

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

ESCUELA DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS

ESTUDIO PARA EL MEJORAMIENTO DE LA ADHERENCIA DEL CEMENTO EN LOS LINERS DE 7" EN POZOS DIRECCIONALES TIPO J Y S

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

GONZÁLEZ SÁNCHEZ MERCEDES ELIZABETH
mercedes.eli.gonzalez@gmail.com

DIRECTOR: ING. ÁNGEL FERNANDO USHIÑA PUMA MSc.
afup_1957@yahoo.com

Quito, Octubre 2014

DECLARACIÓN

Yo, Mercedes Elizabeth González Sánchez, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

MERCEDES ELIZABETH
GONZÁLEZ SÁNCHEZ

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Mercedes Elizabeth González Sánchez, bajo mi supervisión.

Ing. Ángel Ushiña MSc.

DIRECTOR DE PROYECTO

AGRADECIMIENTO

Durante todo el trayendo de mi vida académica es esencial dedicar, mis más gratos agradecimientos a Dios y al Divino Niño por guiarme y bendecirme a lo largo de mi vida personal, familiar y estudiantil.

A mis padres Héctor González y Dina Sánchez por orientar mis pasos y estar conmigo en todo momento, así como también, por todos los inmensos sacrificios que han hecho para educar y forjarnos como personas de bien a mis hermanos y a mí.

A mis abuelitas Esther y Mercedes por levantarse cada mañana y brindarme su amor, comprensión y cariño.

A mis hermanos Estefanía y Fernando que sin su apoyo y amor en todo momento no habría logrado culminar con esta etapa de mi vida.

A mis tíos Julio y Gloria por compartir su experiencia, saber y aconsejarme en cada momento durante estos 5 años de vida estudiantil y personal.

A tod@s mis tí@s, prim@s y a mi abuelito que de una u otra manera siempre estuvieron presentes todos los días dándome ánimos para seguir adelante, los quiero mucho a todos!!

A mi tutor Ing. Ángel Ushiña por dirigir y ayudarme durante la elaboración de este proyecto, así como también por impartir su conocimiento como docente durante mi vida universitaria.

Al Ing. Eduardo Herrera representante de Well Service - SLB por su ayuda, apoyo, paciencia y tiempo brindado durante la elaboración de este trabajo de titulación puesto que sin su colaboración no hubiera sido posible.

A los Ingenieros, Guillermo Caballero y Julián Bautista; también a todo el gran equipo de IPM-SLB quienes supieron abrirme las puertas y encaminarme durante este proyecto, compartiendo sus experiencias para ayudarme a ser una mejor profesional a futuro.

A mis amigas María José y Maribel por ser incondicionales y acompañarme en las buenas, malas y en todas las “aventuras” que disfrutamos, gracias por su amistad absoluta durante todo el tiempo pasado en las aulas y fuera de ellas.

A todos mis compañeros de clase, por todos esos gratos momentos que vivimos en la universidad, en las giras y por ser siempre un grupo unido.

A los Ingenieros Pablo Trejo y Franklin Gómez por su grata amistad y colaboración en este proyecto de titulación.

A todo el personal docente de la EPN por la formación personal, académica y profesional que me inculcaron durante mi paso por sus aulas.

Mercedes Elizabeth González Sánchez.

DEDICATORIA

A mis Padres, hermanos abuelitas y familia por ser mi pilar en cada momento, por todos los sacrificios realizados y en especial por estar unidos en los malos y buenos momentos los adoro con toda mi vida.

A todas aquellas personas y amigos que me han estado a mi lado y me han ayudado durante mi vida personal y académica tanto universitaria como colegial.

Mercedes González S.

CONTENIDO

DECLARACIÓN	II
CERTIFICACIÓN	III
AGRADECIMIENTO.....	IV
DEDICATORIA.....	V
CONTENIDO.....	VI
CONTENIDO DE FIGURAS	XI
CONTENIDO DE TABLAS	XIV
CONTENIDO DE ANEXOS.....	XVII
RESUMEN	XX
PRESENTACIÓN	XXII
CAPÍTULO I.....	1
GENERALIDADES DEL CAMPO SACHA	1
1.1.INTRODUCCIÓN.....	1
1.2.UBICACIÓN GEOGRÁFICA	2
1.2.1. LÍMITES GEOGRÁFICOS	3
1.3.GEOLOGÍA	4
1.3.1. ESTRUCTURA.....	4
1.3.2. ESTRATIGRAFÍA.....	5
1.3.2.1. Formación Orteguzza	6
1.3.2.2. Formación Tiyuyacu	7
1.3.2.3. Formación Basal Tena.....	7
1.3.2.4. Formación Napo	7
1.3.2.4.1. Formación “U Superior”	7
1.3.2.4.2. Formación “U Inferior”	8
1.3.2.4.3. Formación “T Superior”	8
1.3.2.4.4. Formación “T inferior”	8
1.3.2.5. Formación Hollín.....	9
1.3.2.5.1. Formación “Hollín Superior”	9
1.3.2.5.2. Formación “Hollín Inferior”	9

1.4.CARACTERÍSTICAS DE LAS ARENAS PRODUCTORAS	10
1.4.1. PARÁMETROS PETROFÍSICOS DEL CAMPO SACHA	10
1.4.2. PARÁMETROS PVT DE LOS FLUIDOS	10
1.4.3. PRESIONES DE LAS ZONAS PRODUCTORAS.....	11
1.5.RESERVAS	12
1.6.PRODUCCIÓN DEL CAMPO SACHA	14
1.6.1. HISTORIAL DE PRODUCCIÓN	14
1.6.2. MECANISMOS DE PRODUCCIÓN.....	14
1.6.3. CONDICIONES ACTUALES.....	15
CAPÍTULO II	17
DISEÑO DE PERFORACIÓN DE LAS SECCIONES DE 16”,12¼” Y 8 ½”	17
2.1.GENERALIDADES.....	17
2.2.DISEÑO DE REVESTIDORES	18
2.2.1. CONSIDERACIONES PARA EL DISEÑO DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO	19
2.2.1.1. Colapso.....	19
2.2.1.2. Tensión	20
2.2.1.3. Estallido	21
2.2.2. CONSIDERACIONES PARA EL PUNTO DE ASENTAMIENTO	22
2.3.TIPOS DE POZOS	26
2.3.1. POZOS VERTICALES	26
2.3.2. POZOS HORIZONTALES	27
2.3.3. POZOS TIPO “S”	28
2.3.4. POZOS TIPO “J”	29
2.3.5. POZOS TIPO “J modificado”	30
2.4.CARACTERÍSTICAS DE DISEÑO DE LA SECCIÓN DE 16”	31
2.4.1. BROCAS	31
2.4.2. DIRECCIONAL.....	33
2.4.3. FLUIDOS.....	34
2.4.4. CEMENTOS.....	36
2.5.CARACTERÍSTICAS DE DISEÑO DE LA SECCIÓN DE 12 ¼”	39
2.5.1. BROCAS	39
2.5.2. DIRECCIONAL.....	41
2.5.3. FLUIDOS.....	42
2.5.4. CEMENTOS.....	45
2.6.CARACTERÍSTICAS DE DISEÑO DE LA SECCIÓN DE 8 ½”	47

2.6.1.	BROCAS	47
2.6.2.	DIRECCIONAL.....	48
2.6.3.	FLUIDOS.....	49
CAPÍTULO III		51
DISEÑO DE CEMENTACIÓN DE LA SECCIÓN DE 8 ½”		51
3.1.CLASES DE CEMENTO		51
3.1.1.	PROPIEDADES DEL CEMENTO	54
3.1.1.1.	Densidad de la lechada	55
3.1.1.2.	Agua de mezcla	55
3.1.1.3.	Rendimiento.....	56
3.1.1.4.	Tiempo de Bombeabilidad “Thickening Time”	56
3.1.1.5.	Fuerza de compresión	57
3.1.1.6.	Agua libre.....	58
3.1.1.7.	Reología	59
3.1.1.8.	Módulo de Young.....	60
3.1.1.9.	Control de filtrado	61
3.2.ADITIVOS DEL CEMENTO		61
3.2.1.	ACELERADORES.....	62
3.2.2.	RETARDADORES	63
3.2.3.	EXTENDEDORES	64
3.2.4.	AGENTES DE CONTROL DE PÉRDIDAS DE FLUIDOS	65
3.2.5.	DISPERSANTES	65
3.2.6.	ADITIVOS ESPECIALES	66
3.2.7.	PRE FLUJOS	68
3.2.7.1.	Lavador químico	69
3.2.7.2.	Espaciador	69
3.3.EQUIPO UTILIZADOS EN LA CEMENTACIÓN DEL LINER DE 7”		71
3.3.1.	CABEZA DE CEMENTACIÓN	71
3.3.2.	ZAPATA FLOTADORA	72
3.3.3.	COLLAR FLOTADOR	75
3.3.4.	CENTRALIZADORES	75
3.3.4.1.	Tipos de centralizadores	76
3.3.4.1.1.	Centralizadores flexibles o de flejes	76
3.3.4.1.2.	Centralizadores rígidos	78
3.3.4.1.3.	Centralizadores semirrígidos	79
3.3.4.2.	Ventajas de la centralización	80
3.3.4.3.	Stand off	81

3.3.5.	ANILLOS	83
3.3.6.	TAPÓN-DARDO PARA LINER	83
3.3.7.	COLGADORES	85
3.3.7.1.	Colgadores Mecánicos	85
3.3.7.2.	Colgadores Hidráulicos	86
3.3.7.3.	Colgadores Expandibles.....	87
3.3.7.4.	Top Packer	88
3.3.8.	REGISTROS ELÉCTRICOS.....	89
3.3.8.1.	Registros caliper	89
3.3.8.2.	Registros CBL/VDL.....	90
3.3.8.3.	Registros USIT	91
3.4.	OPERACIÓN DE CEMENTACIÓN.....	92
3.4.1.	REMOCIÓN DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN CON USO DE PRE FLUJOS	92
3.4.2.	TIPOS DE LECHADA	93
3.4.2.1.	Lead.....	94
3.4.2.2.	Tail	94
3.4.2.3.	Blend.....	95
3.4.3.	BUENAS PRÁCTICAS DE CEMENTACIÓN DEL LINER	96
3.4.3.1.	Rotación.....	96
3.4.3.2.	Reciprocación	96
3.4.4.	VOLUMEN DE CEMENTO DESPLAZADO	97
CAPÍTULO IV.....	98	
EVALUACIÓN TÉCNICA DE LA CEMENTACIÓN DE LA SECCIÓN DE 8½”	98	
4.1.DESCRIPCIÓN DE LA SECCIÓN PRODUCTORA.....	98	
4.1.1.	CONDICIÓN DE LA SECCIÓN PERFORADA	99
4.1.1.1.	Pozos tipo “S”	99
4.1.1.2.	Pozos tipo “J”	104
4.1.1.3.	Pozo tipo “J modificado”	107
4.1.1.4.	Descripción Litológica.....	112
4.2.COLGADOR UTILIZADO	113	
4.2.1.	COLGADOR EXPANDIBLE “X PAK”	113
4.2.1.1.	Ventajas del uso del colgador expansible	114
4.2.1.2.	Desventajas del uso del colgador expansible	115
4.2.2.	PREPARACIÓN PARA LA CEMENTACIÓN	115
4.3.EVALUACIÓN DEL DIÁMETRO DEL HOYO.....	121	
4.3.1.	CALIPER	121
4.3.2.	EXCESO DE VOLUMEN	125

4.4.CENTRALIZACIÓN	128
4.5.TIPOS DE LECHADAS	130
4.5.1. LECHADAS.....	130
4.5.1.1. Lead-Scavenger (Sacrificio)	130
4.5.1.2. Lead.....	131
4.5.1.3. Tail	132
4.5.1.4. Blend.....	133
4.6.ROTACIÓN DEL LINER DURANTE LA CEMENTACIÓN	134
4.7.EVALUACIÓN DE LOS REGISTROS DE CEMENTACIÓN	135
4.7.1. EVALUACIÓN REGISTROS CBL/VDL Y USIT	135
4.7.1.1. Cementación Regular.....	135
4.7.1.2. Cementación Buena	137
4.7.1.3. Cementación Excelente.....	141
CAPÍTULO V	145
ANÁLISIS DE COSTOS DE LA CEMENTACIÓN DE SECCIÓN DE 8 1/2”	145
5.1.ANÁLISIS DE LECHADAS Y EQUIPOS DE FLOTACIÓN	145
5.1.COSTOS DE UNA REMEDIACIÓN	149
CAPÍTULO VI	150
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	150
6.1.CONCLUSIONES	150
6.2.RECOMENDACIONES	152
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	154
GLOSARIO	157
ANEXOS	159

CONTENIDO DE FIGURAS

No.	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
CAPÍTULO 1		
Figura 1.1	Mapa Catastral Campo Sacha	3
Figura 1.2	Ubicación Campo Sacha.....	4
Figura 1.3	Columna Estratigráfica Campo Sacha	6
 CAPÍTULO 2		
Figura 2.1	El colapso.....	19
Figura 2.2	La tensión.....	20
Figura 2.3	El estallido	21
Figura 2.4	Selección Preliminar del Punto de Asentamiento.....	23
Figura 2.5	Puntos de asentamiento pozos Campo Sacha	25
Figura 2.6	Pozo tipo vertical	27
Figura 2.7	Pozo tipo horizontal.....	28
Figura 2.8	Pozo tipo “S”	29
Figura 2.9	Pozo tipo “J”	30
Figura 2.10	Pozo tipo “J modificado”	31
Figura 2.11	BHA de construcción.....	34
Figura 2.12	Cementación Superficial	37
Figura 2.13	BHA de tangente	42
Figura 2.14	Cementación Intermedia	45
Figura 2.15	BHA para tumbar ángulo.....	48

No.	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
CAPÍTULO 3		
Figura 3.1	Cabeza de cementación.....	71
Figura 3.2	Zapata flotadora	72
Figura 3.3	Zapata rimadora	73
Figura 3.4	Zapata nariz de aluminio	74
Figura 3.5	Zapata nariz de aluminio	74
Figura 3.6	Collar Flotador.....	75
Figura 3.7	Estructura del centralizador de flejes	77
Figura 3.8	Centralizadores de flejes.....	78
Figura 3.9	Centralizadores rígidos	79
Figura 3.10	Centralizadores semirrígidos.....	80
Figura 3.11	Cálculo del Stand off	81
Figura 3.12	Stand off de revestidores	82
Figura 3.13	Stop rings	83
Figura 3.14	Secuencia de desplazamiento del dardo y tapón viajero	84
Figura 3.15	Dardo	84
Figura 3.16	Colgador Mecánico	86
Figura 3.17	Colgador Hidráulico.....	87
Figura 3.18	Colgador Expandible	88
Figura 3.19	Comportamiento del registro caliper.....	90
Figura 3.20	Registros CBL/VDL	91
Figura 3.21	Registros CBL/VDL y USIT	92
Figura 3.22	Desplazamiento del cemento en un liner	93
Figura 3.23	Arreglo de partículas del cemento G	94
Figura 3.24	Arreglo de partículas del cemento Blend.....	95

No.	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
	Figura 3.25 Movimiento de rotación	96
	Figura 3.26 Movimiento de reciprocación.....	97

CAPÍTULO 4

	Figura 4.1 Offset de la zona productora de Pozos tipo “S”	103
	Figura 4.2 Offset de la zona productora de Pozos tipo “J”	107
	Figura 4.3 Offset de la zona productora de Pozos tipo “J modificado”	111
	Figura 4.4 Proceso de expansión del colgador X Pak.....	114
	Figura 4.5 Variación del stand Off	129
	Figura 4.6 Registro de cementación Sacha I.....	136
	Figura 4.7 Registro de cementación Sacha G	138
	Figura 4.8 Registro de cementación Sacha B	140
	Figura 4.9 Registro de cementación Sacha D	142
	Figura 4.10 Registro de cementación Sacha K	144

CONTENIDO DE TABLAS

No.	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
CAPÍTULO 1		
Tabla 1.1	Coordenadas geográficas del Área Sacha	3
Tabla 1.2	Límites del Área Sacha	4
Tabla 1.3	Parámetros Petrofísicos del Campo Sacha	10
Tabla 1.4	Parámetros PVT de las arenas del Campo Sacha	11
Tabla 1.5	Presiones promedias de las presiones.....	12
Tabla 1.6	Petróleo original in situ	12
Tabla 1.7	Reservas de las arenas productoras del Campo Sacha.....	13
Tabla 1.8	Reservas de las arenas productoras del Campo Sacha.....	13
Tabla 1.9	Producción acumulada del Campo Sacha.....	14
Tabla 1.10	Tipos de producción en pozos del Campo Sacha	14
Tabla 1.11	Estado de pozos actuales del Campo Sacha	15
Tabla 1.12	Producción Promedio por Estaciones del Campo Sacha	16
 CAPÍTULO 2		
Tabla 2.1	Parámetros controlados de perforación -Sección de 8/12”.....	18
Tabla 2.2	Tipos de revestidores utilizados en el Campo Sacha.....	18
Tabla 2.3	Parámetros de perforación broca de conos de 16”	32
Tabla 2.4	Parámetros de perforación broca PDC de 16”	33
Tabla 2.5	Parámetros Sistema Nativo-Disperso.....	36
Tabla 2.6	Parámetros de perforación broca PDC de 12 ¼”	40
Tabla 2.7	Parámetros de perforación broca de conos de 12 ¼”.....	41
Tabla 2.7	Parámetros Sistema Disperso intervalo: 4000ft - tope de Ortegua..	44

No.	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
Tabla 2.8	Parámetros Sistema KLA-STOP intervalo: Tope Orteguzza - 100 ft de Tena.....	45
Tabla 2.9	Parámetros de perforación broca PDC de 8 ½”	48
Tabla 2.10	Parámetros Sistema KLA-STOP NT intervalo: 8.500 -10.500 ft	50
 CAPÍTULO 3		
Tabla 3.1	Tipos de Cementos	54
Tabla 3.2	Aditivos químicos.....	68
 CAPÍTULO 4		
Tabla 4.1	Datos del hoyo pozo tipo “S”	102
Tabla 4.2	Profundidad final del pozo vs hoyo abierto de la sección de 8 ½” - Pozos tipo “S”	103
Tabla 4.3	Datos Pozos tipo “J”	106
Tabla 4.4	Profundidad final del pozo vs hoyo abierto de la sección de 8 ½” - Pozos tipo “J”	106
Tabla 4.5	Datos Pozos tipo “J modificado”	110
Tabla 4.6	Profundidad final del pozo vs hoyo abierto de la sección de 8 ½” - Pozos tipo “J modificado”	111
Tabla 4.7	Descripción litológica de las Arenas Productoras.....	112
Tabla 4.8	Presión de Circulación de la sección de 8 ½”.....	117
Tabla 4.9	Presión de final de desplazamiento.....	118
Tabla 4.10	Presión de Asentamiento del colgador de 7”.....	119
Tabla 4.11	Pozos con problemas en el asentamiento del tapón	120
Tabla 4.12	Diámetro obtenido por el cáliper.....	121
Tabla 4.13	Variación del diámetro del hoyo Pozos tipo “S”	122

No.	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
	Tabla 4.14 Variación del diámetro del hoyo Pozos tipo "J"	123
	Tabla 4.15 Variación del diámetro del hoyo Pozos tipo "Jmod"	124
	Tabla 4.16 Diferencia de valores obtenidos bit size-caliper	125
	Tabla 4.17 Diámetro Real - Diámetro Equivalente	126
	Tabla 4.18 Número de centralizadores semirrígidos	128
	Tabla 4.19 Lechada Lead-Scavenger	131
	Tabla 4.20 Lechada Lead.....	132
	Tabla 4.21 Lechada Tail.....	133
	Tabla 4.22 Lechada Blend	134

CAPÍTULO 5

	Tabla 5.1 Información del diámetro y liner de 7"	146
	Tabla 5.2 Información del diámetro y liner de 7"	147
	Tabla 5.3 Costos totales de la cementación del liner de 7"	148
	Tabla 5.4 Variación de costos de la cementación del liner de 7"	148
	Tabla 5.4 Información de costos de remediación	149

CONTENIDO DE ANEXOS

No.	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
ANEXO No. 1		160
	ESTADO ACTUAL DE LOS POZOS	160
	Tabla A.1.1 Pozos Produciendo	161
	Tabla A.1.2 Pozos Cerrados	166
	Tabla A.1.3 Pozos Reinyectores	168
	Tabla A.1.4 Pozos Inyectores	168
ANEXO No. 2		169
	FACTOR DE DISEÑO MÍNIMO DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO	169
	Tabla A.2.1 Factor de diseño mínimo de tubería de perforación y producción	170
ANEXO No. 3		171
	DISEÑO DEL CÁLCULO DE PUNTO DE ASENTAMIENTO DE REVESTIDORES	171
	Tabla A.3.1 Datos de presiones de poro y de fractura del pozo	172
	Figura A.3.1 Presión de Poro y Presión de Fractura vs Densidad equivalente	174
ANEXO No. 4		175
	ESPECIFICACIONES DE LA NOMENCLATURA IADC PARA LAS BROCAS TRICÓNICAS Y PDC	175
	Figura A.4.1 Clasificación IADC: Brocas Tricónicas	176
	Figura A.4.2 Clasificación IADC: Brocas PDC	177
ANEXO No. 5		178
	DIAGRAMA MECÁNICO DE LA SECCIÓN DE 8 1/2"	178
	Figura A.5.1 Diagrama sección de 8 1/2"	179
ANEXO No. 6		180

CÁLCULO DEL PORCENTAJE DE AGUA Y DENSIDAD DE LA LECHADA DE CEMENTO	180
Tabla A.6.1 Porcentaje de agua para la lechada Lead.....	181
Tabla A.6.2 Porcentaje de agua para la lechada Tail.....	182
ANEXO No. 7.....	183
CÁLCULO DEL RENDIMIENTO DE LA LECHADA DE CEMENTO.....	183
Tabla A.7.1 Composición de la lechada Lead	184
Tabla A.7.2 Composición de la lechada Tail	185
ANEXO No. 8.....	186
UBICACIÓN DE CENTRALIZADORES.....	186
Figura A.8.1 Tally de liner de 7”	187
ANEXO No. 9.....	188
STAND OFF CON 30 CENTRALIZADORES	188
Figura A.9.1 Stand off de liner de 7”.....	189
ANEXO No. 10.....	190
PROCESO DEL DESPLAZAMIENTO DEL DARDO-TAPÓN VIAJERO	190
ANEXO No. 11.....	192
PROCESO DE CORRIDA Y ASENTAMIENTO DEL COLGADOR.....	192
Figura A.11.1 Estado mecánico Sacha “D”	197
ANEXO No. 12.....	198
DISEÑO PARA EL CÁLCULO DE SACOS DE CEMENTO Y DESPLAZAMIENTO DE LA LECHADA DE CEMENTO	198
Tabla A.12.1 Datos revestidores de 9 5/8” y 7”	199
Tabla A.12.2 Datos tubería utilizada para el desplazamiento	199
ANEXO No. 13.....	206
COSTOS ASOCIADOS A LA CEMENTACIÓN DEL LINER DE 7”	206

Tabla A.13.1 Costos asociados en la cementación del liner de 7"	207
Figura A.13.1 Cementación convencional de liner de 7"	207
Figura A.13.2 Cementación Blend de liner de 7"	208
ANEXO No. 14.....	209
REGISTRO DE CEMENTACIÓN SACHA "C"- SACHA "D"	209
Figura A.14.1 Registro de cementación Sacha C.....	210
Figura A.14.2 Registro de cementación Sacha D.....	211
ANEXO No. 15.....	212
RESULTADOS DEL TRABAJO DE CEMENTACIÓN.....	212
Figura A.15.1 Resultado operación de cementación.....	213
Figura A.15.2 Resultado operación de cementación-continuación.....	214
Figura A.15.3 Resultado operación de cementación-continuación.....	215

RESUMEN

El presente proyecto de titulación denominado "ESTUDIO PARA EL MEJORAMIENTO DE LA ADHERENCIA DEL CEMENTO EN LOS LINER DE 7" EN POZOS DIRECCIONALES TIPO J Y S", se ha desarrollado pensando en la necesidad de determinar aspectos esenciales que se consideran para obtener una excelente adherencia del cemento en los liner de 7" en pozos direccionales del Campo Sacha.

El proyecto de titulación consta de seis capítulos, los mismos que se han desarrollado de la siguiente manera:

En el primer capítulo, se expone información sobre las generalidades del Campo Sacha, ubicación geográfica, principales formaciones del campo, características de las arenas productoras, reservas y producción actual del campo.

En el segundo capítulo, se explica los tipos de pozos direccionales que se encuentran en el Campo Sacha y las generalidades de las secciones de 16", 12 ¼" y 8 ½", además se trata brevemente sobre el diseño de los puntos de asentamiento de los revestidores para cada sección mencionada. Adicionalmente se trata las generalidades en el diseño de los parámetros de perforación que debe tener cada sección del pozo en la parte direccional, de las brocas, del fluido de perforación, y cementación, este último parámetro se enfoca principalmente en las secciones de 16" y 12 ¼".

En el tercer capítulo, se detalla los tipos de cemento y los aditivos que conforman la lechada de cemento. Además se trata sobre los diferentes equipos que intervienen durante la operación de la cementación del liner de producción de 7". Se detalla además, cómo se realiza la operación de cementación de la sección de 8 ½" y las buenas prácticas operacionales que se deben considerar para un buen resultado de adherencia del cemento.

En el cuarto capítulo, se desarrolla un análisis de las condiciones de perforación que presentan los pozos a ser evaluados en este capítulo, además se identifica el tipo de colgador utilizado en los pozos del Campo Sacha y las ventajas de uso.

Adicionalmente, se menciona el tipo de centralización y lechadas utilizadas durante la cementación. Y los registros de cemento obtenidos, una vez finalizada la operación mostrando los resultados obtenidos en el trabajo.

En el quinto capítulo, se menciona el análisis económico realizado, basado en la información previa registrada, este análisis se desarrolla en una comparación de costos obtenidos de las operaciones de cementación en relación con un trabajo de reacondicionamiento, este evento se desarrolla cuando la cementación del liner no muestra los resultados esperados.

En el sexto capítulo, se presentan las conclusiones y recomendaciones que se plantean en este trabajo al estudio realizado con la finalidad de mejorar la adherencia del cemento en el liner de producción de 7" en los pozos direccionales del Campo Sacha.

PRESENTACIÓN

El trabajo se ha desarrollado con el objetivo de obtener los mejores resultados durante la cementación del liner de 7" en la sección productora. Mediante el mismo se pretende determinar los mejores parámetros y acciones a realizarse para que el resultado de la adherencia del cemento entre el liner y el pozo sea exitosa y evitar futuros trabajos de remediación que provocan gastos innecesarios.

El análisis que se desarrolla se enfoca especialmente en los tipos de lechadas utilizadas en los pozos del Campo Sacha y los resultados que se han obtenido con los mismos. De igual manera, se analiza el tipo y número de centralizadores utilizados en cada uno de los pozos evaluados y los resultados obtenidos mediante la implementación de los mismos.

El estudio desarrollado finaliza con un análisis comparativo del costo de los diferentes tipos de lechadas utilizadas en relación al trabajo de remediación y los costos que esto involucra por una mala selección de la lechada de cemento.

CAPÍTULO I

GENERALIDADES DEL CAMPO SACHA

1.1. INTRODUCCIÓN

Desde el 3 de noviembre del 2009 Operaciones Rio Napo Compañía de Economía Mixta "ORN CEM" tiene el compromiso de la explotación, administración, desarrollo y optimización del campo Sacha sobre un área de concesión de 350 km². Como la primera empresa petrolera de economía mixta, está conformada por la participación de PETROAMAZONAS EP con el 70% y PDVSA Ecuador S.A con el 30%.

ORN CEM tiene a su cargo el campo Sacha, su producción aumento de 49.000 BPPD a 74.000 BPPD, es decir que se incrementó en un 49%, hecho significativo en este campo por ser uno de los más antiguos que tiene el Ecuador, con una declinación anual aproximada del 20%.

Durante este último año Rio Napo, ha realizado numerosos esfuerzo por llevar a cabo perforaciones exitosas de 100 pozos, entre ellos pozos horizontales mayores a 10.000 ft de profundidad, fracturamientos hidráulicos y reacondicionamientos de pozos que han visto disminuida su producción, también ha realizado facilidades de superficie, mantenimiento del sistema eléctrico y el cambio de bombeo hidráulico a electro sumergible proporcionando beneficios a ORN-CEM.

Para finalizar el año 2013, Sacha cuenta con una producción de 71.446 BPPD con un API de 27; ORN-CEM, se ha actualizado los Modelos Estáticos (modelo geológico integrado) y Dinámicos (modelo de simulación numérica de los

yacimientos), obteniendo un incremento de 243 MMBIs tanto en reservas remanentes como en reservas probadas, además de un POES en más de 1.200 MMBIs de petróleo, elevando las reservas probadas por encima de 1.447 MMBIs de petróleo y las reservas remanentes del campo a 621 MMBIs de petróleo, este incremento actualmente se encuentra en proceso de certificación por la empresa Ryder Scott.

Para realizar el cálculo se ha considerado la perforación demás pozos en los flancos del campo, tratando de cubrir el área de 350 km², además se ha puesto en práctica nuevos mecanismos de recuperación mejorada; en los yacimientos Napo U y T utilizando métodos de inyección de polímeros y surfactantes con el fin de mantener una buena producción.

El campo Sacha tiene un FR igual al 34,4% del POES. La formación "Hollín" cuenta con el 54,9% de estas reservas, en la arena "U inferior" se encuentra el 24,3%, en la arena "T inferior" tenemos el 19,5% y el restante 1,3% está en la formación "Basal Tena".

En el mes de agosto del año 2013 se obtuvo una producción de 75.085 barriles al día, similares a los producidos a finales de los años 80. Actualmente el promedio está en 71.434,07 barriles diarios.

1.2. UBICACIÓN GEOGRÁFICA

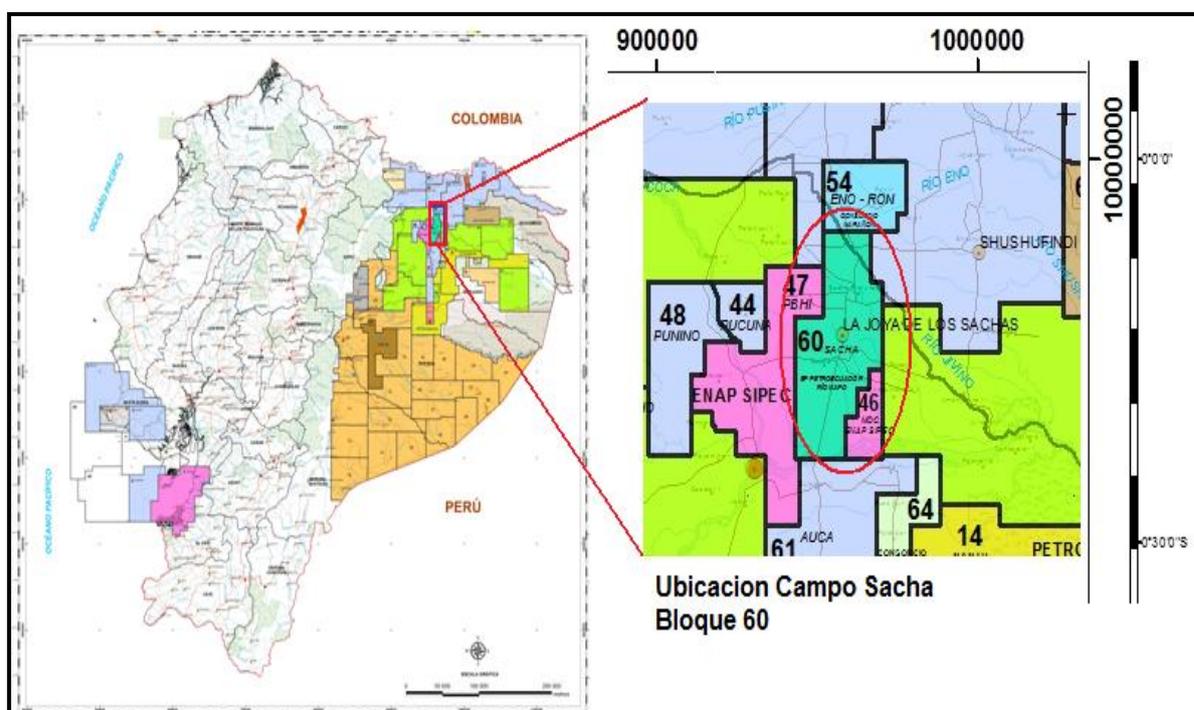
El campo Sacha, se encuentra ubicado en la provincia de Orellana en el Oriente Ecuatoriano, en el denominado Corredor "Sacha-Shushufindi", a 250 km al este de la ciudad de Quito y 35 km al Sur de la frontera con Colombia.

Tabla 1.1 Coordenadas geográficas del Área Sacha

Latitud	Longitud
000 19' 22.54" Sur	760 50' 05.87" Este

Fuente: Departamento de Reservorios, ORN-CEM

Elaborado por: Mercedes González

Figura 1.1 Mapa Catastral Campo Sacha

Fuente: Secretaria de Hidrocarburos, SHE

1.2.1. LÍMITES GEOGRÁFICOS

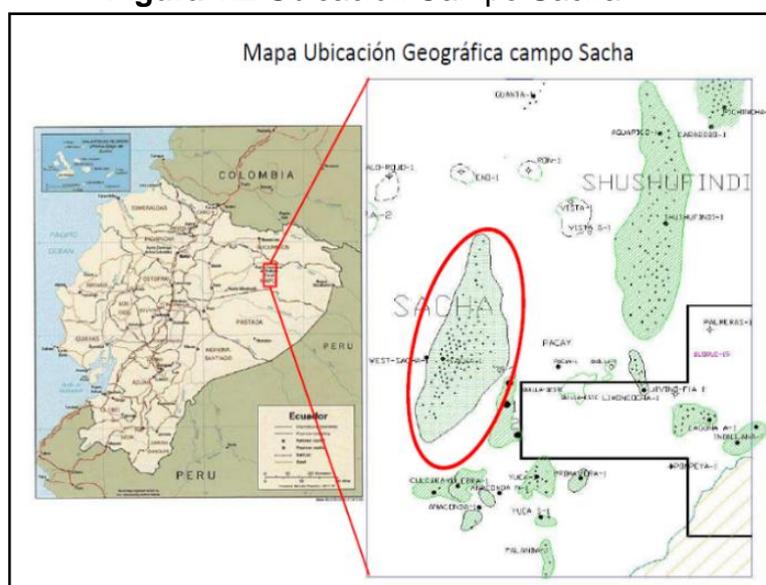
Los límites del Campo Sacha son los siguientes:

Tabla 1.2 Límites del Área Sacha

Norte	Sur	Este	Oeste
Estructuras: Palo Rojo, Eno, Ron y Vista	Campos: Culebra- Yulebra	Campos: Shushufindi- Aguarico, Limoncocha y Pacay	Campos: Pucuna, Paraíso y Huachito

Fuente: Departamento de Reservorios, ORN-CEM

Elaborado por: Mercedes González

Figura 1.2 Ubicación Campo Sacha

Fuente: Departamento de Reservorios, ORN-CEM

1.3. GEOLOGÍA

1.3.1. ESTRUCTURA

El Campo Sacha con un área de 41.000 acres, es parte del corredor Sacha-Shushufindi. La falla transpresional dextral del Campo Sacha, es un anticlinal asimétrica situada al oeste del eje axial de la cuenca sedimentaria Cretácica Napo con su eje principal en dirección NE-SO con una conexión a la cuenca Marañón al sur y con la cuenca Putumayo al norte.

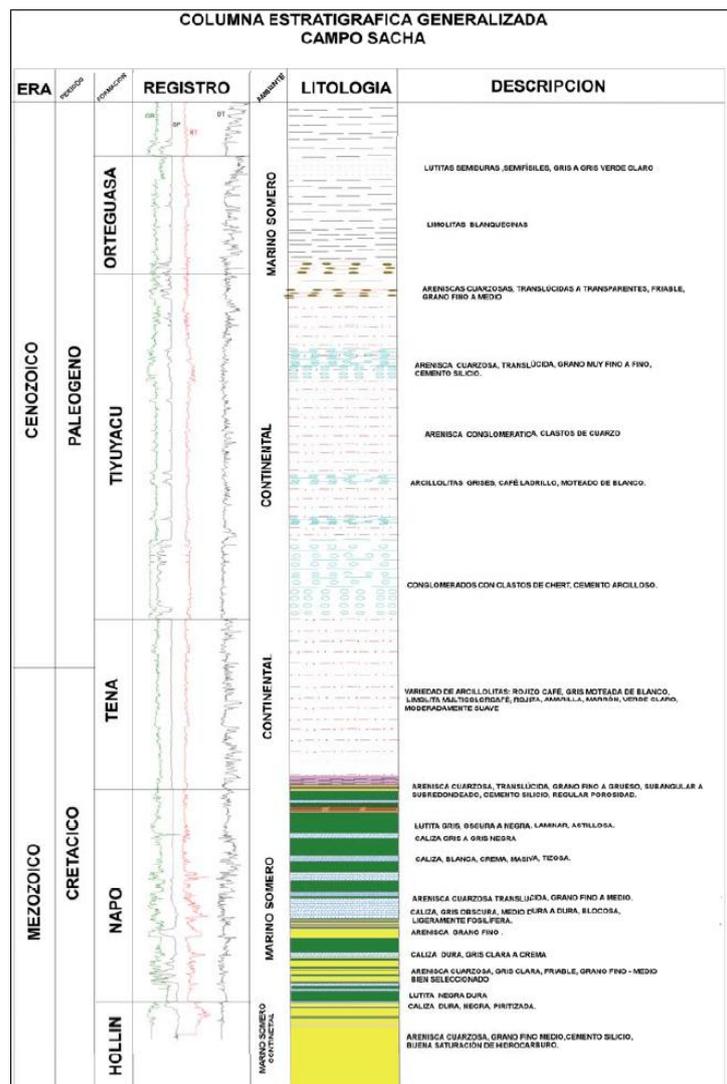
El campo presenta una falla principal que tiene su origen en el basamento hasta la caliza M-2, hacia la mitad inferior presenta una dirección N-S finalmente en la parte sur la falla del campo presenta un rumbo E-O.

La longitud que tiene el campo es de 33 km, con una variación de 4 km al Norte, 8,5km al centro y finalmente 6 km al sur. Además presenta un cierre vertical máximo de alrededor de 240 pies a la base de caliza "A". La estructura Sacha, se forma en la primera etapa de inversión tectónica es decir entre el Turoniano Terminal y el Maastrichtiano.

1.3.2. ESTRATIGRAFÍA

La estratigrafía del campo, es similar a la de los otros campos de la amazonia ecuatoriana. El diseño de la columna del Campo Sacha se ha elaborado de tal manera que permite obtener información sobre la edad geológica, el ambiente de depositación, espesor promedio de las formaciones y litología.

Figura 1.3 Columna Estratigráfica Campo Sacha



Fuente: Departamento de Geología, ORN-CEM

1.3.2.1. Formación Orteguala

La formación pertenece a la era del Cenozoico de la edad del Paleoceno, el ambiente de depositación varía de agua salobre a marina. El espesor promedio se considera entre 50 ft a 500 ft, es muy común encontrar lutitas semiduras, limaduras blanquecinas y areniscas cuarzosas translucidas.

1.3.2.2. Formación Tiyuyacu

La formación pertenece a la era del Cenozoico de la edad del Paleoceno, el ambiente de depositación es fluvial, el espesor promedio varía de 100 ft a 1500 ft, es común encontrar areniscas cuarzosas translucidas de grano fino, cemento silicio, conglomerados con clastos de chert y cemento arcilloso.

1.3.2.3. Formación Basal Tena

La formación pertenece a la era del Mesozoico de edad Cretácico, el ambiente de depositación es continental. El espesor promedio aproximado es de 15 a 30 ft, es común encontrar arenisca cuarzosa, translucida con granos subangulares, redondeados, con cemento calcáreo. La distribución se presenta de manera irregular formando estratos lenticulares a lo largo del campo.¹

1.3.2.4. Formación Napo

La formación pertenece a la era del Mesozoico de edad Cretácico, el ambiente de depositación es marino, el espesor promedio aproximado es de 1115 ft, es común encontrar variedad de lutitas gris laminar, caliza blanca, negra y areniscas de grano fino.²

1.3.2.4.1. Formación "U Superior"

La formación pertenece a la edad Santoniano, está constituida mayoritariamente por una arenisca cuarzosa, translucida, transparente de grano fino con una

¹ Bistow & Hoffstetter- "Estudio de los pozos cerrados para ser rehabilitados a la producción del Campo Sacha"

² Bistow & Hoffstetter, 1997

porosidad promedio de 17%, con incrustaciones de glauconita y pirita. De cemento silíceo, de matriz caolinita y calcárea, de menor contenido de arcilla y de forma buena-regular.³

1.3.2.4.2. Formación “U Inferior”

La formación pertenece a la edad Albiano media, está constituida por arenisca cuarzosa de color marrón claro, de grano fino a muy fino, subredondeada a subangular y de fluorescencia amarillo-blanquecino. Esta arena tiene mayor continuidad que la U superior. Su constitución permite una buena saturación de hidrocarburo.⁴

1.3.2.4.3. Formación “T Superior”

Tiene un espesor promedio que oscila entre 30 y 100 ft, la arenisca es muy discontinua y heterogénea y su interés es menor.

1.3.2.4.4. Formación “T inferior”

La continuidad de la arena se basa en la dirección vertical y lateral, de espesor promedio entre 20 ft y 90 ft, el desarrollo de la formación es más relevante en la parte central del campo y de menor relevancia en las partes norte y sur del mismo.

³ Bistow & Hoffstetter, 1997

⁴ Bistow & Hoffstetter, 1997

1.3.2.5. Formación Hollín

Esta formación pertenece a la era del Mesozoico de edad Cretácico, el ambiente de depositación de esta formación es marino a continental fluvial. El espesor promedio aproximado es de 218 ft, es común encontrar variedad de arenisca cuarzosa de grano fino medio, cemento silicio. Una formación con buena saturación de hidrocarburo.⁵

1.3.2.5.1. Formación “Hollín Superior”

La formación pertenece a la edad Albiano inferior, está constituida por areniscas cuarzosa glauconítica, calcárea, gris-verdosa, oscura, translúcida, de grano fino con una porosidad alrededor del 14%, consolidada sub redondeada, sub angular, de buena selección, de matriz arcillosa, de cemento silicio, con intercalaciones de lutitas y caliza. Se observa una regular presencia de hidrocarburos.⁶

1.3.2.5.2. Formación “Hollín Inferior”

La formación pertenece a la edad Albiano temprano, se ha determinado que está constituida en su totalidad por arenisca cuarzosa, de color pardo no muy oscura, de grano medio a grueso con una porosidad alrededor del 18%, consolidada, de buena selección, sub redondeada y sub angular. De cemento silicio con incrustaciones de carbón, caolín y ámbar. Presenta poca presencia de hidrocarburo.⁷

⁵ Bistow & Hoffstetter, 1997

⁶ Bistow & Hoffstetter, 1997

⁷ Bistow & Hoffstetter, 1997

1.4. CARACTERÍSTICAS DE LAS ARENAS PRODUCTORAS

1.4.1. PARÁMETROS PETROFÍSICOS DEL CAMPO SACHA

Los parámetros petrofísicos del Campo Sacha de las formaciones productoras se presentan en la tabla 1.3.

Tabla 1.3 Parámetros Petrofísicos del Campo Sacha

PARÁMETROS	FORMACIONES PRODUCTORAS				
	Basal Tena	Napo "U"	Napo "T"	Hollin Superior	Hollin Inferior
Espesor Neto (pies)	10- 15	30	20	25	45- 55
Datum (pies)	-7.800	-8.530	-8.765	-8.975	-8.975
Porosidad (%)	15	14	14,5	12	15
Permeabilidad(md)	433	425	240	130	350
Swi (%)	25	20- 25	15- 20	30- 40	20- 40
Salinidad (ppm NaCl)	13.000- 24.000	30.000- 35.000	20.000- 25.000	3.890	500

Fuente: Departamento de Reservorios, ORN-CEM

Elaborado por: Mercedes González

1.4.2. PARÁMETROS PVT DE LOS FLUIDOS

Los parámetros PVT promedios del Campo Sacha de las arenas productoras se presentan en la tabla 1.4.

Tabla 1.4 Parámetros PVT de las arenas del Campo Sacha

PARÁMETROS	ARENAS PRODUCTORAS				
	Basal Tena	Napo "U"	Napo "T"	Hollín Superior	Hollín Inferior
Presión inicial, Pi (Psi)	3.585	4.054	4.146	4.450	4.450
Presión de burbuja, Pb (Psi)	807	1.052	1.310	550	78
Gravedad API	24,1	26,7	30,3	27,3	27,1
T yacimiento, (F)	181	211	216	220	225
Relación Gas-Petróleo, GOR (PCS/BN)	150	270	436	124	24
Factor Volumétrico inicial del petróleo, Boi (BY/BN)	1,117	1,128	1,373	1,133	1,163
Gravedad específica del gas, γ_g	1,099	1,1324	1,2518	1,3511	1,5767
Rs (SCF/STB)	-	345	422	28	28
Viscosidad inicial del petróleo, μ_{oi} (cp)	2,5	1,8	1,6	1,4	3,7
Compresibilidad del petróleo, c_o (Psi ⁻¹)	7	8,02	9,02	9,2	5,7

Fuente: Departamento de Reservorios, ORN-CEM

Elaborado por: Mercedes González

1.4.3. PRESIONES DE LAS ZONAS PRODUCTORAS

Los valores de las presiones iniciales de las zonas productoras del Campo Sacha se presentan en la tabla 1.5, mediante pruebas de presión realizadas durante los años 1970-1973.⁸

⁸ Valores actualizados a Diciembre 2013 por ORN-CEM

Tabla 1.5 Presiones promedias de las presiones

PARAMETROS	ARENAS PRODUCTORAS				
	Basal Tena	Napo "Uinf"	Napo "Tinf"	Hollín Superior	Hollín Inferior
Presión inicial, Pi (Psi)	950	1.340	2.400	3.600	3.522
Presión de burbuja, Pb (Psi)	807	1.052	1.310	550	78
Presión actual, P (Psi) ⁸	1.278	770	1.183	1.100	2.885

Fuente: Departamento de Reservorios, ORN-CEM

Elaborado por: Mercedes González

1.5. RESERVAS

Para las arenas productoras del Campo Sacha se determinó los siguientes valores para el petróleo original in situ "POES".

Dichos valores están representados en la tabla 1.6, los mismos se encuentran actualizados a Diciembre de 2013.

Tabla 1.6 Petróleo Original in Situ de las arenas productoras del Campo Sacha

YACIMIENTO (Objetivos)	PETROLEO IN SITU (Bbls)
Basal Tena	117.685.666
Napo "U"	762.615.924
Napo "T"	483.325.941
Hollín	2.137.516.953
Total	3.501.144.484

Fuente: Departamento de Reservorios, ORN-CEM

Elaborado por: Mercedes González

La tabla 1.7 presenta los valores de las reservas probadas y remanentes de las arenas Hollín, Napo U, Napo T y Basal Tena del Campo Sacha, además se

presenta el factor de recobro de las mismas teniendo un FR promedio de 34% para este campo.⁹

Tabla 1.7 Reservas de las arenas productoras del Campo Sacha

ARENAS PRODUCTORAS	PARÁMETROS			
	Petróleo Original in SITU, POES (Bbls)	Reservas Probadas, (Bbls)	Reservas Remanentes, (Bbls)	Factor de Recobro, Fr (%)
Basal Tena	117.685.666	24.527.100	4.287.588	20,84
Napo "U"	762.615.924	304.436.277	93.646.642	39,92
Napo "T"	483.325.941	184.920.505	79.085.246	38,26
Hollin	2.137.516.953	691.059.231	223.115.012	32,33
Total⁹	3.501.144.484	1.204.943.113	400.134.488	-

Fuente: Departamento de Reservorios, ORN-CEM

Elaborado por: Mercedes González

Para el año 2013, las reservas probadas y remanentes se vieron incrementados en 243 MM Bbls cada una, la tabla 1.8, presenta los resultados obtenidos. Mientras que el POES incrementó su valor 1.200 Bbls obteniendo un POES de 4.701.144.484 Bbls al 2013.

Tabla 1.8 Incremento de reservas de las arenas productoras del Campo Sacha

Reservas	2008	2013	Incremento, %
Probadas	1.204.943.113	1.447.943.113	20,16
Remanentes	400.134.488	643.134.488	60,73

Fuente: Departamento de Reservorios, ORN-CEM /El Comercio

Elaborado por: Mercedes González

⁹ Valores presentados por ORN-CEM en 2012

1.6. PRODUCCIÓN DEL CAMPO SACHA

1.6.1. HISTORIAL DE PRODUCCIÓN

La producción de Sacha, uno de los campos más rentables del Ecuador tuvo sus inicios en el año de 1972, la producción acumulada hasta diciembre del 2013 se presenta en la tabla 1.9.

Tabla 1.9 Producción acumulada del Campo Sacha

Producción Acumulada	
Petróleo, bbls	805.525,121
Agua, bbls	505.779,562
Gas, MPC	88.594,556

Fuente: Departamento de Reservorios, ORN-CEM

Elaborado por: Mercedes González

1.6.2. MECANISMOS DE PRODUCCIÓN

El Campo Sacha tiene un total de 354 pozos perforados de los cuales 206 presentan diferentes mecanismos de producción. La tabla 1.10, presenta la distribución de la producción de los diferentes pozos.

Tabla 1.10 Tipos de producción en pozos del Campo Sacha

MÉTODO DE LEVANTAMIENTO	NUMERO DE POZO	PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO, BPPD	PRODUCCIÓN DE AGUA, BAPD	PRODUCCIÓN DE FLUIDO, BFPD
Flujo Natural	1	132	528	660
Bombeo Hidráulico	34	8.826	9.130	17.866
Bombeo Electro Sumergible	170	62.927	75.658	137.962
Bombeo Mecánico	1	129	3	137
Total	206	72.012	85.318	156.625

Fuente: Departamento de Reservorios, ORN-CEM

Elaborado por: Mercedes González

1.6.3. CONDICIONES ACTUALES

El Campo Sacha a diciembre del 2013, tiene un total de 354 pozos perforados, de los cuales 206 se encuentran en producción, 127 cerrados, 9 abandonados, 6 inyectores y 10 reinyectores de agua. Las condiciones actuales de cada uno de los pozos del campo se encuentran en el anexo 1.

Se tiene previsto para el 2014 una producción aproximadamente 50 pozos de los 114 cerrados temporalmente.

Tabla 1.11 Estado de pozos actuales del Campo Sacha

ESTADO	POZOS
Productores	206
Cerrados	127
Abandonados	9
Inyectores	6
Re inyectores	10
Total	354

Fuente: Departamento de Reservorios, ORN-CEM

Elaborado por: Mercedes González

Para el mes de diciembre del 2013, se obtiene una producción de 71.307,06 bbls en las 4 estaciones que tiene el campo.

La tabla 1.12, presenta los valores de producción promedio al mes de diciembre del 2013.

Tabla 1.12 Producción Promedio por Estaciones del Campo Sacha

ESTACIÓN	PRODUCCIÓN DE FLUIDO, BFPD	PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO, BPPD	PRODUCCIÓN DE AGUA BAPD	BSW	No DE POZO	GAS, MSCFD	API @60°F
Central	20.487	11.163	9.324	45,5	52	2.248	26,8
Sur	57.634	30.830	26.804	46,5	142	3.405	27,4
Norte 1	46.250	14.232	32.018	69,2	79	1.22	26
Norte 2	32.254	15.082	17.172	53,2	81	1.723	26,4
TOTAL	156.625	71.307	85.318	54,5	354	8.596	-

Fuente: Departamento de Reservorios, ORN-CEM

Elaborado por: Mercedes González

Para el año 2014, Rio Napo prevé construir cerca de 11 nuevas plataformas que albergaran 9 pozos por cada una. Con este nuevo boom de perforación y con la posibilidad de aplicar nuevas tecnologías de recuperación mejorada como la inyección de polímeros y surfactantes para mejorar el factor de recobro y tener una vida productiva del campo de por lo menos 30 años más.

CAPÍTULO II

DISEÑO DE PERFORACIÓN DE LAS SECCIONES DE 16”,12¼” Y 8 ½”.

2.1. GENERALIDADES

Los pozos del Campo Sacha presentan tres secciones de perforación: 16”, 12 ¼”y 8½”.

Inicialmente, los pozos cuentan con un conductor de 20” que se encuentra asentado hasta una profundidad de 32 ft, con el propósito de dar sostén a las formaciones superficiales, soportar el diverter y ayudar a controlar influjos y migración del fluido a la locación.

La sección superficial tiene un punto de asentamiento aproximadamente a 4000 ft dentro de las arcillas de la formación de Chalcana, donde los primeros 540 ft perforados son conglomerados jóvenes superficiales y en el resto de la sección se observan arcillas.

La sección intermedia del hoyo atraviesa las formaciones de Chalcana, Orteguaza, conglomerados de Tiyuyacu y su punto de asentamiento se encuentra a 100 ft dentro de la formación Tena.

Se considera crítica esta sección por la presencia de diferentes litologías como: arcillas, conglomerados y arenas.

Finalmente la sección productora, considera su punto de asentamiento a 300 ft dentro de la formación Hollín; en esta sección están ubicados los diferentes objetivos de interés del Campo: arenas “U”, arenas “T” y Hollín. Las formaciones que se encuentran en esta sección son: Basal Tena, Napo y Hollín; es necesario controlar el caudal, peso y velocidad del fluido de perforación al atravesar cada

una de las arenas de interés. Con la finalidad de evitar que las formaciones de interés sean lavadas los parámetros considerados para perforar se presentan en la tabla 2.1.

Tabla 2.1 Parámetros controlados de perforación -Sección de 8 ½”.

Formación	GPM	WOB, Klbs	RPM
Tena – Basal Tena	Max 500	10-24	70-80
Napo –Hollín	Max 400	15-30	70-80

Fuente: Schlumberger- Programa de Perforación IPM

Elaborado por: Mercedes González

2.2. DISEÑO DE REVESTIDORES

Existen numerosos tipos de revestidores que son utilizados según características y tamaños de los pozos o requerimientos y necesidades del cliente, cada sección del hoyo perforado posee una presión particular que debe ser analizada antes de seleccionar el tipo y grado adecuado de revestidor.

Para los pozos del Campo Sacha, se ha normalizado el uso de 3 tipos de revestidores a petición del cliente; para la selección de la longitud adecuada que debe tener cada tipo de revestidor y en su punto de asentamiento se debe considerar la presión de colapso y la presión interna que el revestidor está capacitado a soportar.

Tabla 2.2 Tipos de revestidores utilizados en el Campo Sacha.

Diámetro del hoyo	Diámetro externo, in	Peso, lbm/ft	Grado	Diámetro Interno, In	Resistencia al Colapso, psi	Presión Interna, psi
16”	13,375	68	K-55	12,415	1.950	3.450
12 ¼”	9,625	47	N-80	8,681	4.750	6.870
		47	C-95	8,681	5.090	8.150
8 ½”	7	26	P-110	6,276	6.230	9.960

Fuente: Schlumberger- Software TDAS, i Handbook

Elaborado por: Mercedes González

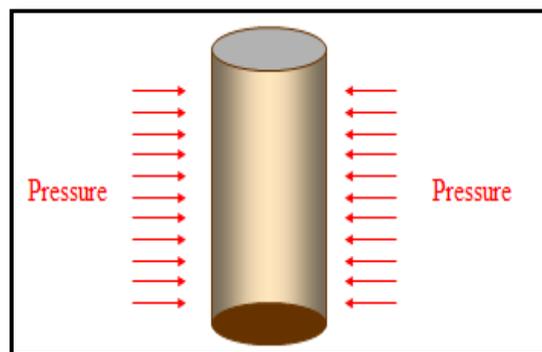
2.2.1. CONSIDERACIONES PARA EL DISEÑO DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

2.2.1.1. Colapso

Es la presión que actúa desde el exterior para deformar una tubería. A mayor profundidad durante la perforación, la presión de colapso será mayor en la parte inferior del revestidor que en la parte superior.

Mediante la variación de las densidades de la columna del fluido de perforación se controla esta presión originada.

Figura 2.1 El colapso



Fuente Schlumberger Casing Design Principles

El colapso es determinado en cualquier punto del revestidor utilizando la siguiente ecuación:

$$\text{Colapso, psi} = C = \rho * g * h = 0.052 * \rho * h \quad (2.1)$$

Donde:

ρ = Densidad del lodo, ppg

g = Aceleración de la gravedad, psi/ppg*ft

h = Profundidad del hoyo, ft

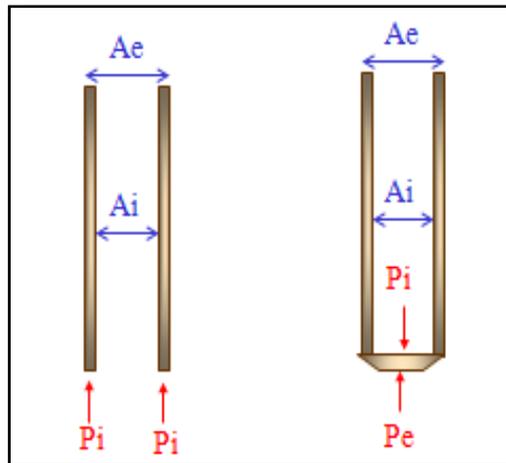
En la superficie se tiene un valor de cero para el colapso y para hallar su valor en la zapata se tiene la siguiente ecuación:

$$C = \text{presión extrema} - \text{presión interna (psi)} \quad (2.2)$$

2.2.1.2. Tensión

Este parámetro corresponde a la fuerza que debe soportar la tubería a partir del peso del propio diseño del revestidor suspendido.

Figura 2.2 La tensión



Fuente Schlumberger Casing Design Principles

Para el cálculo de este parámetro se realiza un diagrama de fuerzas con la siguiente información:

$$\text{Peso del revestidor en aire} = CsgW_{aire} = CsgW * TVD \quad (2.3)$$

Donde:

$CsgW$ = Peso del revestidor, lb/ft

TVD = Profundidad Total del hoyo, TVD

$$\text{Factor de Buoyansa} = FB = 1 - \text{densidad, ppg}/65,4 \quad (2.4)$$

$$\text{Tension} = T = CsgWaire - FB \quad (2.5)$$

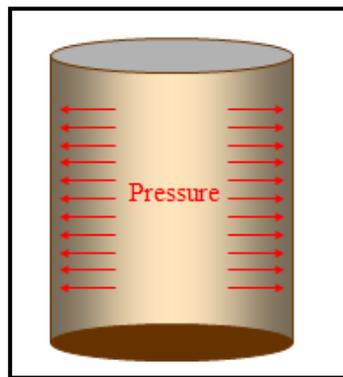
Donde:

Csg Waire: peso del revestidor en el aire, lb/ft

2.2.1.3. Estallido

Este parámetro se define como la fuerza que tiene la tubería para resistir las presiones internas que se ejercen en el interior de la tubería. Su mayor valor de presión se ubica cuando la tubería está en la superficie.

Figura 2.3 El estallido



Fuente Schlumberger Casing Design Principles

Como en el caso anterior, es posible obtener el valor del estallido en superficie como en la zapata del revestidor

- Valor en superficie:

$$\text{Estallido} = B = Pf - g * TD \quad (2.6)$$

Donde:

Pf = Presión final, psi

TD = Profundidad total, ft

G= Gravedad, psi/ft

- Valor en la zapata:

$$B = Pf - g * TD - CsgD - (0.465 * Csgd) \quad (2.7)$$

Donde:

Pf= Presión final, psi

g= Aceleración de la gravedad, psi/ft

TD= Profundidad Total, ft

CsgD= Diámetro externo del revestidor, in

Csgd= Diámetro interno del revestidor, in

Previo al diseño del esquema mecánico que debe tener un pozo, es necesario considerar cada uno de estos parámetros de la tubería de revestimiento, para ello los valores resultantes deben estar dentro del rango de los estándares de diseño, los mismos que se especifican en el anexo 2.

2.2.2. CONSIDERACIONES PARA EL PUNTO DE ASENTAMIENTO

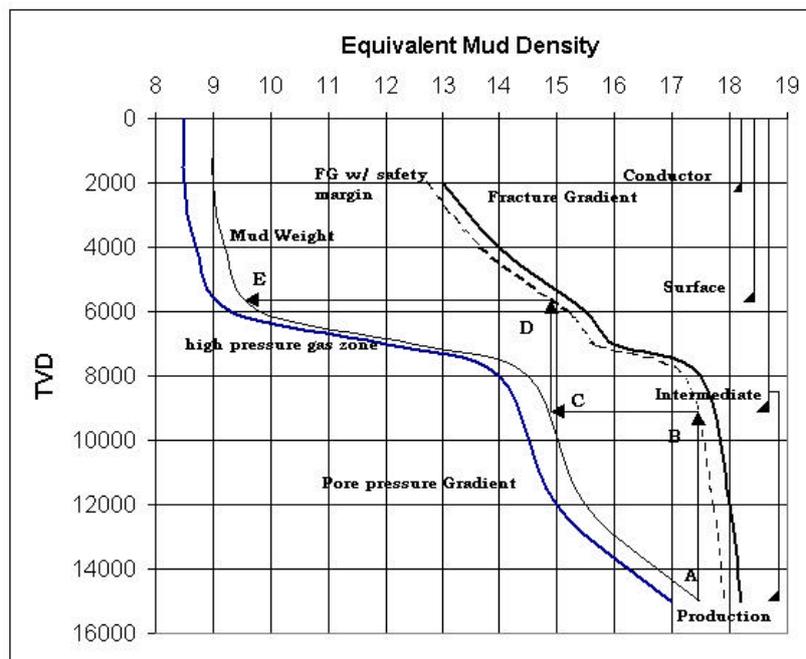
Determinar el punto de asentamiento adecuado en cada una de las secciones del pozo es un proceso muy importante. Entre los objetivos que los revestidores presentan son: proteger, aislar zonas sensibles y proporcionar control de las presiones en especial durante la perforación de las últimas secciones.

Para la selección de la profundidad adecuada donde las zapatas deben ser asentadas se desarrolla de manera manual utilizando datos obtenidos de registros eléctricos, de gradiente de fractura y presión de poro del pozo o del campo seleccionado.

Para dar inicio con el diseño, es necesario realizar una gráfica, donde se presenten los valores de: presión de poro, gradiente de fractura, profundidad total vertical y datos equivalentes de densidades del lodo que van a ser utilizadas.

La figura 2.4, representa las curvas de la gradiente de fractura vs la gradiente de presión de poro en función a la TVD y la densidad equivalente del fluido que permitirá determinar los puntos de asentamiento.

Figura 2.4 Selección Preliminar del Punto de Asentamiento



Fuente Schlumberger – Casing seat selection

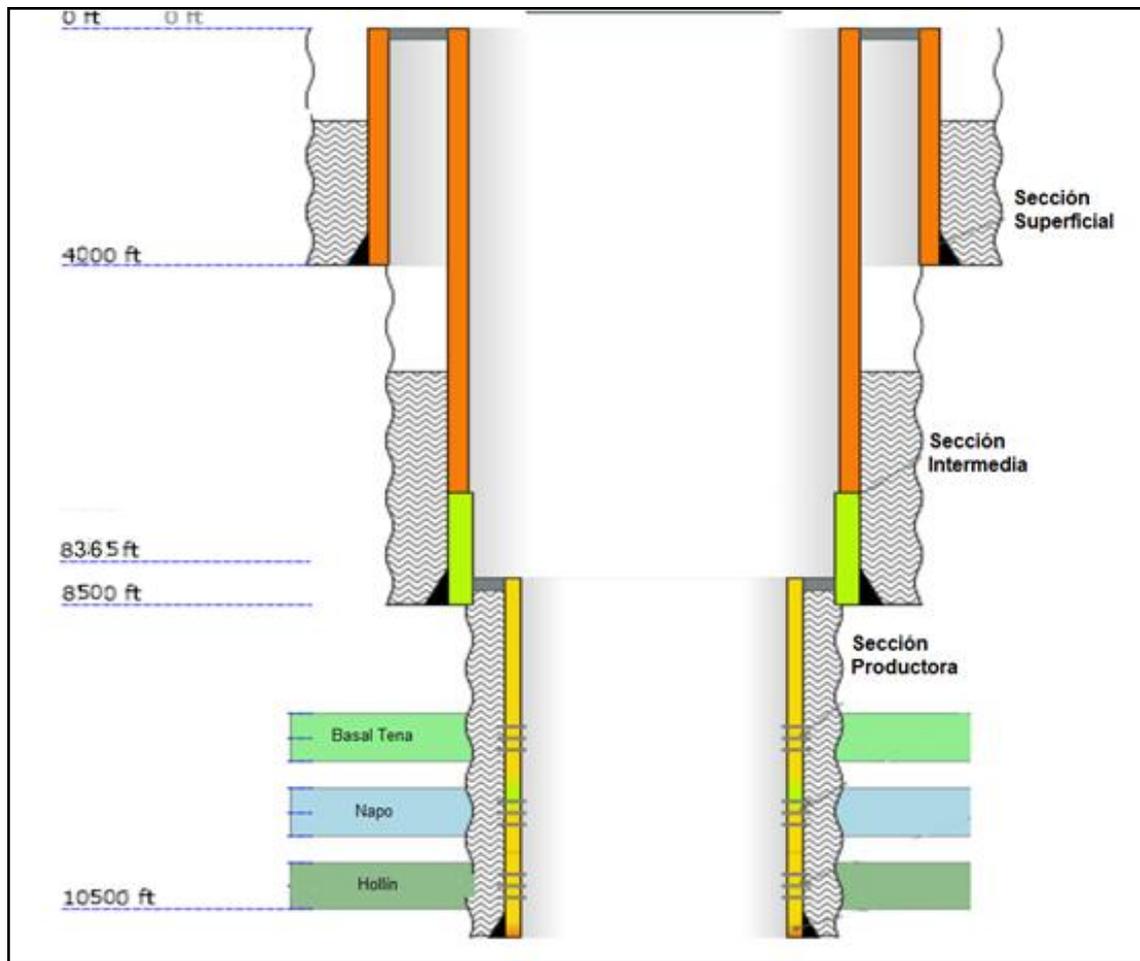
Tanto la curva que representa la presión de poro como la presión de fractura debe presentar un margen de seguridad que varía entre “0.5 ppg” y “1.0 ppg”.

- El punto de asentamiento de la tubería de producción, se ubica a la altura del primer valor de la curva de la gradiente de presión de poro que a su vez representa la profundidad total del hoyo. (Punto A- Figura 2.4).
- Para el cálculo del siguiente punto de asentamiento del diseño, es necesario empatar con la curva del gradiente de fractura, considerando que el valor de densidad utilizada en el fondo es el mismo para la zapata previa. (Punto B- Figura 2.4).
- Continuando con el diseño, es necesario disminuir la densidad del fluido, siendo necesario empatar con la curva de la gradiente de poro. (Punto C- Figura 2.4).
- Finalmente para obtener el valor de asentamiento de la tubería de superficie, se mantiene la densidad seleccionada en el paso previo y se vuelve a empatar con la curva de gradiente de presión. (Punto D- Figura 2.4).

La figura 2.5, representa el esquema de las profundidades promedias que la mayoría de los pozos del Campo Sacha presentan.

En el anexo 3, se presenta la obtención de los puntos de asentamiento de los revestidores para un pozo a ser analizado en el capítulo 3.

Figura 2.5 Puntos de asentamiento pozos Campo Sacha



Fuente Software TDAS

Elaborado por: Mercedes González

Para la primera sección se determina que su punto de asentamiento sea a 4000 ft, donde el revestidor tiene como objetivo aislar al pozo de los conglomerados superficiales y de la mayor parte de las arcillas de la formación Chalcana, además evita que se realiza un viaje de calibración a la superficie ahorrando tiempo en la operación de perforación.

Para la segunda sección el punto de asentamiento se considera a 100 ft dentro de la formación Tena, es necesario que la zapata sea asentada en una litología

estable como son las arenas lo que no ocurre en los conglomerados de Tiyuyacu. La tubería de revestimiento en esta sección tiene como objetivo aislar el pozo de las arcillas y conglomerados, además, en esta sección se observan las construcciones de las tangentes para los pozos direccionales y es por ello que toda la sección debe ser aislada de manera homogénea.

La sección de producción, es la más importante del hoyo por el hecho que su revestimiento cubre la zona de las arenas productoras “Basal Tena, Napo y Hollín”, gases y flujos cruzados que presenta las formaciones. El asentamiento de la zapata del liner se ubica a 120 ft bajo el contacto agua/petróleo de la formación Hollín.

2.3. TIPOS DE POZOS

El diseño de un plan direccional de perforación presenta diferentes tipos de perfiles de pozos; para conocer y determinar cuál es el más apropiado durante la perforación es necesario tomar en cuenta las siguientes consideraciones:

- Rentabilidad de la perforación
- Fallas geológicas de la zona
- Pozos vecinos del pozo a perforar
- Zonas problemáticas a lo largo de la trayectoria de perforación
- Ubicación de los objetivos o arenas productoras

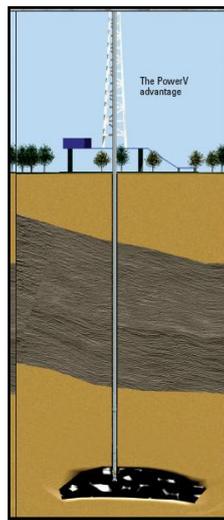
2.3.1. POZOS VERTICALES

El mayor número de perforaciones se realiza bajo esta modalidad, la inversión para este tipo de pozos es mínima para su perforación no se requiere mucha tecnología, dado el hecho que presenta una trayectoria sin mayor dificultad desde la superficie hacia los objetivos deseados. Sin embargo implementar herramientas

con nuevas tecnologías ofrece un beneficio en la perforación ya que permite ahorrar tiempo y dinero.

La característica de este perfil, es que durante la perforación, se debe mantener la verticalidad del pozo, es decir, la inclinación debe ser mínima con valores de 1 hasta 3 grados como máximo, de tal manera que los objetivos deseados sean atravesados de manera vertical.

Figura 2.6 Pozo tipo vertical



Fuente: Schlumberger – Drilling & Measurements

2.3.2. POZOS HORIZONTALES

El perfil de estos pozos se caracteriza por presentar 5 secciones: sección vertical, sección de construcción, sección tangente, sección de construcción y sección horizontal.

Durante la perforación de la primera sección, atraviesan los conglomerados superficiales hasta llegar a una profundidad donde se observan arcillas, las mismas que dan paso a la construcción de la siguiente sección, el ángulo de inclinación hacia los objetivos deseados de la formación es determinado en esta

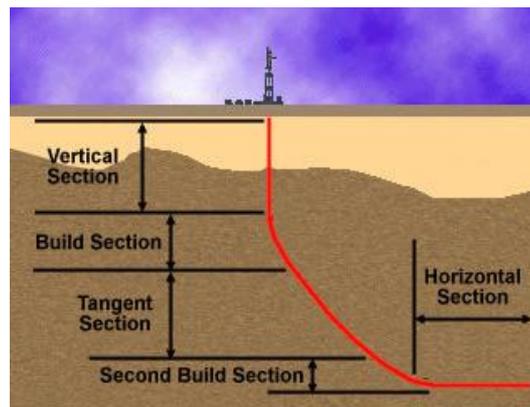
sección; son considerados pozos horizontales cuando el ángulo de inclinación es superior a los 86 grados.

Se construye la sección tangencial hasta una profundidad determinada por la ingeniería del pozo, luego se da inicio a una segunda sección de construcción direccionada hasta llegar a la profundidad de los objetivos deseados.

Finalmente se perfora la sección horizontal donde los objetivos deseados son atravesados.

Una de las características que tiene este diseño, es la consideración de una mayor área de contacto de la formación y del pozo, por lo tanto su área de drenaje será mayor.

Figura 2.7 Pozo tipo horizontal



Fuente: Schlumberger – Drilling & Measurements

2.3.3. POZOS TIPO “S”

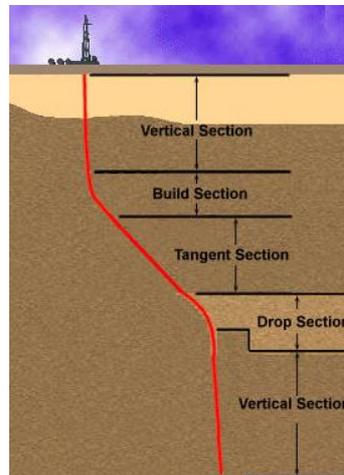
Para el diseño de este tipo de trayectoria se considera 5 secciones de perforación: sección vertical, sección de construcción, sección tangente, sección de caída y sección vertical, el desplazamiento horizontal considerado para el diseño de este modelo tiene un valor tentativo de 1.500 ft aunque se encuentran pozos con valores mayores.

Los primeros pies perforados siguen una trayectoria vertical hasta atravesar formaciones con conglomerados superficiales, de tal manera, que la sección de construcción sea más fácil a partir de las formaciones arcillosas. Sin embargo existen casos donde la trayectoria vertical no se cumple por efectos de colisión con pozos cercanos, en estos casos esta primera etapa tiene ligeros desplazamiento en su construcción, es decir, no será completamente vertical.

En la sección de construcción, es donde el trabajo direccional da inicio, tiene como objetivo construir el ángulo de inclinación necesario de la sección tangente.

Al finalizar la construcción de la tangente se observa una sección de caída (DROP), que da lugar a la construcción de una sección vertical de tal manera que los objetivos sean atravesados de manera perpendicular.

Figura 2.8 Pozo tipo “S”



Fuente: Schlumberger – Drilling & Measurements

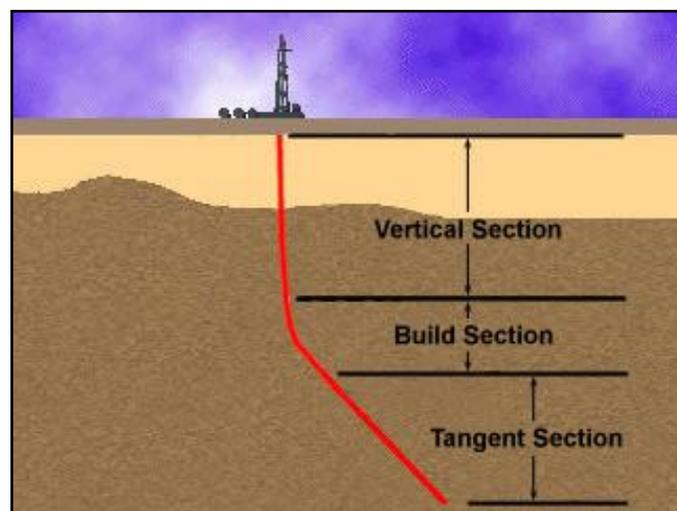
2.3.4. POZOS TIPO “J”

Los pozos diseñados con una trayectoria tipo “J” son similares a los diseñados con una trayectoria tipo “S”, la diferencia que presentan se observan en sus dos últimas secciones.

El contacto que el pozo tiene con las formaciones deseadas, es de manera tangencial direccionado con el ángulo construido en la sección previa.

Este modelo es muy apropiado en objetivos que no se encuentran totalmente paralelos al plano horizontal, además son más propios en pozos donde se presenta un gran desplazamiento horizontal.

Figura 2.9 Pozo tipo “J”



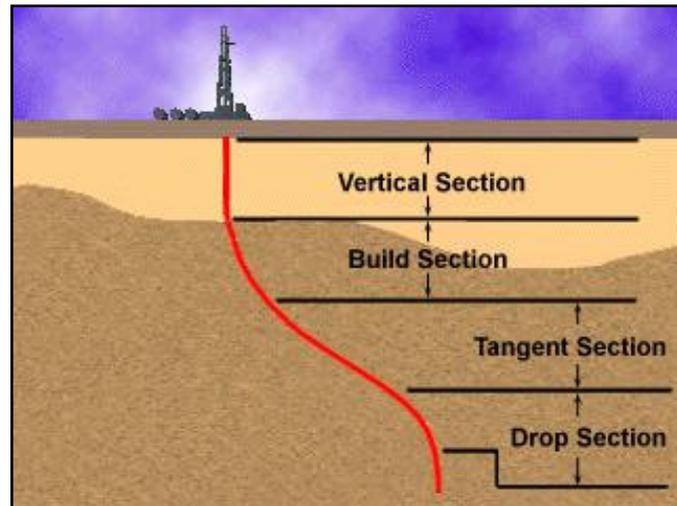
Fuente: Schlumberger – Drilling & Measurements

2.3.5. POZOS TIPO “J modificado”

Los pozos que presentan este diseño mantienen las mismas características de construcción que las presentadas en el diseño de los pozos tipo “J”, con una leve variación al final de la sección tangente, se observa que existe una sección de caída, la misma que es orientada hacia los objetivos deseados.

El ángulo de caída de esta sección se construye hasta que su valor presenta valores aproximados a los 0 grados.

Figura 2.10 Pozo tipo “J modificado”



Fuente: Schlumberger – Drilling & Measurements

Como objetivo de este trabajo se tomarán en consideración pozos direccionales tipo “S”, “J” y “J modificado”.

2.4. CARACTERÍSTICAS DE DISEÑO DE LA SECCIÓN DE 16”

2.4.1. BROCAS

La primera sección del hoyo debido a su litología, está compuesta por boulders y conglomerados; utiliza 2 tipos de brocas una de conos y una PDC. La primera broca corresponde a una de 3 conos, su IADC es 115, la misma que se explica en el anexo 4.

Está diseñada para atravesar conglomerados superficiales con una baja resistencia a la compresibilidad; el uso de este modelo de broca es muy utilizado en campos del Oriente Ecuatoriano.

Esta broca de conos o tricónica consta de 39 dientes en la parte interna y 38 en la externa y un jet central, además de 4 boquillas con un TFA = $4 \times 13 / 32 \text{ in} = 0.581 \text{ in}$ que permite una mejor limpieza del hoyo; los parámetros durante la perforación deben ser controlados para evitar que existan pérdidas superficiales en la locación, se indica en la tabla 2.3.

Tabla 2.3 Parámetros de perforación broca de conos de 16”

DIAM	BROCA PRINCIPAL / ALTERNATIVA	IADC	INTERVALO (MD)	FM	LITOL	CARCATERISTICAS	ESQUEMA	JUSTIFICACION	PARAMETROS / OBSERVACIONES
16"	XR+CPS	115	500" (0'- 500')	SUPERFICIAL	Piedrones, arena, arcilla	TRICONICA DE DIENTES XPLORER , DIENTES EN LA PARTE INTERNA 39 + DIENTES EN LA PARTE DEL GAGE 38. TOTAL: 77. BOQUILLAS STÁNDAR + 1 JET CENTRAL		BROCA CON AMPLIA EXPERIENCIA EN EL ORIENTE ECUATORIANO	WOB: 2-5 klbs RPM: 60 -100 GPM: 200-450 TFA: 0.581 (4x13)

Fuente: SMITH-Bits

Una vez atravesado los conglomerados superficiales, es necesario utilizar una broca PDC de 16”, IADC S123, que permite atravesar las arcillas de Chalcana hasta la profundidad total requerido por el programa de perforación.

La broca PDC tiene una cubierta de acero y tiene 5 aletas con 35 cortadores de 22mm, 6 cortadores de 19 mm y 5 cortadores de 16 mm, la estructura de esta broca permite que el agujero tenga mejores características mientras que sus cortadores proporcionan un mejor rata de penetración; los parámetros durante la perforación deben ser controlados para dar mayor durabilidad a la broca, los mismo se muestras en la tabla 2.4.

Tabla 2.4 Parámetros de perforación broca PDC de 16”

DIAM	BROCA PRINCIPAL / ALTERNATIVA	IADC	INTERVALO (MD)	FM	LITOL	CARCATERISTICAS	ESQUEMA	JUSTIFICACION	PARAMETROS / OBSERVACIONES
16”	SDI519MHPX	S123	3500’ (500’- 4,000’)	CHALCANA	Arena, arcillolita	CUERPO DE ACERO, PDC STANDARD, 5 ALETAS, CORTADORES: 35 x 22 mm + 6 x 19 mm + 5 x 16 mm. TOTAL: 46. JSA: 96.2 plg2, 8 BOQUILLAS		BROCA CON AMPLIA EXPERIENCIA EN EL ORIENTE ECUATORIANO Y ESPECIFICAMENTE EN EL CAMPO SACHA, SE UTILIZO CON MUY BUENOS RESULTADOS	WOB: 5-20 klbs RPM: 40-80 GPM: 900-1050 TFA: 0.742 (8x11)

Fuente: SMITH-Bits

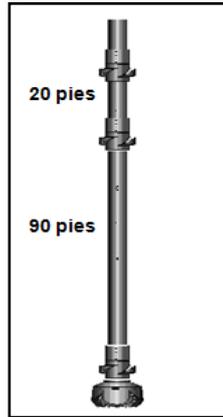
2.4.2. DIRECCIONAL

Para atravesar esta sección, es necesario el uso de dos ensamblajes de fondo “BHA”, se establece esta selección debido a las condiciones que presentan las formaciones y el tipo de trayectoria que se desea perforar.

El primer ensamblaje utilizado es un convencional, es decir, no contiene herramientas direccionales, su trabajo consiste en atravesar los primeros pies de los conglomerados superficiales de manera vertical hasta aproximadamente los 500 ft MD/TVD. Para evitar posibles colisiones con pozos cercanos, se utiliza herramienta especial Gyro; su uso permite identificar interferencia con otros pozos, además, que sus registros son tomados hasta que las herramientas direccionales en los siguientes ensamblajes de fondo dejen de presentar interferencia en los surveys presentados.

El BHA #2 que se utiliza es direccional y es conocido como tipo “Fulcrum”, este diseño de sarta de perforación varía según el requerimiento del cliente y/o por el perfil del pozo, donde su característica principal está en la ubicación de los estabilizadores que presentan un mismo diámetro “15 ¾” para esta sección”, permitiendo construir una curva controlada con tendencia a caer durante la rotación y realizando un control en el WOB que se da a la broca y disminuyendo o aumentando las RPM.

Figura 2.11 BHA de construcción



Fuente: Schlumberger – Drilling & Measurements

Este ensamblaje tiene como objetivo dar inicio a la sección de construcción del ángulo y mantener la tangente hasta que el plan de perforación lo establezca necesario para asentar el revestidor.

El diseño del BHA que se presenta, es seleccionado conociendo las tendencias de las formaciones. El equipo direccional de este ensamblaje direcciona el pozo con herramientas de MWD o GWD.

2.4.3. FLUIDOS

El fluido que se utiliza para atravesar esta sección es el sistema Fluido Nativo-DISPERSO; permite aislar la formación Chalcana, proporcionando integridad y soporte a la formación.

“Entre las características litológicas de esta sección, se observan intercalaciones de arenas, arcillas jóvenes hidratables y boulders, además en la formación Chalcana se encuentran estratos de esmectita hidratable conocidas como Gumbo, que muy a menudo son las causantes del embolamiento de la broca y BHA al llegar a hidratarse.”¹⁰

¹⁰Manual de Fluidos de MI Swaco

Esta sección inicia con un fluido Nativo compuesto por agua, bentonita y material anti pérdida, su composición permite minimizar los riesgos de pérdida de fluidos en zonas superficiales.

Píldoras dispersantes como Thinsmart, SAPP, PA-10 y Drillzone se adicionan una vez que se observa la presencia de acillolita, esta composición permite que las arcillas se dispersen y evita que afecten a la tubería y ensamblaje de fondo.

Píldoras de baja reología se adicionan con el fin de ayudar a la limpieza del pozo, la secuencia de bombeo de estas píldoras se las realiza en el primer tubo y en el tercer tubo durante cada parada que ingresa al hoyo.

Al llegar a la profundidad total se realiza un viaje de circulación con un tren de píldoras dispersantes y viscosificantes, las mismas que permiten una mejor limpieza, adecuando al hoyo previo a bajar el revestidor y la cementación, además, es recomendado rotar la sarta durante las circulaciones para maximizar la limpieza.

Los productos del Sistema Nativo – Disperso que se utilizan para esta sección se presentan a continuación:

PA 10: Surfactante con agentes tenso activos utilizado para prevenir que las arcillas incrementen de tamaño, se hinchen, además se humecta entre los recortes y evita que se aglomeren y permite un incremento en la rata de perforación.

Thinsmart: Es un dispersante de arcillas, tiene como finalidad controlar la reología y ayuda a controlar las pérdidas del fluido.

SAPP: Es un dispersante compuesto de fosfato ácido de sodio que se utiliza en los lodos en base agua.

Drillzone: Es un dispersante que permite incrementar el ROP y es utilizado en conjunto con las brocas PDC, permite que los sólidos no se adhieran a la broca logrando que los cortadores tengan contacto con la formación a perforar.

Este dispersante permite prevenir el hinchamiento de las arcillas, además ayuda a humectar los cortes de perforación, evita la aglomeración de los mismos y ayuda a incrementar la tasa de perforación

Lube: Es un lubricante utilizado en el fluido con la finalidad de disminuir la fricción del lodo en base agua permitiendo una reducción de la torsión y arrastre de los recortes. Las concentraciones que utiliza este lubricante son de 2–3% en volumen del fluido.

Las propiedades del fluido recomendadas a ser utilizadas en esta sección se presentan en la tabla 2.5.

Tabla 2.5 Parámetros Sistema Nativo-Disperso

Densidad (lpg)	8.4 - 9.8- 10.4	PH	7.0 - 8.5
Viscosidad (sec/qt)	27-29	Ca (mg/l)	< 200
Yield Point (lb/ft)	2 – 18	Sólidos de perforación	< 10 %
PV (cp)	La más baja: 4 - 10	MBT (lbs/bbl equivalente)	< 20

Fuente: MI-SWACO

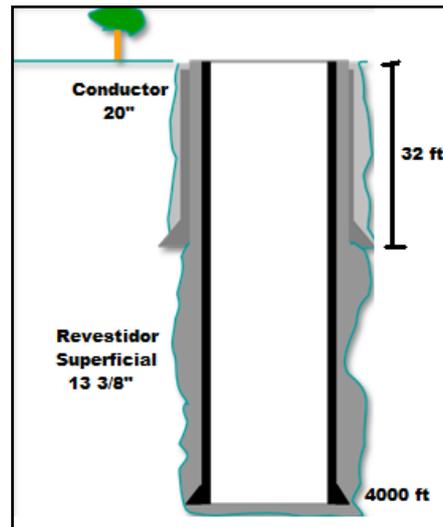
Elaborado por: Mercedes González

2.4.4. CEMENTOS

La cementación para esta sección tiene como objetivo asegurar un buen aislamiento de zonas superficiales, formaciones no consolidadas y evitar posibles

influjos de agua, dar soporte en la zona del zapato, proporcionando estabilidad para continuar con la perforación de las siguientes secciones y proveer un medio de soporte para el BOP.

Figura 2.12 Cementación Superficial



Fuente: Master Primary Cementing Overview

En la cementación de esta sección se utiliza dos tapones: uno de fondo y otro de tope, con el objetivo de asilar la lechada y limpiar la pared interna del revestidor. Entre el equipo de flotación que se utiliza en esta sección se considera un collar de flotación adecuado para el asentamiento de los tapones y un número determinado de centralizadores de tal manera que se asegure la cementación del revestidor.

Uno de los parámetros que se considera para determinar el volumen necesario de lechada a ser desplazado en el hoyo durante la cementación, es el porcentaje de exceso en el anular; dicho valor es presentado por requerimiento del cliente.

En los pozos del Campo Sacha este exceso corresponde a un valor determinado por el cliente y corresponde al 10% sobre el volumen dado por el diámetro de la broca.

Una vez asentada la zapata en el hoyo y como medida de limpieza se bombea un espaciador "MUDPUSH II" con una densidad de 12,2 ppg previo al bombeo de las lechadas de cemento. Este pre flujo asegura una limpieza del agujero para obtener una mejor adherencia del cemento y el uso de un tapón de fondo que es lanzado posterior a este pre flujo evita la contaminación de las lechadas con el fluido de perforación presente en el pozo.

Para los pozos del Campo Sacha se utilizan los siguientes criterios a la hora de la cementación del revestidor de 13 3/8":

- Se bombean 2 tipos de lechadas con cemento de clase "A", la primera es una lechada de llenado con una densidad de 13,5 ppg. La longitud del hoyo que se desea cubrir con la lechada de llenado es requerido por el cliente.
- Una segunda lechada de cola con una densidad de 15,6 ppg es bombeada con el objetivo de cubrir aproximadamente 500 ft a partir del zapato de 13 3/8".
- Finalizado el bombeo se procede a lanzar un tapón superior y se bombea 3 bbls de lechada de cemento, de manera que ayude dando estabilidad a los taponos al momento de la perforación de los mismos. Además se bombea 10 bbls de agua con el objetivo de limpiar las líneas de cemento, finalmente se desplaza un volumen necesario de lodo para completar el desplazamiento.
- Se aplica 500 psi de presión al final del desplazamiento para evidenciar la integridad del revestidor y como indicativo de que ha finalizada la operación de cementación.
- El éxito del asentamiento y el funcionamiento correcto del equipo de flotación es comprobado con el volumen de fluido retornado a superficie.

- Antes de continuar con la operación de perforación de la siguiente sección es necesario esperar al menos 12 hrs para el fragüe del cemento; al ser la sección superficial es necesario que el cemento tenga consistencia y fragüe correctamente.

Con el objetivo de aislar la parte superior del revestidor superficial no cementado es necesario realizar un Top Job. Para esta operación es necesario bajar unas varillas-macarrones por el anular hasta una profundidad aproximada de 60 ft para desplazar la lechada de cemento de clase "A" de densidad 15,6 ppg con un 0,5% de cloruro de calcio que actúa como acelerante del fragüe del cemento. La presión que se utiliza en esta operación no debe exceder los 200 psi con la finalidad de evitar fracturas en las formaciones superficiales y/o colapso del revestidor.

2.5. CARACTERÍSTICAS DE DISEÑO DE LA SECCIÓN DE 12 ¼"

2.5.1. BROCAS

La segunda sección atraviesa diferentes formaciones como son Chalcana, Ortegua y Tena, es necesario que la limpieza de recortes sea buena.

Se considera como broca principal una PDC de 12 ¼", su IADC es M223, el diseño permite atravesar este tipo de litologías variadas, en el anexo 4 se identifica la clasificación del respectivo IADC.

Esta broca PDC tiene una cubierta de matriz, y tiene 5 aletas con 51 cortadores de 19 mm, 10 cortadores de 16 mm y 5 cortadores de 13 mm, y cuenta con 7 boquillas. El diseño de esta broca utiliza una segunda hilera de cortadores que permite un mejor trabajo durante la perforación.

Durante su trabajo frente a los conglomerados, los parámetros de caudal deben ser controlados para evitar un desgaste prematuro de la broca y no perjudicar la ROP.

Hasta el tope de Tiyuyacu, se perfora con parámetros agresivos, mientras que para atravesar los conglomerados superior e inferior, se debe controlar los parámetros ya que debido al cambio de litología la broca sufre impacto contra las rocas, hecho que provoca el desgaste de los cortadores.

En la tabla 2.6 se presentan los parámetros de perforación agresivos y controlados con los que esta broca trabaja durante la segunda sección del hoyo.

Tabla 2.6 Parámetros de perforación broca PDC de 12 ¼”

DIAM	BROCA PRINCIPAL / ALTERNATIVA	IADC	INTERVALO	FM	LITOL	CARCATERISTICAS	ESQUEMA	JUSTIFICACION	PARAMETROS / OBSERVACIONES
12.25"	MSi519LMHSBPXX	M223	4.500' (4.000' - 8.500')	CHALCANA, ORTEGUAZA, TIYUYACU, TENA	Arcillita, arenisca, Congl. chert, lutita	5 ALETAS, CORTADORES: 31 x 19 mm + 10 x 16 mm + 20 x 19 mm (BU) + 5 x 13 mm (BU) TOTAL: 66 JSA: 38.34 plg2. 7 BOQUILLAS		NUEVA TECNOLOGIA, MODELO CERTIFICADO CON IDEAS® ARREGLO PROBADO EN POZOS DE SHUSHUFINDI	Agresivos WOB: 5-35 kibs RPM: 50-90 GPM: 800-900 TFA: 0.87 (5x13+2x12) Controlados WOB: 5-35 kibs RPM: 40 GPM: 600-650

Fuente: SMITH Manual de Brocas

Como broca alternativa debido al conglomerado inferior de Tiyuyacu se utiliza una broca de 3 conos de 12 ¼” con insertos de tungsteno de ser necesario, su IADC es 427X, representa que su uso es para formaciones suaves con una compresibilidad media de la roca.

Los parámetros, deben ser controlados mientras se atraviesa el conglomerado inferior para evitar el mayor daño posible en la broca y sus parámetros se presentan en la tabla 2.7.

Tabla 2.7 Parámetros de perforación broca de conos de 12 ¼”

DIAM	BROCA PRINCIPAL / ALTERNATIVA	IADC	FM	LITOL	CARCATERISTICAS	ESQUEMA	JUSTIFICACION	PARAMETROS / OBSERVACIONES
BROCA DE CONTINGENCIA								
12.25"	F05BDOVCPS	437	CONG INF TITYUYACU	Congl. chert, arcillita	BROCA TRICONIA DE INSERTOS CHISELADOS, SISTEMA SPINOIDAL™ 2, DE COJINETES, DOBLE SELLO, PROVEERA MAYOR DURABILIDAD		IADC RECOMENDADO PARA PERFORAR CONGLOMERADO CON INTERCALACIONES	WOB: 10-40 kibs RPM: 150 -250 GPM: 800-850 TFA: 0.94 BROCA TENTATIVA SE OPTIMIZARÁ PARÁMETROS: WOB, RPM, GPM EN ARCILLAS DENTRO DEL CONGLOMERADO

Fuente: SMITH Manual de Brocas

2.5.2. DIRECCIONAL

Esta sección, se caracteriza por el hecho que el ensamblaje utilizado debe permitir mantener la tangente que se dio inicio en la sección previa.

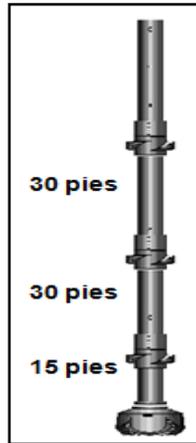
Para atravesar esta sección es necesario el uso de un ensamblaje de fondo que permita mantener el ángulo, con un respectivo viaje de calibración. Se establece esta selección por las tendencias naturales de caída de ángulo que presentan las formaciones de Chalcana, Orteguaza y Tiyuyacu.

Este ensamblaje también es considerado direccional por el uso de las herramientas direccionales que permiten direccionar el pozo.

Si la dirección de la tangente se pierde construyendo un mayor ángulo durante la perforación, es adecuado reducir el WOB y aumentar el RPM. El diámetro de los estabilizadores, es diferente a los de la sección previa, con la finalidad que la tangente se mantenga hasta alcanzar la profundidad final propuesta por el programa de perforación o requerimientos del cliente. El diámetro de estabilizadores utilizado para mantener el ángulo durante la construcción de la tangente son de 11 ¾"- 12 1/8"-11 ¾".

Para pozos con perfil "J", esta configuración de BHA se utiliza durante la perforación de la última sección, mientras que para pozos de perfil "S" y "J modificado" es necesario cambiar la configuración de la sarta de perforación.

Figura 2.13 BHA de tangente



Fuente: Schlumberger – Drilling & Measurements

2.5.3. FLUIDOS

El fluido utilizado durante la perforación de esta sección se conoce como Sistema Disperso-Kla-Stop; permite aislar las formaciones de: Chalcana, Ortegua, conglomerados superior, transición e inferior de Tiyuyacu a 100 ft de la formación Tena.

Durante la perforación de esta sección, se considera los compuestos de arcillas hidratables como la esmectita, los mismos que se encuentran al tope de la formación Ortegua, luego se topan lutitas y conglomerados en las formaciones de Ortegua y Tiyuyacu respectivamente.

Esta sección inicia con un fluido Disperso diseñado para evitar los embolamientos del ensamblaje de fondo-broca y taponamiento de las líneas de flujo.

Píldoras dispersantes como Thinsmart, SAPP, PA-10 y Drillzone son utilizadas hasta llegar al tope de Ortegua permitiendo que las arcillas presentes se dispersen. Para mejorar la limpieza y calibre del hoyo se realiza un viaje de calibración a la zapata de 13 3/8" que estaría ubicada a 4000 ft.

Una vez en el contacto con la formación Orteguaza se cambia el fluido a un sistema KLA-STOP el mismo que permite estabilizar las lutitas presentes en la formación y al ingresar a los conglomerados superior e inferior de la formación Tiyuyacu se adiciona material puenteante, que evita que existan pérdidas de fluido y pegas diferenciales durante el trabajo hasta llegar a la TD de la sección.

Para la limpieza de esta sección se adicionan píldoras de baja reología para disolver las arcillas y limpiar el ensamblaje de fondo y píldoras de barrido para limpiar el anular de los recortes y evitar posibles camas en la tangente del pozo.

Para mantener un calibre adecuado del hoyo se realiza un viaje de calibración a las 40 hrs de perforación y al llegar a la profundidad total, para ello se bombea un tren de píldoras de baja reología y de barrido, las mismas que permiten una mejor limpieza, adecuando al hoyo previo a la bajada del revestidor y la cementación. Además, es recomendado rotar la sarta con 60 -80 rpm durante las circulaciones para maximizar la limpieza.

Los productos del Sistema KLA-STOP que se utilizan en esta sección se presentan a continuación.

EMI-933-Sulfato de Potasio: Agentes inhibidores de arcillas que permiten controlar las lutitas y controla la aglomeración de cortes minimizando el embolamiento de la broca.

KLA STOP: Agente inhibidor de arcillas que funciona de la misma manera del EMI-933, la sinergia de estos dos agentes permite un mejor control de las lutitas de formación. Este agente no altera las propiedades de filtración y de viscosidad del fluido.

DUOVIS: Es un viscosificante utilizado en fluidos base agua.

UNITROL: Es un aditivo que permite reducir/controlar el filtrado.

POLYPAC: Es un reductor/controlador de filtrado y pérdidas de fluido, incrementa la viscosidad del sistema. Este aditivo permite que las arcillas de la formación se vean expuestas a los fluidos de perforación evitando posibles riesgos de pegas diferenciales.

SACK BLACK: Agente inhibidor de arcillas, permite proporcionar mayor estabilidad al agujero y ayuda a minimizar pérdidas en exceso.

BLACK FURY: Agente sellante/puenteante, permite que sea mínima la pérdida de fluido estabilizando a las arcillas fracturadas.

CARBONATO DE CALCIO: Se utiliza este compuesto como material de puenteo y densificante, de tal manera que garantice un sello adecuado en las arenas de Ortegua y los conglomerados superior e inferior de Tiyuyacu.

Las propiedades del fluido recomendadas a ser utilizadas en esta sección se presentan en la tabla 2.7 y tabla 2.8

Tabla 2.7 Parámetros Sistema Disperso intervalo: 4000ft - tope de Ortegua

Densidad (lpg)	9.5 – 9.7 - 9.9	PH	7.0 - 8.0
Filtrado API (cm ³ /30min)	Max 10	Ca (mg/l)	120 máximo
Yield Point (lb/ft)	10 – 14	Sólidos de perforación	< 10 %
PV (cp)	8– 10	MBT (lbs/bbl equivalente)	< 25

Fuente: MI-SWACO Manual de Fluidos

Elaborado por: Mercedes González

Tabla 2.8 Parámetros Sistema KLA-STOP intervalo: Tope Orteguzaza - 100 ft de Tena

Densidad (lpg)	9.7 – 10.5 – 10.8	PH	9.0 - 10.0
Filtrado API (cm ³ /30min)	10 – 6	Ca (mg/l)	120 máx
Yield Point (lb/ft)	41934	Sólidos de perforación	< 10 %
PV (cp)	41932	MBT (lbs/bbl equivalente)	< 15

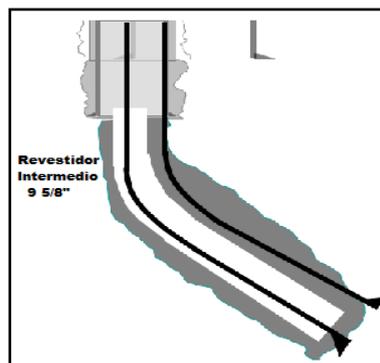
Fuente: MI-SWACO Manual de fluidos
Elaborado por: Mercedes González

2.5.4. CEMENTOS

La operación es similar a la realizada con el revestidor de 13 3/8", como objetivo la cementación de esta sección tiene: proveer un aislamiento zonal en la zapata de 9 5/8" para continuar con las operaciones de perforación y dar protección al revestidor con la finalidad de prevenir el prematuro deterioro.

Figura 2.14

Cementación Intermedia



Fuente: Master Primary cementing Overview

Durante la cementación de esta sección se utiliza dos tapones: uno de fondo y uno de tope, con el objetivo de asilar la lechada y limpiar la pared interna del revestidor. Entre el equipo de flotación que se utiliza en esta sección al igual que en la anterior debe considerar un collar de flotación adecuado para el asentamiento de los tapones y un número determinado de centralizadores

localizados principalmente en la zona de la zapata del revestidor de tal manera que se asegure la cementación del revestidor y la zapata.

El porcentaje de exceso en el anular se determina por requerimiento del cliente y a base de datos obtenidos de la experiencia en el campo. Por el hecho de que esta sección es una de las más extensas del hoyo y presenta zonas desviadas.

Previo a la operación de cementación es necesario asegurar que el pozo este limpio gracias a la acción de píldoras bombeadas al hoyo, el proceso se realiza hasta obtener las zarandas limpias de recortes.

Una vez asentada la zapata en el hoyo y como medida de limpieza se bombea un espaciador "MUDPUSH II" con una densidad de 12,3 ppg previo al bombeo de las lechadas de cemento. Este pre flujo asegura una limpieza del agujero para obtener una mejor adherencia del cemento y el uso de un tapón de fondo que es lanzado posterior a este pre flujo evita la contaminación de las lechadas con el fluido de perforación presente en el pozo.

Para los pozos del Campo Sacha se utilizan los siguientes criterios a la hora de la cementación del revestidor de 9 5/8":

- Se bombean 2 tipos de lechadas con cemento de clase "G", la primera es una lechada de llenado con una densidad de 13,5 ppg, con un objetivo a cubrir de 2500 ft aproximadamente sobre la lechada de cola o hasta la profundidad requerida por el cliente.
- La segunda lechada de cola bombeada tiene una densidad de 15,8 ppg es bombeada con el objetivo de cubrir aproximadamente 500 ft a partir del zapato de 9 5/8".

- Finalizado el bombeo de las lechadas, se procede a lanzar un tapón superior y se realiza el mismo proceso de desplazamiento que el realizado en la sección previa, el fluido de desplazamiento está compuesto por: una lechada de cola, agua y lodo.
- Al finalizar el desplazamiento, se asienta el tapón superior con 500 psi de presión diferencial como indicativo de finalización de la operación de cementación e integridad del revestidor.

2.6. CARACTERÍSTICAS DE DISEÑO DE LA SECCIÓN DE 8 ½”

2.6.1. BROCAS

La última sección atraviesa las formaciones “Tena-Napo-Hollín”. Utiliza como broca principal una PDC de 8 ½”, su IADC es M223, el diseño permite atravesar formaciones suaves con una baja resistencia a la compresibilidad, valoración del IADC se observa en el anexo 4.

Esta broca PDC tiene una cubierta de matriz, y tiene 6 aletas con 38 cortadores de 16 mm y 8 cortadores de 13 mm y cuenta con 6 boquillas.

El diseño de esta broca utiliza una segunda hilera de cortadores para trabajar en formaciones que son muy abrasivas.

Los parámetros del caudal del fluido de perforación deben ser controlados tanto en Tena como en Napo.

En la tabla 2.9, se presentan los parámetros de perforación con los que esta broca trabaja durante la tercera sección del hoyo.

Tabla 2.9 Parámetros de perforación broca PDC de 8 ½”

DIAM	BROCA PRINCIPAL / ALTERNATIVA	IADC	INTERV	FM	LITOL	CARCATERISTICAS	ESQUEMA	JUSTIFICACION	PARAMETROS / OBSERVACIONES
8.5"	MSi616UPX	M223	8500'-10500'	TENA, NAPO, HOLLIN	Lutita, arcilla, caliza, arenisca	CUERPO DE MATRIZ. 6 ALETAS, CORTADORES: 38 x 16 mm + 8 x 13mm TOTAL: 46 JSA: 9.71 plg2. BOQUILLAS		LAS 6 ALETAS COMBINADO CON CORTADORES DE 16 mm PROVEERAN SUFICIENTE DURABILIDAD A LA BROCA EN LITOLOGIAS ABRASIVAS	WOB: 10-30 klbs RPM: 60-90 GPM: 500 GPM (TENA) y 400 GPM (NAPO) TFA: 0.61 (3x11-3x12)

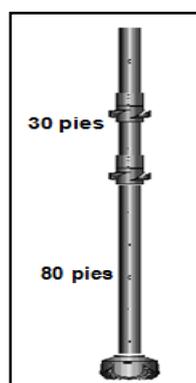
Fuente: SMITH Manual de Brocas

2.6.2. DIRECCIONAL

La construcción de esta sección está relacionada con el perfil de pozo que se desee obtener. Se utiliza 2 tipos de ensamblajes según la necesidad.

Para pozos tipo “S” y “J modificado”, se requieren un BHA de tipo “Péndulo”, donde la ubicación de los estabilizadores y el diámetro de los mismos permiten construir y mantener la verticalidad del pozo hasta alcanzar los objetivos, el diámetro de estabilizadores que se utiliza en esta sección debe ser de 8 3/8”. La tendencia natural de las formaciones en esta sección permite que el trabajo realizado por la sarta sea más fácil, por experiencia en el campo se ha determinado una disminución de su inclinación de 3⁰/100 ft.

Figura 2.15 BHA para tumbar ángulo



Fuente: Schlumberger – Drilling & Measurements

Para pozos con perfil “J”, se mantiene la configuración de un BHA tipo “Fulcrum” controlando los parámetros de WOB y RPM, con el objetivo de que el ángulo no caiga por la tendencia de las formaciones presentes en esta sección.

2.6.3. FLUIDOS

El fluido que se utiliza en la perforación de la última sección del hoyo se conoce como Sistema KLA- STOP NT. Permite aislar, proteger y minimizar el daño, de las arenas productoras: “U”, “T” y Hollín, es decir que estas formaciones sean lavadas por el caudal del fluido utilizado durante la perforación.

La litología que se encuentra en esta sección son arcillolitas, lutitas, calizas y areniscas. El sistema del fluido que se usa en esta sección permite incrementar la permeabilidad de la formación; además el filtrado en esta formación es controlado con píldoras viscosas, productos de control de filtrado e inhibidores.

Esta sección inicia con un fluido KLA- STOP hasta el tope de Basal Tena donde el fluido se refresca y se adiciona Carbonato de Calcio como material puenteante y densificante para controlar la reología y el filtrado a la formación.

Además sirve para aislar o bloquear la permeabilidad de las arenas depletadas que potencialmente son zonas de alto riesgo de pega de tubería.

Para atravesar la formación Tena se utiliza píldoras de baja reología combinadas con píldoras de barrido; durante la perforación de la formación Napo se utiliza píldoras viscosas con material puenteante. Además es necesaria la adición de bactericidas, por el hecho que las bacterias llegan a degradar los polímeros y disminuir el rendimiento del fluido.

La secuencia de bombeo de las píldoras de barrido, se realiza durante cada parada que ingresa al hoyo.

Al llegar a la profundidad total del hoyo se realiza un viaje de circulación con un tren de píldoras de barrido y viscosificante logrando una mejor limpieza y adecuando al hoyo, previo a la bajada del liner de producción y la cementación.

Además, es recomendado rotar la sarta durante las circulaciones para maximizar la limpieza.

El fluido a ser utilizado en este sistema está compuesto por los siguientes productos: KLASTOP / EMI 933, UNITROL, POLYPAC, CARBONATO DE CALCIO, SACK BLACK Y BLACK FURY.

Las propiedades del fluido recomendadas a ser utilizadas en esta sección se presentan en la tabla 2.10.

Tabla 2.10 Parámetros Sistema KLA-STOP NT intervalo: 8.500 -10.500 ft

Densidad (lpg)	9.7 – 9.9 – 10.2	PH	9.0 - 10.0
Filtrado API (cm³/30min)	7 – 5	Ca (mg/l)	100 máx
Yield Point (lb/ft)	22 – 25	Sólidos de perforación	< 3 %
PV (cp)	12 – 20	MBT (lbs/bbl equivalente)	10 – 5

Fuente: MI-SWACO Manual de fluidos

Elaborado por: Mercedes González

CAPÍTULO III

DISEÑO DE CEMENTACIÓN DE LA SECCIÓN DE 8 1/2”

3.1. CLASES DE CEMENTO

El cemento Portland es utilizado como aglomerante para la preparación de concreto en la construcción. Este cemento es producto de la calcinación del Clinker, el mismo que está compuesto por diferentes componentes como sílice, hierro y arcilla. Una vez finalizada la calcinación del Clinker se agrega sulfato de calcio a la elaboración del cemento.

La industria petrolera ha visto la necesidad de utilizar este producto para la cementación de pozos, con modificaciones al cemento original, añadiendo aditivos que se utilizan en pozos de diferentes condiciones de presión y temperatura.

La API ha desarrollado una clasificación del cemento, considerando: condiciones de profundidad, presión y temperatura que presentan los pozos y a las que el cemento va a ser sometido.

“El sistema API & ISO cementos Portland, define al cemento en 8 clases diferentes, dependiendo especialmente de la proporción de los 4 componentes químicos fundamentales que se encuentran en el cemento como son: Silicato Tricálcico “ C_3S ”, $(3CaO.SiO_2)$, Silicato Dicálcico “ C_2S ” $(2CaO.SiO_2)$, Aluminato Tricálcico “ C_3A ” $(3CaO.AL_2O_3)$, Aluminoferrita Tetracálcico “ C_4AF ” $(4CaO.AL_2O_3.Fe_2O_3)$ ”¹¹.

¹¹Schlumberger -Drilling School Sección 8

- **Clase A:** Su uso es destinado para la superficie o hasta profundidades de 6000 ft y con temperaturas de 110⁰ F. No requiere propiedades especiales. Este tipo de cemento generalmente es utilizado en estructuras industriales y edificios.
- **Clase B:** Su uso es destinado para la superficie o hasta profundidades de 6.000 ft y resiste temperaturas de 110⁰ F .También se utiliza cuando las condiciones requieren moderada o alta resistencia al sulfato. Este tipo de cemento por sus condiciones, se emplea en puentes y tuberías de concreto.
- **Clase C:** Su uso está destinado para condiciones de profundidades de 6.000 ft y temperatura de 140⁰ F. Es resistente a la compresión y a los sulfatos.¹²
- **Clase D:** Esta clase es conocida como cementos de retardo, sus fases hidratantes (C₃S y C₃A) se han visto reducida, mientras que el tamaño de los granos de cemento se han visto incrementados.

Esta destina para profundidades de 6.000 ft – 10.000 ft y temperaturas moderadamente altas de 170⁰ F - 230⁰ F. Se fabrica para condiciones de moderada y alta resistencia a los sulfatos.

“Esta clase de cemento fue elaborada, la tecnología de los retardadores químicos, significativamente han mejorado; consecuentemente, esta clase es raramente encontrada en la actualidad”¹³.

- **Clase E:** Esta clase de cemento se destina para profundidades de 10.000 ft – 14.000 ft y altas temperaturas de 230⁰ F - 290⁰ F. Se fabrica para

¹² Well Cementing first edition

¹³ Well Cementing, Second

condiciones de moderada y alta resistencia a los sulfatos. Esta clase de cemento es también considerado como cemento de retardo.

- **Clase F:** Esta clase de cemento se destina para profundidades de 10.000 ft – 16.000 ft y altas temperaturas de 230- 320⁰ F. Se fabrica para condiciones de moderada y alta resistencia a los sulfatos.
- **Clase G:** Se utiliza para la cementación de los pozos petroleros. Son cementos básicos que se manipulan desde la superficie hasta profundidades de 8.000 ft con temperaturas que varían entre los 80⁰ F a 320⁰ F.
Se caracterizan por el uso de retardadores y aceleradores que permite su uso en diferentes condiciones de presión y temperatura.
- **Clase H:** Esta clase de cemento tiene las mismas condiciones que la clase “G”, es utilizado en pozos más profundos, como los pozos offshore o de perforación en mar abierto.

Durante la cementación de pozos petroleros las lechadas de cemento tienen diferentes valores de densidad, las mismas que son controladas mediante el agregado de aditivos y/o agua. Este control generalmente se debe realizar durante la cementación de formaciones con altas presiones de fondo o en formaciones donde la pérdida de circulación presenta problema. En el anexo 5, se identifica del diagrama mecánico del pozo modelo para el estudio en este capítulo el mismo que utiliza un cemento clase G.

Tabla 3.1 Tipos de Cementos

Clase	Condiciones de uso	Profundidad (ft)*	Temperatura	Agua de Mezcla (gal/sx)	Densidad de la Lechada (ppg)	Composicion, %
A	No requiere propiedades especiales	0 - 6000*	Superficie y profundidades someras	5,2	15,6	*C3S: 53 *C2S: 24 *C3A: 8 *CAAF: 8
B	Requiere moderada/alta resistencia al sulfato	0 - 6000*	110 °F	5,2	15,6	*C3S: 47 *C2S: 32 *C3A: 5 *CAAF: 12
C	Requiere alta resistencia inicial. Uso para control de agua	0 - 6000*	140 °F	6,3	14,8	*C3S: 58 *C2S: 16 *C3A: 8 *CAAF: 8
D	En presiones y temperaturas moderadamente altas	6000 - 10000*	170 °F - 230 °F	4,3	16,4	*C3S: 26 *C3S: 54 *C3S: 2 *C3S: 12
E	En presiones y temperaturas altas	10.000 – 14.000 *	230 °F - 290 °F	4,3	16,4	*C3S:26 *C2S: 54 *C3A: 2 *CAAF: 12
F	En presiones y temperaturas muy altas	10.000 – 16.000*	230 °F - 320 °F	4,3	16,4	*C3S: 26 *C3S: 54 *C3S: 5 *C3S: 12
G	Cemento básico utiliza retardadores y aceleradores	0 - 8000*	80 °F - 200 °F	5	15,8	*C3S: 50 *C2S: 30 *C3A: 5 *CAAF: 12
H	Mismas condiciones que "G" y uso en pozos más profundos	0 - 8000*	80 °F - 200 °F	4,3	16,4	*C3S: 50 *C3S: 30 *C3S: 5 *C3S: 12

* Well Cementing Edition 1. Pag 2-12

Fuente: Dowel y Well Cementing¹⁴

Elaborado por: Mercedes González

3.1.1. PROPIEDADES DEL CEMENTO

Las lechadas de cemento previo a su desplazamiento en el hoyo, deben tener características que permitan resultados óptimos. Por lo tanto es necesario que sus propiedades sean evaluadas en laboratorios, realizando simulaciones en diferentes condiciones de presión y temperatura a la que los pozos están expuestos, con la finalidad de obtener mejores resultados en la cementación.

Las características de la lechada de cemento que deben ser consideradas previo a la operación de cementación son las siguientes:

¹⁴Schlumberger -Drilling School Sección 8, Well Cementing edition 1

3.1.1.1. Densidad de la lechada

Por definición, se conoce que la densidad es la relación de masa por unidad de volumen de una sustancia cualquiera, es decir, mientras mayor cantidad de masa se tenga en una misma cantidad de líquido, el valor de la densidad será mayor.

En la industria petrolera la densidad es una de las propiedades que mayor importancia tiene por su relación directa con la presión hidrostática de la lechada de cemento y del fluido de perforación, ya que tiene como objetivo principal impedir que existan pérdidas de circulación y fracturamiento de las formaciones, es decir, que se tenga un control del pozo.

La variación del valor de la densidad de la lechada, va a estar determinada por la adición de agua y de diferentes aditivos.

Las unidades que comúnmente son utilizadas a nivel internacional, son las siguientes: g/cm^3 , lb/gal , ton/m^3 . En el Ecuador es común utilizar unidades como: lb/gal "ppg" para nombrar a esta propiedad.

Entre los aditivos que permiten modificar la densidad, están: la bentonita, Puzol, y diatomeas, mientras que los aditivos que permiten incrementar la densidad son la barita, ilmenita y hematita. El anexo 6 se observa el cálculo de esta propiedad.

3.1.1.2. Agua de mezcla

Conocer la cantidad necesaria de agua que requiere la mezcla, es otra de las propiedades que se debe considerar durante la mezcla de la lechada, para que la misma, tenga características de ser bombeable.

La cantidad de agua que se agregue a la mezcla, va a depender principalmente de la densidad que se necesita para el control del pozo, propiedades de la lechada de cemento y de la cantidad y tipo de aditivos que la mezcla requiera.

Generalmente el agua que se utiliza para las lechadas de cemento es obtenida de la misma locación y de preferencia es agua dulce limpia, que evita, que el cemento fragüe instantáneamente.

La unidad para determinar la cantidad de agua a ser utilizada en la mezcla de la lechada esta expresada en galones/ saco de cemento. En el anexo 6, se observa el cálculo de la cantidad de agua libre.

3.1.1.3. Rendimiento

Esta propiedad permite determinar el volumen total de la mezcla de la lechada (cemento, agua y aditivos) que se obtiene por el uso de cada saco de cemento.

Las unidades que generalmente maneja esta propiedad son ft^3/saco , galón/saco y m^3/kg ; en el Ecuador la unidad que se utiliza es ft^3/saco .

El valor del rendimiento es afectado principalmente por la densidad que tenga la lechada de cemento y por las cantidades de aditivos que la mezcla presente. El anexo 7 identifica el cálculo de esta propiedad.

3.1.1.4. Tiempo de Bombeabilidad “Thickening Time”

Esta propiedad permite determinar el tiempo necesario que la mezcla de la lechada tiene para ser bombeada y desplazada bajo las respectivas condiciones del pozo, previo a que empiece asentarse el cemento. Este valor depende de la cantidad y tipo de aditivos (acelerantes o retardantes) que se utiliza en la lechada.

Además, son definidos con resultados obtenidos previamente con pruebas realizadas en el laboratorio con un equipo que se lo conoce como consistómetro, que simula las condiciones de presión y temperatura del fondo del pozo, estos resultados se obtienen en unidades Bearden de consistencia "Bc" basadas en el torque y arrastre; 70 Bc, corresponde a la capacidad de bombeo de la lechada antes que fragüe, mientras que 100Bc es el tiempo límite registrado de fraguado.

El tiempo de bombeabilidad depende del tiempo que dura la operación de cementación más un factor de seguridad, tiempo necesario para realizar la mezcla, bombear al anular y desplazarla al lugar deseado antes que el cemento fragüe.

Cada una de las compañías que prestan los servicios de cementación en el mundo tiene su estándar sobre el tiempo de bombeabilidad, o TT (thickening time).

Para Well Services Schlumberger el estándar dice que el TT debe ser el mayor entre: A) 1.5 veces el tiempo operación o B) 2 horas adicionales al tiempo de operación, esto es considerado como factor de seguridad para cualquier problema operacional.

3.1.1.5. Fuerza de compresión

La resistencia a la compresión, es el resultado de presiones que existen en el interior y exterior de un sólido, principalmente se caracteriza por presentar una reducción en el volumen del sólido y mantener el valor de su masa constante.

Esta propiedad permite indicar la resistencia a la compresión que el cemento fraguado debe tener cuando está sometido a esfuerzos de compresión en el fondo del pozo. Este estado se observa una vez que el cemento llega a tener su fragüe final.

Las condiciones que el cemento resultante debe tener permitirán sostener la tubería de revestimiento en el hoyo y resistir presiones hidráulicas altas sin que el cemento fraguado llegue a fracturarse.

Para obtener una adherencia correcta del cemento que permita tener un sello adecuado del liner de producción la fuerza de compresión del cemento debe ser aproximadamente mayor a los 2000 psi.

Un parámetro principal para obtener este resultado es el periodo de fragüe o "WOC", este periodo va a permitir que la fuerza se desarrolle por completo, por la presencia de aceleradores el "WOC", adquiere este estado a las 3 horas.

3.1.1.6. Agua libre

Esta propiedad permite determinar la cantidad de agua que se ha separado de la lechada bombeada al pozo. Este hecho trae severos problemas como la disminución del tiempo de bombeabilidad de la lechada y hasta formar canalizaciones entre la formación y el revestidor, permitiendo el paso de gases y fluidos.

Tener un porcentaje de agua libre en la lechada es un indicativo de que no se mezclaron los componentes de la lechada adecuadamente o las proporciones de sólidos y líquidos no fueron las adecuadas.

Por tal motivo es necesario que la cantidad de agua utilizada sea la adecuada para el tipo de cemento que se va a mezclar. El control de la pérdida es realizado en laboratorios a condiciones simuladas del hoyo, siendo los resultados expresados en ml/30minutos.

3.1.1.7. Reología

“La Reología, es la ciencia que estudia el flujo y deformación de los fluidos. Las propiedades de flujo de un líquido son definidas por la resistencia a fluir.”¹⁵

Por definición la reología describe la relación que existe entre la velocidad de corte (shear rate) y el esfuerzo de corte (shear stress), que permite que un fluido sea desplazado.

- **“Velocidad de corte:** Es definida como la diferencia en velocidad de dos partículas de fluido divididas entre la distancia que las separa.
 - **Esfuerzo de corte:** Se define como la fuerza de fricción producida por dos partículas de fluido moviéndose una a continuación de la otra y entre sí.”¹⁶
1. **Modelo Newtoniano.-** Son aquellos fluidos donde la velocidad de corte es proporcional al esfuerzo de corte, los fluidos más conocidos en este modelo son; agua, diésel gasolinas y gases.
 2. **Modelo Plástico de Bingham.-** Los fluidos que pertenecen a este modelo son aquellos que no cumplen con las condiciones del primer modelo, es decir, permanecerán en reposo hasta que exista un esfuerzo de corte que permita el movimiento de los mismos y luego obtener una proporcionalidad con la velocidad de corte.

Entre los fluidos considerados como No Newtonianos están las lechadas de cemento y pre flujos, es decir, no es posible determinar sus propiedades reológicas mediante la valoración de la viscosidad, la relación entre el esfuerzo de corte y la velocidad de corte no es constante.

¹⁵La importancia de la reología en la cementación remedial del pozo Laguna X- Gonzalo Ruiz, 2004

¹⁶ Análisis técnico comparativo del uso de sistemas de colgadores de liner convencionales y colgadores de liner expandibles para optimizar la completación de pozos.

Por lo tanto es necesario determinar otros parámetros como son el tamaño y la distribución de las partículas para determinar los cálculos adecuados de esta propiedad para este tipo de fluidos. Las propiedades del fluido como la viscosidad plástica “PV” y el punto de cedencia “Ty” son controlados con la finalidad de facilitar la mezcla de la lechada y la bombeabilidad. El viscosímetro Fann ha sido diseñado para determinar fácilmente los parámetros indicados.

- **“Viscosidad plástica:** Su unidad es el centipoise “cP”, es la pendiente de la línea de esfuerzo de corte/ velocidad de corte por encima del punto de cedencia.

$$\text{Viscosidad Plástica (cP)} = (\text{Lectura del dial a 600} - \text{Lectura a 300}) \text{ r.p.m.} \quad (3.1)$$

- **Punto de cedencia:** Su unidad es lbf/100 ft², se encarga de medir la resistencia que tienen el fluido a fluir.”¹⁷

$$\text{Punto Cedente (Y)} = \text{Lectura a 300} - \text{Viscosidad Plástica.} \quad (3.2)$$

La viscosidad plástica será mayor cuando más presencia de sólidos tenga la lechada, mientras que se tendrá menor punto de cedencia cuanto mejor estén dispersas las partículas de cemento.

3.1.1.8. Módulo de Young

“El módulo de Young o módulo de elasticidad, es determinado por el cambio en la longitud de un material que resulta cuando el material está sujeto a una fuerza de tensión o de compresión.”¹⁸

¹⁷ Jet 14 introducción a la cementación- Schlumberger

¹⁸ “Adición de compuestos químicos para la Cementación de pozos petroleros en la etapa de Producción, región Poza Rica-Altamira. Joselin Hernandez,2011

En otras palabras, cuando un cuerpo es sometido a algún tipo de fuerza, es natural que este cuerpo enfrente a este cambio con una fuerza de reacción contra la fuerza deformadora. Estas fuerzas de reacción son comúnmente conocidas como elásticas. Además se encuentran dos tipos de cuerpos elásticos, uno de ellos es aquel que luego de desaparecer la fuerza deformadora, los cuerpos vuelven a su estado normal; mientras que existen otro tipo de casos que no recuperan su forma y son conocidos como cuerpos plásticos.. Este módulo, es básicamente una medida de la rigidez del material.

El Módulo de Young en las lechadas, es la propiedad que indica la cantidad de esfuerzo que la lechada fraguada soporta. Es decir, si la lechada tiene un módulo de Young alto, se tiene como resultado que soporta mayores esfuerzos y tiene mayor resistencia.

3.1.1.9. Control de filtrado

Mediante una prueba de control de filtrado a la lechada se previene la pérdida de fluido hacia las formaciones permeables, este hecho puede causar problemas como aumento de la viscosidad y disminución del tiempo de bombeado llevando a una temprana depositación de los sólidos y a un fraguado prematuro.

Es normal que exista una tendencia natural a que el filtrado se vea forzado a salir del cemento por las diferencias de presiones que hay en el hoyo, este problema es solucionado mediante la adición de ciertos aditivos.

3.2. ADITIVOS DEL CEMENTO

El cemento utilizado para pozos petroleros debe ser diseñado para enfrentar diferentes condiciones de presión y temperatura en el interior del hoyo. Por lo tanto es necesario añadir ciertos aditivos al cemento para realizar su control.

Los aditivos permiten modificar el comportamiento del cemento, logrando un desplazamiento satisfactorio del mismo, entre el revestidor y la formación, ya que se obtiene una mezcla que es bombeada hasta la sección del hoyo deseada; proporciona una rápida fuerza de compresión y resistencia del mismo a pocas horas de cementar y un adecuado aislamiento zonal durante la vida del pozo.

Además tienen como objetivos:

- Controlar la filtración y pérdida de fluido,
- Reducir la viscosidad de la lechada,
- Variar la densidad de la lechada,
- Acelerar o retardar el tiempo de fragüe
- Mantener las condiciones óptimas del cemento fraguado durante el mayor tiempo de la vida productiva del pozo.

En la actualidad, se encuentran en la industria más de 100 aditivos, muchos de ellos en estado sólido o estado líquido.

Existen ocho categorías en la que estos aditivos se clasifican y son los siguientes: Aceleradores, retardadores, extendedores, agentes pesantes, agentes de control de pérdidas de fluidos, agentes de control de pérdidas de circulación, dispersantes, aditivos especiales.

3.2.1. ACELERADORES

“Son productos químicos que reducen el tiempo de asentamiento o de gelificación de la lechada e incrementa la tasa de resistencia a la compresión”¹⁹.

Son utilizados también para contrarrestar el efecto de otros aditivos como son los dispersantes o agentes de control de pérdida de fluidos.

¹⁹Well cementing second edition.

Muchas sales inorgánicas son consideradas como aceleradores entre las que están: el cloruro de calcio, el cloruro de sodio y agua marina; otros aditivos que frecuentemente son utilizados por su mayor efecto acelerante son los carbonatos, silicatos, aluminatos, sulfatos, tiosulfatos y bases alcalinas como hidróxido de potasio y amonio.

El acelerante más económico e indudablemente el más eficiente, es el cloruro de calcio, las concentraciones que normalmente se adicionan, están en un 2% a 4% del peso del cemento, si la concentración supera el 6% se obtiene resultados impredecibles como el prematuro fraguado, afectando el tiempo de desplazamiento y la resistencia a la compresión de la lechada.

El cloruro de sodio en concentraciones mayores del 15% "BWOW", se considera un buen acelerador mientras que concentraciones del 15 % al 20%, se considera neutral y el tiempo de bombeo es similar al obtenido, si se utilizara agua fresca. Finalmente para concentraciones mayores al 20% se considera este aditivo como un retardador, no es un compuesto muy eficiente y su uso es exclusivo en el caso de la falta de disponibilidad del cloruro de calcio.

Este producto es utilizado particularmente en pozos someros con bajas temperaturas.

3.2.2. RETARDADORES

Son aditivos que se utilizan generalmente para lechadas, que van a ser bombeadas a secciones más profundas del hoyo, donde las temperaturas son elevadas y el tiempo del trabajo requiere que la lechada no genere geles o empiece el fragüe antes de terminar la operación.

Entre los objetivos que este tipo de aditivo proporciona a la lechada de cemento están: retrasar el tiempo de fraguado, reducir la viscosidad de la lechada de

cemento y permitir que la mezcla preparada en superficie pueda ser bombeada al hoyo.

Los retardadores más comunes utilizados son los lignosulfactantes, el cloruro de sodio, ácidos orgánicos y compuestos inorgánicos.

El lignosulfactante se caracteriza por ser efectivo en todo tipo de cemento y las concentraciones que normalmente se utilizan están entre el 0.1% y 1.5% del BWOW y en rangos de temperatura de 250⁰ F a 600⁰ F.

Los ácidos carboxílicos son otro tipo de retardadores muy utilizados por su eficacia en temperaturas inferiores a los 200⁰ F. Entre los compuestos inorgánicos más utilizados se encuentra el óxido de zinc que sirve para mantener constante la reología de la lechada.

3.2.3. EXTENDEDORES

Estos compuestos químicos que se añaden al cemento, permiten que la densidad de la lechada sea disminuida, reduciendo la cantidad de cemento por unidad de volumen, con el propósito de disminuir la presión hidrostática durante los trabajos de cementación y aumentar el rendimiento de la lechada.

Los extendedores se clasifican en 3 categorías, dependiendo del mecanismo de reducción de la densidad o del incremento del rendimiento de la lechada.

En el primer grupo de extendedores se consideran a las arcillas y a varios agentes viscosificantes que permiten la adición de agua a la mezcla, manteniendo la homogeneidad de la lechada.

Una segunda categoría consiste en la adición de materiales de baja densidad, logrando que la densidad de la lechada se reduzca. Finalmente en un tercer grupo de extendedores se consideran a los aditivos como el nitrógeno o el aire, que tienen el efecto de disminuir la densidad en la lechada de cemento.

Entre los aditivos más utilizados se tiene: la bentonita, silicato de sodio y materiales puzolanicos. Siendo este último uno de los extendedores más importantes. Este material tiene la característica de reaccionar con el hidróxido de calcio, liberado durante la hidratación del cemento, contribuyendo a la resistencia compresiva de la lechada.

3.2.4. AGENTES DE CONTROL DE PÉRDIDAS DE FLUIDOS

Este tipo de aditivo es utilizado generalmente en lechadas de cemento que son desplazadas en formaciones con bajas presiones y donde un proceso de filtración de la fase acuosa de la lechada se filtra hacia la formación, provocando una deshidratación del cemento y consecuencias severas en el trabajo de cementación.

Este aditivo permite controlar las propiedades de la lechada de cemento y previenen las pérdidas de agua de la lechada en las formaciones, evitando que la lechada pierda su consistencia de bombeabilidad cuya tasa tiene valores de 1500ml/30 min.

El primer aditivo de control de pérdida de fluido fue la bentonita debido al pequeño tamaño de sus partículas y además podía ingresar a la costra de lodo formada en el hoyo minimizando la permeabilidad del mismo y evitando que el fluido ingrese a la formación. En la actualidad la bentonita ha sido desplazada por otros aditivos como polímeros orgánicos entre ellos el más conocido la celulosa CMHEC.

3.2.5. DISPERSANTES

Las altas concentraciones de sólidos que están presentes en las lechadas, determinan las propiedades reológicas del fluido y principalmente de la fase acuosa de la mezcla.

La fase acuosa de la lechada contiene aditivos orgánicos que en contacto con la presencia de otros aditivos como agentes de pérdida de control del fluido alteran las propiedades de la lechada.

Además la viscosidad se ve afectada al entrar en contacto con las altas temperaturas del hoyo, por lo tanto es necesario la adición de ciertos aditivos que permiten mejorar las propiedades de flujo de la lechada de cemento y mantener una distribución uniforme de los componentes de la misma, permitiendo que la viscosidad de la lechada disminuya y que la presión con la que se bombea sea menor durante el desplazamiento.

Los lignosulfactantes, son los dispersantes más frecuentemente utilizados en la industria petrolera, es así, que se los encuentran tanto en los fluidos de perforación como en las lechadas de cemento. Otro de los dispersantes que se utilizan en la industria son: el calcio, sales y polímeros.

Para que exista un efecto adecuado del dispersante en la lechada es recomendable el uso de concentraciones que varíen de 0.2% a 0.6% del BWOC.

3.2.6. ADITIVOS ESPECIALES

En esta categoría, se consideran numerosos materiales que se adicionan a la lechada de cemento y no están considerados en algunas de las categorías mencionadas previamente.

Entre los materiales que representan a este grupo están: agentes antiespumantes, aditivos fibrosos que mejoran la durabilidad del cemento y agentes radioactivos.

- **Antiespumantes:** Muchos aditivos que la lechada presenta llegan a formar espumas durante la mezcla de los mismo, provocando problemas futuros como la formación de geles en la lechada o pérdida de presión

hidráulica durante el bombeo de la misma, la presencia de aire también se considera que provoque variación en la densidad de la lechada, es por tal motivo, que es importante agregar este tipo de aditivos ya sea en la mezcla del agua de la lechada o en la mezcla de los aditivos secos, logrando prevenir los problemas mencionados.

El antiespumante más utilizado en la industria es la silicona, cuya concentración debe ser menor al 0.1% del BWOW.

- **Fibras:** Este tipo de aditivos están disponibles en concentraciones entre 0.15% y 0.5% del BWOW, utilizados en formaciones donde se presentan fracturas hidráulicas, el material más utilizado de este aditivo son las fibras de nylon.
- **Controlador de gas:** La presencia de gas se localiza principalmente en zonas productoras o en formaciones gasíferas, es importante manejar un tipo de aditivo que permita controlar esta fuga de gas y evitar daños en formaciones menos presurizadas o incluso que llegue a superficie y sea necesario utilizar procedimientos de control de pozo.

La lechada de cemento que se utiliza durante la cementación debe tener este controlador para reducir el tiempo de fragüe y evitar la gelificación del cemento por un periodo largo y que el mismo pierda sus propiedades de transmisión de la presión hidrostática y control de los fluidos del pozo.

Algunas de las propiedades de este aditivo son:

- Resiste temperaturas entre 60 y 230°F
- Disminuye la pérdida de filtrado
- Aumenta ligeramente la viscosidad²⁰

²⁰Adición de compuestos químicos para la cementación de pozos petroleros en la etapa de producción, región Poza Rica-Altamira –Joseline Coré Hernández Pérez/Edlin Esther Ortíz Gómez,2011

Tabla 3.2 Aditivos químicos

Tipo de Aditivo	Ejemplo	Producto Típico de Schlumberger
Acelerador	CaCl ₂ NaCl	S1 D44
Retardador	Calcio Lignosulfonato CMHEC Solución Salina Saturada	D13, D81 D8, D120
Incremento de densidad	Barita Hematita	D31 D76
Disminución de densidad	Bentonita Diatomea Pozolan	D20 D56 D61
Reductor de fricción	Polímeros Calcio Lignosulfonato	
Pérdida de fluido	Polímeros Orgánicos CMHEC	Flac D59. Flac D60 D8

Fuente: Schlumberger- Introducción al equipo de perforación sección 8

Elaborado por: Mercedes González

3.2.7. PRE FLUJOS

Por la condición que las lechadas de cementos son incompatibles con la mayoría de los fluidos de perforación, se ha visto en la necesidad de utilizar algún tipo de separador químico que permita que estos fluidos sean aislados. Vista esta necesidad se desarrollaron los pre flujos que son lechadas bombeadas previo al desplazamiento de la lechada de cemento.

Los pre flujos utilizados son lavadores químicos que se caracterizan por la ausencia de sólidos. Por otro lado, hoy en día los requerimientos de las

operaciones de cementación hacen que se necesite fluidos con mejores reologías y que sean capaces de remover los recortes de perforación, con el objeto de ayudar a la adherencia de la lechada que se ha bombeado. Estos fluidos se conocen como espaciadores los mismos que contienen sólidos y otros aditivos que permiten alcanzar dichos objetivos.

3.2.7.1. Lavador químico

Este tipo de fluido tiene como objetivo diluir y dispersar los revoques y lodo de perforación que se encuentra en el interior de la tubería y en el anular del hoyo. Por efecto de los dispersantes y surfactantes que este fluido tiene y que permite que las partículas del lodo de perforación se ablanden y la limpieza del hoyo sea más efectiva. La densidad de los lavadores químicos es similar a la del agua.

De preferencia para el desplazamiento de esta lechada se considera que se mantenga un flujo turbulento para mayor efecto de la limpieza en zonas críticas del hoyo como son en cavernas o zonas de revoques. Generalmente este fluido se desplaza con un caudal de +/- 5 bpm.

3.2.7.2. Espaciador

Esta lechada permite que el fluido de perforación y la lechada de cemento sean separadas. Este efecto es ocasionado gracias al alto valor de densidad que tiene el espaciador superior al lodo de perforación y lavador químico pero de menor valor a la lechada de cemento.

Esta diferencia de densidades ocasiona que los fluidos que son incompatibles sean desplazados sin que se vean afectados en el transcurso del desplazamiento. Además se caracterizan por la presencia de sólidos que permiten la compatibilidad con la lechada de cemento y con sus respectivas propiedades reológicas.

El bombeo de esta lechada se diseña bajo un flujo turbulento con caudales altos provocando el mismo efecto de limpieza que los lavadores y en otras ocasiones como flujo laminar con caudales bajos. La tasa promedio de desplazamiento es de +/- 5 bpm.

Para lograr que el pre flujo tenga la densidad necesaria para poder desplazar el fluido de perforación es necesario la presencia de agentes de peso.

- **Agentes de peso:** Para obtener fluidos con altas densidades, se requiere utilizar materiales que tengan altos valores de gravedad específica. Entre las características de estos materiales se debe tener en cuenta: el tamaño de los granos que deben ser compatibles con el cemento e inertes, es decir, no debe existir reacción con los componentes del cemento y compatibles con los otros aditivos agregados a la lechada. Entre los agentes pesantes más importantes están la limonita, hematita, barita y tetra óxido de manganeso.

La hematita con gravedad específica de 4,95, se considera como uno de los mejores agentes pesantes y su presencia en la mezcla da resultados de lechadas con valores sobre los 19 ppg, pero en la mayoría de las locaciones petroleras la presencia de barita con gravedad específica de 4,33 es más común siendo sus resultados no tan eficientes como los otros agentes, dado el hecho que es necesario la adición de mayor cantidad de agua para humedecer sus partículas.

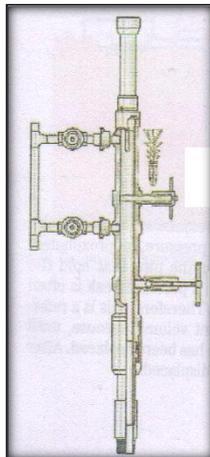
3.3. EQUIPOS UTILIZADOS EN LA CEMENTACIÓN DEL LINER DE 7”

3.3.1. CABEZA DE CEMENTACIÓN

Es uno de los equipos de superficie que permite conectar el extremo superior de la tubería superficial con las bombas y líneas de cementación encargadas de desplazar las lechadas de cemento al hoyo.

Una de las características del equipo, es sujetar el dardo que será desplazado acorde al plan de desplazamiento de los fluidos de limpieza bombeados, previo al desplazamiento de las lechadas de cemento.

Figura 3.1 Cabeza de cementación



Fuente: Schlumberger Well Cementing

Una vez instalado el cabezal y previo al inicio de cementación es necesario realizar una prueba de hermeticidad del revestidor, para comprobar que no existan fugas durante el bombeo del cemento.

Para la sección de producción la prueba se la realiza con 6.500 psi. Regularmente, las cabezas de cementación son provistas por la compañía que ofrece la herramienta del liner hanger, debido a que deben ser compatibles las características del dardo espaciador con el wiper plug que va en el colgador.

3.3.2. ZAPATA FLOTADORA

Uno de los accesorios de relevancia al momento de bajar el liner es la zapata flotadora, cuyo objetivo es proteger el extremo inferior del liner durante su viaje.

Tiene forma cónica similar a la nariz de una bala, es instalado en el fondo del liner de manera que guie a través del centro del hoyo sin que el liner sufra pegas con las formaciones, minimizando contactos con cavernas y haciendo que el viaje al fondo del hoyo sea más fácil.

Otra de las ventajas que se obtiene de las zapatas, es que tienen en su interior una válvula de retención check que previene, que el fluido desplazado al anular no regrese al interior del liner.

El material con el que están elaboradas las zapatas (cemento y aluminio) permite que sean perforables una vez que han cumplido su objetivo de llevar al liner a fondo.

Para los pozos en estudio en este trabajo se considera el uso de la zapata flotadora o zapata convencional.

Figura 3.2 Zapata flotadora



Fuente: Well Cementing

Entre los tipos de zapatas flotadoras que se utilizan para el liner de producción se conocen las siguientes:

- **Zapata Rimadora:** Este tipo de zapata, es utilizada para correr el liner de producción en pozos que durante su perforación presentaron problemas (puntos apretados y apoyo por el hinchamiento de las arcillas) frente a formaciones difíciles.

Esta zapata, se caracteriza por tener una nariz de aluminio excéntrica en forma de bala y por tener en su parte exterior unas especies de aletas de carburo de tungsteno que tienen como objetivo dar mayor resistencia al impacto contra las formaciones y de mejorar el hoyo rimando los topes que el liner pueda encontrar durante su viaje al fondo del hoyo.

Figura 3.3 Zapata rimadora



Fuente: Weatherford

- **Zapata Nariz de Aluminio:** Las zapatas con nariz de aluminio, son utilizadas en cualquier tipo de diseño de pozo, son utilizadas especialmente en pozos donde existen obstrucciones resultado de la perforación, además el diseño de la zapata permite que su movimiento sea fácil a través de cavernas que puedan existir en el hoyo.

Figura 3.4 Zapata nariz de aluminio



Fuente: Well Cementing

- **Zapata de Nariz Excéntrica:** El objetivo de este tipo de zapata es similar al de las zapatas explicadas previamente. Este tipo de zapatas, son utilizadas especialmente en pozos que se requieran de mayor trabajo, es decir, las zapatas deben soportar cargas superiores a los 100.000 lbm a temperaturas superiores de los 250 F. Estas condiciones de hoyos exceden las especificaciones API para las zapatas flotadoras.

Figura 3.5 Zapata nariz de aluminio



Fuente: Well Cementing

3.3.3. COLLAR FLOTADOR

Es una válvula adicional de contra flujo o contra presión, cuyo objetivo es asegurar que no exista retorno del cemento al liner después del desplazamiento, reduciendo la contaminación de la lechada alrededor de la zapata; su distancia sobre la zapata es de 1 a 3 juntas.

Figura 3.6 Collar Flotador



Fuente: Catalogo de producto - Top Co

3.3.4. CENTRALIZADORES

Los centralizadores son considerados dispositivos mecánicos más simples y de gran importancia utilizado a la hora del proceso de cementación. La ubicación correcta de los centralizadores en el liner tiene como objetivos:

- Mantener la centralización del liner en el hoyo y el stand off de la tubería
- Reducir el arrastre y pegas diferenciales mientras se baja el liner a fondo.
- Mejorar la remoción del lodo.
- Mejorar el desplazamiento de la lechada de cemento, logrando una pared más uniforme.

La efectividad de estos dispositivos se logra gracias a la ubicación adecuada a lo largo del liner. El espaciado de cada centralizador está en función del tamaño y desviación del hoyo.

La mayoría de las compañías internacionales usan software computacionales para determinar el número y espaciado adecuado de los centralizadores.

Schlumberger utiliza el CEMCADE como software, el mismo que utiliza información del tamaño y peso de tubería, del peso del lodo y de la trayectoria del pozo; para determinar el espaciado de los centralizadores, de tal manera que la lechada sea desplazada uniformemente en todo el espacio anular.

Su diseño consiste de varios flejes de acero curvos y en sus extremos tiene anillos de acero que permiten sujetar los centralizadores a la tubería de revestimiento. En el anexo 8, se presenta el criterio de ubicación de los centralizadores.

El tipo de centralizador es un factor importante que debe ser considerado para la cementación, por ello que en la industria, se utiliza varios tipos de centralizadores, como son:

- Flejes o “flexibles”
- Rígidos
- Semirrígidos
- Integrales

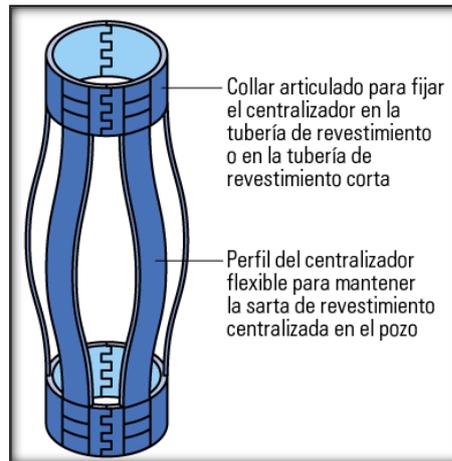
3.3.4.1. Tipos de centralizadores

3.3.4.1.1. Centralizadores flexibles o de flejes

Este tipo de centralizadores son los más utilizados y se caracterizan por la forma convexa que tienen sus flejes; este diseño permite que la centralización del liner en el pozo sea de buena calidad y que gracias a su diseño se acopla a cualquier tipo y diámetro de hoyo minimizando la fuerza de rozamiento de la tubería con la formación y ayudando en la remoción del fluido de perforación.

Además los centralizadores de flejes tienen la cualidad de no perder su calidad de centralización, desde la corrida del liner hasta su llegada a fondo, es decir, su fuerza permanece constante aun cuando su diámetro se vea deformado durante la corrida del liner.

Figura 3.7 Estructura del centralizador de flejes



Fuente: Schlumberger

Existen otras características que este tipo de centralizadores ofrecen, como son las siguientes:

- Son de uso más común en hoyos que presentan mal calibre.
- Su diámetro externo permite acoplarse a la forma y diámetro del hoyo.
- Se deben considerar diámetros externos e internos máximos y mínimos del centralizador y del hoyo respectivamente.
- Los diámetros mínimos del hoyo se deben considerar para evitar pegas si el OD del centralizador es mayor al diámetro del pozo perforado.
- Una de las ventajas que tiene este tipo de centralizadores, es su uso en las operaciones de rotación y reciprocación de la tubería sin que estos se deformen o sufran algún daño a su estructura.

Figura 3.8 Centralizadores de flejes



Fuente Weatherford

3.3.4.1.2. Centralizadores rígidos

Los centralizadores rígidos tienen como característica principal su estructura de un solo cuerpo de metal fundido, aluminio, hierro o plástico moldeado o de elementos soldados entre sí, de diámetro externo específico para un tamaño determinado de liner o del tamaño de hoyo.

Este tipo de centralizadores según la norma API tiene una capacidad de soportar cargas de 50.000 a 100.000 lbf de peso.

Como todo tipo de centralizadores el diseño de sus aletas también permite reducir el área de contacto del liner con la formación. Una de las desventajas que este tipo de centralizadores tiene es que deben ser mucho menor a cualquier tipo de restricciones que el hoyo tenga para poder atravesar a través del mismo, además el stand off que presenta es un valor limitado.

En zonas donde se observan mayores desviaciones del hoyo este tipo de centralizadores es de mucha eficacia y presenta un mayor valor de stand off.

Ciertas características que este tipo de centralizadores presentan son las siguientes:

- Su diámetro externo no presenta modificaciones, mantiene la forma del hoyo.
- Proveen un stand off positivo en hoyos bien calibrados.

- Antes de utilizar en un trabajo, es necesario conocer información de caliper.
- Se utiliza en hoyos donde no son apreciables zonas angostas.
- Este tipo de centralizadores son utilizados en pozos verticales, inclinados y horizontales.
- Su diseño es óptimo para permitir el desplazamiento del lodo de perforación durante el proceso de cementación, además minimiza la caída de presión en el hoyo e incrementa la turbulencia del fluido para un mejor desplazamiento de la lechada de cemento.

Figura 3.9 Centralizadores rígidos



Fuente Technodrill-Weatherford

3.3.4.1.3. *Centralizadores semirrígidos*

Los centralizadores semirrígidos generalmente son el tipo más utilizado en las zonas productoras del hoyo, este tipo de centralizadores con arcos de acero son diseñados para ser flexibles suficientemente como para proveer un adecuado stand off en varios tipos de pozos y diferentes diámetros.

La forma en la que sus aletas son parte de un mismo cuerpo ayuda a mantener la fuerza de resistencia durante la corrida del liner en el interior del hoyo.

Figura 3.10 Centralizadores semirrígidos



Fuente Halliburton

En promedio, el uso de los centralizadores es variable, dependiendo del requerimiento del cliente y de las condiciones en las que se encuentra el hoyo como son:

- ángulo del agujero,
- peso de la tubería
- peso del lodo.

Los centralizadores generalmente se los ubica en secciones críticas de mayor ángulo, sobre la zapata y debajo del colgador.

3.3.4.2. Ventajas de la centralización

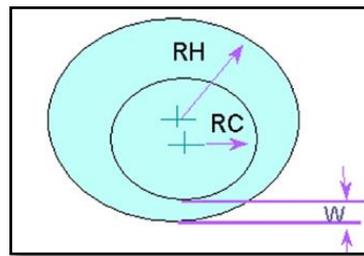
Las ventajas que se obtiene con una buena centralización son las siguientes:

- Reduce el riesgo diferencial de atrapamiento.
- Previene problemas de asentamiento.
- Mejora la eficiencia de desplazamiento
- Reduce el arrastre en pozos direccionales

3.3.4.3. Stand off

El stand off, es el porcentaje que resulta de la relación del espacio más angosto, entre el hoyo y el revestidor, sobre la diferencia entre los radios del hoyo y del revestidor.

Figura 3.11 Cálculo del Stand off



Fuente: SLB-IPM Essentials Cementing Accessories

$$\% \textit{Standoff} = \frac{W}{RH-RC} * 100 \quad (3.3)$$

Donde:

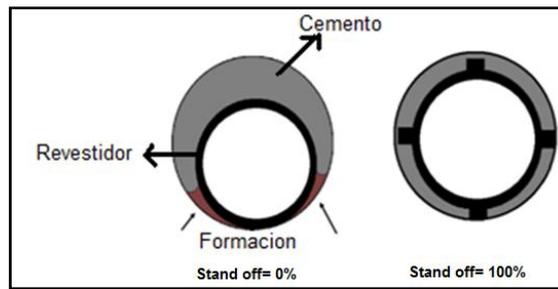
W= Mínimo espacio entre el hoyo y el revestidor

RH= Radio del hoyo

RC= Radio del revestidor

Si existe un stand off de 100%, aquel valor corresponde a que el revestidor se encuentra centrado en todo el hoyo. Y si el resultado es 0% significa, que existe algún punto de contacto entre el hoyo y el revestidor, dando como resultado una mala cementación.

Por experiencias en trabajos de campo se tiene como resultados, que para una buena cementación, el stand off recomendado debe permanecer entre 67%-75%.

Figura 3.12 Stand off de revestidores

Fuente: Schlumberger-IPM Essentials Cementing Accessories

El mecanismo de mejorar el stand off y que su valor sea cerca del 100%, es colocando los centralizadores en la mayor parte del liner. De esta manera se evita que algún punto de la tubería tenga contacto con la pared del hoyo.

La finalidad de la utilización del número de centralizadores es para obtener un stand off positivo de preferencia mayor al 80%.

La sección de producción, tiene una distribución más controlada de los centralizadores para asegurar un máximo de stand off por encontrarse en zonas productoras.

Para la sección de 8 ½" se utilizan centralizadores que se acoplen a las condiciones del agujero. En las operaciones de Rio Napo se considera la rotación de la tubería como una práctica de mejora de adherencia del cemento, por lo tanto se requieren de centralizadores que permitan realizar esta práctica. En este caso se debe utilizar centralizadores de tipo integral o semirrígidos para centralizar el liner de producción. La mayoría de trabajos utiliza centralizadores semirrígidos, en el anexo 9 se observa el stand off obtenido para el pozo en estudio en este capítulo.

3.3.5. ANILLOS

Estos accesorios son utilizados junto con los centralizadores; tienen como objetivo sujetar los centralizadores al liner, de manera que durante la corrida de la tubería estos no se muevan.

Figura 3.13 Stop rings



Fuente Halliburton

3.3.6. TAPÓN-DARDO PARA LINER

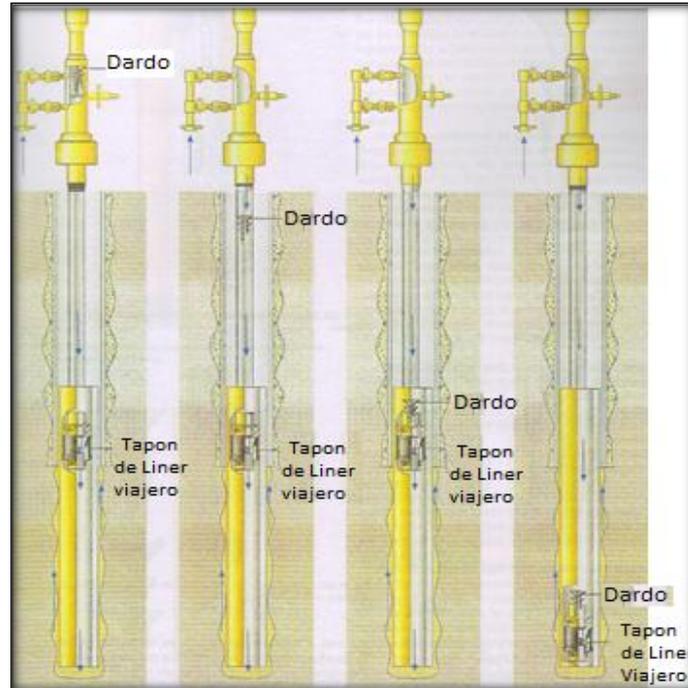
Para el desplazamiento de la lechada de cemento en el liner se utiliza un sistema de dos tapones. El primer tapón es conocido como dardo y opera de manera similar a un tapón limpiador de liner, desplazando el lodo del interior de la tubería y la lechada de pre flujo bombeada hacia el anular. El dardo está ubicado en el cabezal de cementación que se encuentra en la superficie del pozo.

El segundo tapón es conocido como tapón de liner viajero, está ubicado en el tope del colgador del liner, permitiendo que el fluido de lodo y las lechadas de pre flujo pueda ser desplazado por su interior. Cuando el dardo entra en contacto con el tapón viajero, ambos tapones se convierten en uno solo y divide la lechada de cemento del fluido desplazado previamente.

Ambos tapones viajan por el interior del liner hasta acoplarse en el collar flotador; esta operación permite que la lechada de cemento sea desplazada hacia la sección abierta del hoyo.

Una manera de identificar que el acople con el collar flotador sea efectivo es mediante la observación del incremento de presión en superficie.

Figura 3.14 Secuencia de desplazamiento del dardo y tapón viajero



Fuente Well cementing

El dardo está compuesto por una serie de 4 cauchos de diferentes tamaños que permite limpiar el interior de la tubería y que al acoplarse con el tapón viajero forme un sello entre los fluidos desplazados. El anexo 10, presenta el desplazamiento del dardo en el pozo.

Figura 3.15 Dardo



Fuente TIW

3.3.7. COLGADORES

“Los colgadores son herramientas con cuñas dentadas que se deslizan al frente de los conos para lograr agarre con la pared del revestimiento. La mayoría de los colgadores son activados de manera mecánica o hidráulica.”²¹

La función principal de los colgadores de liner es la de ser capaz de poder mantener colgado el liner de producción en el hoyo durante el resto de la vida productiva del pozo y así poder reducir los costos de tubería y proporcionar un manejo más adecuado del liner al momento de realizar la operación de cementación.

Para la selección adecuada del tipo de colgador a utilizar es necesario tener en cuenta las siguientes consideraciones:

- Tipo de lodo utilizado.
- Tipo de completación.
- Tamaño y desviación del pozo.
- Presión, temperatura y profundidad final del pozo.
- Profundidad del revestidor.

3.3.7.1. Colgadores Mecánicos

Este tipo de colgadores son activados mediante el movimiento realizado con el liner. El liner realiza un movimiento rotacional con la finalidad de desenganchar las cuñas para posteriormente enganchar con el revestidor cementado de la sección anterior.

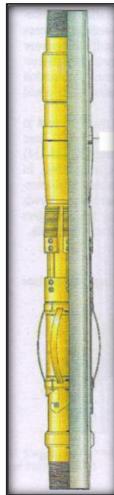
Este tipo de colgadores, se caracterizan por no tener un pistón hidráulico que puede causar alguna fuga en la integridad de presión.

²¹Presentación de colgadores Seminar 1 TIW

Entre las ventajas que tiene el uso de este tipo de colgador están:

- Permite tener una presión integral.
- Se utiliza en pozos verticales o con ángulos máximos de 45° .
- Son óptimos para pozos que presentan altos pesos de lodo.

Figura 3.16 Colgador Mecánico



Fuente Well Cementing

3.3.7.2. Colgadores Hidráulicos

Estos colgadores permiten ser asentados mediante la aplicación de presión y ejerciendo fuerza sobre un pistón, permitiendo que las cuñas ubicadas en el interior del colgador sean activadas y se muevan a la posición de asentamiento.

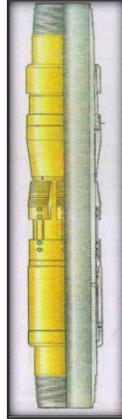
En la parte externa y bajo las cuñas, se localizan los resortes que permite que las cuñas se retracten a su posición de corrida con un movimiento hacia arriba.

Entre las ventajas que se obtiene por el uso de este tipo de colgador tenemos las siguientes:

- Su uso es muy frecuente en pozos desviados.

- No requiere de muchas maniobras en superficie.
- Se recomienda su uso cuando se quiere colgar un liner dentro de otro.
- Es asentado y desasentado varias veces.

Figura 3.17 Colgador Hidráulico



Fuente Well Cementing

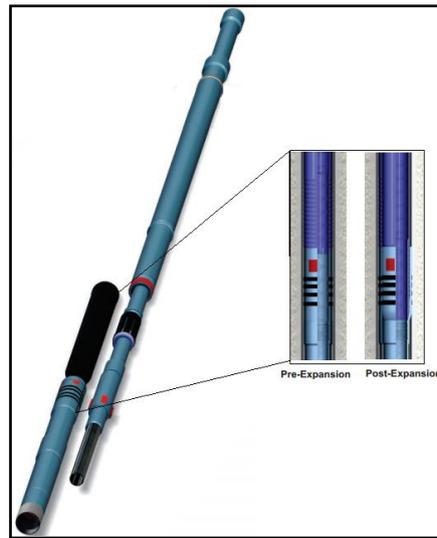
3.3.7.3. Colgadores Expandibles

En la actualidad este tipo de colgadores son los más utilizados cuando se decide colgar un liner de producción.

Los colgadores de liner expandibles están diseñados para que su asentamiento sea realizado mediante la aplicación de una presión desde la superficie y a la vez que ejerce fuerza sobre un pistón del colgador, esto permite que las cuñas ubicadas en el interior del colgador sean activadas y se muevan a la posición de asentamiento y el colgador sea expandido formando un sello entre la sección de producción y la tubería de revestimiento asentada en la sección anterior.

La sección expandible que tiene este colgador varía de 16 a 24 pulgadas, además existe un sello metal-metal que permite asegurar el éxito del anclado del liner y el aislamiento entre las zonas una vez que se ha finalizado la cementación del mismo.

Figura 3.18 Colgador Expandible



Fuente Proceso de asentamiento del colgador-TIW

3.3.7.4. Top Packer

Es un empaque ubicado en la parte superior del colgador con el objetivo de dar sello en el anular del liner y el revestidor de la sección previa.

Entre los usos que proporciona este empaque están los siguientes:

- Permite sellar el tope del liner.
- No permite que exista migración de gas desde la formación a la superficie.
- Ayuda que el exceso de cemento sobre el colgador sea reversado sin poner en riesgo la formación con las presiones de circulación.
- Utilizado en liner no cementados

3.3.8. REGISTROS ELÉCTRICOS

Finalizada la operación de perforación, es recomendable el uso de un registro eléctrico que permita determinar la forma final del agujero, y las propiedades de las formaciones y zonas de interés para los clientes, además después de la cementación del liner es necesario evaluar la calidad del aislamiento hidráulico del cemento que se tienen en el hoyo.

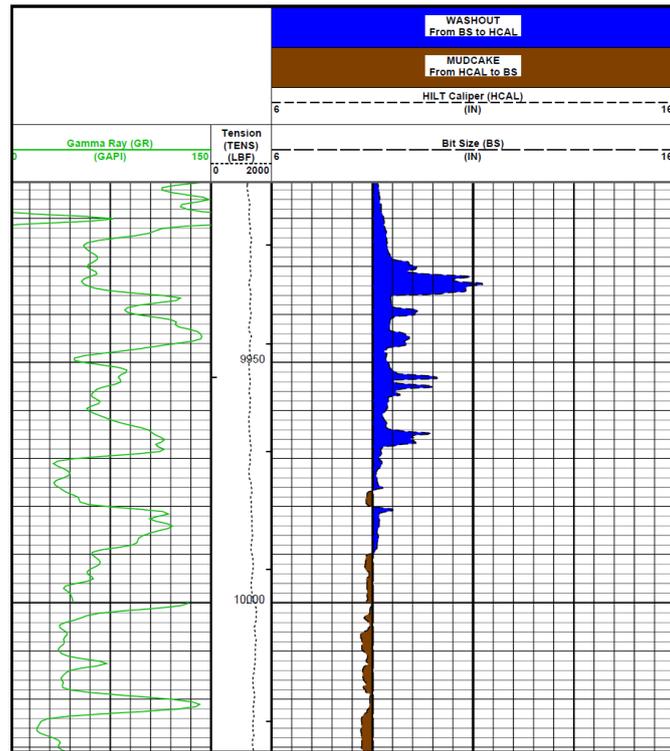
Los registros utilizados previos a la operación de cementación dentro de todos los registros de evaluación petrofísica y de reservorio, se corren los registros caliper, que sirven para conocer el dimensionamiento del hoyo. Posterior a la cementación para la evaluación del cemento, se utilizan los registros “CBL/VDL” y muchas veces registros ultrasónicos “USIT”, los mismos que se tratan brevemente por la importancia que el presente proyecto tiene como alcance de la cementación.

3.3.8.1. Registros caliper

El caliper es el principal registro que permite determinar las dimensiones del diámetro del pozo. En el medio existen diferentes tipos de caliper: con uno, dos, tres, cuatro y hasta seis brazos que permiten registrar la configuración del pozo, El caliper de un brazo es el que ofrece una información menos acertada a la real mientras que el caliper de 4 y 6 brazos ofrecen una información más detallada del hoyo.

El objetivo de correr este registro previo a la cementación es corroborar el estado del pozo, es decir, si el hoyo está en calibre, si tiene cavernas, revoques o derrumbes.

Figura 3.19 Comportamiento del registro caliper



Fuente Schlumberger Wireline

El tipo de información obtenida del caliper depende del número de patas que posea, las hay de 1 a 8 patines. Mientras mayor sea el número de patines la información receptada se asemeja de mejor manera a la del hoyo.

En los pozos de Sacha el caliper más utilizado es de tipo 1 patín, la información obtenida no es tan confiable al momento de determinar la estructura del hoyo.

La información determinada por el registro es de suma importancia al momento de determinar el tipo y configuración de centralización que se desea utilizar.

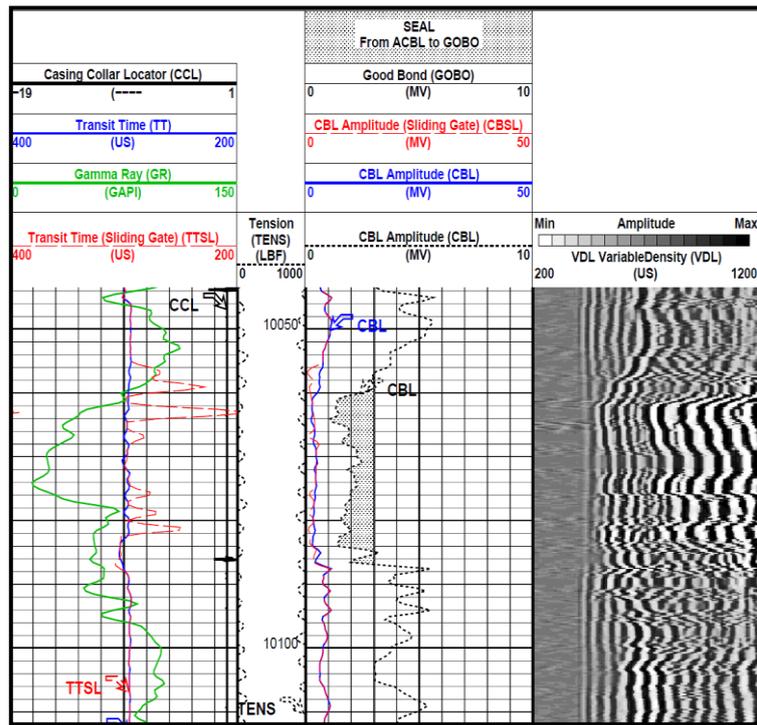
3.3.8.2. Registros CBL/VDL

- “Cement Bond Log”, es un registro basado en los fundamentos del principio sónico, cuyas ondas viajan por el cemento-revestidor-formación, las mismas que son atenuadas al encontrar una buena cementación. La distancia de media de la onda, hasta el transmisor es 3 ft.

- “Variable Density Log”, es un registro que maneja los mismos fundamentos del CBL con la variación que su onda viaja a 5 ft de distancia del transmisor.

Para ambos registros utilizados el transmisor sónico usa frecuencias cercanas a los 20 khz.

Figura 3.20 Registros CBL/VDL



Fuente: Schlumberger- Wireline

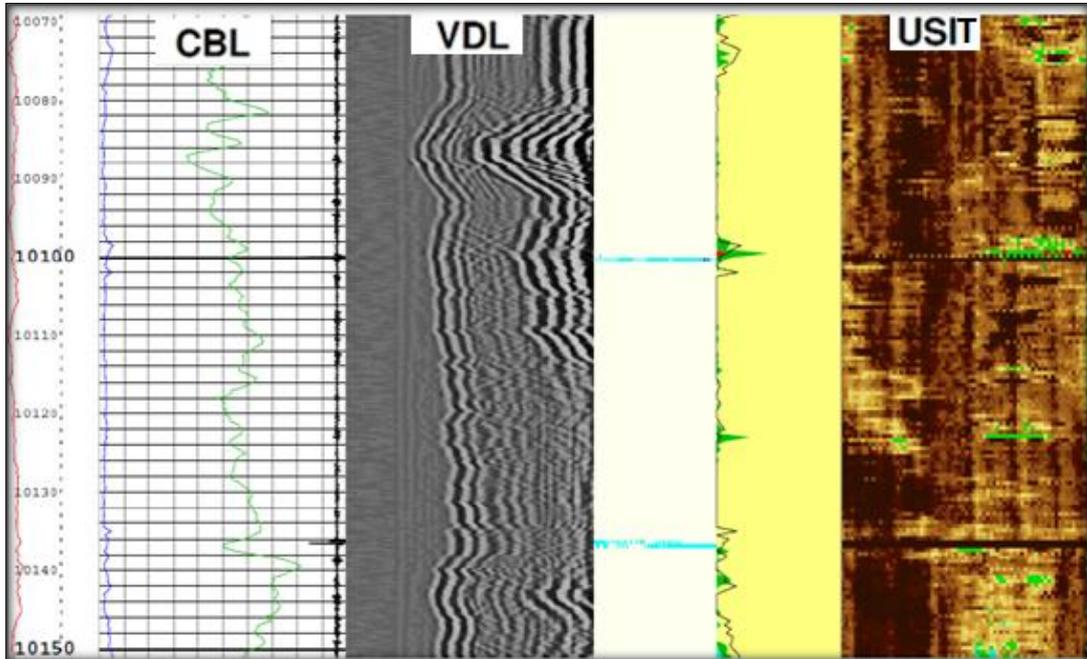
3.3.8.3. Registros USIT

“Ultra Sónico Imagen Principio”, es un registro que permite complementar la lectura de los registros CBL/VDL, su principio de funcionamiento se basa en los valores obtenidos de impedancia acústica por medio de la resonancia que se obtenga con la herramienta.

Utiliza un transductor con frecuencias variables entre 0.2- 0.7 MHz. Las ventajas que se tiene sobre otros registros es que permite identificar con más claridad zonas de líquido, gas y cemento contaminado.

La interpretación del USIT, es mucho más fácil y con menor incertidumbre que los “CBL/VDL”, permite una identificación más clara de micro anillos y canales.

Figura 3.21 Registros CBL/VDL y USIT



Fuente: Evaluación de Cementaciones- Schlumberger

3.4. OPERACIÓN DE CEMENTACIÓN

3.4.1. REMOCIÓN DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN CON USO DE PRE FLUJOS

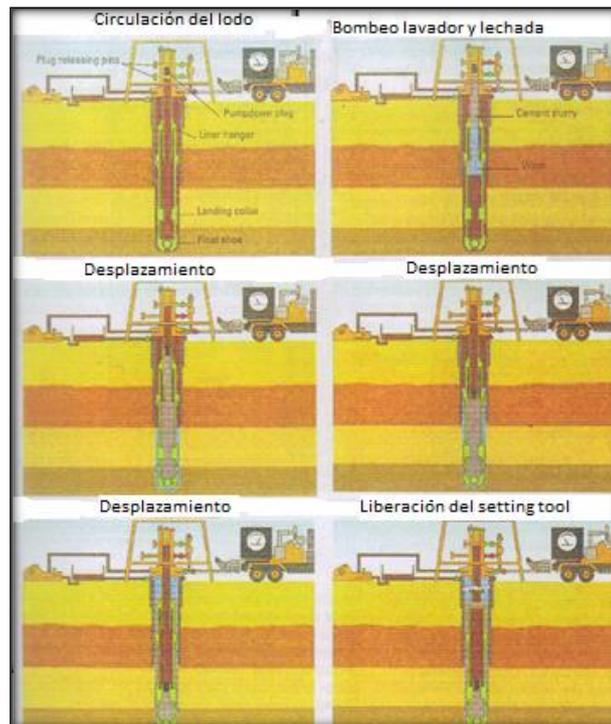
El desplazamiento adecuado del fluido de perforación es esencial para tener un buen aislamiento zonal posterior al desplazamiento de las lechadas. Un desplazamiento incompleto o inadecuado lleva a la presencia de micro anillos en las paredes de las zonas de interés favoreciendo a una comunicación inter zonal.

La remoción del lodo antes del proceso de cementación, está relacionado a la calidad de hoyo obtenido de la fase de perforación.

Para la cementación de la sección de 8 ½” es importante que el hoyo esté libre de recortes y se debe circular por lo menos de 2 a 6 bpm para obtener zarandas

libres de recortes y las presiones de circulación se asemejen a las programadas con el software CEM-CADE en superficie, entre los resultados obtenidos y los reales se presentara un máximo del 15% de diferencia.

Figura 3.22 Desplazamiento del cemento en un liner



Fuente Schlumberger Well Cementing

3.4.2. TIPOS DE LECHADA

Las lechadas de cemento que son bombeadas al pozo generalmente están compuestas de dos tipos, siendo una más pesada que la otra, de manera que por diferencia de densidades el fluido pueda ser desplazado.

La lechada más ligera se denomina lechada de relleno o “Lead”, mientras que la lechada más pesada se denomina de cola o “Tail”

3.4.2.1. Lead

Es una lechada que generalmente está diseñada para tener una densidad aproximada de 12,5 ppg. Es la primera lechada de cemento que se bombea al hoyo con el objetivo de recubrir las secciones superiores del anular.

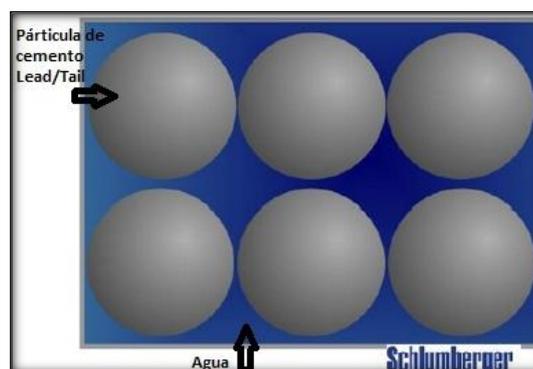
Una de las desventajas de esta lechada es su bajo peso que no proporciona mayor resistencia entre el revestidor y la formación, por tal motivo es necesario bombear otra lechada que contraste estos efectos.

3.4.2.2. Tail

Es la segunda lechada que es bombeada al pozo y generalmente está diseñada para tener densidades de 16 ppg, su objetivo es cubrir las secciones inferiores del pozo como la zapata.

La ventaja que presenta esta lechada, es brindar una mayor fuerza de resistencia entre el revestidor y la formación para la perforación de una siguiente sección.

Figura 3.23 Arreglo de partículas del cemento G



Fuente Schlumberger- Nuevas tecnologías de Cementación

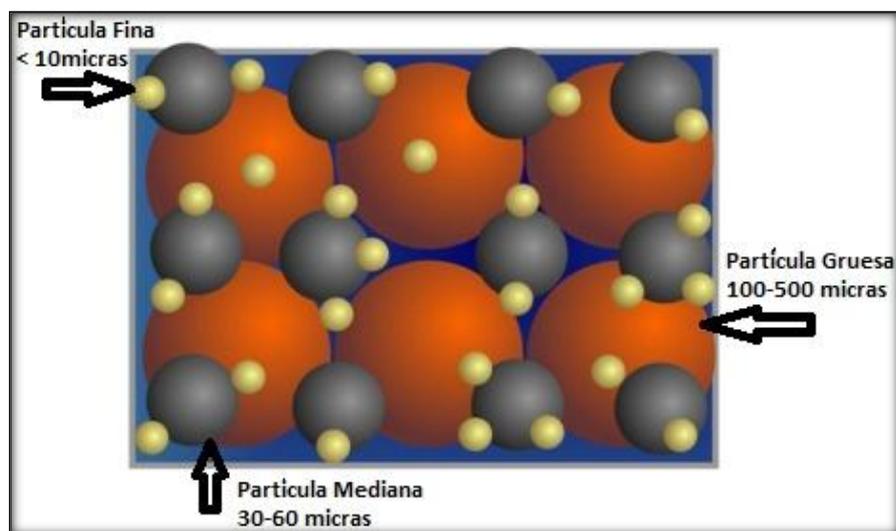
3.4.2.3. Blend

Este tipo de lechada, es considerada como principal y desplaza el uso de la lechada "Tail", está diseñada para tener densidades mayores a los 17 ppg y a prestar mayor resistencia entre el revestidor y la formación.

Una de las características que presenta la lechada, es la reducción del porcentaje de agua y su composición se basa en la distribución del tamaño de partículas de cemento.

Los espacios porosos que se encuentran entre las partículas de cemento se caracterizan por estar compuestos con partículas de menor tamaño, teniendo una porosidad de 45% aproximadamente, mientras que con un cemento G se tendría una porosidad del 59% aproximadamente.

Figura 3.24 Arreglo de partículas del cemento Blend



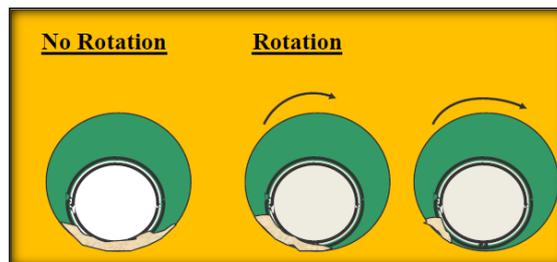
Fuente Schlumberger- Nuevas tecnologías de Cementación

3.4.3. BUENAS PRÁCTICAS DE CEMENTACIÓN DEL LINER

3.4.3.1. Rotación

Consiste en la operación de rotar el liner de producción, durante y posterior al desplazamiento de las lechadas de pre flujo y de cemento. Esta práctica permite ayudar a la limpieza de los recortes en el hoyo, logrando formar un flujo turbulento en este y desplazando al fluido bombeado, a todas las zonas críticas del hoyo.

Figura 3.25 Movimiento de rotación

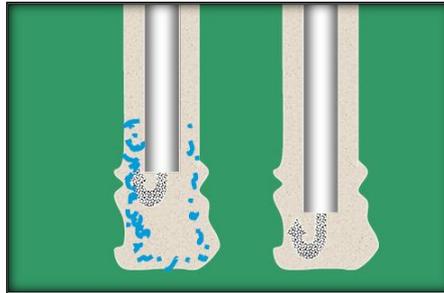


Fuente The Impact of Cementing On Proper Well Control-Chevron

3.4.3.2. Reciprocación

La reciprocación, es una operación que mediante el movimiento hacia arriba y hacia abajo del liner de producción ayuda al fluido desplazado en el interior del hoyo que tenga un movimiento dinámico, de manera que se desplace a una mayor área del hoyo removiendo recortes que permanecen en el hueco, esta práctica presenta cierta desventaja debido a que este movimiento provoca que el liner no llegue a fondo una vez que se lo haya levantado.

Figura 3.26 Movimiento de reciprocación



Fuente The Impact of Cementing On Proper Well Control-Chevron

3.4.4. VOLUMEN DE CEMENTO DESPLAZADO

Una vez que se determina que para la cementación de la sección de producción se va a utilizar dos tipos de lechadas, es necesario elaborar un programa de cementación donde se identifique el volumen necesario de cada lechada que se va a desplazar en el hoyo, el mismo que se puede observar en el anexo 12.

CAPÍTULO IV

EVALUACIÓN TÉCNICA DE LA CEMENTACIÓN DE LA SECCIÓN DE 8½”

El propósito del capítulo, es evaluar las condiciones de los pozos perforados para mejorar la adherencia de la lechada de cemento entre la formación y el liner de producción.

4.1. DESCRIPCIÓN DE LA SECCIÓN PRODUCTORA

Previo al trabajo de cementación, es necesario establecer diferentes condiciones para los pozos perforados, sin importar el diseño direccional que estos tengan, además es importante determinar la profundidad final que el pozo debe alcanzar y establecer la longitud de la sección productora.

- **Condiciones del Hoyo a considerar**

Para un buen trabajo de cementación, es necesario conocer a detalle el estado del hoyo a perforarse, para lo cual se debe tomar en consideración, los siguientes aspectos:

- ✓ Análisis de los problemas que se presentan durante la perforación, viajes de reacondicionamiento y corrida del revestidor.
- ✓ Tipos de formaciones y litología que se encuentran en la sección atravesada.
- ✓ Profundidad en la cual se decidió asentar la zapata.
- ✓ Identificación de la longitud de la sección y la profundidad en la cual queda el tope del colgador.

Cada diseño direccional presenta una dificultad diferente a la hora de la perforación y de la cementación, es por ello, que el enfoque va a ser desarrollado en pozos direccionales tipo “S”, “J” y “J modificado”.

4.1.1. CONDICIÓN DE LA SECCIÓN PERFORADA

Para la evaluación de los pozos direccionales seleccionados en este trabajo, se considera, el diseño direccional de perforación que permite obtener mayor información respecto al estado del hoyo, previo a la cementación del mismo.

4.1.1.1. Pozos tipo “S”

Los pozos perforados bajo este diseño direccional poseen menor probabilidad de causar problemas en la sección de 8 ½”, por el hecho de que el trabajo que se viene realizando con las secciones previas no requiere de la intervención de mucho trabajo direccional.

Los pozos seleccionados para la elaboración de este trabajo y bajo este diseño direccional son: Sacha A, Sacha B, Sacha C y Sacha D, cuyo objetivo principal y común es el de producir la arena “Hollín Superior”.

Cada pozo presenta una característica propia durante la operación de perforación y cementación.

Para un mejor enfoque de los ejemplos propuestos, se presentan las características que permiten entender el comportamiento de cada pozo.

- **Sacha “A”**

Presenta uno de los mayores valores respecto a la profundidad final para un pozo bajo, por tal circunstancia la sección de 8 ½” tiene una longitud mínima para evitar problemas de poner en exposición a las arenas y arcillas durante los viajes de calibración y/o “Pull Out” de la sarta de perforación. Se presentan ciertos puntos apretados durante los viajes de calibración que mediante rotación de la sarta de perforación se soluciona con éxito.

Debido a la inexistencia de problemas en la operación previa, se recomienda el uso de una zapata de tipo convencional para la corrida del liner y como medida preventiva para evitar apoyo del liner es recomendable rotarlo durante su corrida hasta la profundidad final.

Una acción importante para evitar posibles empaquetamientos durante la cementación es realizar un acondicionamiento del hoyo, por tal motivo el pozo Sacha “A” tiene un tiempo de circulación de 4 horas y 30 minutos.

- **Sacha “B”**

Para el segundo pozo perforado bajo el mismo diseño direccional se ve reducido el valor de asentamiento del liner a la vez que la sección productora, se ve más conservada y su longitud es inferior a la del Sacha “A”.

Una de las observaciones que se debe considerar en el Sacha “B” son los problemas presentados por la baja del ROP²² que evidencia valores de 13 ft/hr, cuando se consideran valores de hasta 40 ft/hr durante la perforación.

Sin tener éxito en el trabajo por recuperar el valor normal del ROP se cambia el ensamblaje de fondo de tal manera que la operación alcance la profundidad final planificada.

²² ROP= Rate of Penetration

Por precaución, es necesario el uso de una zapata de tipo rimadora para la corrida del liner de producción y evitar posibles apoyos que puedan ser provocados por los trabajos durante la recuperación del ROP.

Por un excelente resultado en el pozo del mismo diseño se utiliza igual tiempo para acondicionar el hoyo, previo a la cementación, 4 horas y 30 minutos, el fluido previo a esta operación es necesario que sea acondicionado. Es importante, aclarar que el cambio de BHA se realiza frente a la arena "U".

- **Sacha "C"**

El diseño del punto de asentamiento del liner en este pozo es inferior a los diseños previos, de igual manera, la longitud de la sección de 8 ½" es mayor a las anteriores. Durante la operación de perforación y viajes de calibración del hoyo se presentan puntos de apoyo y puntos apretados puntuales, los mismos que se solucionan con la rotación de la sarta direccional.

Al obtener resultados positivos durante el viaje de calibración y "Pull Out" de la sarta se determina el uso de una zapata convencional para la corrida del liner.

Dado el hecho que la sección permanece el mayor tiempo en circulación durante el viaje de acondicionamiento, se procede a disminuir el tiempo de circulación del fluido con el objetivo de evitar el lavado de las arenas, el tiempo de acondicionamiento utilizado es de 3 horas, la disminución del tiempo no afecta en la limpieza del hoyo, el tiempo estimado fue el necesario para presenciar las zarandas limpias en superficie, del mismo modo el fluido utilizado es acondicionado previo a la circulación.

- **Sacha "D"**

El diseño del punto de asentamiento del liner para este pozo es de menor profundidad en relación con los otros pozos de diseño similar. Al obtener

buenos resultados con la longitud de la sección de 8 ½” expuesta del Sacha “C”, se plantea mantener las mismas condiciones en este pozo.

Durante la perforación y viajes de calibración no se presentaron problemas de tal manera que se determinó el uso de una zapata de tipo convencional para la corrida del liner de producción.

De la misma manera, el tipo de limpieza del hoyo, previo a la operación de cementación fue de 3 horas.

Tabla 4.1 Datos del hoyo pozo tipo “S”

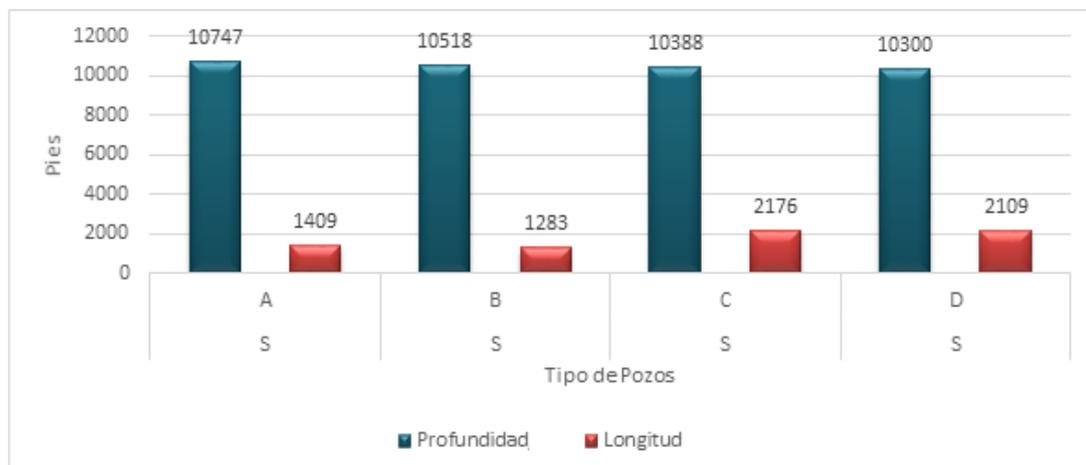
Pozo		Profundidad,ft MD	Longitud de la sección,ft 8 1/2"	Zapato	Objetivo	OVERLAP	TOL,ft
Tipo	Nombre del Pozo				Principal		
S	A	10747	1409	convencional	Hollín Superior	99	9239
S	B	10518	1283	nariz rotatoria	Hollín Superior	147	9088
S	C	10388	2176	convencional	Hollín Superior	122	8090
S	D	10300	2109	convencional	Hollín Superior	144	8047

Elaborado por: Mercedes González

La tabla 4.2, presenta la tendencia que se observan en los pozos perforados bajo este diseño. Esta información ayuda a determinar la proporcionalidad que existe entre la profundidad final de un pozo y la sección de 8 ½” que debe dejarse expuesta.

“A mayor profundidad de TD la sección productora será de menor longitud, mientras que pozos con menor valor de TD van a tener mayor longitud descubierta de la sección productora.”

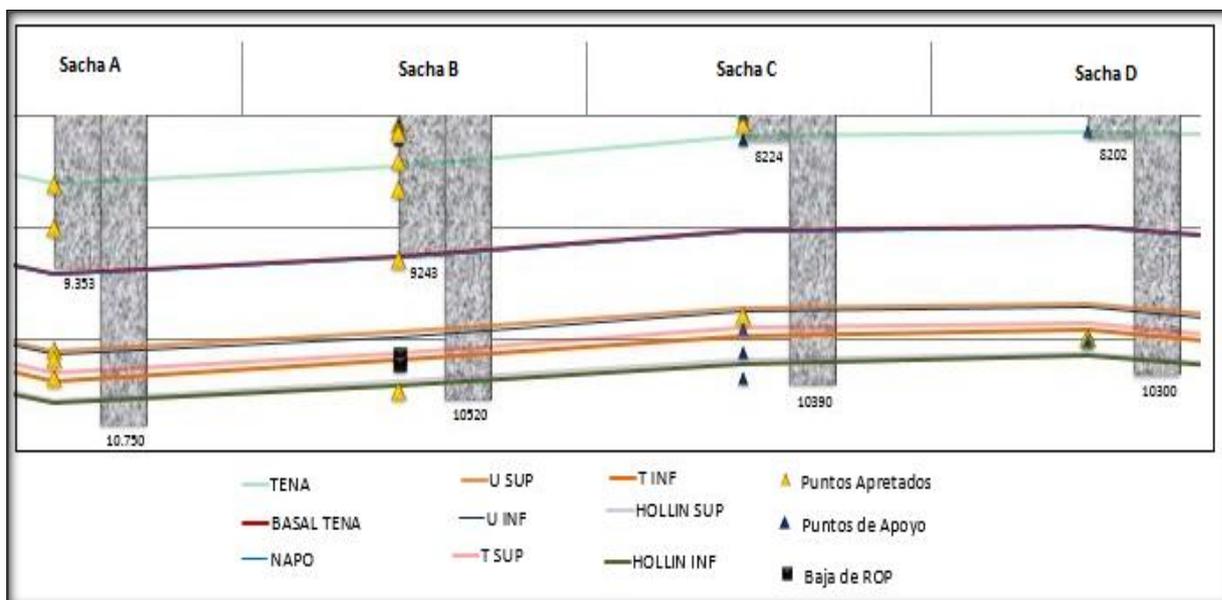
Tabla 4.2 Profundidad final del pozo vs hoyo abierto de la sección de 8 ½” - Pozos tipo “S”



Elaborado por: Mercedes González

La figura 4.1, presenta una correlación de los pozos presentados bajo el diseño de tipo “S” con su respectiva litología y problemas encontrados durante la perforación.

Figura 4.1 Offset de la zona productora de Pozos tipo “S”



Fuente: Schlumberger-IPM

Elaborado por: Mercedes González

La tendencia de estos pozos, es dejar más expuesta la sección productora, en el Sacha "A" y Sacha "B", la formación Tena se encuentra recubierta por el revestidor de 9 5/8" mientras que en el Sacha "C" y Sacha "D" la sección de 8 1/2" inicia unos pocos pies por debajo de la misma formación.

4.1.1.2. Pozos tipo "J"

Este diseño direccional de pozo presenta un grado más de complejidad durante la perforación, por tal motivo a la hora de perforar se considera mayores precauciones y evitar futuros problemas en el hoyo.

La dirección que la sección de 8 1/2" presenta con el objetivo de atravesar las arenas productoras no es vertical, sino que presentara un grado de inclinación.

Los pozos seleccionados considerados bajo este diseño direccional para su respectiva evaluación son: Sacha "E" y Sacha "F", encontrando como similitud que su objetivo principal común es producir la arena "Hollín Inferior".

A continuación se presentan las características principales a considerar durante la perforación con la finalidad de que se permita entender mejor el comportamiento de cada pozo.

- **Sacha "E"**

Bajo este diseño direccional, se logra alcanzar mayores profundidades como es el caso de este pozo, comparado con los diseños previos, además se mantiene el diseño de dejar la menor longitud de la sección de 8 1/2" descubierta, evitando problemas durante el "pull out" de la sarta de perforación.

La operación de perforación presenta leves problemas de bajo valor de ROP al finalizar la operación. Para recuperar los valores normales de perforación es necesario el cambio del ensamblaje de fondo.

Durante la corrida de los registros eléctricos se puede registrar la pega de los mismos cuando se encuentran frente a la formación Napo, siendo necesario bajar un nuevo ensamblaje de fondo para acondicionar el hoyo, previo a la corrida del liner y evitar de esta manera futuros problemas.

Obteniendo buenos resultados con el viaje de acondicionamiento del ensamblaje se determina el uso de una zapata convencional para la corrida del liner de producción. Para el acondicionamiento del hoyo se utiliza el mismo tiempo de circulación utilizado en el Sacha "A", esto es, 4 horas y 30 minutos, por el hecho de que este pozo se perfora posterior al Sacha "A".

- **Sacha "F"**

Para el diseño de este pozo el punto de asentamiento del liner de producción está ubicado a una mayor profundidad que los ejemplos anteriores. Cronológicamente el Sacha "F", se perfora posterior al Sacha "B" y es considerado el primer pozo en modificar la condición de tener una mayor longitud expuesta de la sección de 8 ½".

Durante la perforación no se presentan inconvenientes, no obstante durante la corrida de registros eléctricos se pudo evidenciar problemas frente a las arenas. Cuando estos casos se presentan lo más conveniente es bajar un ensamblaje de fondo para acondicionar el hoyo previo a la corrida del liner de producción.

Finalizada la operación con éxito, se determina que la zapata para el liner de producción sea de tipo convencional. Se determina que el tiempo de circulación para acondicionar el hoyo sea de 2 horas y 30 minutos para evitar el incremento del diámetro del hoyo.

Tabla 4.3 Datos Pozos tipo “J”

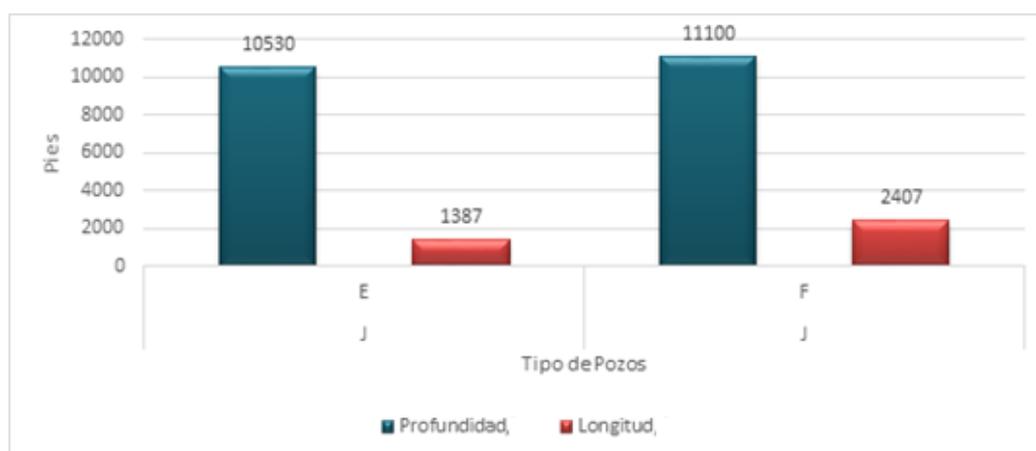
Pozo		Profundidad,ft MD	Longitud de la sección,ft 8 1/2"	Zapato	Objetivo	OVERLAP	TOL,ft
Tipo	Nombre del Pozo				Principal		
J	E	10530	1387	convencional	Hollin Inferior	139	9004
J	F	11100	2407	convencional	Hollin Inferior	94	8599

Elaborado por: Mercedes González

Una de las diferencias de este diseño direccional permite desarrollar pozos con mayor profundidad como se presenta en la tabla 4.4, además que los valores del hoyo de la sección productora también se verán modificados.

Para pozos perforados bajo este diseño, se evidencia la tendencia que existe en mantener la sección productora descubierta a mayor profundidad el punto de asentamiento del liner.

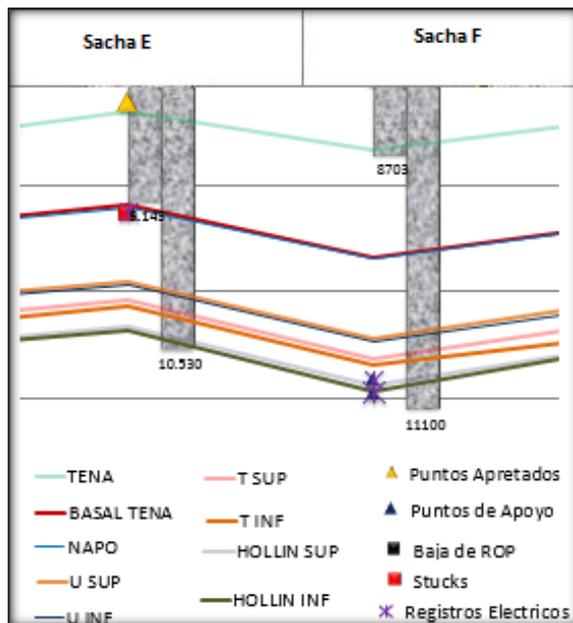
Tabla 4.4 Profundidad final del pozo vs hoyo abierto de la sección de 8 1/2” - Pozos tipo “J”



Elaborado por: Mercedes González

La figura 4.2, presenta una correlación de los pozos presentados bajo el diseño de tipo “J”.

Figura 4.2 Offset de la zona productora de Pozos tipo “J”



Fuente: Schlumberger-IPM

Elaborado por: Mercedes González

Se observa una tendencia que deja mayor parte de la sección productora al descubierto como se observa en la Figura 4.2, en el Sacha “E”, la formación Tena se encuentra recubierta por el revestidor previo, mientras que en el Sacha F la sección inicia unos pies por debajo de la misma formación.

De igual manera al tener mayor tiempo al descubierto la sección del Sacha “F” es muy probable que al momento de correr los registros eléctricos se presenten problemas como los encontrados.

4.1.1.3. Pozo tipo “J modificado”

Este diseño direccional, se utiliza en pozos que presentan un grado de complejidad similar al diseño anterior.

Para pozos perforados bajo este diseño direccional es necesario tener mayor precaución durante la perforación de la sección productora, para evitar que existan problemas de derrumbes y pegas de las herramientas.

Los pozos seleccionados que son perforados con este diseño direccional son: Sacha "G", Sacha "H", Sacha "I" y Sacha "K", los mismos que presentan diferentes objetivos principales como son: "U inferior", "T inferior" y "Hollín superior".

- **Sacha "G"**

El punto de asentamiento del liner para este pozo se considera uno de los más profundos en este diseño y con la mayor sección productora expuesta; cronológicamente fue perforado posterior al Sacha F, por tal motivo se mantiene el diseño de dejar una mayor parte de la sección de 8 ½" expuesta.

La perforación de la sección se realiza sin presentar problemas, sin embargo durante la corrida de los registros eléctricos se determinan ciertos puntos de apoyo que comprometieron la medición, por tal motivo y con fin de evitar la pega de los mismos es conveniente bajar un ensamblaje convencional con herramientas LWD de tal manera que se pueda registrar la sección mediante el uso de la sarta de perforación.

Para evitar problemas durante la corrida del liner es recomendable usar una zapata de tipo rimadora.

Durante la corrida del liner se presentan varios puntos apretados impidiendo que llegue a fondo, por tal motivo es necesario bajar un nuevo ensamblaje de fondo para acondicionar el hoyo. El tiempo de circulación una vez que el liner llegó a fondo fue de 3 horas.

- **Sacha "H"**

El punto de asentamiento del Sacha "H" tiene condiciones similares al ejemplo previo, de igual manera se mantiene la característica que la sección de 8 ½" sea mayor.

Se presentan problemas de ROP, y mediante maniobras realizadas por la sarta direccional se logra recuperar los valores normales de perforación.

Se determina el uso de una zapata de tipo convencional al obtener buenos resultados durante el viaje de calibración del hoyo y del pull out de las herramientas direccionales. Con la zapata del liner en fondo se procede a la circulación del hoyo en un tiempo estimado de 3 horas.

- **Sacha “I”**

Junto con el Sacha “G”, este pozo se considera uno de los de mayor profundidad, mientras que la longitud de la sección de 8 ½” es una de las más cortas 2.108 ft que corresponde a pozos con este diseño direccional. Durante la perforación y viajes de calibración se presentan pequeños problemas de apoyo, con la finalidad de mitigar algún problema futuro se procede a circular el fluido de perforación en el hoyo durante 5 horas sin que este sea acondicionado previamente en superficie.

Durante la perforación se ve la necesidad de deslizar ciertos tramos para recuperar la dirección planificada. Al no considerar mayores problemas durante la perforación y viajes de calibración, la zapata más recomendable para ser utilizada es de tipo convencional.

Para este pozo se modifica el tiempo de circulación para la limpieza del hoyo a 2 horas y 30 minutos, la falta de una limpieza adecuada es un precedente para los problemas de embolamiento que se observaron durante la cementación del liner.

- **Sacha “K”**

El único problema que se observa durante la perforación del pozo, es una disminución en los valores del ROP, que se logra recuperar mediante el trabajo respectivo de la sarta de perforación, además el punto de

asentamiento para el liner y una larga longitud de la sección de 8 ½” son características similares que se mantienen de los otros pozos.

Para la corrida del liner se considera el uso de una zapata de tipo convencional llegando a fondo sin problemas, el tiempo utilizado para la limpieza del hoyo fue de 5 horas; previamente el fluido fue acondicionado en superficie.

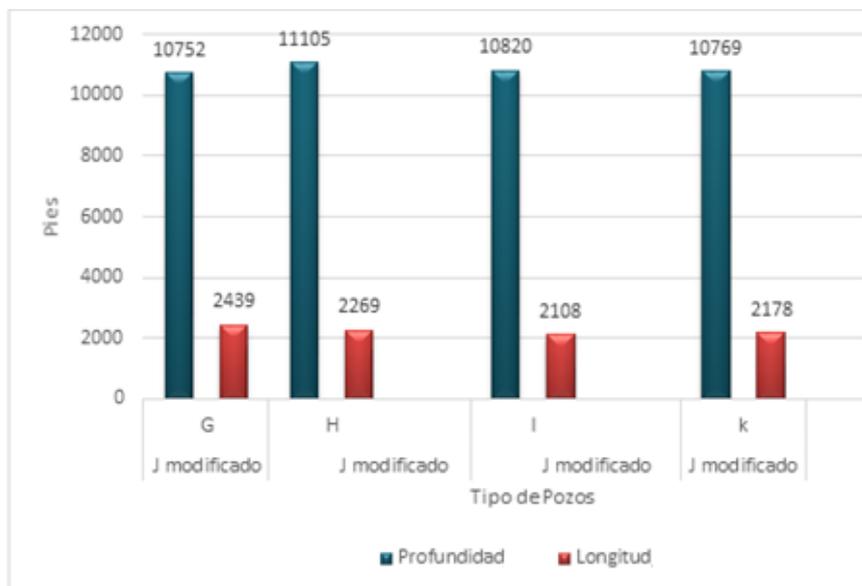
Tabla 4.5 Datos Pozos tipo “J modificado”

Pozo		Profundidad,ft MD	Longitud de la sección,ft 8 1/2"	Zapato	Objetivo	OVERLAP	TOL,ft
Tipo	Nombre del Pozo				Principal		
J modificado	G	10752	2439	nariz rotatoria	U inferior	146	8167
J modificado	H	11105	2269	convencional	Hollin Superior	117	8719
J modificado	I	10820	2108	convencional	T inferior	156	8556
J modificado	k	10769	2178	convencional	T inferior	127	8464

Elaborado por: Mercedes González

La tabla 4.6, presenta los diferentes puntos de asentamiento y longitud de la sección productora en los pozos perforados bajo este diseño.

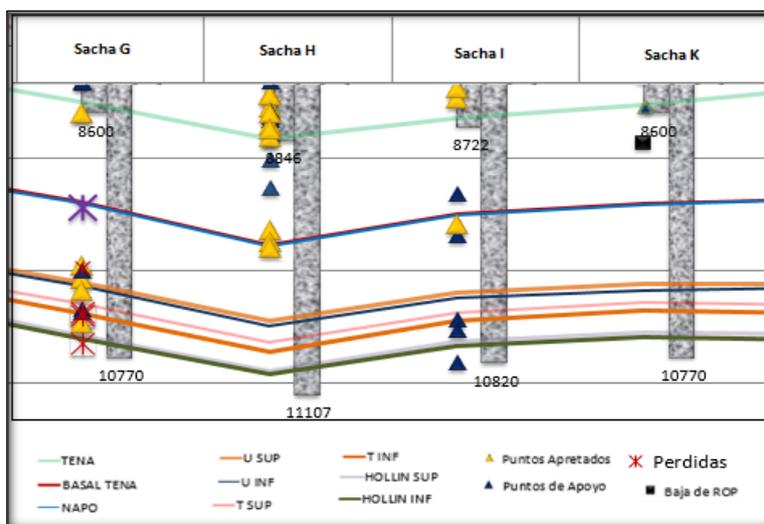
Tabla 4.6 Profundidad final del pozo vs hoyo abierto de la sección de 8 ½” - Pozos tipo “J modificado”



Elaborado por: Mercedes González

La figura 4.3, presenta una correlación de los pozos presentados con el diseño de tipo “J modificado”.

Figura 4.3 Offset de la zona productora de Pozos tipo “J modificado”



Fuente: Schlumberger-IPM

Elaborado por: Mercedes González

La Figura 4.3, muestra la tendencia que presentan las secciones de 8 ½” de los pozos analizados donde se observa que el diseño del pozo es mantener descubierta la sección de 8 ½” a partir de la formación Tena, que no se observa en pozos de otros diseños. El asentamiento de la zapata de 9 5/8” de la sección previa para todos los pozos, es determinado unos pies dentro de Tena.

4.1.1.4. Descripción Litológica

Un parámetro muy importante que se debe considerar de la sección productora es la litología que se encuentra y las presiones que se deben manejar durante las operaciones futuras.

Como se conoce las zonas productoras para este campo son: Basal Tena, arenisca “U”, arenisca “T” y Hollín. La tabla 4.7, presenta los valores aproximados de las presiones que se registran en cada una de las zonas y su respectiva litología.

Tabla 4.7 Descripción litológica de las Arenas Productoras

Arenas Productoras	Presión, psi	Litología
Basal Tena	1.300	Arenisca/Limolita/Arcillolita
Arena U	1.700	Arenisca/Lutita
Arena T	2.300	Arenisca/Lutita
Hollín	4.000	Arenisca/Lutita

Fuente: Schlumberger

Elaborado por: Mercedes González

Además se observan intercalaciones de calizas y lutitas entre cada una de las arenas productoras.

4.2. COLGADOR UTILIZADO

Debido a la configuración mecánica que tienen los pozos en Sacha, donde se corre el liner de producción, es necesario la utilización del colgador de liner. Además se considera como una gran ventaja durante la corrida del liner y para la cementación del mismo.

La selección del colgador se ha realizado debido a la experiencia y resultados que ofrece para rotar la tubería de producción durante la corrida del liner y posterior a la operación de cementación, operaciones realizadas sin ningún tipo de inconvenientes en los pozos del campo.

4.2.1. COLGADOR EXPANDIBLE “X PAK”

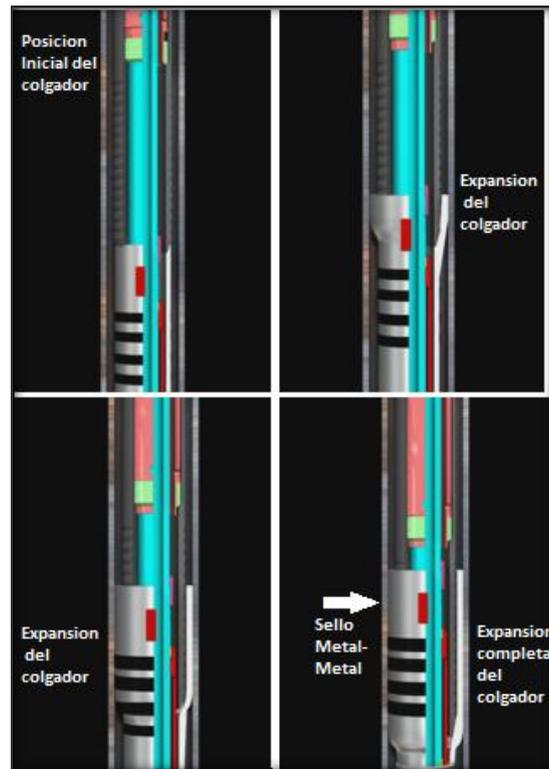
El colgador conocido como “X PAK” de tipo expandible, se utiliza para poder colgar el liner de producción en los pozos de este trabajo. Los pozos mencionados en este trabajo, utilizan este tipo de colgador, obteniéndose buenos resultados durante la corrida del liner y la cementación del mismo.

El proceso de expansión del colgador, es de tipo hidráulico y se realiza una vez finalizada la operación de cementación cuando se consigue presión diferencial al asentar el tapón de tope.

La presión necesaria para que se observe la ruptura de pines previo a la expansión del colgador es una presión que se la calibra previamente en el armado del mismo equipo. Los rangos de ruptura están entre 3.800 psi hasta 4.200 psi al finalizar el proceso de expansión.

Como ejemplo el anexo 11, presenta el procedimiento de la corrida y asentamiento del colgador expandible del Sacha “D”.

Figura 4.4 Proceso de expansión del colgador X Pak



Fuente: Proceso de expansión del colgador-TIW

4.2.1.1. Ventajas del uso del colgador expansible

- Se utilizan en pozos desviados y muy profundos con gran desplazamiento.
- No necesita realizar muchas maniobras en superficie.
- Recomendado para colgar un liner de producción en el interior de otro liner o tubería de revestimiento.
- Tiene un sistema de contingencia en superficie que permite asegurar el asentamiento del tapón.
- Las características mecánicas del colgador permiten que se pueda rotar el BHA de liner durante la cementación aumentando la posibilidad de mejorar la adherencia del cemento.
- Los sellos obtenidos con los colgadores son exitosos, no se ha encontrado comunicación entre las secciones y son capaces de soportar presiones ejercidas por las formaciones.

- El seguimiento realizado a los colgadores de los pozos mencionados presentan problemas con el diseño mecánico del mismo; su estructura de una sola pieza ha permitido mitigar cualquier tipo de problema que se pudiera haber presentado.
- El grado de conexión “BTC” del colgador es compatible con la conexión del liner, haciendo aún más ventajoso utilizar este modelo de colgador.
- El valor de la presión de circulación va a estar determinada por la longitud del over lap del colgador, mayor será el valor de la presión de circulación.

4.2.1.2. Desventajas del uso del colgador expansible

- La principal desventaja que se presenta al utilizar este mecanismo es la falta de sello entre el dardo lanzado desde la superficie con el tapón viajero, este hecho impide la presurización adecuada del sistema y posterior asentamiento del colgador, además de una posible contaminación de la lechada de cemento utilizado.

4.2.2. PREPARACIÓN PARA LA CEMENTACIÓN

La primera operación que se realiza para preparar el pozo para la cementación es una adecuada circulación con el objetivo de poder remover del hoyo todos los recortes y evitar problemas durante el desplazamiento de la lechada de cemento. La tabla 4.8 presenta las presiones que se manejan con el objetivo de acondicionar el hoyo. El valor de las presiones varía según la condición del hoyo, es decir, la cantidad de recortes que aun permanezcan en el hoyo. Los valores promedios obtenidos varían de 750 psi hasta 1200 psi; no es muy recomendable obtener valores muy elevados durante esta operación, presiones muy altas son un indicativo que es necesario una buena limpieza del hoyo para evitar posibles empaquetamientos durante la cementación.

Una vez desplazada la lechada de cemento en el interior de la tubería se procede a lanzar el dardo de limpieza y a bombear un fluido cuyo objetivo es desplazar el

dardo por el interior de la tubería y permitir el acople con el tapón viajero para que posteriormente se puedan asentar en el collar flotador. El acople que se da en el interior del liner de producción es registrado en superficie, la tabla 4.9 presenta los valores obtenidos en esta operación.

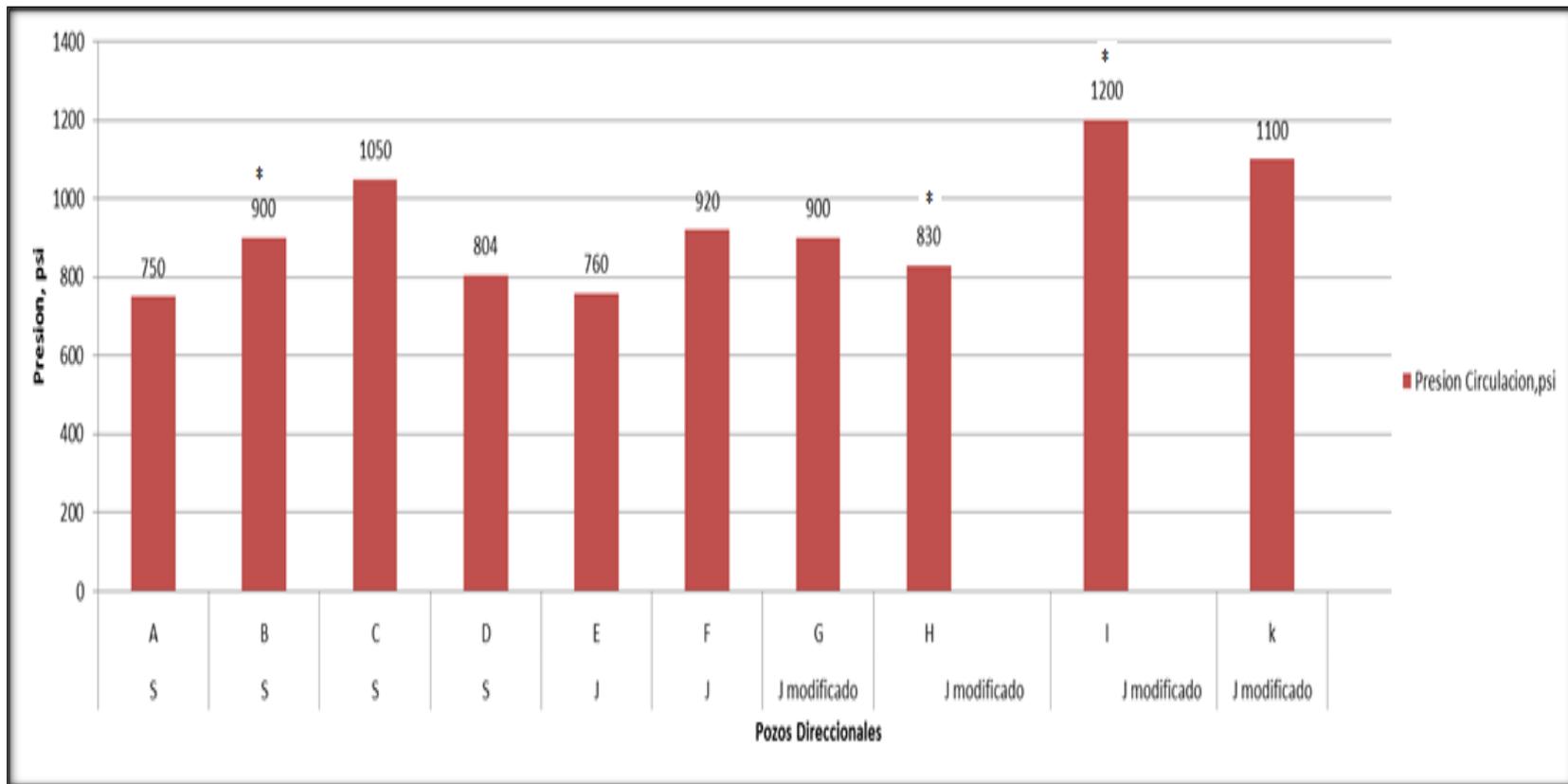
Los resultados de esta operación se conocen como presión final, esta presión alcanzada es la necesaria para desplazar las lechadas de cemento al espacio anular. Generalmente estos valores son altos y varían de 1.100 psi hasta 2.800 psi. El valor registrado como presión final es un indicativo que se ha dado sello entre el dardo y el tapón y se procede a incrementar la presión para la respectiva expansión del colgador.

Una vez finalizada la cementación se procede a la expansión del colgador, la presión resultante de esta operación es conocida como presión de asentamiento tabla 4.10. Este valor permite verificar que el sello del colgador con el revestidor de 9 5/8" ha sido exitosa. Para finalizar la operación se realiza una prueba de hermeticidad del sello del colgador que consiste en mantener la presión de expansión del colgador por un periodo de 5 a 10 minutos.

El valor obtenido de la presión de asentamiento es mayor a la presión final, donde los valores que se han registrado en los pozos evaluados varían de 1.600 psi hasta 4.500 psi. Si durante el proceso de asentamiento se presentó alguna anomalía las mismas se podrán observar en los resultados registrados por la presión de asentamiento.

En la tabla 4.11, se presenta tres claros ejemplos de los pozos evaluados donde no se pudo evidenciar el asentamiento del tapón.

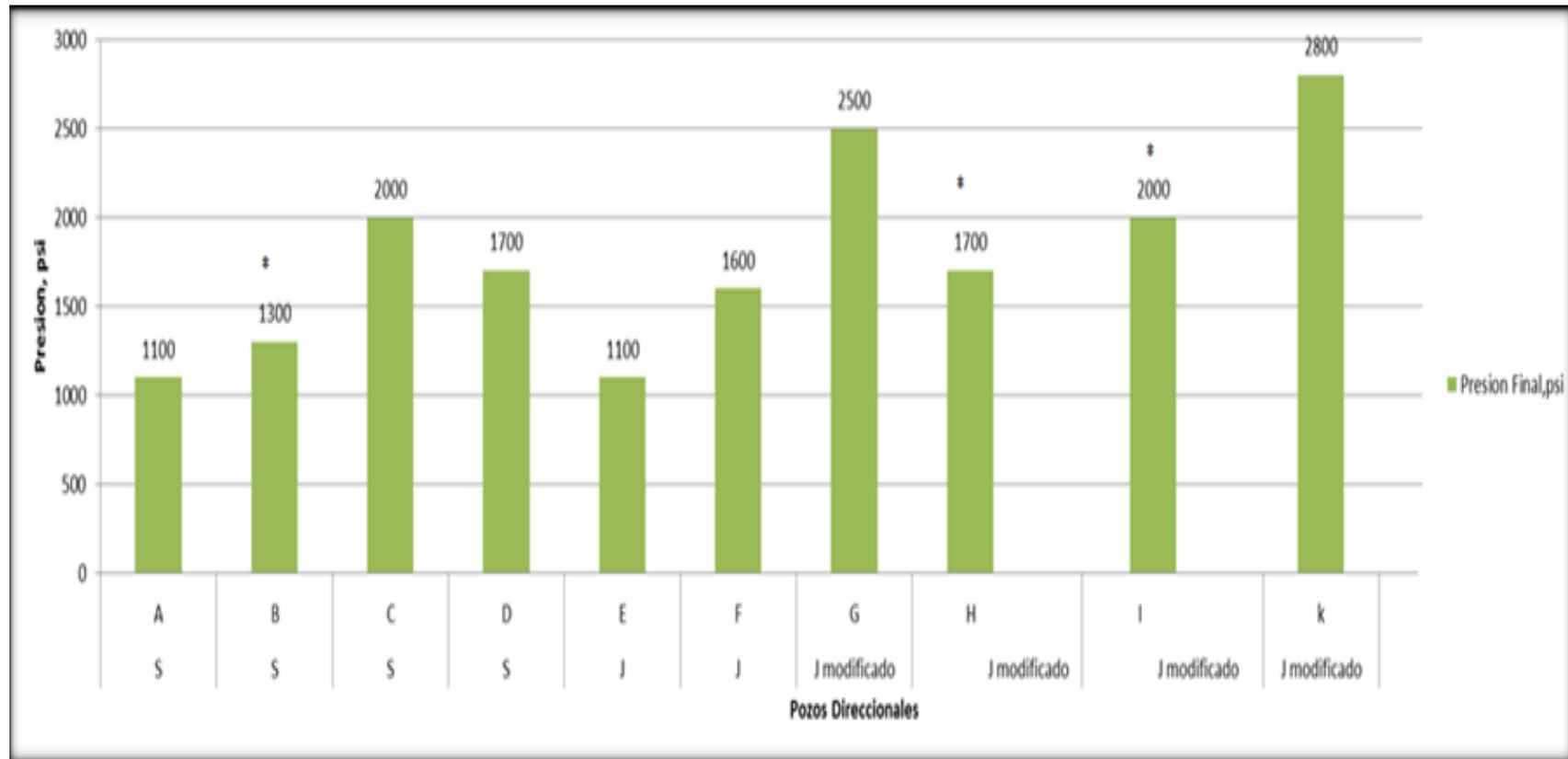
Tabla 4.8 Presión de Circulación de la sección de 8 ½”.



Fuente: Schlumberger

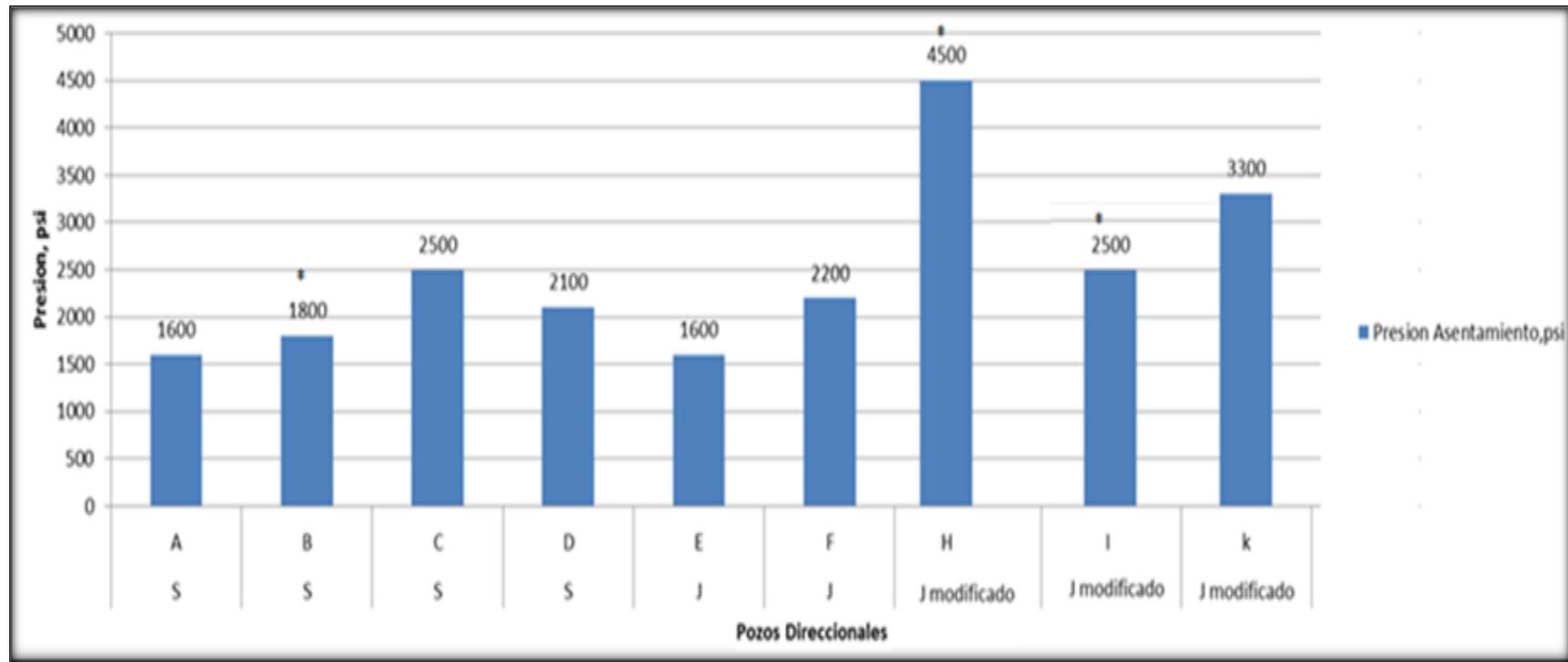
Elaborado por: Mercedes González

Tabla 4.9 Presión de final de desplazamiento.



Fuente: Schlumberger

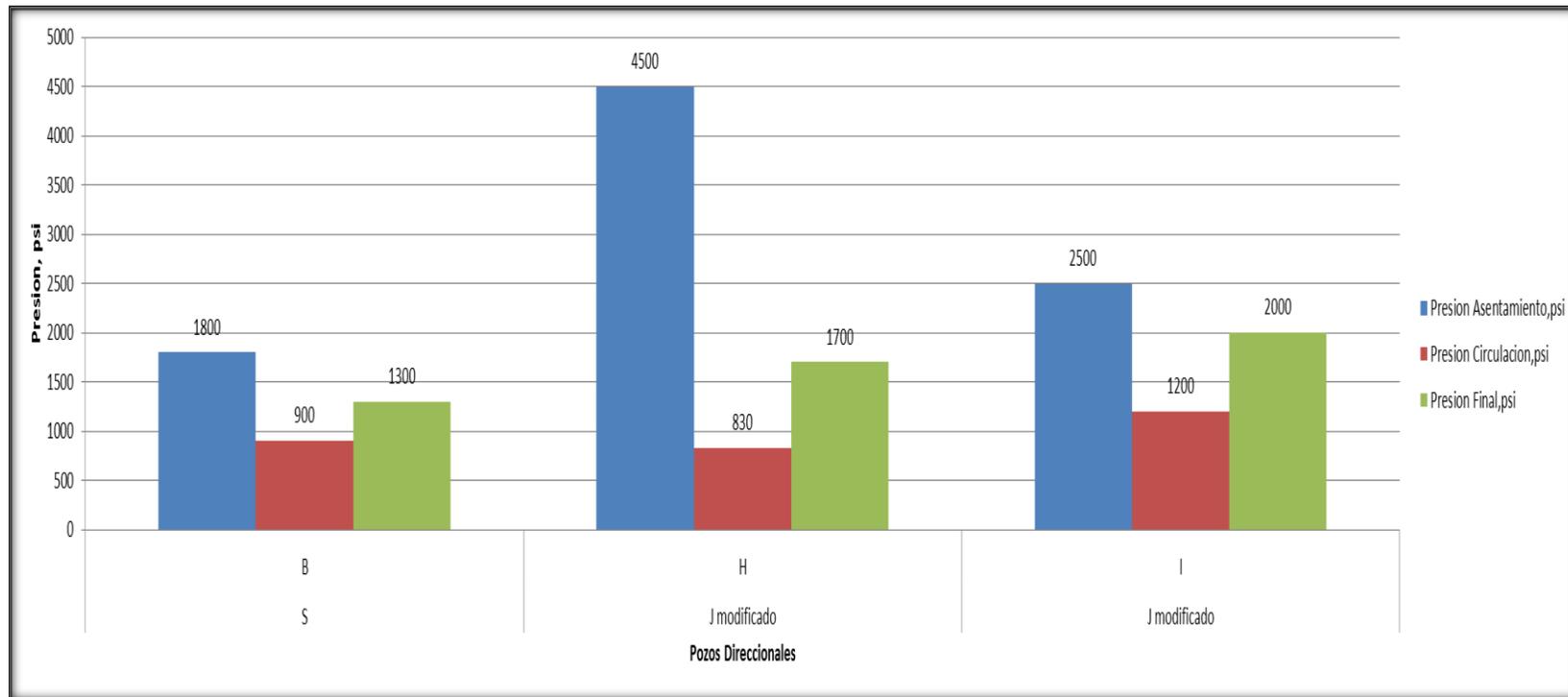
Elaborado por: Mercedes González

Tabla 4.10 Presión de Asentamiento del colgador de 7”.

Fuente: Schlumberger

Elaborado por: Mercedes González

Tabla 4.11 Pozos con problemas en el asentamiento del tapón.



Fuente: Schlumberger

Elaborado por: Mercedes González

4.3. EVALUACIÓN DEL DIÁMETRO DEL HOYO

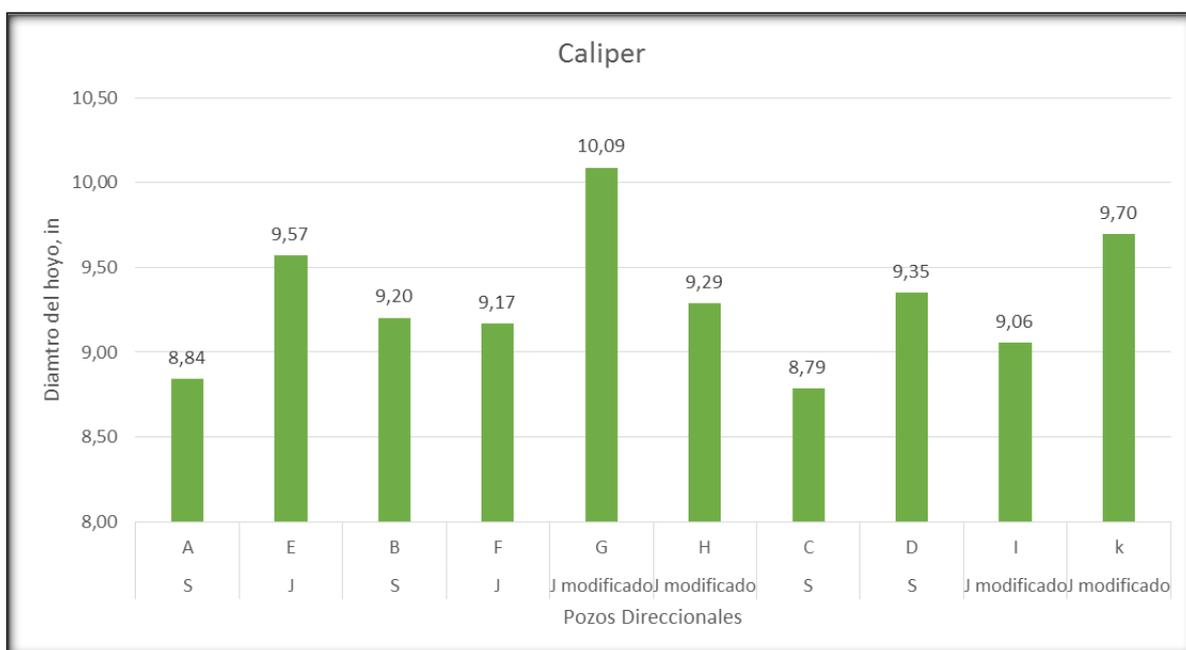
Una perforación, se considerada exitosa cuando la operación de perforación finaliza sin presentar graves problemas operacionales o litológicos, además que el diámetro del agujero tiene mayor variación con respecto al diámetro de broca utilizado.

Además, es importante que el hoyo de la sección productora tenga el menor número de “washouts” o cavernas y este en calibre previo a la corrida del liner de producción y la cementación.

4.3.1. CALIPER

Los pozos evaluados a lo largo de este trabajo han sido perforados con una broca PDC cuyo diámetro es de 8,5”. En la tabla 4.12, se observan los valores resultantes de cada uno de los pozos al finalizar la operación.

Tabla 4.12 Diámetro obtenido por el caliper.



Fuente: Schlumberger

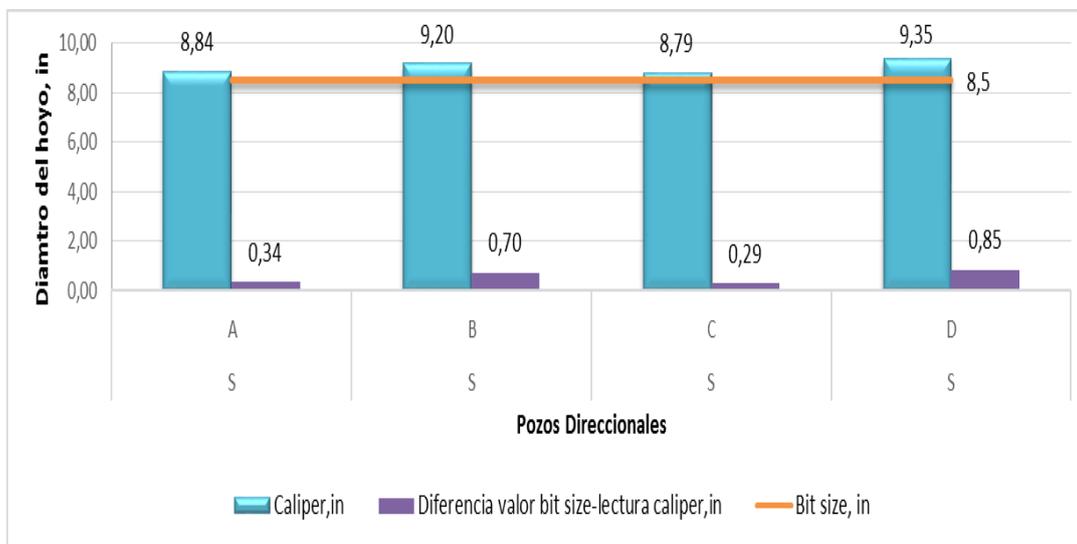
Elaborado por: Mercedes González

Claramente, se presenta una gran variación en su diámetro, este hecho se presenta debido a los trabajos de reciprocación y circulación durante la limpieza del hoyo o por ciertos problemas litológicos que se encuentran en el hoyo. El exceso que se percibe entre el valor ideal y el obtenido generalmente está entre un 20% - 30% del diámetro de la broca utilizada.

Dentro del combo de herramientas, que se corren para verificar las condiciones del hoyo abierto y las zonas de producción, se utiliza una herramienta que mide la configuración del agujero o llamado caliper. Esta herramienta se corre por el interior del hoyo mediante la ayuda de un cable que controla desde la superficie la velocidad con la que esta herramienta se corre. Todos los pozos evaluados utilizan esta herramienta para determinar el diámetro promedio de cada pozo. Siendo una excepción el Sacha "G" que durante la corrida de esta herramienta se observan problemas de pega en las arenas, siendo necesario el uso de un registro eléctrico maniobrado con una sarta de perforación.

La estructura de la herramienta que se usa para determinar el diámetro del hoyo para los pozos evaluados, está compuesto de un solo brazo, obteniendo resultados reales del pozo pero no tan confiables si se usa un caliper de más brazos.

Tabla 4.13 Variación del diámetro del hoyo Pozos tipo "S"



Fuente: Schlumberger

Elaborado por: Mercedes González

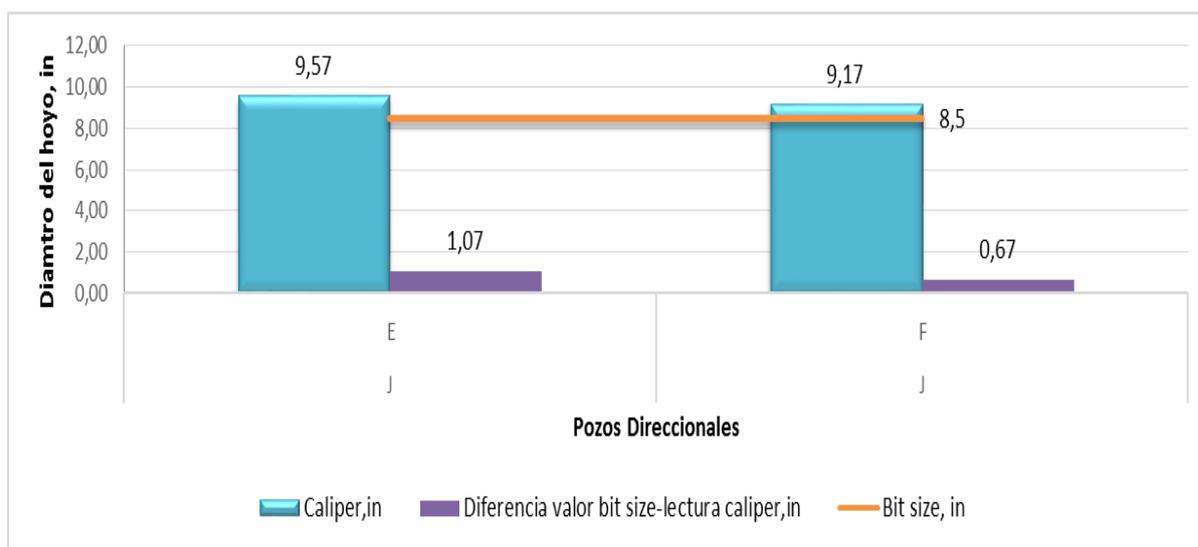
En la tabla 4.13, se observa el comportamiento que presentan los pozos perforados bajo el diseño direccional tipo “S”.

Los problemas que se presentan durante la perforación y viajes de acondicionamiento concuerdan con el valor registrado en el Sacha “B”. Al reducir el tiempo de circulación y evitar problemas durante la perforación, el exceso del hoyo se ha reducido como lo muestran los valores registrados del Sacha “C”.

El Sacha “C”, es un caso particular que se presenta, debido al hecho, que durante la perforación no se presentan problemas, no obstante los resultados de la litología del pozo demuestran que existen lutitas muy inestables en esta zona siendo la razón para que se haya registrado un exceso mayor en el valor del diámetro obtenido.

La evaluación realizada para los pozos perforados con el diseño direccional “J” se identifica en la tabla 4.14

Tabla 4.14 Variación del diámetro del hoyo Pozos tipo “J”



Fuente: Schlumberger

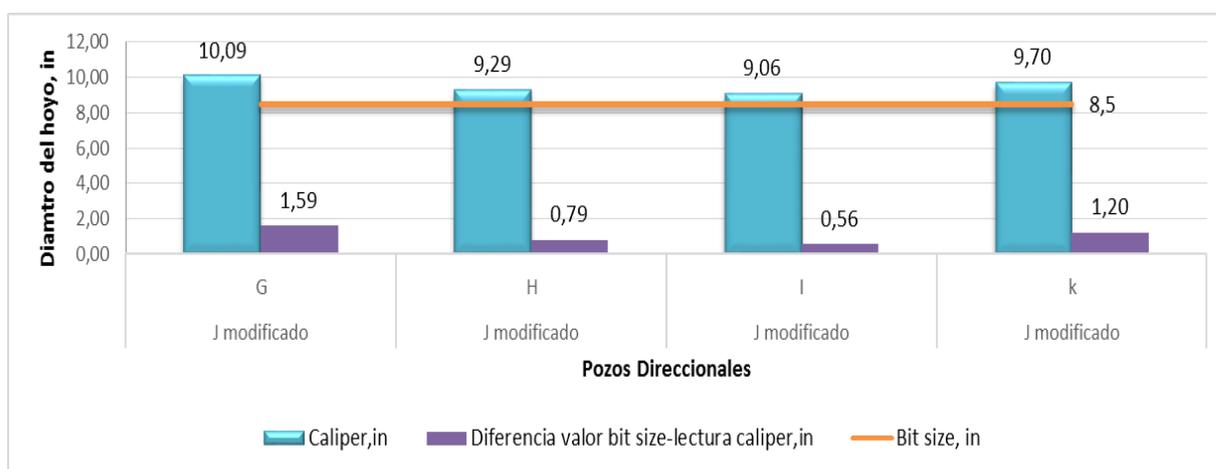
Elaborado por: Mercedes González

La información registrada por el caliper del Sacha “E” corrobora que existen problemas durante la perforación del hoyo.

Durante la corrida de los registros eléctricos en estos pozos se observan varios problemas que se solucionaron con éxito, por lo tanto es importante considerar que los valores registrados presentan un mayor margen de error cuando se desee utilizar estos datos para cálculos futuros.

Finalmente la tabla 4.15, presenta valores registrados por el caliper en pozos direccionales tipo “J modificado”.

Tabla 4.15 Variación del diámetro del hoyo Pozos tipo “Jmod”

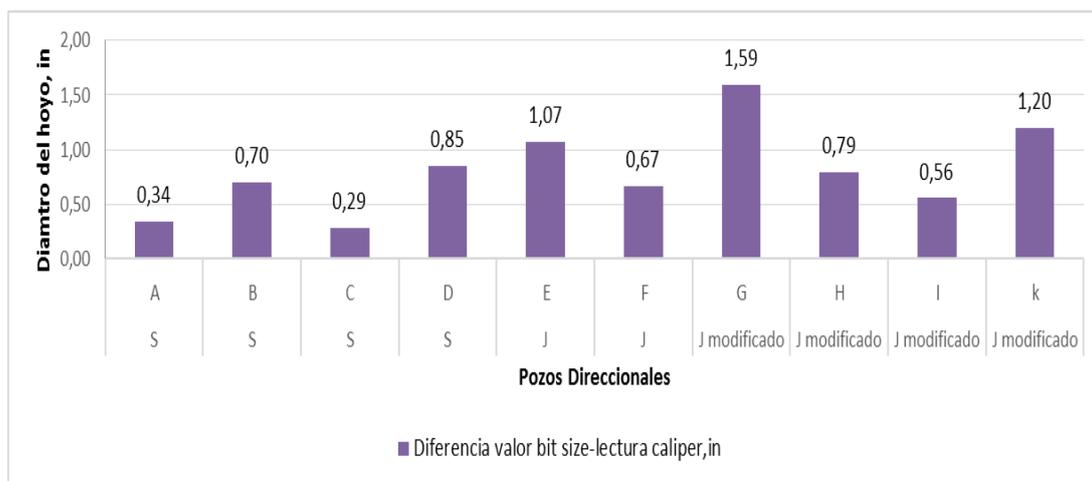


Fuente: Schlumberger

Elaborado por: Mercedes González

El registro de información del Sacha “G” debe analizarse con mayor precaución por el hecho que la herramienta utilizada para determinar el diámetro del hoyo fue diferente a los otros pozos, al utilizar una herramienta LWD, el fluido utilizado para que la herramienta funcione muchas veces ocasiona que se lave el hoyo haciendo que los valores registrados sean mucho menores a los reales.

La información registrada del Sacha “I”, es un indicativo que durante la perforación existen problemas operacionales que provocan que se realicen viajes de acondicionamiento no programados y que el tamaño del hoyo sea mayor.

Tabla 4.16 Diferencia de valores obtenidos bit size-caliper

Fuente: Schlumberger

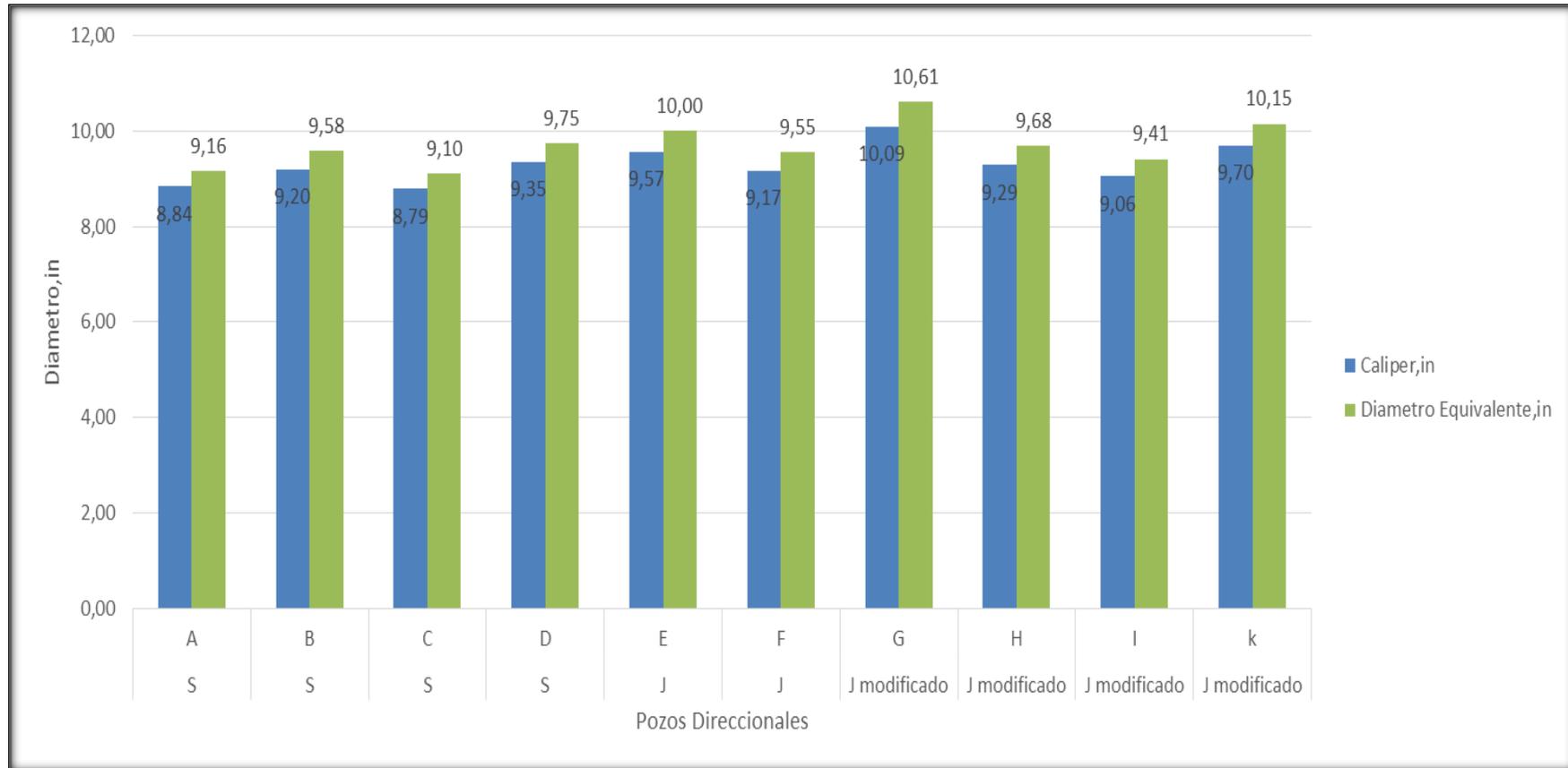
Elaborado por: Mercedes González

La tabla 4.16, muestra la variación obtenida como resultado de la relación entre los valores obtenidos y el ideal por el tamaño de broca utilizado.

4.3.2. EXCESO DE VOLUMEN

El diámetro que se registra en los pozos es muy importante a la hora de calcular el volumen de lechada que debe ser necesario para cementación, Los trabajos realizados en el Campo Sacha permiten tener como referencia un valor promedio del volumen de exceso que el hoyo debe considerar para cálculos futuros. Este valor de exceso en el diámetro se ha estandarizado en un 20 % o 30% más del valor obtenido por el caliper.

Tabla 4.17 Diámetro Real - Diámetro Equivalente



Fuente: Schlumberger

Elaborado por: Mercedes González

La tabla 4.17, presenta los valores obtenidos reales a utilizar para los cálculos necesarios en la operación de cementación.

Para determinar el valor del exceso de lechada a ser bombeada en el hoyo, se determina mediante dos métodos cuantitativos.

- **Cálculo del exceso en el diámetro del hoyo**

El exceso que el hoyo va a tener se lo calcula utilizando la ecuación 10.

$$\Phi OH + \% \text{ exceso} = \frac{\Phi_{\text{externo}}^2 - \Phi_{\text{interno}}^2 * \text{exceso} + \Phi_{\text{interno}}^2}{in} \quad (4.1)$$

Donde:

Φ_{externo} = Es el diámetro obtenido por el caliper.

Φ_{interno} = Es el diámetro interno del liner de producción.

exceso = Representa el porcentaje de exceso que se desea agregar al valor obtenido por el caliper. Para los pozos del campo cuyo exceso es el 20% el valor correspondiente a utilizar es de 1,2.

- **Cálculo del exceso al volumen calculado**

$$V + \text{exceso} = \text{Capacidad anular} * \text{Longitud} * \text{exceso} \quad (4.2)$$

El volumen en exceso de fluido que se debe bombear para cubrir en totalidad el anular es calculado con la ecuación 4.2.

Este método consiste en multiplicar el exceso establecido “20%” por el volumen calculado con el diámetro obtenido con el caliper.

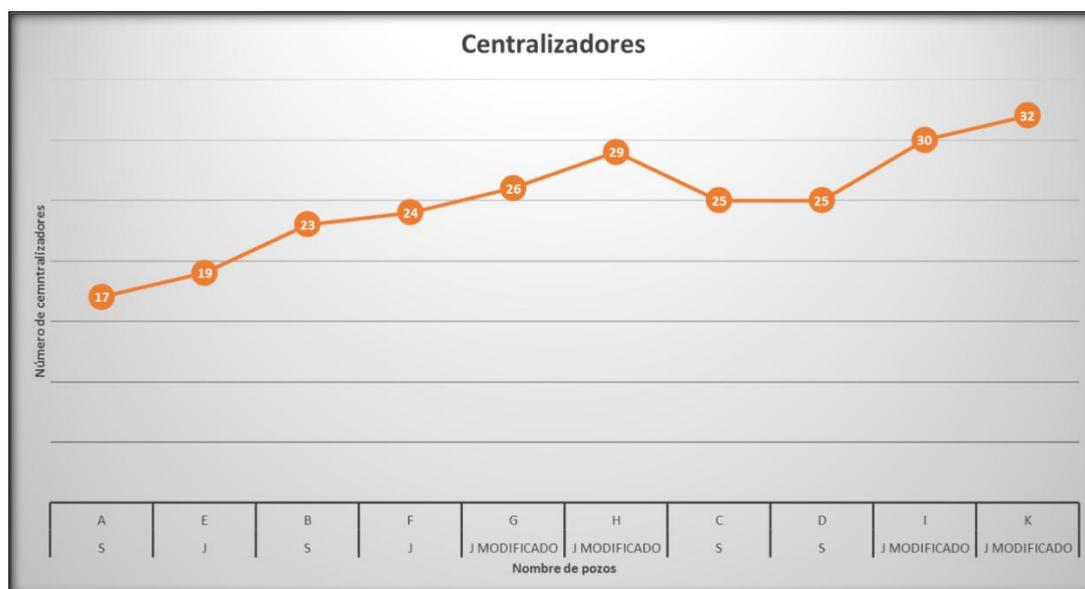
Los resultados obtenidos son similares, para conceptualizar la definición de exceso se establece el primer método como el principal.

4.4. CENTRALIZACIÓN

Los pozos analizados presentan una gran similitud entre ellos, es posible afirmar que los centralizadores utilizados son de tipo semirrígidos, sus características permiten que se acoplen a pozos direccionales y con diámetros variables. La ubicación que debe ser considerada para los centralizados es sobre o bajo las zonas de interés del pozo aproximadamente 50 ft y en zonas donde la información muestra que existen cavernas, esta distribución de los centralizadores se la realiza con el objetivo de mantener la tubería lo mejor centralizada en el hoyo y que la cementación sea exitosa a lo largo de toda la sección anular.

Para mejorar la calidad de la cementación se ve en la necesidad de incrementar el número de centralizadores paulatinamente, este hecho se expresa en la tabla 4.18 donde se muestra que el Sacha "A" (el primer pozo analizado), utiliza 17 centralizadores mientras que el Sacha "I" requiere 32 centralizadores, la experiencia ha determinado que incrementar el número de centralizadores beneficia en los resultados de limpieza y cementación, alcanzado mejor aislamiento hidráulico.

Tabla 4.18 Número de centralizadores semirrígidos



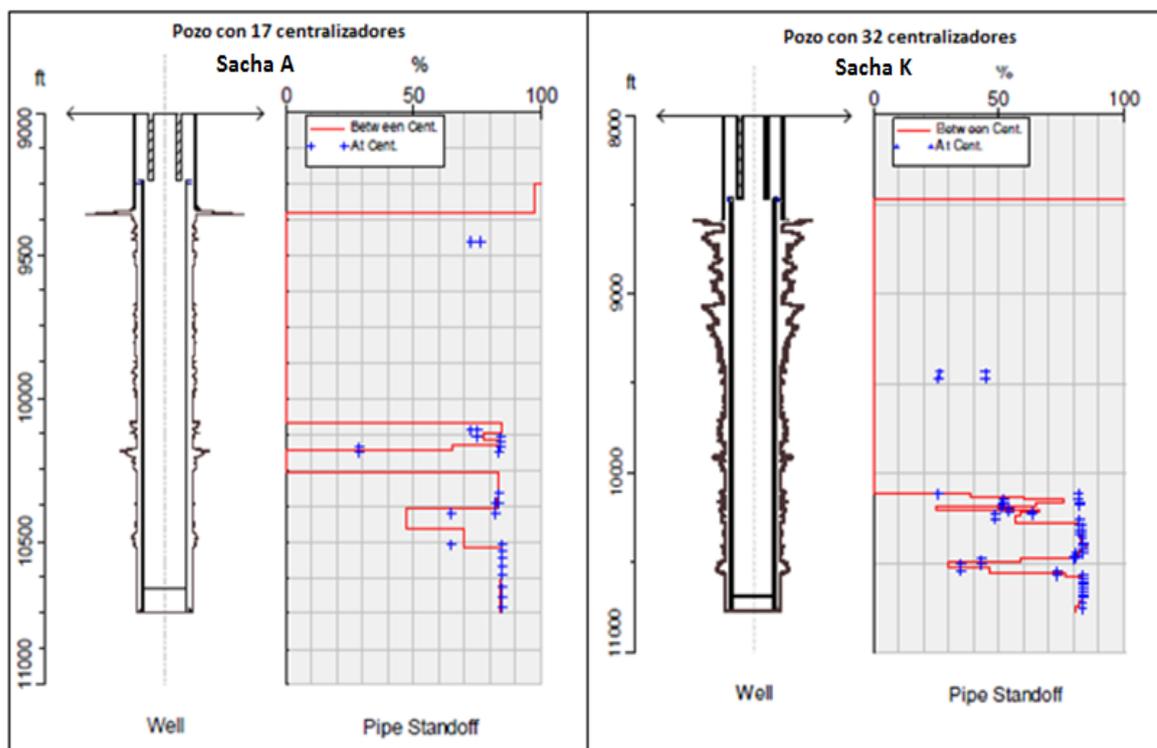
Fuente: Schlumberger

Elaborado por: Mercedes González

Se observa que al incrementar el número de centralizadores, se obtuvieron mejores valores de stand off en las zonas de interés

La figura 4.5, representa gráficamente el cambio se experimenta la centralización del liner de 7" al incrementar el número de centralizadores. El stand off planificado para los pozos es del 85%. La figura del Sacha "A", muestra que la tubería presenta una pobre centralización en especial en las zonas donde el hoyo presenta posibles cavernas. Mientras que la imagen del Sacha K, muestra un mayor uso de centralizadores, especialmente en zonas donde se evidencia cavernas en el hoyo.

Figura 4.5 Variación del stand Off



Fuente: Cem- CADE-Well Service

4.5. TIPOS DE LECHADAS

4.5.1. LECHADAS

Uno de los factores determinantes que la cementación sea exitosa, es el uso adecuado de las lechadas de cemento utilizadas.

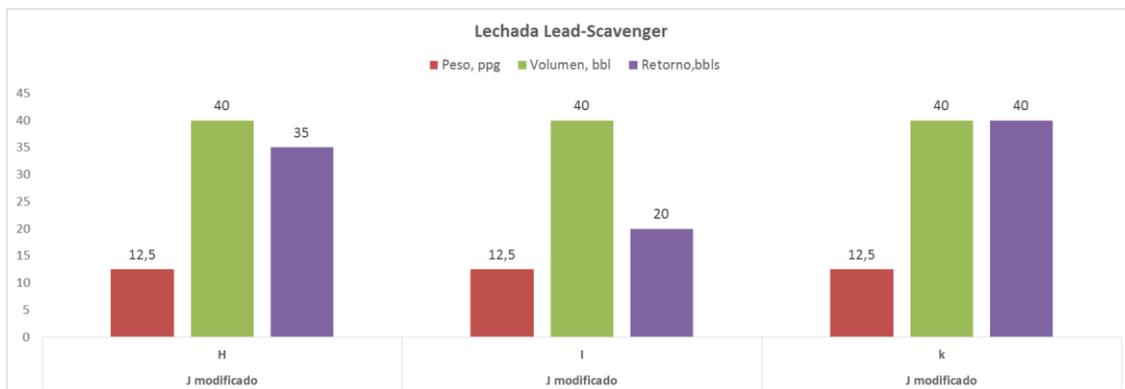
- Volumen de la lechada Tail (Principal) depende de los topes de las arenas productoras
- Volumen de la Lechada Lead (Relleno) corresponde al espacio que se obtiene entre el tope de la lechada Tail y el TOL.

4.5.1.1. Lead-Scavenger (Sacrificio)

- Es una lechada de cemento tipo G con una densidad inferior a la lechada de cemento principal y de relleno.
- El uso de la lechada Scavenger (Sacrificio) se observa en los 3 últimos pozos cementados con el diseño de J modificado, con el objetivo de desplazar el lodo remanente del pozo.
- La densidad de la lechada 12,5 ppg y el volumen desplazado 40 bbls es constante en los pozos, al finalizar la operación el volumen bombeado debe ser observado en superficie.
- En Sacha "H" presenta un retorno de 35 bbls y el Sacha "I" 20 bbls, es decir, que los diámetros del hoyo son mayores a los determinados y es necesario una mayor cantidad de lechada de cemento en el hoyo; esta particularidad es un indicio que los resultados obtenidos pueden ser buenos o regulares.
- En el Sacha "K", se observa el retorno de la lechada es de 40 bbls, es decir, el cálculo del volumen de las lechadas de cemento Lead y Tail son las adecuadas para cubrir las zonas planificadas.

- Los 40 bbls de la lechada Scavenger son bombeados previamente a las lechadas de Lead “Relleno” y Tail “Principal”, así se evita que el cemento se contamine con fluidos remanentes del pozo.
- En la tabla 4.19, se observa la variación que se presentan en los pozos que utilizan esta lechada de sacrificio.

Tabla 4.19 Lechada Lead-Scavenger



Fuente: Schlumberger

Elaborado por: Mercedes González

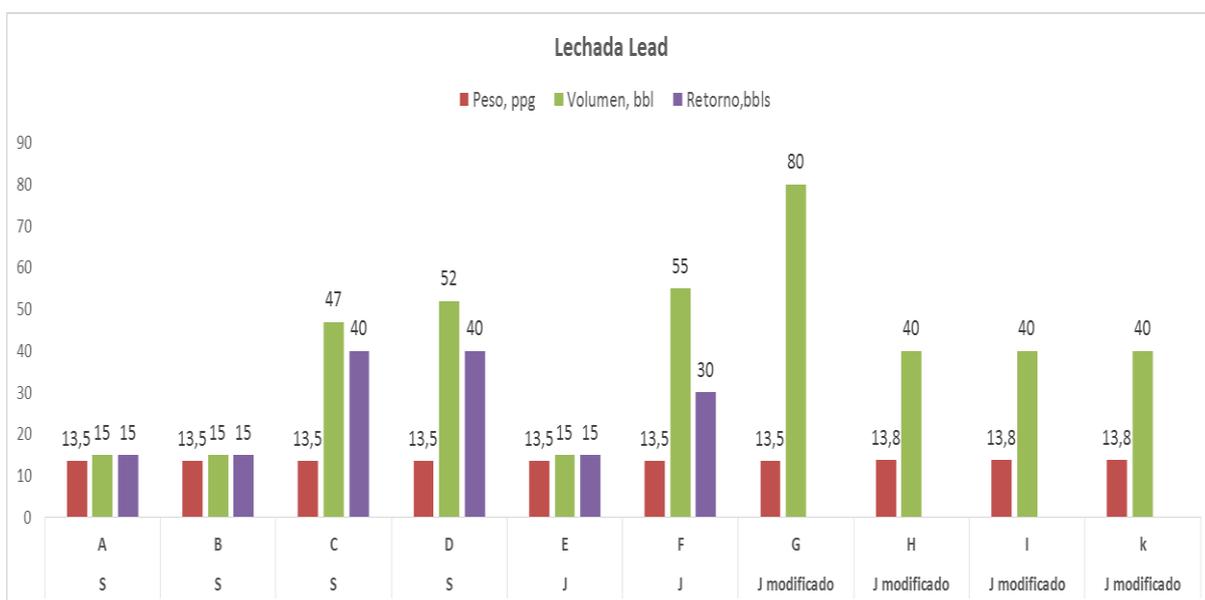
4.5.1.2. Lead

- Es una lechada cuyo cemento es de tipo G, la densidad de esta lechada de relleno para los pozos analizados es de 13,5 ppg y 13,8 ppg.
- Se observa que existe variación en la densidad de esta lechada en los pozos donde previamente se ha desplazado una lechada lead de sacrificio, como es el caso de los pozos Sacha “H”, Sacha “I” y Sacha “K”.
- En la actualidad la densidad de la lechada de cemento de relleno es de 13,8 ppg, este valor permite un mayor desplazamiento de fluidos de menor densidad que están presentes en el hoyo y mayor control de las presiones de formación.
- El cálculo del volumen de la lechada se realiza considerando el diámetro equivalente del hoyo.
- En la tabla 4.20, se observa que el Sacha “A”, Sacha “B” y Sacha “E” tienen en superficie un retorno completo de la lechada bombeada, es decir,

el liner es cementado solo con el volumen de la lechada Tail. Este diseño de desplazamiento se utiliza en los primeros pozos cementados bajo esta modalidad.

- Mientras que el Sacha “G”, no presenta retorno de la lechada a superficie, este hecho se debe, que el diámetro calculado es mayor del real.
- Los resultados del Sacha “C”, Sacha “D” y Sacha “F” presentan un volumen significativo de retorno de la lechada en superficie.

Tabla 4.20 Lechada Lead



Fuente: Schlumberger

Elaborado por: Mercedes González

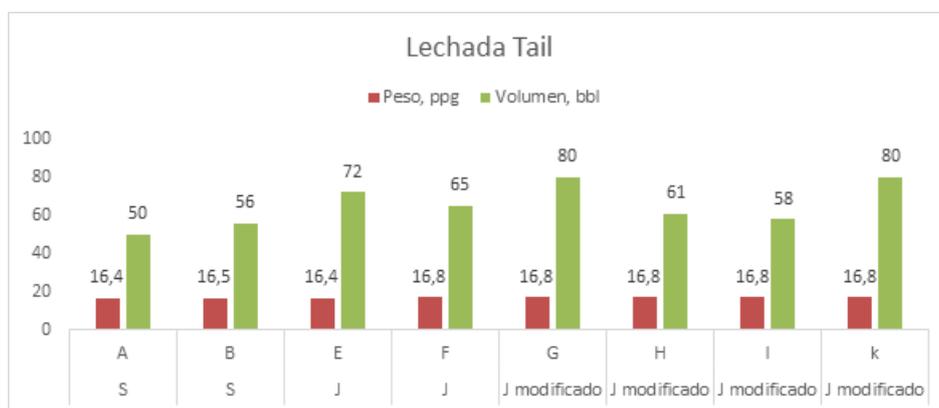
4.5.1.3. Tail

- Los primeros pozos cementados utilizan una lechada con densidad de 16,4 ppg.
- Se observa que se ha realizado un cambio en la densidad de la lechada principal cuyo valor varia de 16,4 ppg-16.8 ppg, a partir del Sacha “F” en especial por el cambio de diseño de desplazamiento de las lechadas de

cemento al utilizar una lechada de sacrificio previamente a las lechadas Lead y Tail.

- En pozos donde se presentan problemas durante la perforación y corrida de registros es mejor utilizar una lechada de mayor densidad, como son los casos del Sacha “F” y Sacha “G”.
- En la tabla 4.21, se observan el volumen desplazado de la lechada Tail en cada pozo evaluado, el volumen bombeado corresponde al a la sección de hoyo de cada pozo que se desea cubrir con esta lechada.

Tabla 4.21 Lechada Tail



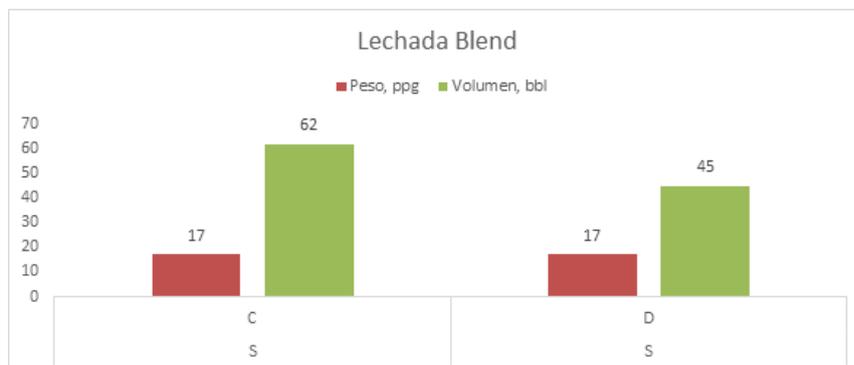
Elaborado por: Mercedes González

4.5.1.4. Blend

- Se utiliza una nueva tecnología con el objetivo de mejorar los resultados de la cementación en los pozos previamente perforados direccionalmente.
- La densidad de la lechada de cemento Blend es de 17 ppg, permite que se pueda desplazar fluidos de menor densidad con mayor facilidad, evitando que la lechada se vea contaminada por el fluido de perforación.
- Esta lechada tiene mejores características en comparación a las lechadas convencionales. Al ser un Blend se compone de varias tipos de partículas que le dan ciertas características, tales como: Mejores reologías, bajo control de filtrado, mayor resistencia a la compresión, etc.

- La tabla 4.22, los pozos que utilizaron esta lechada para cubrir las principales zonas de interés del hoyo.

Tabla 4.22 Lechada Blend



Fuente: Schlumberger

Elaborado por: Mercedes González

4.6. ROTACIÓN DEL LINER DURANTE LA CEMENTACIÓN

Para la cementación de todos los pozos, se aprende con la experiencia en la aplicación de ciertas prácticas operacionales que permiten mejorar la adherencia del cemento en el hoyo, tales como la rotación del liner durante toda la operación de cementación.

Esta práctica se utiliza no solo en pozos que no presentaron problemas previos a la cementación, sino también en aquellos que no se evidencian dificultades durante la perforación o corrida de los registros eléctricos.

La rotación del liner de producción es puesta en práctica mientras el liner llega a fondo, durante el acondicionamiento del hoyo con el liner y mientras las lechadas de cemento son desplazadas hacia el anular del pozo.

De la experiencia en los trabajos, se determina que poner a rotar el liner con 10 – 30 rpm ayuda a la mejor adherencia del cemento.

4.7. EVALUACIÓN DE LOS REGISTROS DE CEMENTACIÓN

Determinada las condiciones de perforación y de cementación la lectura de los registros de cementación es el único factor determinante a la hora de considerar si la operación de cementación ha sido exitosa o es necesario volver a intervenir en el hoyo.

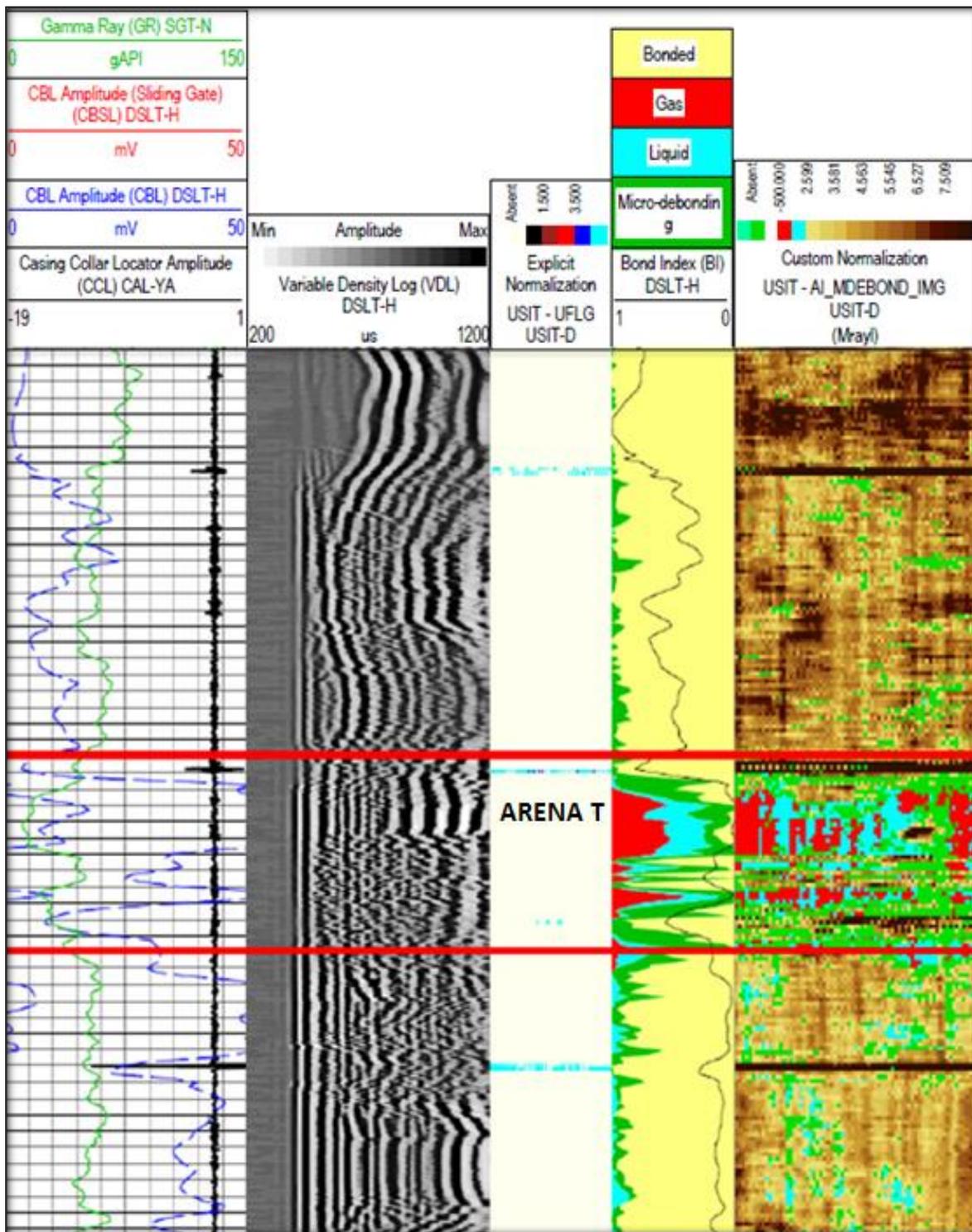
4.7.1. EVALUACIÓN REGISTROS CBL/VDL Y USIT

4.7.1.1. Cementación Regular

Un claro ejemplo de una cementación regular presenta los resultados obtenidos del Sacha I. Los resultados obtenidos de la operación de perforación y cementación son los siguientes:

- El diámetro del hoyo leído por el caliper es de 9,06 in.
- El diámetro equivalente con un exceso del 20% es de 9,41 in
- Para centralizar el liner de producción intervienen 30 centralizadores de tipo semirrígidos.
- En la cementación de esta sección intervienen 3 tipos de lechas: La primera una lechada de cemento G Scavenger, la segunda una lechada de cemento clase G “Lead” y la tercera una lechada clase G “Tail”.
- En superficie se obtuvo un retorno de 20 bbls de la lechada de Scavenger.
- La figura 4.6 presenta el registro obtenido en el Sacha I, especialmente muestra los resultados obtenidos frente al objetivo principal “Arena T”; en los resultados del registro USIT se observa que existe buena adherencia del cemento en la parte superior de la zona de interés, mientras en la parte inferior y frente a la arena se tiene una adherencia regular.
- Los registros de VDL y CBL concuerdan con los resultados presentados por el registro USIT.

Figura 4.6 Registro de cementación Sacha I



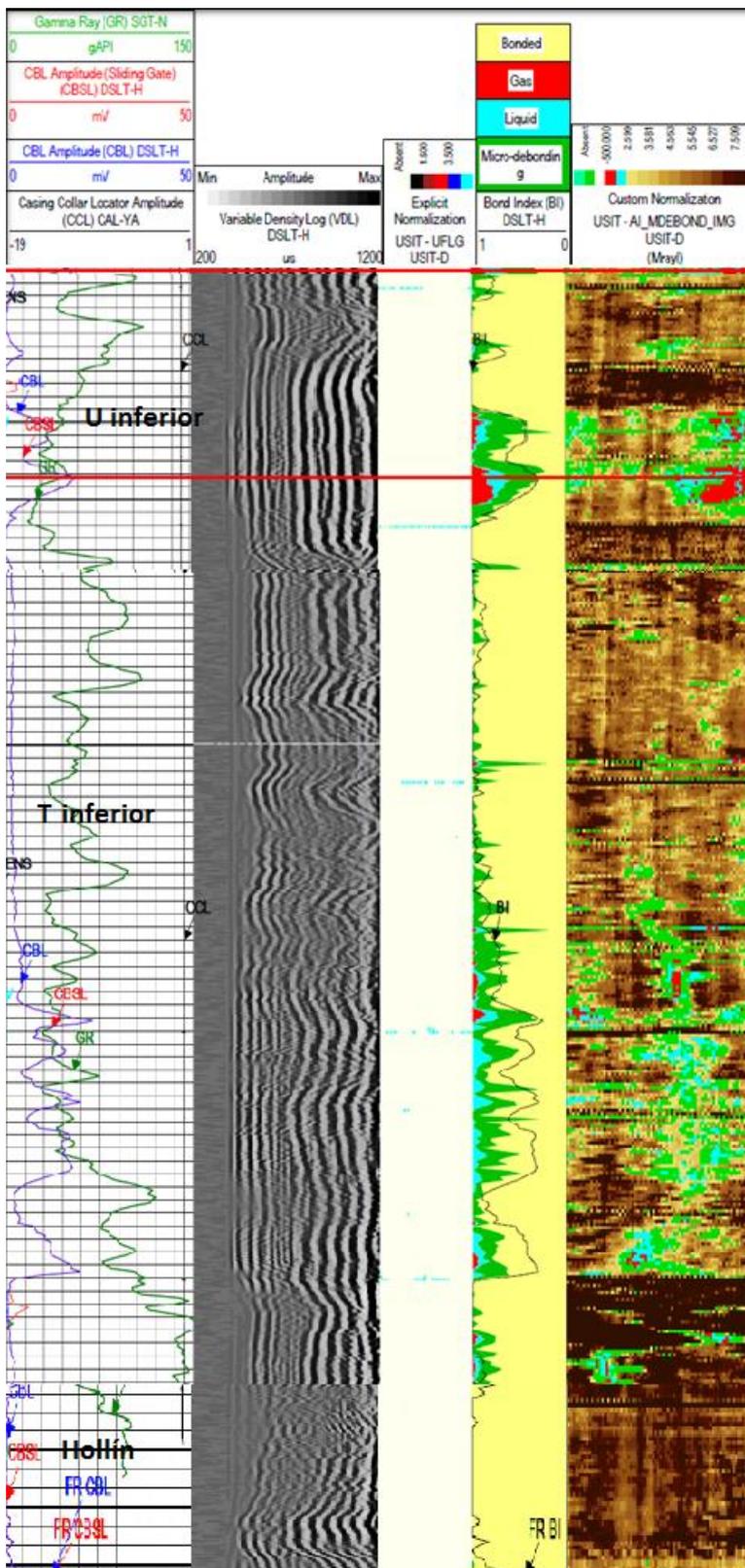
Fuente: Schlumberger-Wireline

4.7.1.2. Cementación Buena

Los resultados obtenidos de la operación de perforación y cementación del Sacha G donde se obtuvo un resultado bueno son los siguientes:

- El diámetro equivalente con un exceso del 20% es de 10,61 in
- Para centralizar el liner de producción intervienen 26 centralizadores de tipo semirrígidos.
- En la cementación de esta sección intervienen 2 tipos de lechas clase G: La primera una lechada de cemento G “Lead” y la segunda una lechada de cemento clase G “Tail”.
- En superficie no se obtuvo retorno de cemento, sinónimo que el hoyo presenta mayor diámetro que el calculado.
- La figura 4.7 presenta el registro obtenido en el Sacha G; los resultados obtenidos frente a las zonas de interés “Arena U y Arena T” no son muy buenos, es decir, las lecturas del registro CBL para la arena de interés U es de 3-4 MV. Mientras que el arribo de cemento frente a Hollín es bueno, para este pozo esta arena se considera como objetivo secundario. No obstante se observa buen sello hidráulico entre las arenas lo que proporciona un aislamiento hidráulico de las formaciones tanto por encima como por debajo de las mismas.
- La respuesta de las curvas del registro VDL confirman que el arribo del cemento no es bueno frente a la arena U, este se debe a los problemas durante la perforación y posibles cavernas existentes en la zona.

Figura 4.7 Registro de cementación Sacha G

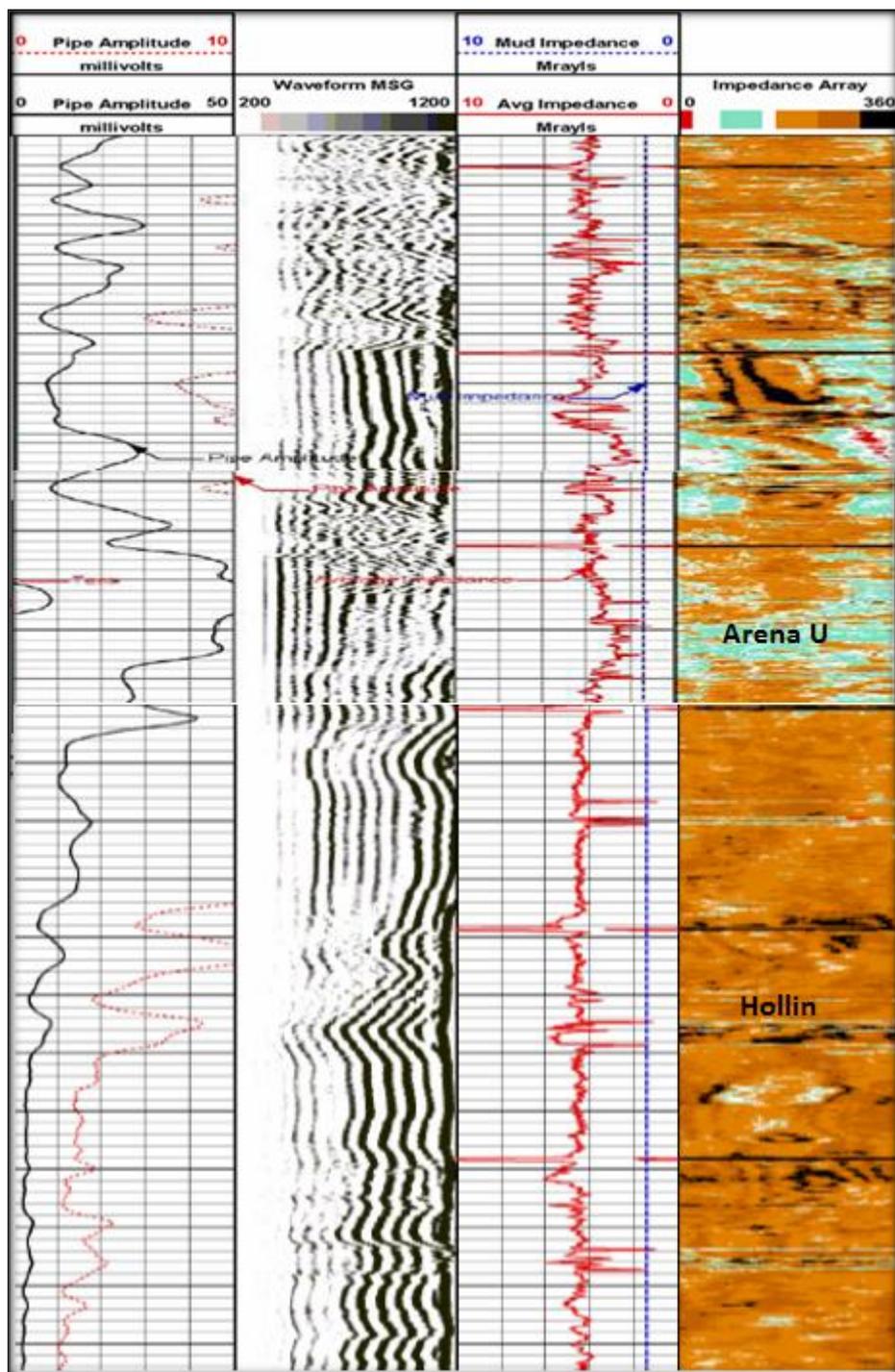


Fuente: Schlumberger-Wireline

Otro pozo a ser considerado que tiene una cementación buena es el Sacha B. Los resultados obtenidos de la operación de perforación y cementación son los siguientes:

- El diámetro equivalente con un exceso del 20% es de 9,58 in
- Para centralizar el liner de producción intervienen 23 centralizadores de tipo semirrígidos.
- Se utiliza el mismo tipo de cementación del caso anterior, 2 lechadas de cemento clase G.
- En superficie se obtiene un retorno de 15 bbls de la lechada Lead.
- La figura 4.8 muestra el registro obtenido en el Sacha G; en los resultados obtenidos frente a la zona de interés “Hollín” se observa un buen arribo del cemento entre el liner y la formación, mientras que los resultados obtenidos frente a la “Arena U” otra de las zonas de interés, el registro de cementación presenta que no existe una buena adherencia del cemento y que el mismo está contaminado por la presencia de lodo remanente que oportunamente no ha sido desalojado del hoyo. Este resultado no es el esperado pero debido a los sellos hidráulicos que existe entre estos dos objetivos no es necesario una cementación remedial.
- La respuesta de las curvas del registro VDL confirman que el arribo del cemento no es bueno frente a la arena U, este inconveniente presentado particularmente se debe a los problemas durante la perforación.

Figura 4.8 Registro de cementación Sacha B



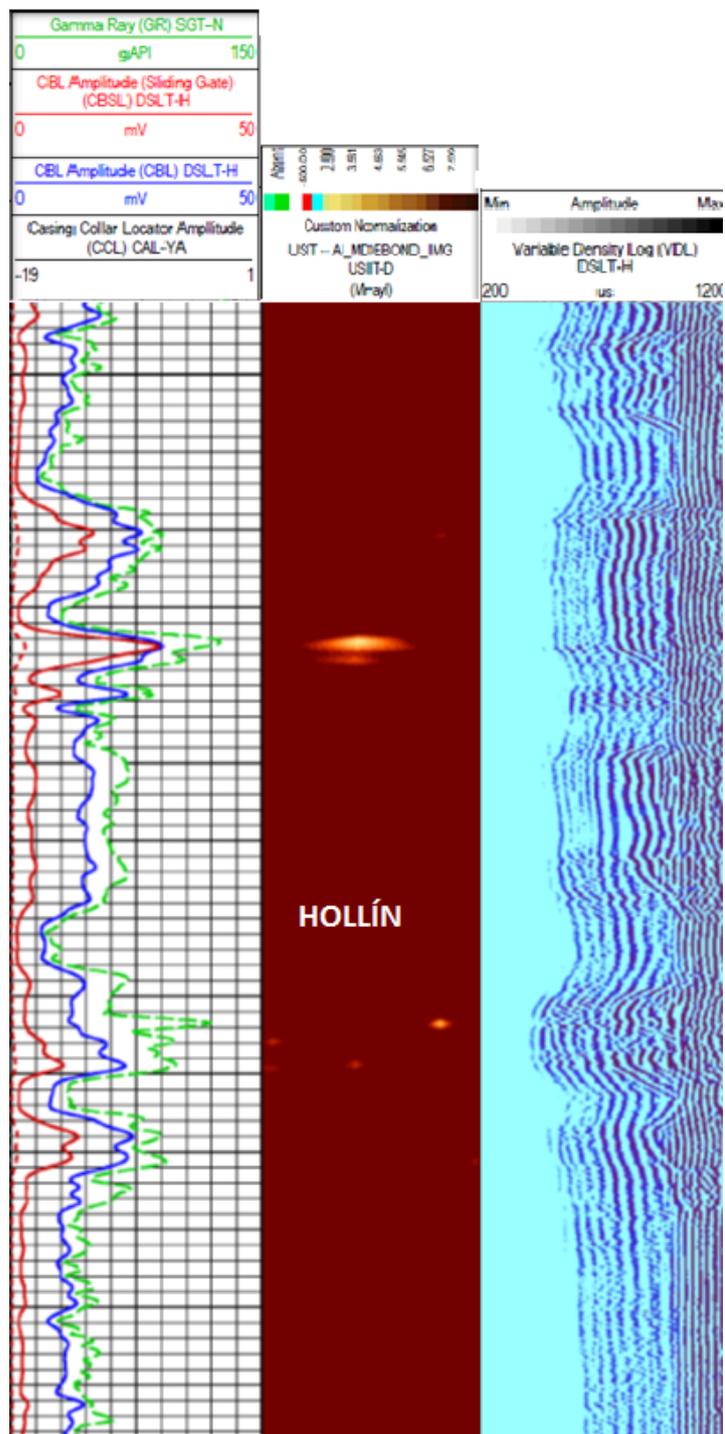
Fuente: Halliburton

4.7.1.3. Cementación Excelente

Los resultados obtenidos de la operación de perforación y cementación del Sacha D, son excelentes son los siguientes por las siguientes razones.

- El diámetro equivalente con un exceso del 20% es de 9,75 in
- Para centralizar el liner de producción intervienen 25 centralizadores de tipo semirrígidos.
- En la cementación de esta sección intervienen 2 tipos de lechadas de cemento: La primera una lechada de cemento G “Lead” y la segunda una lechada de cemento tipo Blend.
- Se observa en superficie el retorno de 40 bbls de la lechada de cemento tipo G “Lead.”
- La figura 4.9 presenta el registro de cementación obtenido en el Sacha D, en el registro se observa los resultados obtenidos frente a la zona de interés “Hollín”. Se considera un excelente resultado de la adherencia del cemento en la formación.

Figura 4.9 Registro de cementación Sacha D

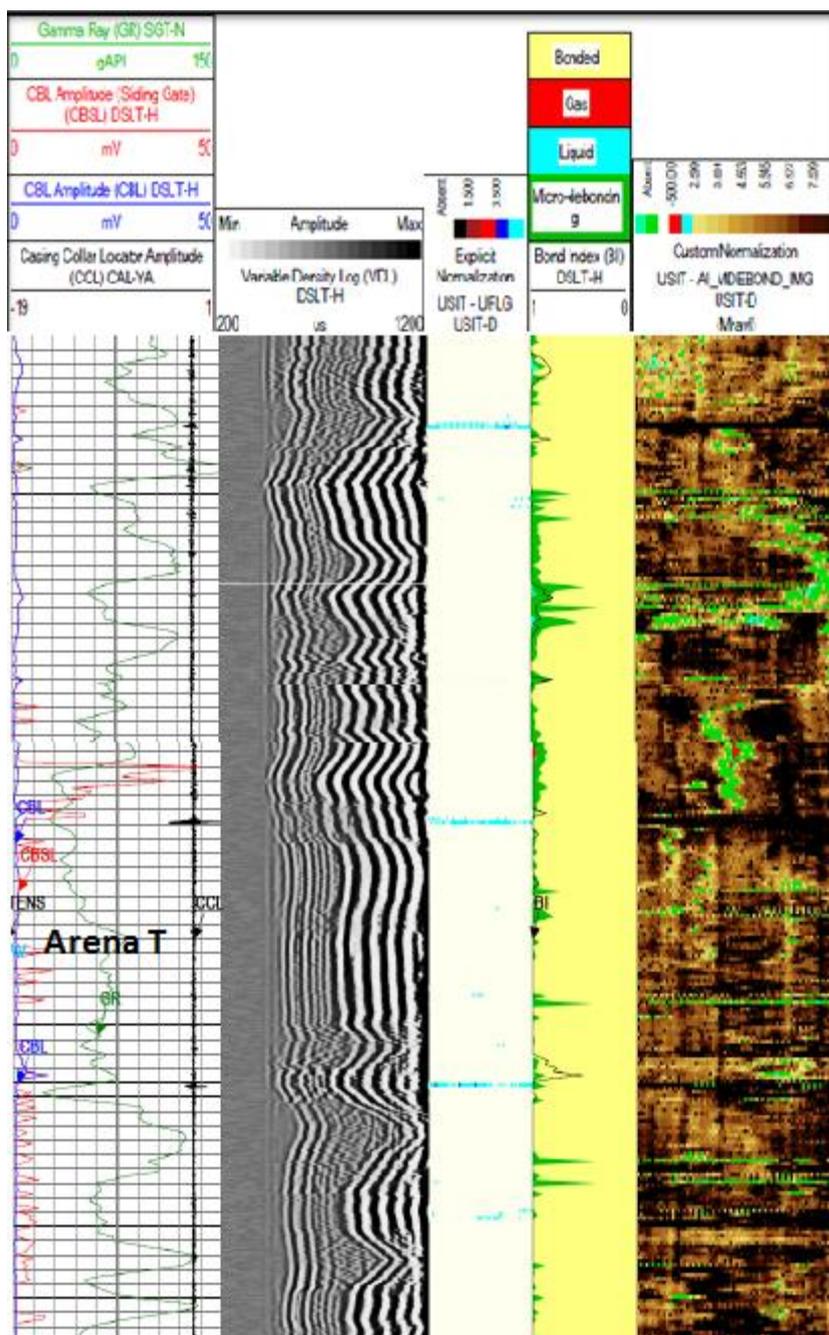


Fuente: Baker Hughes

El Sacha “K”, es también considerado un pozo con una cementación excelente. Los resultados obtenidos de la operación de perforación y cementación son los siguientes:

- El diámetro equivalente con un exceso del 20% es de 10,15 in
- Para centralizar el liner de producción intervienen 30 centralizadores de tipo semirrígidos.
- En la cementación de esta sección intervienen 3 tipos de lechadas: La primera una lechada de cemento G Scavenger, la segunda una lechada de cemento clase G “Lead” y la tercera una lechada clase G “Tail”.
- Se evidencia un retorno en superficie de 40 bbls de la lechada tipo G correspondiente a la lechada Scavenger.
- La figura 4.10 presenta el registro de cementación obtenido en el Sacha K, el objetivo en este pozo es la Arena T, se observa una excelente adherencia del cemento en toda la zona y muy buenos arribos de casing y formación; las lecturas del registro muestran un promedio de 1-2 MV.
- El mapa USIT confirma que existe un adecuado aislamiento hidráulico con las otras arenas.
- Los resultados obtenidos del registro USIT concuerdan con los obtenidos del VDL y CBL.

Figura 4.10 Registro de cementación Sacha K



Fuente: Schlumberger-Wireline

CAPÍTULO V

ANÁLISIS DE COSTOS DE LA CEMENTACIÓN DE SECCIÓN DE 8 ½”

El presente capítulo se enfoca en el análisis de costos que se obtienen durante la cementación de la sección de 8 ½” de pozos direccionales en el Campo Sacha. Tiene como objetivo determinar el tipo de lechada más rentable para ser utilizada en esta operación.

En los capítulos anteriores se ha realizado el estudio de diferentes pozos direccionales que utilizaron diferentes tipos de lechadas obteniendo resultados favorables al finalizar la operación. Basado en esta evaluación se desarrolla un análisis comparativo de costos con la finalidad de determinar si es viable o no el cambio del tipo lechada de cemento y el incremento de equipos de flotación.

Dado el hecho que cada pozo cementado presenta un esquema de puntos de asentamiento diferentes en la sección de producción el análisis es desarrollado basado en el volumen de la lechada desplazada en el pozo además de los equipos de flotación utilizados con la finalidad de obtener buenos resultados.

5.1. ANÁLISIS DE LECHADAS Y EQUIPOS DE FLOTACIÓN

Al finalizar la operación de perforación y corrida del liner de producción en el hoyo, se obtiene la siguiente información que será de gran relevancia a la hora de determinar la cantidad de lechada a ser utilizada y el número de centralizadores que deben ser utilizados.

- Diámetro del hoyo.
- Diámetro de liner de producción.

- Longitud de la sección de 8 ½”
- Distancia obtenida entre el tope del liner y la zapata del revestidor de la sección previa
- Profundidad de los objetivos a ser producidos.
- Porcentaje de exceso del hoyo.

Tabla 5.1 Información del diámetro y liner de 7”

Cementación	Longitud de la sección,ft	Zapato	Objetivo Principal		Profundidad Zapata 9 5/8”	OVERLAP	TOL,ft	Caliper,in	% Exceso	Diametro Equivalente,in
			Arena	Profundidad,ft						
Convencional	2178	convencional	T inferior	10362	8591	127	8464	9,70	20,00	10,15
Blend	2109	convencional	Hollin Superior	10109	8191	144	8047	9,35	20,00	9,75

Fuente: Schlumberger

Elaborado por: Mercedes González

Una vez recopilada la información correspondiente sobre los diámetros del hoyo, longitud del liner de producción y las profundidades de los topes de cemento planificado, se obtiene muy fácilmente el volumen total de las lechadas de pre flujo y de la lechada de cemento que deben ser desplazadas durante la operación en el pozo.

Tabla 5.2 Información del diámetro y liner de 7”

Cementación	Centralizador		Lavador		Espaciador		Lead Scavenger			Tail			Volumen desplazado, bbls	Retorno de cemento en superficie, bbls	Volumen total de lechada, bbls
	Cantidad	Tipo	Peso, ppg	Volumen, bbl	Peso, ppg	Volumen, bbl	Tipo	Peso, ppg	Volumen, bbl	Tipo	Peso, ppg	Volumen, bbl			
Convencional	30	Centek	8,5	60	12,0	80	Scavenger G	12,5	40	G	16,8	80	159	40	119
							G	13,8	39						
Blend	30	Centek	8,3	70	12	80	G	13,5	52	Flexstone, Blend	17	45	97	40	57

Fuente: Schlumberger

Elaborado por: Mercedes González

El volumen desplazado de la tabla 5.2, corresponde al volumen total de cemento desplazado en el pozo al inicio de la cementación, una vez finalizada la operación se va obtener retornos en superficie de cemento como indicativo que el tope de cemento fue el planificado, mientras que el volumen total de lechada es la cantidad de cemento que permanece en el pozo al finalizar la operación.

Para el análisis económico se considera, el volumen de lechada utilizada, el número de centralizadores, tipo de colgador y zapata utilizada, productos utilizados y el servicio total de la operación.

Tabla 5.3 Costos totales de la cementación del liner de 7”

Cementación	Costo del servicio	Costos de productos	Costos de Colgador y Accesorios	Costo / bbls	Costo / ft	\$ Total de la Operación
Convencional	\$ 13.696,00	\$ 64.352,00	\$ 156.518,33	\$ 1.475,3	\$ 107,7	\$ 234.566,3
Blend	\$ 14.129,50	\$ 91.064,50	\$ 156.518,33	\$ 2.698,1	\$ 120,2	\$ 261.712,3

Fuente: Schlumberger

Elaborado por: Mercedes González

Este cálculo se realiza con dos tipos de pozos que presentan resultados excelentes de la adherencia del cemento y que durante su operación utilizan diferentes tipos de lechada de cemento, una convencional y otra Blend. El anexo 13, presenta el detalle de los costos asociados a la cementación

Tabla 5.4 Variación de costos de la cementación del liner de 7”



Fuente: Schlumberger

Elaborado por: Mercedes González

5.1. COSTOS DE UNA REMEDIACIÓN

La operación de la cementación remedial se realiza cuando los resultados de los registros eléctricos muestran que no existe la cantidad suficiente de cemento frente a las zonas de interés y cuando no hay un adecuado sello hidráulico entre las arenas que se van a poner a producir en un futuro, generalmente ocurre este hecho cuando la lechada de cemento utilizada no cumple las expectativas que el pozo requiere.

La operación consta en bajar a fondo un equipo de cementación y bombear el cemento donde los registros así requieran, pero esto involucra un costo extra como se indica en la Tabla 5.4.

Tabla 5.4 Información de costos de remediación

Remediación	
Squiz	\$ 25.000,00
Work Over /día	\$ 40.000,00
Registros	\$ 187.000,00
Total	\$ 252.000,00

Fuente: Schlumberger

Elaborado por: Mercedes González

Para este estudio, se determina que el tiempo de Work Over o remediación de la cementación es de aproximadamente 5 días. En la tabla 5.4, muestra el costo del taladro de Work Over diario, para el tiempo calculado en este análisis el costo operativo es de \$40.000, dando como resultado el costo final de la remediación: \$252.000. En el capítulo anterior se determina que utilizar una lechada de cemento Blend ayuda a obtener una mejor adherencia del cemento en el hoyo aun cuando los pozos hayan presentado problemas durante la perforación. El utilizar este tipo de lechada tiene sus ventajas, como por ejemplo, evitar gastar en una operación innecesaria si la lechada bombeada es la adecuada.

CAPÍTULO VI

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1. CONCLUSIONES

- La sección productora de los pozos del Campo Sacha tiene una litología muy variable entre las que se encuentran intercalaciones de lutitas, arcillas y arenas. Al permanecer expuestas durante la perforación tienen la tendencia a hincharse y provocar problemas durante la perforación o corrida de registros eléctricos a hueco abierto.
- Durante la perforación de la sección de 8 ½” de los pozos evaluados, no se presentaron problemas en el hoyo como pegas, embolamientos o baja rata de perforación a excepción del Sacha “B” y Sacha “H” que presentaron bajo valor de ROP, siendo necesario realizar el cambio de ensamblaje para poder llegar a fondo.
- En la sección productora, el galonaje apropiado para atravesar las zonas de interés es de: 500 GPM para la zona de la formación Tena y 400 GPM para las arenas de Hollín, de manera que evita el lavado de las formaciones.
- Del estudio realizado y de la experiencia de campo, se concluye que para calcular un correcto volumen de cemento se debe considerar un “exceso” o “margen de seguridad” del diámetro del hoyo de 8 ½”, este valor corresponde entre 20%-30% del valor registrado por el caliper.
- Los pozos que utilizan un mayor número de centralizadores presentan un incremento del stand off (adherencia del cemento) mayor al 75%, este

incremento ayuda al desplazamiento de los fluidos de limpieza y de cemento.

- Por la experiencia en campo se concluye, que el colgador de tipo expandible; es el más adecuado para colgar el liner de 7" en el hoyo, por sus características y las buenas prácticas operativas realizadas en superficie, por lo que no se presentaron problemas al momento de la expansión del colgador.
- Durante la evaluación realizada a este trabajo, se observa que la sección de 8 ½" del Sacha "C" y Sacha "D" utilizaron una lechada de tipo Blend, los registros obtenidos de estos pozos muestran una calidad de cemento excelente frente a las arenas de interés. (anexo 14).
- En la evaluación del Sacha "I", se concluye que la calidad de cemento es regular, este hecho se presenta debido a que no se observa el asentamiento adecuado del tapón durante el desplazamiento de la lechada de cementación en la sección de 8 ½", provocando la contaminación de la lechada de cemento.
- En el anexo 15, se presenta los resultados obtenidos de la operación de cementación de los pozos evaluados a lo largo de este trabajo.
- Se concluye que la variación observada en los dos tipos de cementación varían en el costo de los productos utilizados. La cementación realizada con una lechada de cemento convencional es más económica que una cementación con lechada tipo Blend. La tabla 5.4, presenta un incremento de \$27.146 entre el uso de una lechada u otra.
- No se presentaron casos de trabajos de remediación o Work Over en los pozos evaluados en este trabajo, los resultados de cementación son los esperados por la empresa operadora para el proceso de producción.

6.2. RECOMENDACIONES

- Utilizar un número mayor de centralizadores al momento de bajar el liner de producción al pozo, este hecho permite mejorar la centralización de la tubería en el hoyo, a la vez que permite que la lechada de cemento se distribuya de mejor manera en el espacio anular, entre la formación y la tubería.
- Acondicionar el hoyo previo al bombeo de la lechada de cemento y evitar su contaminación con el fluido de perforación, recomendándose bombear entre 80-100 Bbls de fluido espaciador y lavador químico, de manera que se pueda evitar operaciones de remediación por malos resultados de la cementación.
- Se recomienda que la sección de 8 ½" no sea muy larga, de manera que no permanezca mucho tiempo expuesta sin una tubería de revestimiento, evitando o disminuyendo problemas en el hoyo.
- Utilizar un caliper de mayor profundidad de investigación, un ejemplo claro es el de 4 brazos, que permite obtener exactitud en el cálculo del diámetro del hoyo, el mismo que interviene en la determinación del volumen de la lechada de cemento que se debe utilizar.
- Por los estudios y experiencias de campo, se recomienda la rotación de la tubería mientras se cementa, esta práctica operacional aumenta la limpieza del hoyo y mejora los resultados obtenidos en la operación
- Se recomienda, el uso de lechada Blend, dado que sus características permiten mejorar las reologías del fluido y en especial controlar el filtrado en las zonas de interés.

- Si se presentan problemas durante la operación de perforación o corrida de los registros eléctricos, es recomendable acondicionar el hoyo previo a la operación de cementación, hasta que no se observen recortes en superficie.
- El uso de una lechada de sacrificio por delante de las lechadas de cemento Lead y Tail, ayuda a la remoción del lodo de perforación en el espacio anular y aumenta la probabilidad de obtener una mayor adherencia del cemento en las zonas de interés.
- Se recomienda utilizar la lechada de cemento Blend por los buenos resultados obtenidos, esta lechada permite disminuir o evitar operaciones de remediación que operativamente representa un costo de \$252.000 y por lo tanto la inversión de una mayor cantidad de dinero.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- AGUINAGA J, BORJA D, Estudio de los pozos cerrados para ser rehabilitados a la producción del Campo Sacha, Escuela Politécnica Nacional, Ecuador, 2011.
- American Petroleum Institute, Recommended Practice for Testing Well Cements, API, Washington, D.C, 1997
- ARÉVALO F, BARZALLO D, Guerrero Xavier, Metodología en Operaciones de Cementación Primaria y Forzada utilizando nuevas tecnologías, Escuela Superior Politécnica del Litoral, Ecuador, 2010.
- BABY P, RIVADENEIRA M, BARRAGÁN Roberto, La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo, Petroecuador, IFEA, IRU, Ecuador, 2004.
- COJITAMBO G, Análisis Técnico comparativo del uso de sistemas de colgadores de Liner convencionales y colgadores de liner expandibles para Optimizar la completación de pozos, Universidad Central del Ecuador, Ecuador, 2013.
- Dillenbeck L, The Impact of Cementing On Proper Well Control, Chevron, IADC, 2010.
- DOWELL, Cementing Engineering Manual, Schlumberger, 1995.
- Drilling and Measurements, Charla Técnica de Perforación, Schlumberger, 2013.
- Energy API, Insulating Potential Flow Zones During Well Construction, API Standard, Washington, 2010.
- ESTRADA P, OLIVO Juan, Análisis y aplicación del sistema Well-Life para incrementar la vida útil del cemento en pozos del Oriente Ecuatoriano, Escuela Politécnica Nacional, Ecuador, 2009.
- HERNÁNDEZ J, ORTIZ Edwin, Adición de compuestos químicos para la cementación de pozos petroleros en la etapa de producción-Región Poza Rica, Universidad Veracruzana, Altamira, Poza Rica, 2011.
- MI Drilling Fluids, Product Bulletin MI, Schlumberger, Houston, TX, 1996.
- NELSON E, Well Cementing, Dowell, Sugar Land, TX, 1990.

- NELSON E, Fundamentos de la Cementación de Pozos, Oilfield Review, 2012.
- NELSON E, GUILLOT Dominique, Well Cementing, Schlumberger, Sugar Land, TX, 2006.
- RUIZ G, La importancia de la reología en la cementación remedial del pozo Laguna X, Universidad Tecnológica Equinoccial, Ecuador, 2004.
- SALCEDO V, Estudio de las propiedades mecánicas de los cementos usados para cementación de zonas productivas en pozos del Bloque 15 operado por Petroamazonas, Escuela Politécnica Nacional, Ecuador, 2012.
- Schlumberger, IPM -Casing Design Manual, Francia, 2013.
- Schlumberger, IPM Essentials -Primary Cementing, Francia, 2009.
- Schlumberger, IPM Essentials –Casing Hardware, Francia, 2009.
- Schlumberger, IPM Essentials –Casing and Tubing Design, Francia, 2010.
- Schlumberger, Introduction to Cement Technology, Francia, 2010.
- Schlumberger, IPM Essentials –Cementing Accessories, Francia, 2010.
- Schlumberger, Primary Cementing Overview M231, Francia, 2003.
- Schlumberger, Single Stage Cementing Calculation, Francia, 2003.
- Schlumberger, IPM–Operational Requirements for Cement Slurries, Francia, 2009.
- Schlumberger, IPM–Cement Placement, Francia, 2009.
- Smith, Product Catalog Smith Bits, Schlumberger, Houston, TX, 2012.
- TIW Corporation, Sistema Expandible X-PAK, Houston, TX, 2008.
- TIW Corporation, X PAK Liner Hanger Packer, TIW, Houston, TX, 2014.
- TIW Corporation, Partes del Liner-Seminar 2, TIW, Houston, TX, 2008.
- TIW Corporation, Proceso de asentamiento del colgador, TIW, Houston, TX, 2010.
- TOP CO LP, Product and Technical Manual, Top Co, Canada, 2009.
- Weatherford, Cementing Products, Canada, 2010.

INTERNET

- Jsdrilling, *IADC classification: PDC bits*, http://www.jsdrilling.com.qa/Ming_Zhou_WEB/Share/IADC_PDC_BIT.PDF.
- RIO NAPO CEM, *Producción Sacha*, <http://www.rionapocem.com.ec/images/contenidos/producciondiaria.pdf>.
- RIO NAPO CEM, *Producción Mensual Sacha*, http://www.rionapocem.com.ec/images/contenidos/promedio_mensual.jpg.
- RIO NAPO CEM, *Reservas Sacha*, <http://www.rionapocem.com.ec/comunicacion/noticias.html?start=4>.
- RIO NAPO CEM, *Revista Semestral ORN*, <http://www.rionapocem.com.ec/images/contenidos/terceraedicionrevista.pdf>.
- Schlumberger, *Ingeniería de Cementación*, <http://www.cedip.edu.mx/tomos/tomo07.pdf>.
- Schlumberger School, *Jet 14 Introducción a la Cementación*, http://es.slideshare.net/ankhal18/_63900502-manualdecementacion.
- Secretaria de Hidrocarburos, *Mapa de Bloques Petroleros: Ronda Sur Oriente*, http://www.hidrocarburos.gob.ec/wp-content/uploads/2013/04/mapa_petrolero.jpg

GLOSARIO

API:	Instituto Americano del Petróleo (American Petroleum Institute)
BHA:	Ensamblaje de fondo (Bottom Hole Assembly)
BPM:	Barriles por minuto
BPPD:	Barriles de petróleo por día
BWOC:	Porcentaje de un material agregado al cemento
BWOW:	Porcentaje de un material agregado al cemento basado en el peso de agua utilizado para la lechada.
Cem-CADE:	Software de diseño y evaluación de cementación.
DP:	Tubería de perforación (Drill pipe)
FR:	Factor de Recobro
FT:	Medida de longitud – Pies
GPM:	Galonaje por minuto
GWD:	Gyro While Drilling
HWDP:	Tubería pesante de perforación (Heavy Weight Drill Pipe)
IADC:	Asociación Internacional de Contratistas Petroleros
IN:	Medida de longitud- Pulgadas
LEAD:	Lechada de relleno
LWD:	Logging While Drilling
ML:	Mililitros
MWD:	Mesurement While Drilling
OH:	Hoyo abierto (Open Hole)
POES:	Petróleo Original en Situ
PPG:	Medida de densidad (Pounds per gallon)
PULL OUT:	Sacar a superficie el ensamblaje de fondo
PVT:	Presión-Volumen-Temperatura
PSI:	Libra por pulgada cuadrada (Pound per Square Inch)
ROP:	Rata de penetración de la broca (Rate of penetration)
RPM:	Revolución por minuto

SHOE TRACK:	Porción de cemento entre la zapata y el collar flotador
SX:	Sacos de cemento
TAIL:	Lechada de cola
TD:	Profundidad total
TFA:	Área total del fluido (Total flow area)
TOL:	Tope del liner
TT:	Tiempo de bombeabilidad (Thickening time)
TVD:	Profundidad vertical total (Total Vertical Depth)
WASH OUTS:	Cavernas en el pozo
WOB:	Peso ejercido sobre la broca (Weight of Bit)
WOC:	Tiempo de espera de fragüe del cemento (Waiting on cement)

ANEXOS

ANEXO No. 1
ESTADO ACTUAL DE LOS POZOS

Tabla A.1.1 Pozos Produciendo

POZO	ESTACIÓN	BFPD	BPPD	BSW	BAPD	Arenas
SAC-001	Central	450	439.965	2.23	10.035	Ui
SAC-002B	Sur	153	149.9553	1.99	3.0447	Ti
SAC-003	Norte 1	288	285.12	1	2.88	Hs
SAC-006	Norte 1	220	184.8	16	35.2	Ui
SAC-007	Norte 1	1387	319.01	77	1067.99	Ui+Ti
SAC-008	Norte 1	909	90.9	90	818.1	U
SAC-009	Norte 1	346	181.304	47.6	164.696	Ti
SAC-011	Norte 1	1244	149.28	88	1094.72	Hi
SAC-013	Central	470	385.4	18	84.6	BT
SAC-014	Norte 1	542	200.54	63	341.46	Hi
SAC-017	Norte 1	727	676.11	7	50.89	Ui
SAC-018	Norte 1	417	258.54	38	158.46	Ti
SAC-019	Norte 1	357	195.993	45.1	161.007	Ui
SAC-020	Central	888	461.76	48	426.24	Ui+Ti
SAC-025	Central	774	277.092	64.2	496.908	Ui
SAC-026	Central	422	209.312	50.4	212.688	Ui
SAC-031	Norte 1	278	250.2	10	27.8	Hs
SAC-032	Norte 1	377	278.98	26	98.02	Ti
SAC-033	Norte 1	1726	414.24	76	1311.76	Hi
SAC-036	Norte 1	1225	122.5	90	1102.5	Ui
SAC-037	Central	197	177.0833	10.11	19.9167	Ti
SAC-041	Central	494	98.8	80	395.2	BT
SAC-042	Sur	1062	63.72	94	998.28	Ui
SAC-043	Sur	189	74.5983	60.53	114.4017	Ui
SAC-044	Sur	392	324.576	17.2	67.424	H
SAC-045B	Sur	167	165.33	1	1.67	Hs
SAC-050	Sur	2150	430	80	1720	Ui
SAC-051	Norte 1	417	241.86	42	175.14	Ti
SAC-052B	Norte 1	381	316.23	17	64.77	Ui
SAC-053	Norte 1	309	302.82	2	6.18	Ui
SAC-055	Central	269	257.433	4.3	11.567	Ti
SAC-056	Central	268	258.9684	3.37	9.0316	Ui
SAC-059	Central	600	552	8	48	Ui
SAC-061	Central	1669	302.089	81.9	1366.911	T
SAC-062	Central	159	146.916	7.6	12.084	Hs
SAC-065B	Central	432	410.4	5	21.6	Hi
SAC-066B	Central	276	273.24	1	2.76	Ui
SAC-070	Central	1797	144.6585	91.95	1652.342	Hi
SAC-081	Sur	722	361	50	361	Hs
SAC-083	Sur	1054	126.48	88	927.52	Hi

SAC-087	Sur	652	221.68	66	430.32	BT
SAC-088	Central	378	353.43	6.5	24.57	Ti
SAC-091	Central	2049	204.9	90	1844.1	Hi
SAC-093	Central	1466	293.2	80	1172.8	Hi
SAC-096	Norte 1	279	234.081	16.1	44.919	BT
SAC-098	Norte 1	471	244.92	48	226.08	Ui
SAC-099	Norte 1	776	767.076	1.15	8.924	Ti
SAC-101	Norte 1	521	150.569	71.1	370.431	Ui
SAC-102	Norte 1	422	227.88	46	194.12	U
SAC-103	Norte 1	2409	286.671	88.1	2122.329	Hs
SAC-106	Norte 1	895	286.4	68	608.6	Hs
SAC-108	Norte 1	241	226.058	6.2	14.942	Ti
SAC-110	Central	281	196.7	30	84.3	Ui+Us+Ti
SAC-111	Central	434	347.2	20	86.8	Ti
SAC-112	Central	272	246.976	9.2	25.024	BT
SAC-114	Central	2914	297.228	89.8	2616.772	Hi
SAC-115	Central	1357	135.7	90	1221.3	Hi
SAC-118	Central	1171	936.8	20	234.2	U
SAC-119	Central	137	134.26	2	2.74	Hs
SAC-121	Central	848	831.04	2	16.96	Ui
SAC-124	Sur	718	689.28	4	28.72	Ui
SAC-125	Sur	328	209.92	36	118.08	Hi
SAC-126	Sur	264	55.44	79	208.56	BT
SAC-127	Norte 1	1450	464	68	986	Hs
SAC-128	Norte 1	1197	119.7	90	1077.3	Hs
SAC-130	Norte 1	531	296.298	44.2	234.702	Ui
SAC-132	Central	322	302.358	6.1	19.642	Ui
SAC-134	Central	306	295.29	3.5	10.71	Ui
SAC-137	Central	157	122.46	22	34.54	Ti
SAC-139	Central	203	195.895	3.5	7.105	Ti
SAC-140D	Central	3339	267.12	92	3071.88	Hi
SAC-146	Central	320	160	50	160	Hs
SAC-147D	Norte 1	931	595.84	36	335.16	Hi
SAC-149	Norte 1	180	154.8	14	25.2	Ti
SAC-150D	Norte 1	847	271.04	68	575.96	Ui
SAC-152D	Norte 1	468	374.4	20	93.6	Ui
SAC-153	Sur	509	483.55	5	25.45	Ui
SAC-154D	Sur	1560	124.8	92	1435.2	Hi
SAC-158	Sur	284	232.88	18	51.12	Hi
SAC-159	Sur	517	155.1	70	361.9	Hs
SAC-160D	Sur	1656	331.2	80	1324.8	Hs+i
SAC-161	Sur	283	113.2	60	169.8	H

SAC-163D	Norte 1	654	130.8	80	523.2	Ti
SAC-164D	Norte 1	4028	322.24	92	3705.76	Hi
SAC-168H	Norte 1	338	327.86	3	10.14	T+H
SAC-169D	Norte 1	1384	553.6	60	830.4	Ui
SAC-172D	Norte 1	441	291.06	34	149.94	Ui
SAC-175H	Norte 1	456	182.4	60	273.6	Hs
SAC-176D	Norte 1	312	187.2	40	124.8	Ts+i
SAC-177D	Norte 2	496	488.56	1.5	7.44	U
SAC-179H	Norte 2	329	322.42	2	6.58	Ui
SAC-182	Sur	374	368.016	1.6	5.984	Ui
SAC-183	Sur	512	215.04	58	296.96	Hi
SAC-184	Sur	733	337.18	54	395.82	Ui
SAC-185	Sur	224	221.76	1	2.24	Ui
SAC-186	Sur	554	537.2138	3.03	16.7862	Ti
SAC-187D	Sur	711	241.74	66	469.26	Ui
SAC-189	Sur	1102	88.16	92	1013.84	Hs
SAC-190D	Sur	231	167.706	27.4	63.294	Ui
SAC-191	Sur	392	352.8	10	39.2	Hs
SAC-192	Central	2152	172.16	92	1979.84	Hi
SAC-193	Central	342	321.48	6	20.52	Hs
SAC-197D	Central	383	327.082	14.6	55.918	Ui
SAC-198	Central	424	394.32	7	29.68	Hs
SAC-204D	Central	912	91.2	90	820.8	Hi
SAC-206D	Norte 1	2501	200.08	92	2300.92	Hi
SAC-207D	Norte 1	613	611.774	0.2	1.226	Ui
SAC-208D	Norte 1	1167	886.92	24	280.08	Ui
SAC-209D	Norte 1	741	733.59	1	7.41	Ti
SAC-210D	Norte 2	666	79.92	88	586.08	Hi
SAC-212D	Norte 2	707	699.93	1	7.07	Hs
SAC-213D	Norte 2	176	35.2	80	140.8	Hi
SAC-214D	Norte 2	496	490.8912	1.03	5.1088	Hi
SAC-214D	Norte 2	1320	211.2	84	1108.8	Ui
SAC-215D	Norte 2	1710	444.6	74	1265.4	Hi
SAC-216D	Sur	906	271.8	70	634.2	Hi
SAC-218D	Sur	660	132	80	528	Hi
SAC-220D	Sur	1537	307.4	80	1229.6	Hi
SAC-223D	Norte 2	261	198.36	24	62.64	BT
SAC-225D	Norte 2	140	132.72	5.2	7.28	Ui
SAC-226D	Central	568	295.36	48	272.64	Hs
SAC-227D	Central	168	167.16	0.5	0.84	Hs
SAC-228D	Norte 2	352	204.16	42	147.84	Hi
SAC-229D	Norte 2	912	547.2	40	364.8	Ui

SAC-231D	Norte 2	888	435.12	51	452.88	Hi
SAC-233D	Norte 2	322	286.58	11	35.42	Hi
SAC-235D	Norte 1	1513	1505.284	0.51	7.7163	Hi
SAC-236D	Norte 2	368	364.32	1	3.68	Hi
SAC-238D	Norte 2	187	173.91	7	13.09	Hs
SAC-239D	Norte 2	1158	509.52	56	648.48	HS
SAC-241D	Norte 2	1920	307.2	84	1612.8	Hi
SAC-242D	Norte 2	732	292.8	60	439.2	Hs
SAC-246D	Norte 2	862	784.42	9	77.58	Hi
SAC-247D	Norte 2	947	937.53	1	9.47	Ui
SAC-248D	Norte 2	638	255.2	60	382.8	Ui
SAC-249D	Norte 1	579	231.6	60	347.4	Hi
SAC-250D	Norte 1	611	391.04	36	219.96	Hi
SAC-251D	Norte 1	1721	722.82	58	998.18	Hi
SAC-253D	Norte 1	1092	1081.08	1	10.92	Hi
SAC-257D	Sur	678	616.98	9	61.02	BT
SAC-258D	Sur	696	626.4	10	69.6	Hs
SAC-259D	Sur	1156	231.2	80	924.8	Hs
SAC-260D	Norte 2	34	30.6	10	3.4	Ui
SAC-262D	Norte 2	1288	103.04	92	1184.96	Hi
SAC-263D	Norte 2	171	68.4	60	102.6	Hi
SAC-264D	Norte 2	530	121.9	77	408.1	U
SAC-265D	Norte 2	72	21.6	70	50.4	Hi
SAC-266D	Norte 2	327	300.84	8	26.16	T
SAC-267D	Norte 2	1640	1115.2	32	524.8	Hi
SAC-268D	Sur	414	409.86	1	4.14	Ts+Ti
SAC-270V	Sur	164	147.6	10	16.4	Ui
SAC-273D	Sur	1830	366	80	1464	Hi
SAC-276D	Norte 2	475	470.25	1	4.75	Ti
SAC-278D	Norte 2	1326	318.24	76	1007.76	Hi
SAC-280D	Norte 2	307	305.465	0.5	1.535	U
SAC-287D	Norte 2	952	947.24	0.5	4.76	Hi
SAC-299D	Norte 2	314	251.2	20	62.8	U
SAC-300V	Norte 2	1137	113.7	90	1023.3	Hi
SAC-302D	Sur	224	219.52	2	4.48	HS
SAC-303D	Sur	154	152.46	1	1.54	Hs
SAC-304D	Sur	202	157.56	22	44.44	U+BT
SAC-305D	Sur	240	237.6	1	2.4	HS
SAC-306D	Sur	180	162	10	18	HS
SAC-307D	Sur	240	237.6	1	2.4	BT
SAC-310V	Sur	270	243	10	27	Hs
SAC-312D	Sur	120	119.4	0.5	0.6	BT

SAC-313D	Sur	300	198	34	102	BT
SAC-316D	Sur	2196	219.6	90	1976.4	Hi
SAC-317H	Sur	954	949.23	0.5	4.77	Ui
SAC-318D	Sur	180	61.2	66	118.8	Hs
SAC-319D	Sur	117	98.28	16	18.72	Hs
SAC-320D	Sur	420	344.316	18.02	75.684	Ti
SAC-321D	Sur	891	855.36	4	35.64	Hs
SAC-332D	Norte 2	224	156.8	30	67.2	Hs
SAC-333D	Norte 2	1248	549.12	56	698.88	BT
SAC-340D	Sur	632	113.76	82	518.24	Hi
SAC-342D	Sur	2984	596.8	80	2387.2	Hi
SAC-350V	Sur	2011	241.32	88	1769.68	Hi
SAC-351D	Sur	272	233.92	14	38.08	Hs
SAC-352D	Sur	1330	212.8	84	1117.2	Hi
SAC-353D	Sur	2198	439.6	80	1758.4	Hi
SAC-355D	Sur	666	612.72	8	53.28	T
SAC-360D	Sur	110	104.5	5	5.5	U
SAC-362D	Sur	643	450.1	30	192.9	Hs
SAC-365D	Sur	579	573.21	1	5.79	Ui
SAC-370D	Sur	66	65.34	1	0.66	Ui
SAC-371D	Sur	514	462.6	10	51.4	BT
SAC-372D	Sur	1128	1105.44	2	22.56	Ti
SAC-373H	Sur	972	874.8	10	97.2	Ui
SAC-375D	Sur	420	243.6	42	176.4	Ti
SAC-376D	Sur	288	286.848	0.4	1.152	BT
SAC-378D	Sur	154	150.92	2	3.08	BT
SAC-381D	Sur	760	752.4	1	7.6	Ui
SAC-382D	Sur	824	0	100	824	Ui
SAC-383H	Sur	768	744.96	3	23.04	Ui
SAC-384D	Sur	690	669.3	3	20.7	Ti
SAC-385D	Sur	544	538.56	1	5.44	Ti
SAC-386D	Sur	494	489.06	1	4.94	Ti
SAC-387D	Sur	1024	942.08	8	81.92	Ti
SAC-400	Central	1052	420.8	60	631.2	Hi
SAC-401D	Central	517	413.6	20	103.4	Hi
SAC-403D	Central	1832	256.48	86	1575.52	Hs
SAC-404D	Central	1584	1013.76	36	570.24	Hi
SAC-405D	Central	842	370.48	56	471.52	Ui
SAC-406D	Central	806	564.2	30	241.8	Ti
SAC-440V	Central	1080	1069.2	1	10.8	Ui

Tabla A.1.2 Pozos Cerrados

POZO	ESTACIÓN	Arenas	POZO	ESTACIÓN	Arenas
SAC-004B	N2	U	SAC-157	S	Ti+s
SAC-010	N1	Hi	SAC-162	N1	Ui
SAC-012	N1	T	SAC-165D	N2	Hs
SAC-016	N1	Hs	SAC-166D	N1	Ui
SAC-021	N1	Hi	SAC-167	N2	
SAC-022	N1	Hs	SAC-170	N2	HI
SAC-024	N1		SAC-171H	N2	Hi
SAC-027	C		SAC-173H	N2	U
SAC-028	C	Hi	SAC-174D	N2	Us+i
SAC-030	C	Hs	SAC-178D	N2	Hs
SAC-034	N1		SAC-180D	N1	Ti
SAC-035	N1		SAC-181D	S	Ti
SAC-038	N2	T	SAC-188D	S	Ui
SAC-039	N1		SAC-194D	S	Hs
SAC-040	C	BT	SAC-195D	S	Ui
SAC-045	S		SAC-196D	S	U+T
SAC-046	S		SAC-199D	S	U
SAC-047	S	Hi	SAC-200D	S	HI
SAC-049	C		SAC-203D	N1	Hi
SAC-054 ST1	C		SAC-205D	N1	UI
SAC-058	N2	Ui	SAC-211H	S	Ui
SAC-060	N1		SAC-217D	N2	
SAC-063	N2	BT	SAC-222D	S	
SAC-064	C	Ti	SAC-224D	S	Ui
SAC-067B	S	Ui	SAC-230D	N1	Hs+i
SAC-068	S	Ui	SAC-232D	N1	Hs
SAC-071	N2		SAC-234D	S	Hs
SAC-072	C		SAC-237D	N2	Hs
SAC-073	C		SAC-240 D	N2	Ti
SAC-074	N1	Hi	SAC-244D	N2	Hs
SAC-075	S	U	SAC-245D	N1	Hi
SAC-077	N1		SAC-254H	S	Ui
SAC-078	C	U	SAC-255D		
SAC-080	C	T	SAC-261D	N2	Ui
SAC-082	C		SAC-271D	N2	
SAC-085	N1	BT	SAC-272D	N2	Us
SAC-089	C	Hs	SAC-274D	N2	Hs
SAC-092	C	U	SAC-275D	N2	Ui
SAC-094	N1	Hs	SAC-281D	N2	Hs
SAC-095	N2	BT	SAC-282D	N2	Hs

SAC-097	C	BT		SAC-283D	N2	Ui
SAC-104	C	U		SAC-286D		
SAC-107	N1	Hi		SAC-301D	S	Ui
SAC-109	S	U+T		SAC-311D	S	Hs
SAC-113	S	U		SAC-314D	S	Ui
SAC-116	N1	T		SAC-314D	S	Hs
SAC-120	N1	T		SAC-315D	S	Hi
SAC-122	C	BT		SAC-322D		S
SAC-123	S	Ui		SAC-331D	S	Hi
SAC-129	N2	U		SAC-333D	S	Ui
SAC-131	N1	T		SAC-341D	S	Ti
SAC-133	N1	U		SAC-352D	S	Ui
SAC-135	N1	Hs		SAC-354D	S	Hs
SAC-136	N1	BT		SAC-361D	S	
SAC-138	N2	Hi		SAC-363D ST1	S	Ui
SAC-141	S	U		SAC-364D	S	Ui
SAC-142	S	Ti		SAC-366D	S	Hs
SAC-143	N1	Hi		SAC-374D	S	Ti
SAC-144	N1	Ui		SAC-377D	S	Hs
SAC-145	N1	BT		SAC-380V	S	Ui
SAC-148ST1	N2	Ui		SAC-390V		
SAC-151D	S	Hi		SAC-402D	C	Ti
SAC-155D	S	U+BT		SAC-PROF	N2	H
SAC-156	S	Hi				

Fuente: Rio Napo

Elaborado por: Mercedes González

Tabla A.1.3 Pozos Reinyectores

POZO	ESTACIÓN	Arenas	POZO	ESTACIÓN	Arenas
SAC-023	N1	T	SAC-100	S	Orteg
SAC-029	S	TIY	SAC-117	N2	TIY
SAC-065	N2	TIY.	SAC-201D	S	Hi
SAC-084	S	TY	SAC-221H	N2	
SAC-086	C	TY	SAC-330D	S	Hs

Fuente: Rio Napo

Elaborado por: Mercedes González

Tabla A.1.4 Pozos Inyectores

POZO	ESTACIÓN	Arenas
SAC-005	N1	U
SAC-015	S	U
SAC-048	S	T
SAC-076	N1	U+T
SAC-090	N1	U
SAC-105	N1	T

Fuente: Rio Napo

Elaborado por: Mercedes González

ANEXO No. 2
FACTORES DE DISEÑO MÍNIMO DE LA TUBERÍA DE
REVESTIMIENTO

Tabla A.2.1 Factor de diseño mínimo de tubería de perforación y producción

Cargas	Revestidor superficial, intermedio y tubería de perforación	Revestidores y liner de producción
Colapso	1.0	1.1
Estallido	1.1	1.1
Tensión	1.6	1.6

Fuente: Schlumberger- IPM-ST-WCI-025

Elaborado por: Mercedes González

ANEXO No. 3
DISEÑO DEL CÁLCULO DE PUNTO DE ASENTAMIENTO DE
REVESTIDORES

La tabla A.3.1, presenta los valores obtenidos de las presiones de poro y de fractura mediante la obtención de núcleos del pozo. El margen de seguridad para el cálculo de este ejemplo es de 0,5 %.

Tabla A.3.1 Datos de presiones de poro y de fractura del pozo

Profundidad(ft)	MW			MW		
	Presión de Poro (psi)	Presión de Poro	Margen de seguridad 1	Presión de Fractura (psi)	Presión de Fractura	Margen de seguridad 2
0						
2000	510	4,90	5,40	1000	9,62	9,115384615
3000	800	5,13	5,63	1620	10,38	9,884615385
4500	1600	6,84	7,34	2900	12,39	11,89316239
5000	1995	7,67	8,17	4415	16,98	16,48076923
5500	2215	7,74	8,24	5500	19,23	18,73076923
6000	2500	8,01	8,51	6118	19,61	19,10897436
7500	4156	10,66	11,16	6232	15,98	15,47948718
8300	4845	11,23	11,73	6640	15,38	14,88461538
8400	4925	11,28	11,78	6732	15,41	14,91208791
8500	5060	11,45	11,95	6795	15,37	14,87330317
8700	5175	11,44	11,94	7416	16,39	15,89257294
8900	5285	11,42	11,92	7603	16,43	15,92826275
9080	6105	12,93	13,43	7995	16,93	16,43281938
9500	6738	13,64	14,14	8607	17,42	16,92307692
10000	7000	13,46	13,96	9400	18,08	17,57692308
10800	7800	13,89	14,39	10500	18,70	18,1965812

Fuente: Schlumberger

Elaborado por: Mercedes González

La tabla A.3.1, se elabora de la siguiente manera:

PASOS

1. Obtener los valores de profundidad, presión de poro y de fractura de muestras de núcleos. (Departamento de Petrofísica).
2. Calcular la densidad de la presión de poro con la siguiente ecuación:

$$\text{Densidad Presión de Poro, ppg} = \frac{\text{Presión de Poro}}{\text{Profundidad}} \quad (\text{A.3.1})$$

$$\text{Densidad Presión de Poro, ppg} = \frac{510 \text{psi}}{0,052 * 2000 \text{ft}} = 4,9 \text{ ppg}$$

3. De terminar el valor del margen de seguridad de la densidad de presión de poro:

$$\text{Margen de seguridad, ppg} = \text{Densidad de presión de poro, ppg} + 0,5 \quad (\text{A.3.2})$$

$$\text{Margen de seguridad, ppg} = 4,9 \text{ ppg} + 0,5 = 5,4 \text{ ppg}$$

4. Calcular la densidad de la presión de fractura con la siguiente ecuación:

$$\text{Densidad Presión de Fractura, ppg} = \frac{\text{Presión de Fractura, psi}}{0,052 * \text{Profundidad, ft}} \quad (\text{A.3.3})$$

$$\text{Densidad Presión de Fractura, ppg} = \frac{1000 \text{psi}}{0,052 * 2000 \text{ft}} = 9,62 \text{ ppg}$$

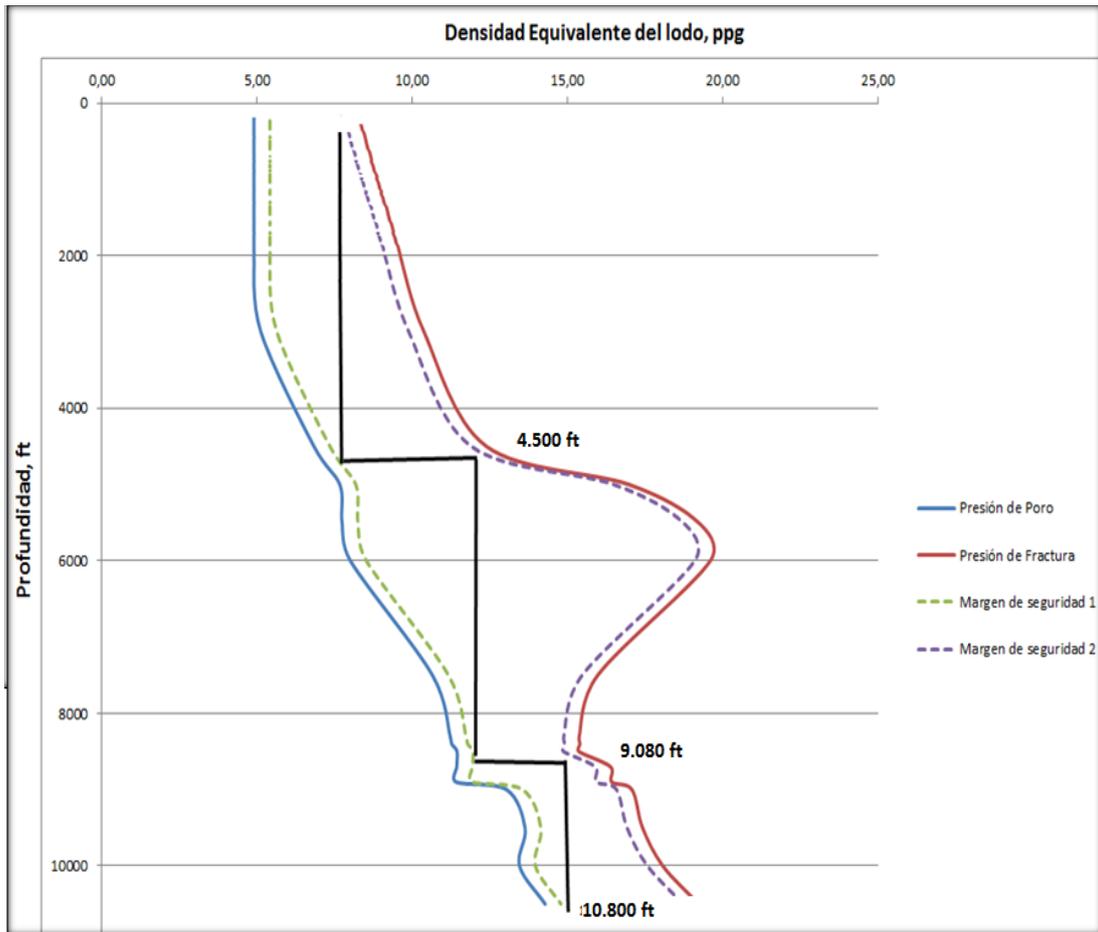
5. De terminar el valor del margen de seguridad de la densidad de presión de fractura:

$$\text{Margen de seguridad, ppg} = \text{Densidad de presión de fractura, ppg} + 0,5$$

$$\text{Margen de seguridad, ppg} = 9,62 \text{ ppg} + 0,5 = 9,11 \text{ ppg}$$

6. Con los valores de densidad de presión de poro y de fractura de diferentes valores de profundidad, se elabora la gráfica presentada en la figura A.3.1.

Figura A.3.1 Presión de Poro y Presión de Fractura vs Densidad equivalente



Fuente: Schlumberger

Elaborado por: Mercedes González

7. Finalmente se obtienen los puntos de asentamientos para los revestidores obtenidos los mismos que son los siguientes:

- El punto de asentamiento para la zapata del liner de producción es 10.800 ft.
- El punto de asentamiento para la zapata del revestidor intermedio es 9.080 ft.
- El punto de asentamiento para la zapata del revestidor superficial es 4.500 ft.

ANEXO No. 4
ESPECIFICACIONES DE LA NOMENCLATURA IADC PARA LAS
BROCAS TRICÓNICAS Y PDC.

Figura A.4.1 Clasificación IADC: Brocas Tricónicas

Milled tooth			1. Standard roller bearing				4. Sealed roller bearing				5. Sealed roller bearing gauge protected				6. Sealed friction bearing				7. Sealed friction bearing gauge protected						
Series	Formations	Types	Smith Bits	Hughes Christensen	Reed-Hycalog	Security DBS	Smith Bits	Hughes Christensen	Reed-Hycalog	Security DBS	Smith Bits	Hughes Christensen	Reed-Hycalog	Security DBS	Smith Bits	Hughes Christensen	Reed-Hycalog	Security DBS	Smith Bits	Hughes Christensen	Reed-Hycalog	Security DBS			
1	Soft Formations/ Low-Compressive Strength	1	DSJ	R1	Y11	XN1	SDS	GTX-1			XR+ GSSH+ TCTi+	GTX-G1 MAX-GT1 MX-1 MXL-1 MXL-1V	T11 EMS11G ETS11G	XT1 XT1S XLIN	FDS			HP11	XS1 XSC1	XR+ FDS+ TCTi+	GT-1 MX-1 MXL-1 MXL-1V STR-1 STX-1	TC10 TC11 SL11 TD11 D11	XSC1 XLC1 EBXS1 EBXSC1 EBXLC1		
		2	DTJ												FDT			HP12	XSC2			SL12 HP12			
		3	DGJ	R3	Y13	XN3	MGG	GTX-3				GGH+ MSDGH	GTX-G3 MAX-GT3 MX-3	T13 EMS13G ETS13G	XT3 EBXT3				HP13		MFDGH FDGH	MX-3	HP13G D13	XS3 XL3	
2	Med. to Med.-Hard Formations/ High-Compressive Strength	1				XN4 M4N					SVH			XT4 XT4S				ATJ-4		M44NF	GFVH FVH	ATJ-G4	HP21G	XS4 XL3	
		2	OFM	DR5																					
		3																							
3	Hard, Semi-Abrasive Formations	1				XN5																			
		2		R7																					
		3																							
		4																							

Fuente Schlumberger-SMITH

Para atravesar la sección de 16” se utiliza una broca tipo 115: **1** (Formación suaves-baja fuerza compresiva), **1** (Dureza de formación suave), y **5** (Cortadores de rodillo sellados con protección).

Figura A.4.2 Clasificación IADC: Brocas PDC

Cuerpo de la Broca		Tipo de Formación		Estructura de los cortadores		Estructura de la broca			
"M"	Matris	1	Muy suave	2	PDC, 19mm	1	Muy corta		
	"S"			Acero	3		PDC, 13mm	2	Corta
	"D"			Diamante	4		PDC, 8mm	3	Mediana
		2	Suave	2	PDC, 19mm		4	Larga	
				3	PDC, 13mm				
				4	PDC, 8mm				
		3	Suave - Mediano	2	PDC, 19mm				
				3	PDC, 13mm				
				4	PDC, 8mm				
		4	Mediano	2	PDC, 19mm				
				3	PDC, 13mm				
				4	PDC, 8mm				
		6	Medio dura	1	Diamante natural				
				2	TSP				
				3	Combinación				
		7	Dura	1	Diamante natural				
				2	TSP				
				3	Combinación				
		8	Extremadamente dura	1	Diamante natural				
				4	Impregnado de diamante				

Fuente JSdrilling

Para atravesar la sección de 8 ½", se utiliza una broca tipo M 223:

M: El cuerpo de la broca es de matriz

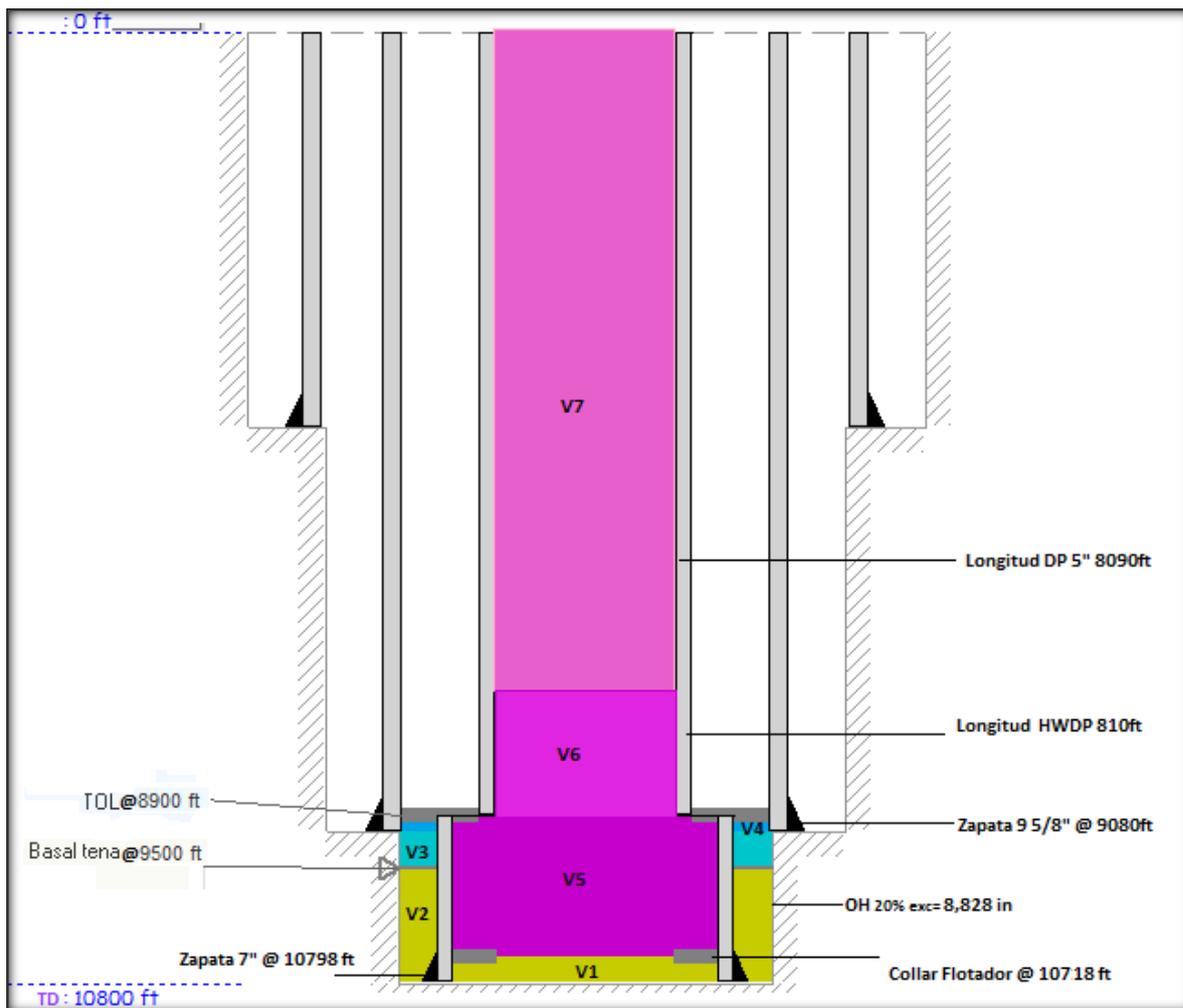
2: Se utiliza para una formación suave

2: Tiene cortadores de 19 mm

3: La estructura de la broca es de tamaño mediano

ANEXO No. 5
DIAGRAMA MECÁNICO DE LA SECCIÓN DE 8 1/2"

Figura A.5.1 Diagrama sección de 8 ½"



Fuente: I Handbook- Schlumberger

Elaborado por: Mercedes González

ANEXO No. 6
CÁLCULO DEL PORCENTAJE DE AGUA Y DENSIDAD DE LA
LECHADA DE CEMENTO

La tabla A.6.1 presenta la composición de una lechada de cemento, se elabora de la siguiente manera:

1. Determinar los componentes y pesos necesarios que se van a utilizar en la elaboración de la lechada de cemento.
2. Obtener el valor del volumen absoluto del componente mediante tablas o con la siguiente ecuación:

$$\text{Volumen absoluto} = \frac{\text{Gravedad específica}}{83,3} \quad (\text{A.6.1})$$

3. Determinar la concentración de los componentes mediante la siguiente ecuación:

$$\text{Concentración} = \text{Peso} * \text{Volumen absoluto} \quad (\text{A.6.2})$$

4. Elaborar la tabla A.6.1 con los datos obtenidos.

Tabla A.6.1 Porcentaje de agua para la lechada Lead

Composición de la Lechada de Cemento				
Componente	Peso, lb/sk	Volumen absoluto, gal/lb	Concentración	
Cemento	94	0,0382	3,5908	gal/sk
Antiespumante	0,166	0,1207	0,02	gal/sk
Extendedor A	40,881	0,0318	1,3	%BWOC
Perdida de fluido	37,975	0,0158	0,6	%BWOC
Dispersante	0,805	0,0149	0,012	gal/sk
Retardador	1,597	0,013	0,038	gal/sk
Extendedor B	1,205	0,0166	0,02	gal/sk
Agua	8,33*X	0,12	x	gal/sk
Total	97,7733+8,33*x	-	3,6808+x	gal/sk

Fuente: Schlumberger-Well Service

Elaborado por: Mercedes González

- 1.) La densidad seleccionada para esta lechada es de 13,5 lb/gal, este dato es referencial de los pozos del mismo campo. La cantidad de agua que necesita esta lechada se calcula de la siguiente manera:

$$\text{Densidad de la lechada} = \frac{\text{Peso de los componentes}}{\text{Volumen de los componentes}} \quad (\text{A.6.3})$$

$$13,5 \text{ lb/gal} = (97,77+8,33*X)\text{gal/sx} / (3,6808+x)\text{lb/sx}$$

- 2.) Se despeja el valor "x", resultado que se obtiene es el porcentaje de agua necesario para esta lechada: 9,299 gal/sk

3.) Si se conoce la cantidad de agua que se necesita y se desea saber el valor de la densidad de la lechada, se calcula con la ecuación A.6.3:

$$\text{Densidad de la lechada} = \frac{175,159 \text{ lb/sxl}}{12,9708 \text{ gal/sx}} = \mathbf{13,5 \text{ lb/gal}}$$

Para la elaboración de la tabla A.6.2 se realizan los mismos pasos desarrollados para la tabla A.6.1, pero con otros componentes

Tabla A.6.2 Porcentaje de agua para la lechada Tail

Composición de la Lechada de Cemento				
Componente	Peso, lb/sk	Volumen absoluto, gal/lb	Concentración	
Cemento	94	0,0382	3,5908	gal/sk
Antiespumante	0,166	0,1207	0,02	gal/sk
Perdida de fluido	9,494	0,0158	0,15	%BWOC
Dispersante	4,027	0,0149	0,06	gal/sk
Control de Gas	2,645	0,0121	1	gal/sk
Retardador	1,597	0,013	0,065	gal/sk
Extendedor	1,205	0,0166	0,02	gal/sk
Surfactante	2,212	0,0113	0,025	gal/sk
Agua	8,33*X	0,12	x	gal/sk
Total	105,852+8.33*X		4,78+X	

Fuente: Schlumberger-Well Service

Elaborado por: Mercedes González

La densidad seleccionada para esta lechada es de 16,8 lb/gal, este dato es referencial de los pozos del mismo campo. La cantidad de agua que necesita esta lechada se calcula utilizando la ecuación A.6.3:

$$16,8 \text{ lb/gal} = (105,852+8,33*X) \text{ gal/sx} / (4,78+x) \text{ lb/sx}$$

Despejando el valor "x", se tiene como resultado que El porcentaje de agua necesario para esta lechada es **2,97 gal/sk**

Si se conoce la cantidad de agua que se necesita y se desea saber el valor de la densidad de la lechada, se calcula con la ecuación A.6.3.

$$\text{Densidad de la lechada} = \frac{130.592 \text{ lb/sxl}}{7,750 \text{ gal/sx}} = \mathbf{16,8 \text{ lb/gal}}$$

ANEXO No. 7
CÁLCULO DEL RENDIMIENTO DE LA LECHADA DE CEMENTO

Para el cálculo de esta propiedad se considera como dato que un saco de cemento seco, en un recipiente con volumen de 1 ft³ ocupa un volumen de 7,48 gal.

De tal manera que el cálculo del rendimiento para cada lechada que se utiliza para cementar el pozo se realiza de la siguiente manera:

- 1.) Se elabora la tabla A.7.1, con la ayuda de los valores del anexo 6

Tabla A.7.1 Composición de la lechada Lead

Composición de la Lechada de Cemento		
Componente	Concentración	Unidades
Cemento	3,5908	gal/sk
Antiespumante	0,02	gal/sk
Extendedor A	1,3	%BWOC
Perdida de fluido	0,6	%BWOC
Dispersante	0,012	gal/sk
Retardador	0,038	gal/sk
Extendedor B	0,02	gal/sk
Agua	9,29	gal/sk
Total	12,97	gal/sk

Fuente: Schlumberger-Well Service

Elaborado por: Mercedes González

- 2.) Se calcula el rendimiento de la lechada con la ecuación A.7.1

$$\mathbf{Rendimiento\ de\ la\ lechada} = \frac{\text{Volumen de los componentes}}{7,48\ \text{gal/ft}^3} \quad (\text{A.7.1})$$

$$\mathbf{Rendimiento\ de\ la\ lechada} = \frac{12,97\ \text{gal/sx}}{7,48\ \frac{\text{gal}}{\text{ft}^3}} = \mathbf{1,7\ ft^3/sx}$$

Para la elaboración de la tabla A.7.2 se realiza de la misma manera que la tabla A.7.1.

Tabla A.7.2 Composición de la lechada Tail

Composición de la Lechada de Cemento		
Componente	Concentración	Unidades
Cemento	3,5908	gal/sk
Antiespumante	0,02	%BWOC
Perdida de fluido	0,15	gal/sk
Dispersante	0,06	gal/sk
Control de Gas	1	gal/sk
Retardador	0,065	gal/sk
Extendedor	0,02	gal/sk
Surfactante	0,025	gal/sk
Agua	2,97	gal/sk
Total	7,7508	gal/sk

Fuente: Schlumberger-Well Service

Elaborado por: Mercedes González

El cálculo del rendimiento para esta lechada utiliza la ecuación A.7.1.

$$\text{Rendimiento de la lechada} = \frac{7,7508 \text{ gal/sx}}{7,48 \frac{\text{gal}}{\text{ft}^3}} = 1,03 \text{ ft}^3/\text{sx}$$

ANEXO No. 8
UBICACIÓN DE CENTRALIZADORES

Para este pozo ejemplo el CEM CADE determina que frente a las arenas productoras, ya sean objetivos primarios y secundarios deben colocarse dos centralizadores en cada tubería del liner, mientras que frente a las lutitas que intercalan las areniscas debe ser colocado 1 centralizador en cada tubo del liner. Si se presentan grandes cavernas en las lutitas se utiliza el mismo criterio de las arenas productoras.

La ubicación exacta de los centralizadores debe estar entre 50 ft-100 ft por encima o por debajo de las arenas productoras.

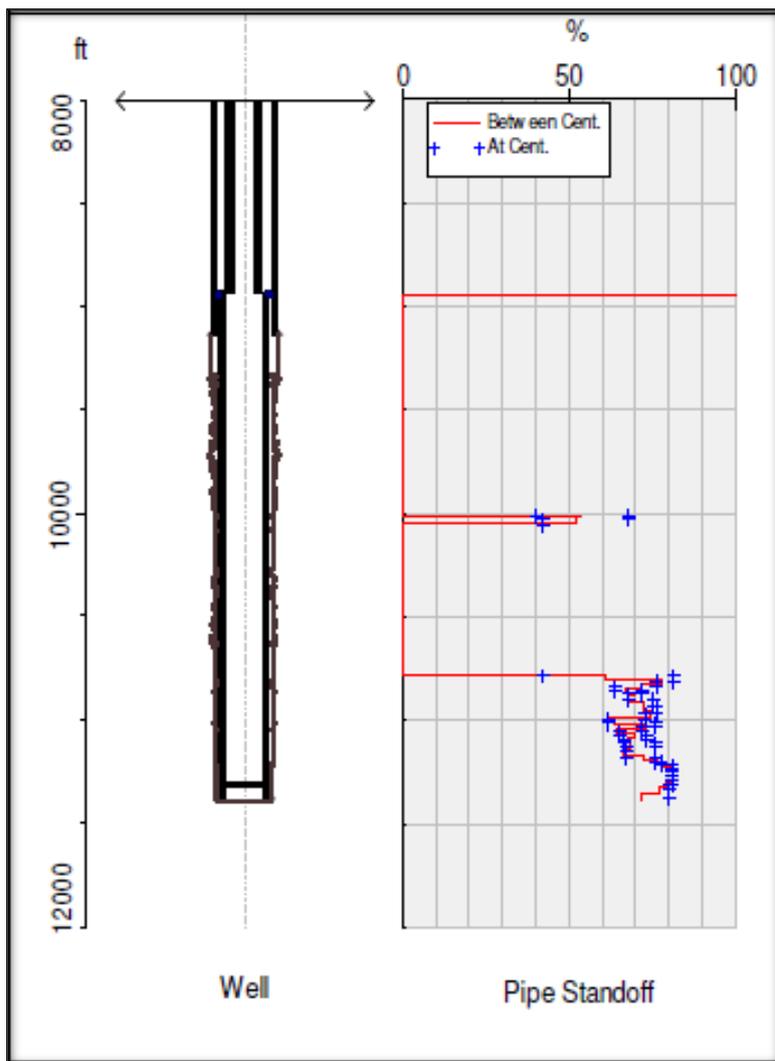
Figura A.8.1 Tally de liner de 7"

CENTRALIZACIÓN DE TUBERÍA DE REVESTIMIENTO DE 7"											
FASE:		8 1/2	[IN]	CASING:		7	[IN]	ROSCA:		BTC	[]
MW:		1.22	[GR/CC]	ID:		6.276	[IN]	GRADO:		P-110	[]
ULT. ZAPATA:		9 5/8	[IN]	PESO:		26	[LB/FT]	TD:		10800	[FT]
PROF.		9080	[FT]	8.681		[IN]	ZAPATA:		10800	[FT]	
Nº	CENT	LONG	GRADO	CAP INT	CAP ACUM	DESP	DESP ACUM	PESO FLOT.	PESO ACUM	Litología	
		[FT]		[BLS/FT]	[BBL]	[BLS/FT]	[BLS]	[KG/FT]	[TON]		
ZAP.	FLOT.	2.62		0.0383	0.10	0.0094	0.025	9.986	0.026		
1	X	36.49	P-110	0.0383	1.50	0.0094	0.368	9.986	0.391		
COPL	FLOT.	0.00		0.0383	1.50	0.0094	0.368	9.986	0.391		
2	X	36.52	P-110	0.0383	2.90	0.0094	0.711	9.986	0.755		
COPL	Retencion	1.00		0.0383	2.93	0.0094	0.720	9.986	0.765		
3	XX	36.04	P-110	0.0383	4.32	0.0094	1.059	9.986	1.125		
4	XX	36.70	P-110	0.0383	5.72	0.0094	1.404	9.986	1.492	Hollín	
5	XX	36.48	P-110	0.0383	7.12	0.0094	1.747	9.986	1.856		
6	XX	36.92	P-110	0.0383	8.53	0.0094	2.094	9.986	2.225		
7	X	36.50	P-110	0.0383	9.93	0.0094	2.437	9.986	2.589	Lutita	
8	X	36.69	P-110	0.0383	11.34	0.0094	2.782	9.986	2.955		
9	XX	36.64	P-110	0.0383	12.74	0.0094	3.126	9.986	3.321		
10	XX	36.53	P-110	0.0383	14.14	0.0094	3.470	9.986	3.686	Arenisca T	
11	XX	36.53	P-110	0.0383	15.54	0.0094	3.813	9.986	4.051		
12	X	36.52	P-110	0.0383	16.94	0.0094	4.156	9.986	4.416		
13	XX	36.48	P-110	0.0383	18.33	0.0094	4.499	9.986	4.780	Lutita	
14	X	35.98	P-110	0.0383	19.71	0.0094	4.838	9.986	5.139		
15	X	36.53	P-110	0.0383	21.11	0.0094	5.181	9.986	5.504		
16	XX	34.92	P-110	0.0383	22.45	0.0094	5.509	9.986	5.853		
17	XX	36.65	P-110	0.0383	23.85	0.0094	5.854	9.986	6.219	Arenisca U	
18	XX	36.77	P-110	0.0383	25.26	0.0094	6.199	9.986	6.586		
	P. joint	22.37	P-110	0.0383	26.12	0.0094	6.410	9.986	6.809		
19	X	36.77	P-110	0.0383	27.52	0.0094	6.755	9.986	7.176		
20		36.44	P-110	0.0383	28.92	0.0094	7.098	9.986	7.540		
21		36.50	P-110	0.0383	30.32	0.0094	7.441	9.986	7.905		
22		36.53	P-110	0.0383	31.72	0.0094	7.784	9.986	8.270		
23		36.42	P-110	0.0383	33.11	0.0094	8.127	9.986	8.633	Lutita/Caliza	
24		36.03	P-110	0.0383	34.49	0.0094	8.465	9.986	8.993		
25		35.98	P-110	0.0383	35.87	0.0094	8.804	9.986	9.352		
26		36.00	P-110	0.0383	37.25	0.0094	9.142	9.986	9.712		
27		36.40	P-110	0.0383	38.64	0.0094	9.484	9.986	10.075		
28		36.43	P-110	0.0383	40.04	0.0094	9.827	9.986	10.439		
29		35.97	P-110	0.0383	41.42	0.0094	10.165	9.986	10.798		

Fuente: Schlumberger-IPM

ANEXO No. 9
STAND OFF CON 30 CENTRALIZADORES

Figura A.9.1 Stand off de liner de 7"



Fuente: CEM CADE-Schlumberger

La figura A.9.1, presenta el stand off obtenido para este pozo analizado, en el mismo que se puede observar que se obtiene una centralización entre el 70-80% que el valor planificado para este diseño direccional. El liner de 7", se encuentra totalmente centralizado en el hoyo.

ANEXO No. 10
PROCESO DEL DESPLAZAMIENTO DEL DARDO-TAPÓN
VIAJERO

Para el desplazamiento del dardo los siguientes pasos son los realizados para una operación exitosa:

1. Al finalizar el desplazamiento del fluido limpiador y espaciador se bombea la lechada de cemento de relleno (Lead) y la principal (Tail) y se procede a soltar el dardo desde la cabeza de cementación.
2. Se bombea 100 bbls de agua y 50 bbls de fluido de perforación con el objetivo que el dardo se desplace por el interior de la tubería hasta su respectivo acople.
3. Se comprueba el acople del dardo en el tapón viajero por el ligero incremento de presión observado en el manómetro en superficie.
4. Continúa el desplazamiento de acuerdo al programa en el que se bombea 80 bbls de fluido de perforación con el objetivo que se evidencie el asentamiento del acople en el collar flotador, en superficie esta operación registra un incremento de presión al obtenido en la operación previa.

ANEXO No. 11
PROCESO DE CORRIDA Y ASENTAMIENTO DEL COLGADOR

Los pasos que se realizan durante esta operación son los siguientes:

1. Verificar que el equipo del colgador del liner este completo de acuerdo al chequeo de la lista de ensamble.
2. Realizar reunión operacional, donde se menciona las condiciones del pozo(problemas, puntos de apoyo, apretados, etc)
3. Conectar la zapata a la primera junta del liner, se llena y se baja el tubo para observar su correcto funcionamiento, además se colocan los centralizadores de acuerdo al programa presentado para cementar, para este pozo son 25 centralizadores.
4. Conectar el collar flotador en el liner a dos tubos de la zapata y continuar bajando la tubería hasta la profundidad final de acuerdo al tally, para esta operación se llena cada tubo que baja al hoyo y se verifica que todo el liner esté lleno.
5. Levantar la tubería y se instala el colgador del liner tipo X-PAK en el último tubo del liner.
6. Iniciar el descenso de la tubería pesada de 5" hasta observar que el setting tool esté por debajo del conjunto BOP, se da inicio a la circulación y a la verificación de los parámetros de peso, caudal, presión y rotación.
 - Peso: 100.000 lbs hacia arriba y 95.000 lbs hacia abajo
 - Caudal: 8 bpm a una presión de 310 psi
 - Rotación: 40 rpm con un torque de 1000 lb-ft, máximo torque 21.000 lb-ft

7. Instalar un protector de gomas para dar seguridad a la corrida, mientras se coneja la tubería de 5".
8. Continuar bajando el liner de 7 "con la tubería respectiva de 5" estableciendo circulación cada 10 paradas y controlando la velocidad con la que se está corriendo la tubería.
9. Controlar los parámetros de circulación, peso rotación hasta que la tubería llegue a la zapata de 9 5/8".
 - Peso: 260.000 lbs hacia arriba y 220.000 lbs hacia abajo
 - Caudal: 6 bpm a una presión de 600 psi, máximo 1.000 psi
 - Rotación: 20 rpm con un torque de 7.500 lb-ft
10. Descender la tubería en hueco abierto y circular cada 3 paradas. En los puntos de apoyo que se encuentran durante la bajada del liner, se circula y rota la tubería con los siguientes valores:
 - Caudal: 2 bpm a una presión de 1.100 psi, máximo 1.000 psi
 - Rotación: 15 rpm con un torque de 10.000-12.000 lb-ft
11. Romper circulación cada 3 paradas para mantener la circulación en fondo. Una vez que la zapata se encuentre a 2 ft de la profundidad final se conecta la junta con la cabeza de cementación y se establece una circulación de 4 bpm @ 740 psi y una rotación de 20 rpm @ 15.000 lb-ft, observando el retorno del fluido.
12. Se realiza una reunión de seguridad y operacional previo a los trabajos de cementación
13. Se realizan pruebas en las líneas de cementación durante cinco minutos con una presión de 6.500 psi

14. Antes de iniciar la operación de cementación se continua circulando y rotando durante 2 horas con los siguientes parámetros:

- Caudal: 5 bpm a una presión de 840 psi.
- Rotación: 20 rpm con un torque de 12.000 lb-ft

15. Iniciar programa de cementación de la siguiente manera:

- 40 bbls de limpiador químico de 8,4 ppg
- 2 bbls de agua de 8,33 ppg
- 50 bbls de espaciador de 12 ppg
- 2 bbls de agua tratada
- 30 bbls de limpiador químico de 8,4 ppg
- 2 bbls de agua tratada de 8,33 ppg
- 82 bbls de lechada Lead de 13,5 ppg
- 45 bbls de lechada Blend de 17 ppg

16. Se libera desde superficie el dardo de limpieza e inicia la operación de desplazamiento, se disminuye el bombeo del fluido para comprobar que los tapones se hayan acoplado cuando se observa un incremento de presión rápido. El desplazamiento se realiza de la siguiente manera:

- 10 bbls de limpiador químico de 12 ppg
- 90 bbls de agua fresca
- 119 bbls de lodo

17. Se observa el acople de los tapones a los 138 bbls de desplazamiento e inicia la rotación del liner con 20 rpm y un torque máximo de 15.000-18.000 lbs-ft.

18. Durante el desplazamiento se observa el acoplamiento de los tapones con 1.950 psi y se mantiene la presión durante 5 minutos. Posterior se circula a 0,5 bpm con una presión de 3.800 psi hasta observar el

proceso de expansión del cuerpo del colgador, la presión final alcanzada es de 4.800 psi (este valor se mantiene durante 10 minutos).

19. Se libera la presión comprimida y observa un retorno de 3,5 bbls de cemento, además se desconecta las líneas de cementación.

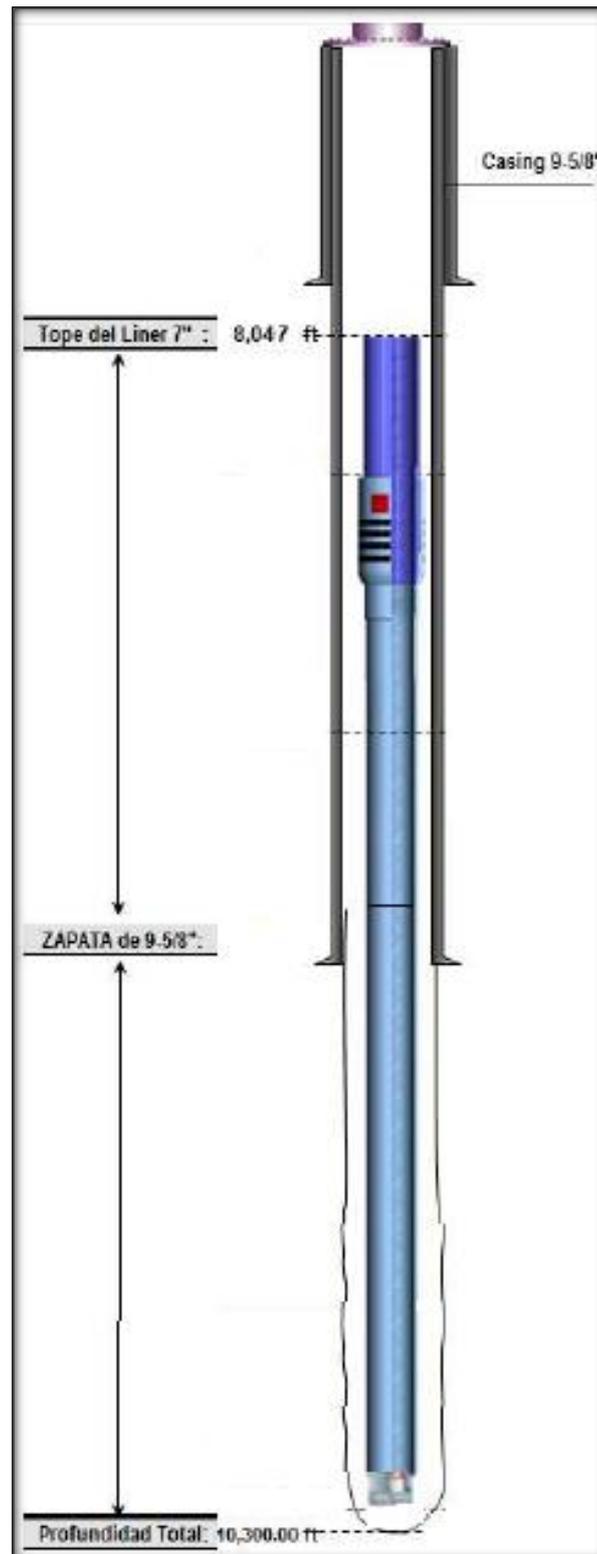
20. Se procede a liberar el setting tool aplicando 60klbs hasta 150 klbs. Se levanta la tubería 6 ft e inicia circulación con 4 bpm y 600 psi, posterior se levanta 22 ft y se descarga todo el peso del liner.

21. Se circula un fondo arriba con rotación con los siguientes parámetros:

- 10 bpm con una presión de 1.200 psi.
- 20 rpm con un torque de 15.000 lb-ft.

22. Realizar una prueba de integridad con 700 psi por un intervalo de 15 minutos, se reemplaza el fluido de perforación por agua fresca y se obtiene el setting tool en superficie.

La figura A.11.1, representa el estado mecánico final del asentamiento del liner de 7" del pozo ejemplo Sacha "D".

Figura A.11.1 Estado mecánico Sacha "D"**Fuente:** TIW

ANEXO No. 12
DISEÑO PARA EL CÁLCULO DE SACOS DE CEMENTO Y
DESPLAZAMIENTO DE LA LECHADA DE CEMENTO

Se desea conocer el volumen de las lechas Lead y Tail para la sección de 8 ½” con los siguientes datos:

Tabla A.12.1 Datos revestidores de 9 5/8” y 7”

	Revestidor 9 5/8”	Liner 7”
Peso, lbs/ft	47	26
Grado	N80	P110
ID, in	8,681	6,276
TD,ft	9.080	10.800
Zapata,ft	9.080	10.798
TOL,ft	8.900	
Collar flotador	10.718	
OH lectura del Caliper,in	8,828	
Exceso sobre el caliper,%	20%	

Fuente: Schlumberger

Elaborado por: Mercedes González

Tabla A.12.2 Datos tubería utilizada para el desplazamiento

	DP 5”	HWDP
Peso, lbs/ft	19,5	49,4
ID, in	4,276	3

Fuente: Schlumberger

Elaborado por: Mercedes González

Además se determina que la lechada de cola “Tail” tiene un rendimiento de 1,03 ft³/sx y una densidad de 16,8 lb/gal, encargada de cubrir las zonas de interés (Basal Tena @ 9.500ft), mientras que la lechada de relleno “Lead” tiene un rendimiento de 1,7 ft³/sx y una densidad de 13,5 lb/gal, el objetivo es cubrir hasta el tope del liner (TOL).

La operación de cementación se realiza de la siguiente manera una vez que se registra toda la información del estado mecánico del hoyo y los pasos a realizar en esta operación son los siguientes:

1. Circular el pozo hasta que no exista retornos de sólidos de la perforación en las zarandas en superficie. Esta circulación es recomendada realizarla con caudales de 5-6 bpm para obtener una buena velocidad de flujo y buena remoción de sólidos.
2. Realizar una reunión pre-operacional con el personal presente durante la operación, con la finalidad de tratar temas operaciones y planes de contingencia.
3. Conectar el cabezal de cementación con el pozo y realizar una prueba de presión de las líneas. Primero con presión baja de 500 psi y luego con presión alta de 6.500 psi durante 5 minutos.
4. Continuar con la circulación hasta estabilizar las presiones.
5. Proceder acondicionar el lodo y poder disminuir las condiciones reológicas, se recomienda que el punto cedente tenga valores de 16 lb/100in².
6. Realizar el pre mesclado de la lechada en superficie.
7. Comprobar la densidad de la lechada principal, detener la circulación e iniciar el bombeo de los siguientes fluidos con un caudal de 5bpm:
 - 60 bbls de fluido lavador químico con densidad de 8,5 ppg
 - 2 bbls de agua tratada con densidad de 8,34 ppg
 - 80 bbls de espaciador con densidad de 12 ppg
 - 2 bbls de agua tratada con densidad de 8,34 ppg
 - 20 bbls de lechada de cemento de sacrificio de 12.5 ppg

- 22 bbls de lechada de relleno “Lead” de 13,5-13,8 ppg
- 46 bbls de lechada principal de 16,8-17 ppg

▪ **Cálculos del volumen de las lechadas Lead y Tail**

Los cálculos que se desarrollan a continuación, corresponden al diseño del pozo del anexo No. 5

• **Diámetro del Hoyo abierto + exceso**

Con los datos obtenidos del registro caliper se determina el exceso real que tiene el hoyo:

$$\Phi OH + \% \text{ exceso} = \frac{\Phi_{\text{externo}}^2 - \Phi_{\text{interno}}^2 * \text{exceso} + \Phi_{\text{interno}}^2}{1029,4} \text{ in} \quad (\text{A.12.1})$$

$$\Phi OH + 20\% \text{ exceso} = \frac{8,828^2 - 7^2 * 1.2 + 7^2}{1029,4} = 9,1498 \text{ in}$$

• **Capacidad anular**

Se determina la capacidad anular donde las lechadas de cemento van a ser desplazadas:

$$Cap = \frac{\Phi_{\text{externo}}^2 - \Phi_{\text{interno}}^2}{1029,4} \text{ bbl/ft} \quad (\text{A.12.2})$$

➤ **En el interior del liner**

$$Cap1 = \frac{6,276 \text{ in}^2}{1029,4} = 0.03826 \text{ bbl/ft}$$

➤ **Entre el hoyo abierto y el liner de 7”**

$$Cap2 = \frac{9,1498 \text{ in}^2 - 7 \text{ in}^2}{1029,4} = 0.033727 \text{ bbl/ft}$$

➤ **Entre el revestidor de 9 5/8” y el liner de 7”**

$$Cap3 = \frac{9,625 \text{ in}^2 - 7 \text{ in}^2}{1029,4} = 0.04239 \text{ bbl/ft}$$

➤ **En el interior del HWDP**

$$Cap4 = \frac{3 \text{ in}^2}{1029,4} = 0.008742 \text{ bbl/ft}$$

➤ **En el interior del DP**

$$Cap5 = \frac{4,276 \text{ in}^2}{1029,4} = 0.017761 \text{ bbl/ft}$$

• **Volumen de lechada de cemento**

Se calcula el volumen que es necesario bombear en cada sección del espacio anular:

$$V = \text{Capacidad anular} * \text{Longitud} \quad (\text{A.12.3})$$

➤ **Volumen en el Shoe Track**

$$V1 = cap1 * (\text{Zapata } 7'' - \text{Collar flotador}) = 0,03826 \text{ bbl/ft} * (10798 - 10718) \text{ ft} \\ = 3,06 \text{ bbl}$$

➤ **Volumen entre el hoyo abierto y el liner de 7''**

$$V2 + V3 = cap2 * (\text{Zapata } 7'' - \text{Zapata } 9 \text{ } 5/8'') = 0.033727 \text{ bbl/ft} * (10798 - 9080) \text{ ft} \\ = 57,94 \text{ bbl}$$

➤ **Volumen entre el revestidor de 9 5/8'' y el liner de 7''**

$$V4 = cap3 * \text{Zapata } 9 \text{ } 5/8'' - \text{TOL} = 0.04239 \frac{\text{bbl}}{\text{ft}} * 9080 - 8900 \text{ ft} = 7,63 \text{ bbl}$$

• **Cemento G TAIL**

Se determina el número de sacos de cemento que son necesarios para el desplazamiento del cemento calculado de la lechada principal.

$$\#SacosTAIL = \frac{Vt1 + Vt2 * 5,615}{\text{rendimiento de la lechada}} \quad (\text{A.12.4})$$

$$V_{t1} = cap1 * 80 = 0,03826 \text{ bbl/ft} * 80 = 3,06 \text{ bbl}$$

$$V_{t2} = cap2 * (\text{zapata } 7'' - \text{Prof Basal Tena}) \\ = 0.033727 \text{ bbl/ft} * (10798 - 9500) \text{ft} = 43,77 \text{ bbl}$$

$$V \text{ lechada tail} = V_{t1} + V_{t2} = 3,06 \text{ bbl} + 43,77 \text{ bbl} = 46,83 \text{ bbl}$$

$$\#SacosTAIL = \frac{46,83 \text{ bbl} * 5,615 \text{ ft}^3/\text{bbl}}{1,03 \text{ ft}^3/\text{sx}} = 255,29 \text{ sx}$$

- **Cemento G LEAD**

Se determina el número de sacos de cemento que son necesarios para el desplazamiento del cemento calculado de la lechada de relleno.

$$\#Sacos LEAD = \frac{VI3+VI4 * 5,615}{\text{rendimiento de la lechada}} \quad (\text{A.12.5})$$

$$VI3 = cap 2 * (\text{Prof Basal tena} - \text{Zapata } 9 \frac{5}{8}'') \\ = 0.033727 \text{ bbl/ft} * (9500 - 9080) \text{ft} = 14,165 \text{ bbl}$$

$$VI4 = cap3 * (\text{Zapata } 9 \frac{5}{8}'' - TOL) = 0,04239 \text{ bbl/ft} * (9080 - 8900) \text{ft} \\ = 7,63 \text{ bbl}$$

$$V \text{ lechada lead} = 14,165 + 7,63 = 21,79 \text{ bbl}$$

$$\#Sacos LEAD = \frac{21,79 \text{ bbl} * 5,615 \text{ ft}^3/\text{bbl}}{1,7 \text{ ft}^3/\text{sx}} = 72 \text{ sx}$$

8. Se suelta el dardo desde el cabezal de cementación en superficie e inicia el desplazamiento del mismo con los siguientes fluidos:

- 100 bbls de agua con densidad de 8,34 ppg a 6bpm.
- 50 bbls de lodo con densidad de 10,2 ppg con caudal de 3-6 bpm hasta acoplar el dardo

- 80 bbls de lodo con densidad de 10,2 ppg de con caudal de 2-6 bpm hasta asentamiento del tapón

Se recomienda rotar la tubería con 20-30 rpm una vez verificado el acoplamiento de los tapones, detener la rotación los últimos 10 bbl de desplazamiento

▪ Cálculos del volumen desplazado

• Volumen de desplazamiento

Para calcular el volumen de lodo que es necesario bombear por el interior del liner de 7", de los DP y de los HWDP con el objetivo de desplazar el cemento hasta el anular, el cálculo es el siguiente:

➤ Volumen de desplazamiento en el liner

$$V5 = cap1 * Collar Flotador - TOL = 0.03826 \frac{bbl}{ft} * 10718 - 8900 ft = 69,556 bbl$$

➤ Volumen de desplazamiento en el HWDP

$$V6 = cap4 * HWDP = 0.008742 \frac{bbl}{ft} * 810 ft = 7,08 bbl$$

➤ Volumen de desplazamiento en el DP

$$V7 = cap5 * DP = 0.017761 \frac{bbl}{ft} * 8090 ft = 143,68 bbl$$

La cantidad de lodo que se necesita para desplazar las lechas de cemento es la siguiente:

$$Volumen de desplazamiento = V5 + V6 + V7 \quad (A.12.6)$$

$$VD = 69,556 bbl + 7,08 bbl + 143,68 bbl = 220,316 bbl de lodo$$

9. Realizar la operación de expansión del colgador.

10. Liberar el setting tool, levantar 30 ft la sarta e iniciar bombeo en directa al menos 1 vez la capacidad del anular.

11. Levantar 60 ft la sarta y desplazar un segundo fondo arriba.

12. Desplazar y cambiar el fluido del pozo por agua fresca una vez finalizado la operación de cementación, de manera que disminuirá la formación de micro anillos.

13. Esperar el fraguado del cemento, por lo menos 48 hrs antes de correr algún registro de cementación

ANEXO No. 13
COSTOS ASOCIADOS A LA CEMENTACIÓN DEL LINER DE 7”

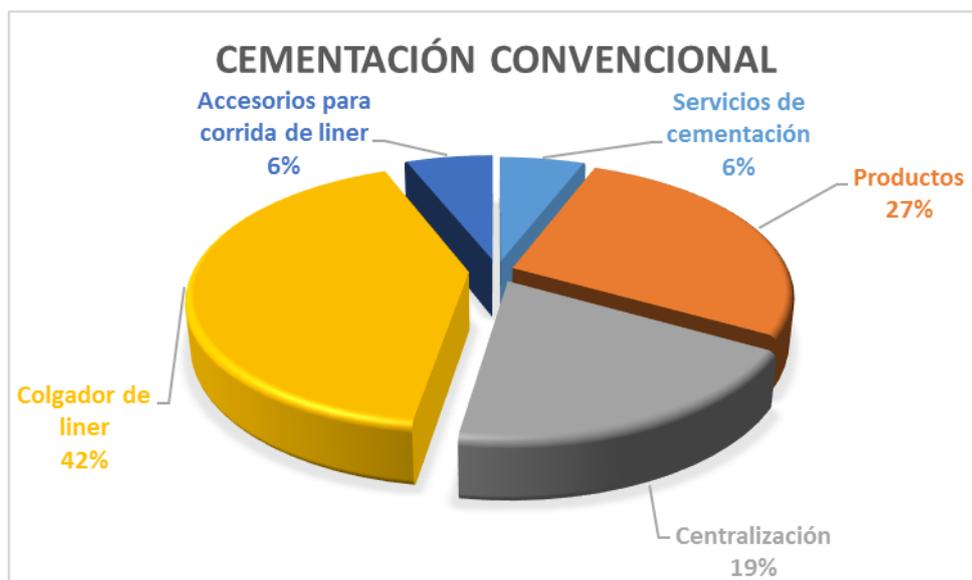
Tabla A.13.1 Costos asociados en la cementación del liner de 7"

COSTOS INVOLUCRADOS EN LA CEMENTACIÓN DEL LINER DE 7"	Cementación Convencional	Cementación Blend
Servicios de cementación	\$ 13.696,00	\$ 14.129,50
Productos	\$ 64.352,00	\$ 91.064,50
Centralización	\$ 15.000,00	\$ 15.000,00
Colgador de liner	\$ 94.754,70	\$ 94.754,70
Accesorios para corrida de liner	\$ 13.281,96	\$ 13.281,96
Total	\$ 201.084,66	\$ 228.230,66

Fuente: Schlumberger

Elaborado por: Mercedes González

Figura A.13.1 Cementación convencional de liner de 7"



Fuente: Schlumberger

Elaborado por: Mercedes González

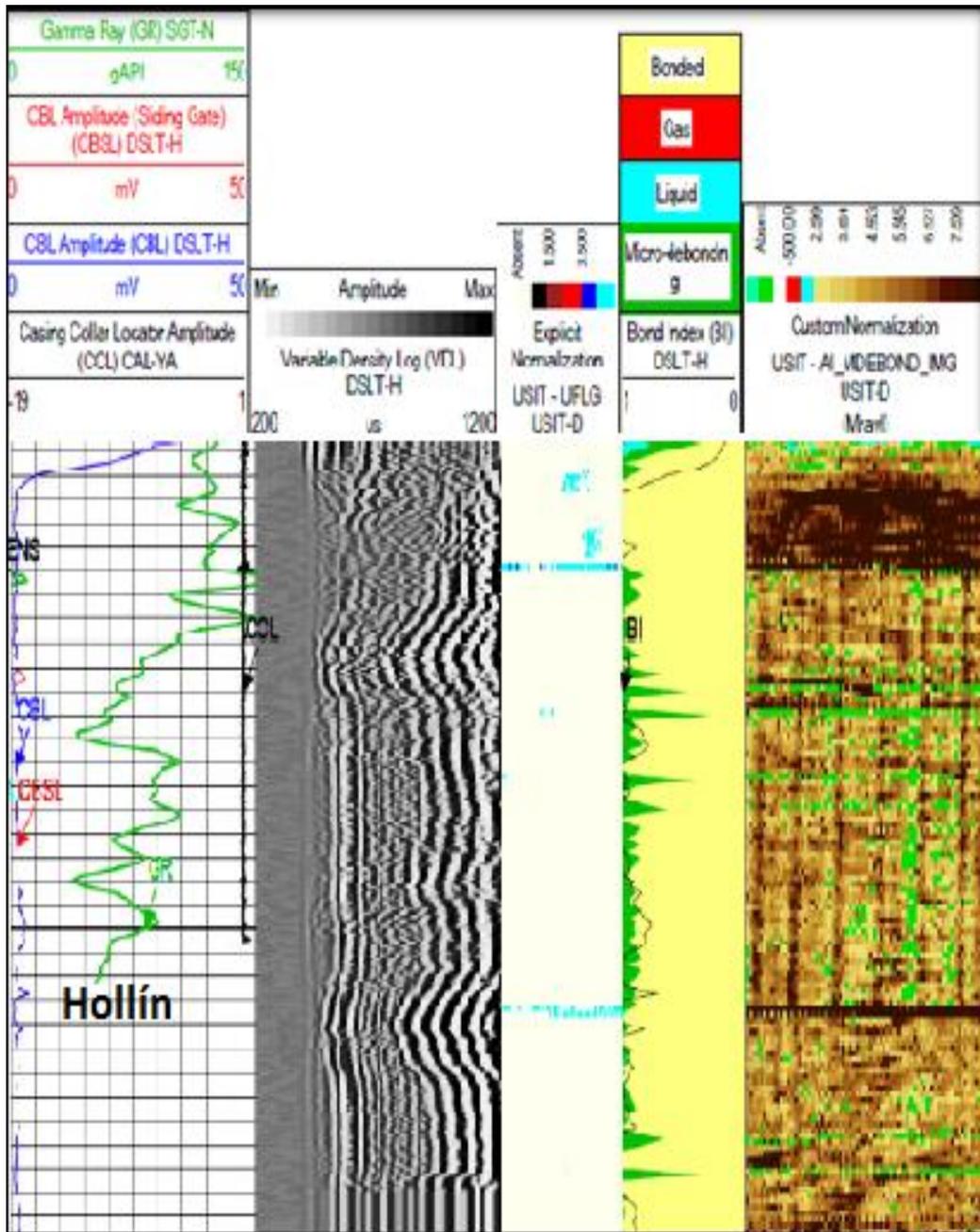
Figura A.13.2 Cementación Blend de liner de 7”

Fuente: Schlumberger

Elaborado por: Mercedes González

ANEXO No. 14
REGISTRO DE CEMENTACIÓN SACHA “C”- SACHA “D”

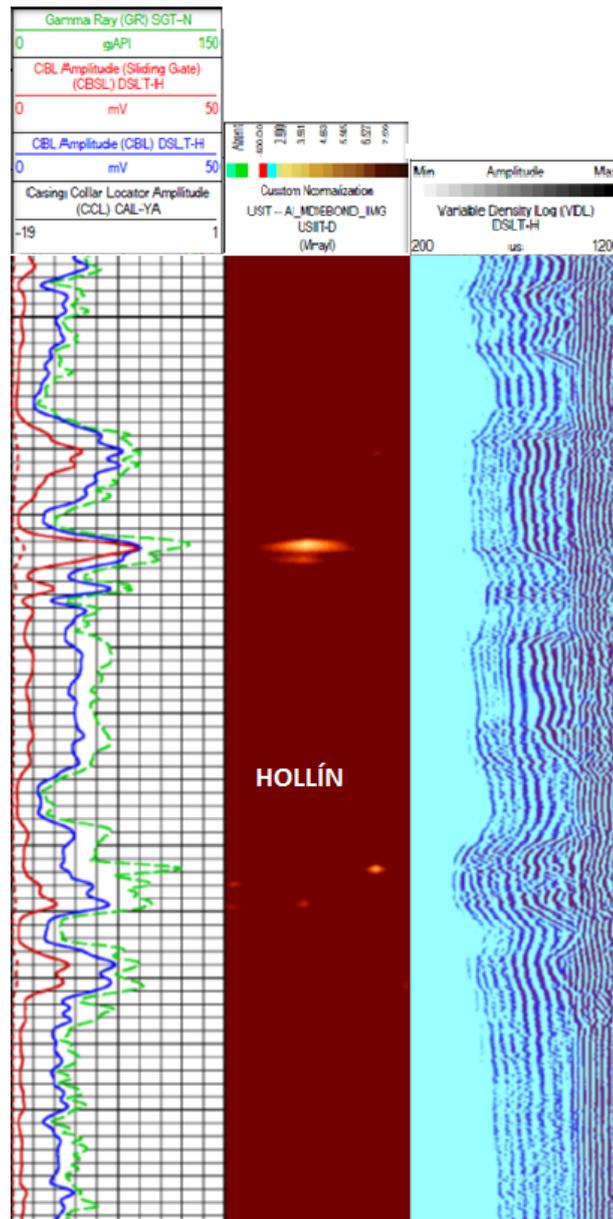
Figura A.14.1 Registro de cementación Sacha C



Fuente: Schlumberger

El registro refleja que existe una excelente adherencia de cemento en toda la zona de interés "Hollín inferior" hasta el fondo del hoyo. Se observa que existen muy buenos arribos de casing y de formación, con un promedio de 1 mv en toda la zona, este factor es un indicativo que garantiza la existencia de un excelente sello hidráulico en la zona de Hollín inferior.

Figura A.14.2 Registro de cementación Sacha D



Fuente: Baker Hughes

El registro muestra una excelente adherencia de cemento desde en toda la zona de interés “Hollín”. Se observa muy buenos arribos de cemento al casing y a la formación, con un promedio de 1 mv en toda la zona, este factor garantiza la existencia de un excelente sello hidráulico en la zona de Hollín.

ANEXO No. 15
RESULTADOS DEL TRABAJO DE CEMENTACIÓN

Figura A.15.1 Resultado operación de cementación

Pozos	Profundidad,ft MD	Longitud de la sección,ft 8 1/2"	Objetivo Principal	TOL,ft	Diametro Equivalente,in	Centralizador	
			Arena			Cantidad	Tipo
A	10747	1409	Hollín Superior	9239	9,16	17	Semirrígido
E	10530	1387	Hollin Inferior	9004	10,00	19	Semirrígido
B	10518	1283	Hollín Superior	9088	9,58	23	Semirrígido
F	11100	2407	Hollin Inferior	8599	9,55	24	Semirrígido
G	10752	2439	U inferior	8167	10,61	26	Semirrígido
H	11105	2269	Hollin Superior	8719	9,68	29	Semirrígido
C	10388	2176	Hollín Superior	8090	9,10	25	Semirrígido
D	10300	2109	Hollín Superior	8047	9,75	25	Semirrígido
I	10820	2108	T inferior	8556	9,41	30	Semirrígido
K	10769	2178	T inferior	8464	10,15	32	Semirrígido

Fuente: Schlumberger

Elaborado por: Mercedes González

Figura A.15.2 Resultado operación de cementación-continuación

Pozos	Lavador		Espaciador		Lead Scavenger				Tail			
	Peso, ppg	Volumen, bbl	Peso, ppg	Volumen, bbl	Tipo	Peso, ppg	Sacos de cemento	Volumen, bbl	Tipo	Peso, ppg	Sacos de cemento	Volumen, bbl
A	8,4	60	12,0	70	G	13,5	50	15	G	16,4	244	50
E	8,4	60	12,0	70	G	13,5	50	15	G	16,4	352	72
B	8,4	60	12,0	70	G	13,5	50	15	G	16,5	293	56
F	8,3	70	12,0	80	G	13,5	181	55	G	16,8	354	65
G	8,4	70	12	80	G	13,5	264	80	G	16,8	436	80
H	8,4	50	12,0	80	Scavenger G	12,5	108	40	G	16,8	333	61
					G	13,8	140	40				
C	8,3	70	12,0	80	G	13,5	155	47	Flexstone, Blend	17	396	62
D	8,3	70	12	80	G	13,5	172	52	Flexstone, Blend	17	343	45
I	8,5	60	12,0	80	Scavenger G	12,5	108	40	G	16,8	316	58
					G	13,8	95	27				
K	8,5	60	12,0	80	Scavenger G	12,5	108	40	G	16,8	436	80
					G	13,8	137	39				

Fuente: Schlumberger

Elaborado por: Mercedes González

Figura A.15.3 Resultado operación de cementación-continuación

Pozos	Volumen inicial desplazado, bbls	Retorno de cemento en superficie, bbls	Volumen total de lechada, bbls	Calidad de cementación
A	65	15	50	Excelente
E	87	15	72	Buena
B	71	15	56	Buena
F	120	30	90	Buena
G	160	0	160	Buena
H	141	35	106	Buena
C	109	40	69	Excelente
D	97	40	57	Excelente
I	125	20	105	Regular
K	159	40	119	Excelente

Fuente: Schlumberger

Elaborado por: Mercedes González