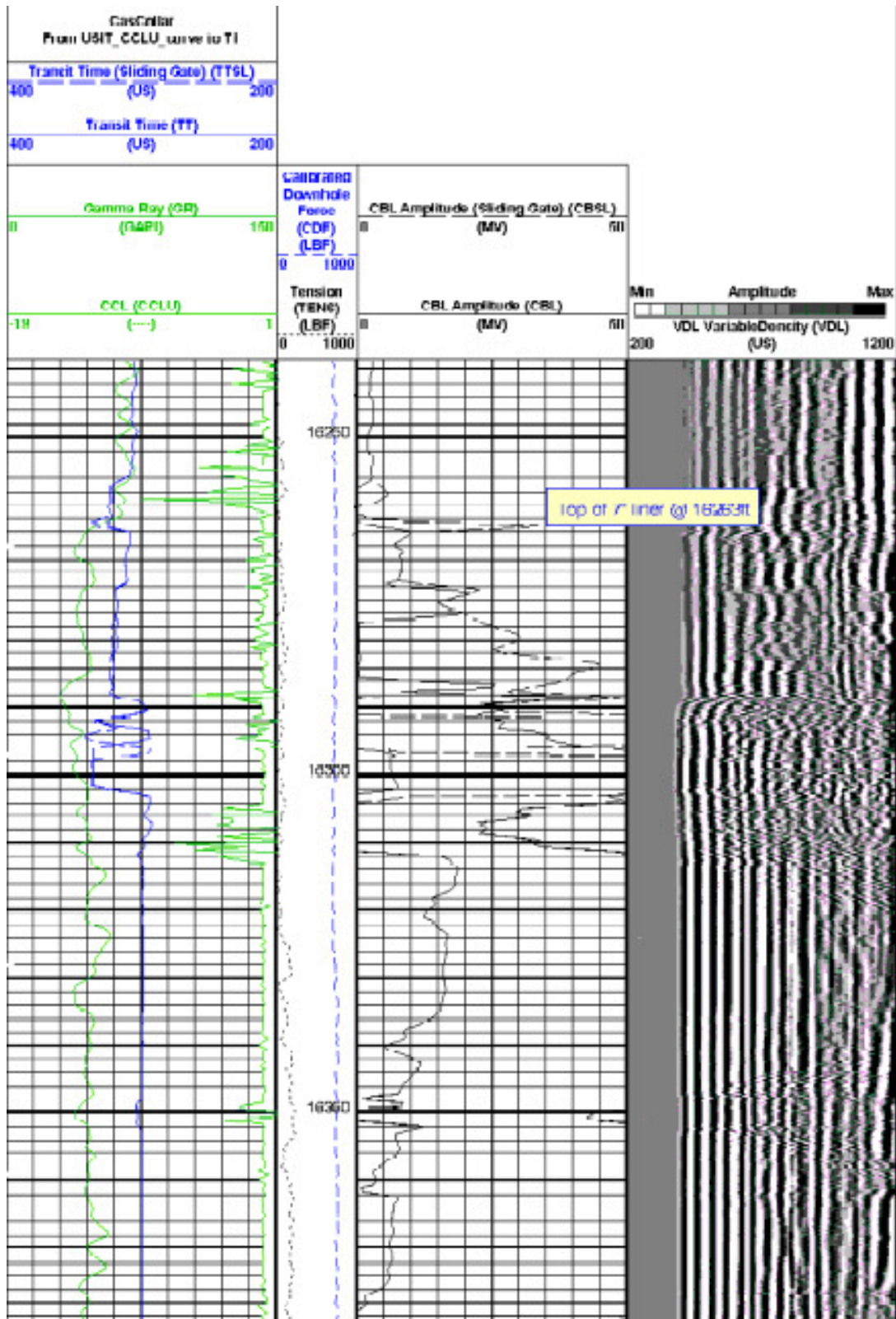
Scab Liners

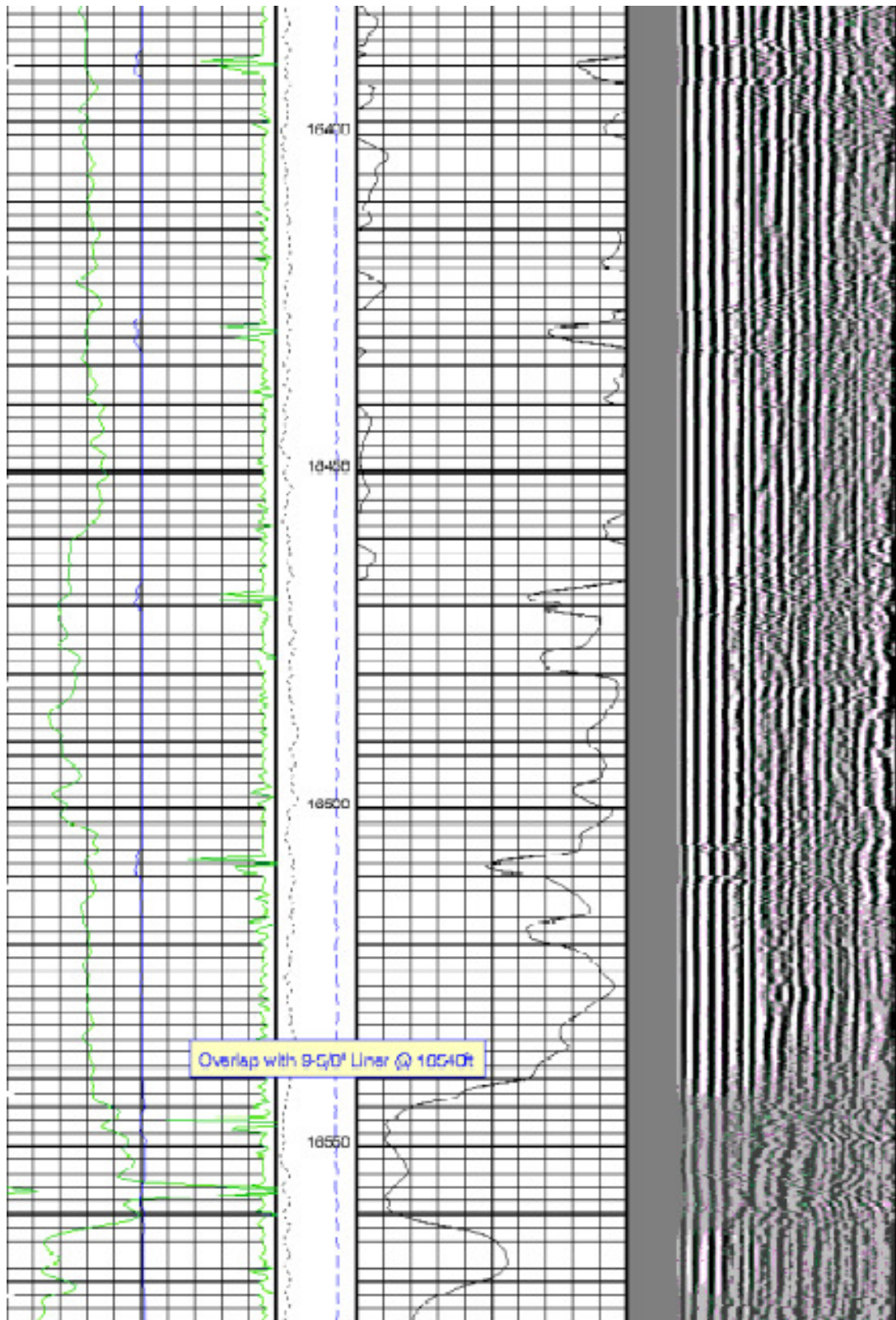
Liner que se ubica dentro de una tubería de revestimiento anterior con el fin de remediar algunos problemas que presente el pozo como ovalización y pérdida de sello hidráulico.

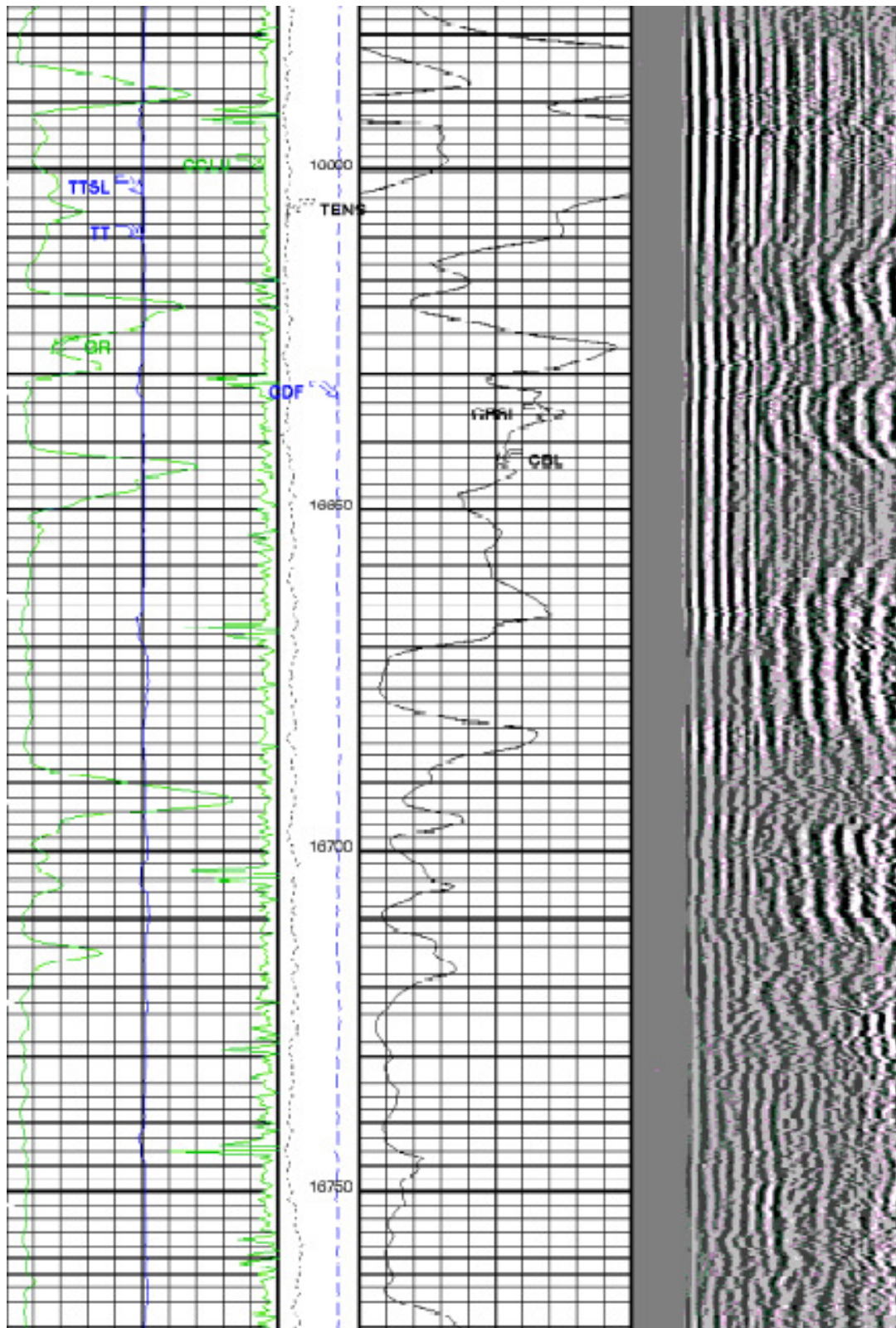
Target

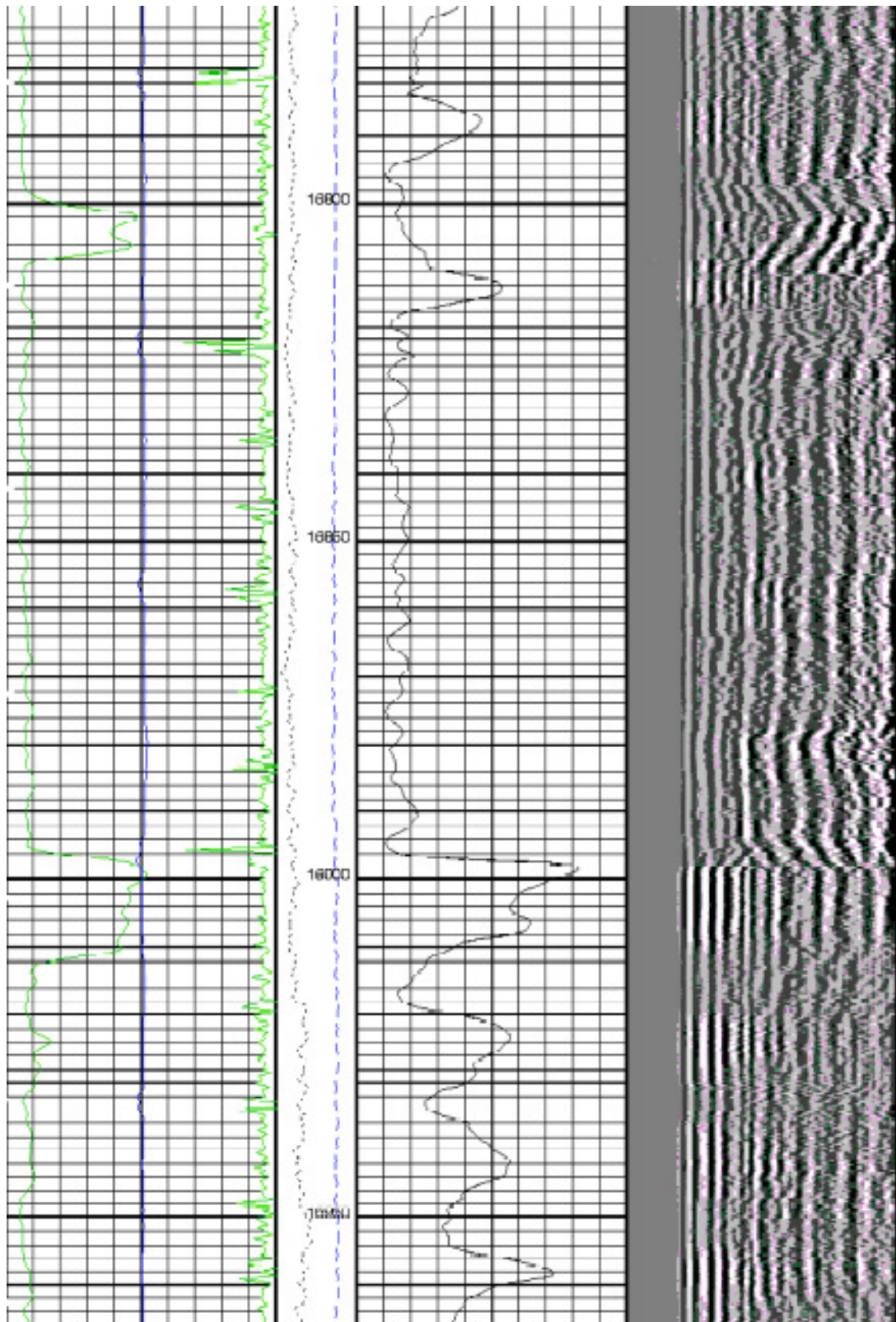
Horizonte o área en una profundidad específica en el subsuelo por el cual se planea perforar el pozo.

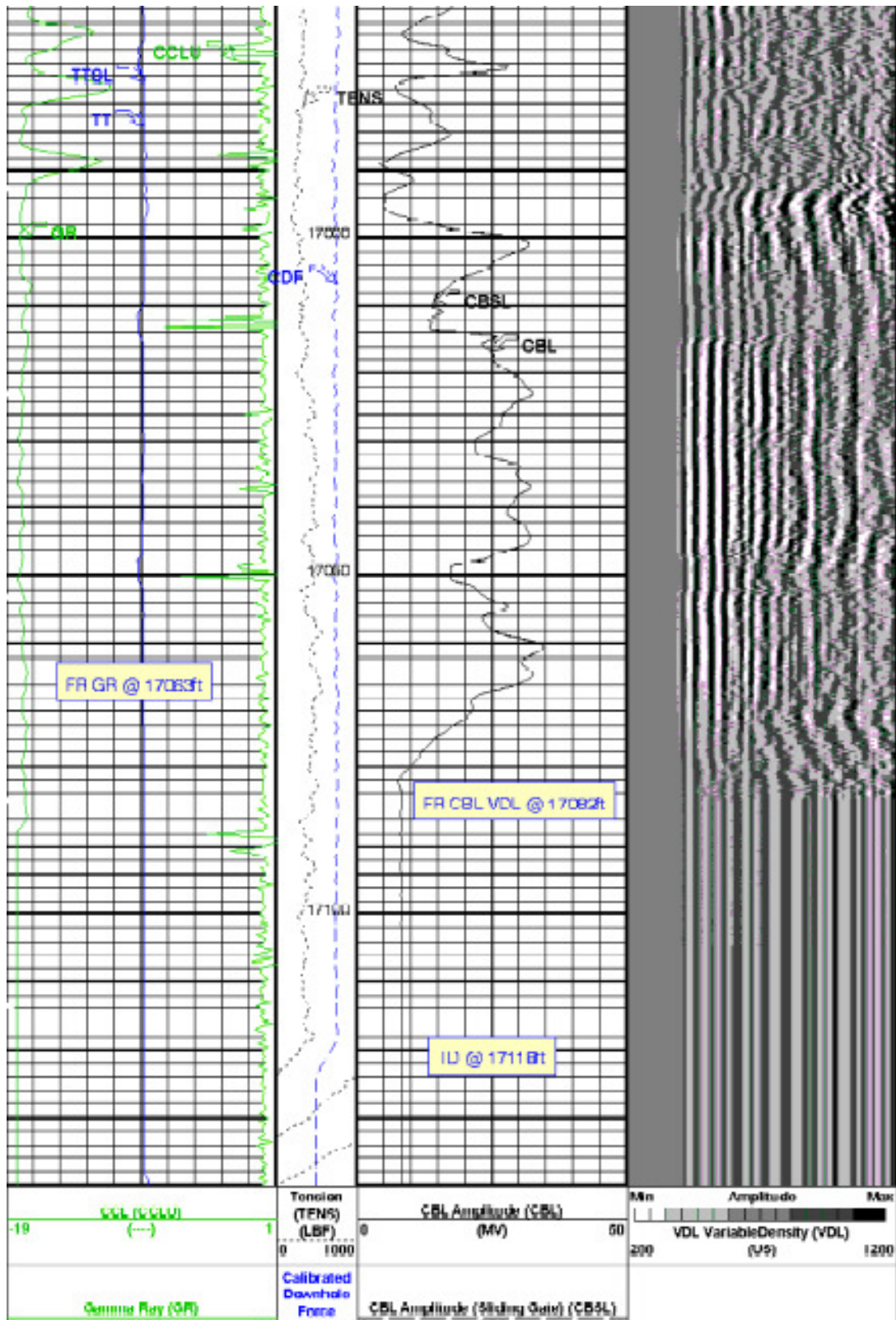
B. Registro CBL











U	(GAPI)	150	(CDF)	U	(MV)	50
			(LBP)			
		0	1000			
400	Transit Time (TT)	200				
	(US)					
400	Transit Time (Sliding Gate) (T1SL)	200				
	(US)					
	CasCofla					
	From USIT_CCLU_curve to T1					

MIP SUMMARY

Time Mark Every 60 s

Parameters

DLIS Name	Description	Value
USIT-A: Ultrasonic Imaging		
	Corrosion range maximum	0.076 IN
	Corrosion range minimum	-0.076 IN
	T 3 processing length for FPM	26.045 US
AGMN	Minimum gain of cartridge	-4 DB
AGMX	Maximum gain of cartridge	20 DB
BERJ	Bad Echo Rejection	ON
CDIA	Casing outer diameter	7 IN
CSDE	Casing Density	480.94 LB/CF
CSID	Casing internal diameter	6.094 IN
DFVL	Default fluid velocity	189 US/F
DOT	Diameter of Transducer sensor	2.874 IN
EMKV	Value for EMEK voltage	20 V
FRII	FPM Data Interpolation Interval	0 FT
MW	Mud weight	8.4 LB/G
RCOD	Reference calibrator Outer diameter	7 IN
RCSD	Reference calibrator standoff	1.1811 IN
RC TH	Reference calibrator thickness	0.2952 IN
TCUB	T 3 Processing level	Vax_Loop
THDH	Maximum search thickness (percentage of nominal)	130
THDL	Minimum search thickness (percentage of nominal)	70
THND	Nominal thickness of casing	0.453 IN
USTO	Ultrasonic Time Offset	-2 US
USIR	USIT Sub identifier	Sub 7 Inch
UWKM	Current working mode	SBES GEN LP
VCSA	Velocity of sound in casing	51.4 US/F
WLEN	T 3 processing length	27.1647 US
ZCAS	Acoustical Impedance of casing	46.25 MRAY
ZINI	Initial z value	-1
ZMUD	Acoustical Impedance of mud	1.79 MRAY
ZTCM	Acoustical Impedance threshold for Cement	2.3 MRAY
ZTGS	Acoustical Impedance threshold for Gas	0.3 MRAY
DSLT-DTA: Digitizing Sonic Logging Tool		
	Telemetry Mode	DSLC DTA
	DSLT Firing Mode	CBL W
AMSG	Auxiliary Minimum Sliding Gate	290
CBAF	CBL Adjustment Factor	1
CRCF	CBL Correction Factor	2.0
CBLW	CBL Gate Width	45 US
DDEL	Digitizing Delay	150 US
DFAD TYPE	DFAD type	DFAD2
DFCS	DSLT FIS Recording Size	120
DSIN	Digitizing Sample Interval	10
DTPS	DSLC Telemetry Frame Size	236
DWCO	Digitizing Word Count	100
GAJ	Manual Gain	40
MAHTR	Manual High Threshold Reference	40
MGAJ	Maximum Gain	1000
MNITR	Minimum High Threshold Reference	30
NMSG	Near Minimum Sliding Gate	290 US
NMXG	Near Maximum Sliding Gate	750 US
RATF	Firing Rate	87
SFAF	Sonic Formation Attenuation Factor	0 DB/F
SGCL	Sliding Gate Closing Delta-T	250 US/F
SODT	Sliding Gate Delta-T	57 US/F
SGW	Sliding Gate Width	80
SLEV	Signal Level for AOC	5000
WJG	WFL Manual Gain	5
WAGG	Waveform AOC Allow/Disallow	OFF
WMOD	Waveform Firing Mode	FULL
DIR: Directional Survey Computation		
SPVD	TVD of Starting Point	16060.1 FT
TIMD	Along-hole depth of Tie-in Point	10623 FT
TIVD	TVD of Tie-in Point	15581 FT
System and Miscellaneous		
CWF1	Casing Weight	32.00 LBF

00 PP	00000 00000 00000 00000 Playback Processing		00 NORMAL	P1
Format: CPU_VOL	Vertical Scale: 10" per 100'	Graphics File Created: 02-Mar-2003 07:46		
OP System Version: 10C0-306				
MCM				
USIT-A	10C0-306	GPIT-A/B	10C0-306	
DGLT-DTA	OP10-KP4	GOT-L	10C0-306	
DTA-A	10C0-306	DTC-H	10C0-306	

C. Registro USIT

