



ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

**“Diseño, Corrida Y Cementación De Liner De Producción
En El Pozo ESPOL X-4H En El Oriente Ecuatoriano”**

INFORME DE MATERIA DE GRADUACION

Previo a la obtención del Título de:

INGENIERO EN PETROLEO

Presentado por:

VICENTE AGUIRRE O.

JAVIER LOPEZ V.

HENRY MUÑOZ S.

**GUAYAQUIL – ECUADOR
2012**

AGRADECIMIENTO

A Dios y a todas las personas que hicieron posible la realización de este trabajo de investigación y en especial al catedrático: Msc. Xavier Vargas por el apoyo brindado para la culminación del mismo; y demás catedráticos que nos guiaron durante nuestra vida estudiantil.

DEDICATORIA

A Dios por llevarme por un camino de éxito y permitirme concluir con dicha, esta etapa de mi vida.

A mis amados padres Edwin López Guerra y Nina Viteri Viteri por su confianza y sacrificio en aras de mi aprendizaje.

A mi hermana Paola por quien todo esfuerzo vale la pena.

Javier Eduardo López Viteri

En primer lugar doy gracias a Dios por permitirme culminar con éxito esta etapa de mi vida.

A mis padres Leonor Ordóñez y Vicente Aguirre por su apoyo incondicional.

A mis hermanos y sobrino que son parte de este logro.

Vicente David Aguirre Ordóñez.

Primero agradezco a Dios por brindarme la fortaleza y conocimientos para culminar esta primera etapa profesional de mi vida.

A mis padres Henry Muñoz y Sonia Salinas por su apoyo incondicional brindado, por los valores que me enseñaron y me ayudaron a fomentar la perseverancia para no decaer en alcanzar el objetivo planteado.

A mi hermano Daniel quien con su alegre forma de ser me ayudaba con el lidiar de algún momento difícil.

Henry Eduardo Muñoz Salinas

TRIBUNAL DE GRADUACION

Dr. Paúl Carrión Mero

DECANO

Ing. Xavier Vargas G., M.Sc.

PROFESOR

DECLARACION EXPRESA

La responsabilidad del contenido de este Informe de Materia de Graduación, me corresponden exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma a la “ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL”

(Reglamento de graduación de la ESPOL)

Vicente Aguirre O.

Javier López V.

Henry Muñoz S.

RESUMEN

En este trabajo se presenta los diseños de revestimiento y cálculo de volúmenes en el programa de cementación del pozo ESPOL # 87, además el diseño corrida y cementación de liner con el nuevo sistema de colgadores de liner expandible TruForm de la empresa Weatherford.

En el capítulo 1, se detalla la geología general del Oriente Ecuatoriano así como la historia del campo donde se encuentra el pozo ESPOL X-4H, incluyendo su ubicación geográfica, características petrofísicas, la litología presente en el pozo y las formaciones objetivos alcanzados.

En el capítulo 2, se presenta el programa de perforación, fluidos de perforación y los tipos de brocas utilizadas en el pozo ESPOL X-4H.

En el capítulo 3, se describe el proceso para la selección adecuada de la tubería de revestimiento en cada sección del pozo, tomando en cuenta los respectivos factores de seguridad así como: los esfuerzos de colapso, tensión y estallido.

En el capítulo 4, se muestra el programa de cementación primaria de una sola etapa, utilizando cementos A y G, y el cálculo de volúmenes de cemento.

En el ultimo capitulo se presenta la información del Liner de producción, así como las características del sistema de colgador de liner expandible, también el diseño, corrida y cementación del liner con su respectiva secuencia operacional para el pozo ESPOL X-4H.

INDICE GENERAL

RESUMEN.....	vi
INDICE GENERAL.....	vii
ABREVIATURAS	x
SIMBOLOGIA	xi
INDICE DE TABLAS	xii
INTRODUCCIÓN.....	xiv
CAPÍTULO 1.....	2
1.1. GEOLOGÍA REGIONAL.....	2
1.1.1. Geología general del Oriente Ecuatoriano.....	2
1.2. HISTORIA DEL CAMPO	4
1.2.1. Información del Campo	4
1.2.2. Geología del Campo.....	5
1.2.3. Pozos perforados	6
1.2.4. Mecanismos de empuje.....	6
1.2.5. Métodos de producción	7
1.2.6. Características de los Fluidos.....	8
1.2.7. Historia de Producción	9
1.3. GEOLOGÍA DEL POZO	12

CAPÍTULO 2.....	32
2.1. PROGRAMA DE PERFORACIÓN.....	19
CAPÍTULO 3.....	26
3.1. DISEÑO DE TUBERÍA DE REVESTIMIENTO.....	26
3.2. PROGRAMA DE DISEÑO DE TUBERÍA DE REVESTIMIENTO:.....	29
3.2.1. Diseño de Revestimiento Superficial de 13 3/8":.....	30
3.2.2. Diseño de revestimiento Intermedio de 9 5/8":.....	33
3.3. PROGRAMAS DE REVESTIMIENTO.....	36
CAPÍTULO 4.....	37
4.1. DISEÑO DEL PROGRAMA DE CEMENTACION.....	37
4.1.1. Cementación de Revestimiento Superficial de 13 3/8".....	38
4.1.1.1. Secuencia Operacional de Revestimiento 13 3/8".....	41
4.1.2. Cementación de Revestimiento Intermedio de 9 5/8".....	43
4.1.2.1. Secuencia Operacional de Revestimiento 9 5/8".....	47
CAPÍTULO 5.....	50
5.1. INFORMACION SOBRE EL LINER DE PRODUCCION.....	50
5.2. DISEÑO DEL LINER DE PRODUCCION.....	72
5.3. CORRIDA DE LINER DE PRODUCCION.....	74

5.4. CEMENTACION DE LINER DE PRODUCCION.....	85100
5.4.1. Secuencia Operacional de la Zona Productora	90
5.4.2. Secuencia Operacional de la Zona No Productora.....	91
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	93
BIBLIOGRAFÍA.....	118

ABREVIATURAS

BHA	Ensamblaje de fondo
BPM	Barriles por minuto
bbl/ft	Barriles por pie
bbl/sx	Barriles por saco
Cto.	Cemento
FST	Factor de seguridad de tensión
FSE	Factor de seguridad de estallido
FSC	Factor de seguridad de colapso
ft	Pie
ft ³	Pie cúbico
ft ³ /bbl	Pie cúbico por barril
ft ³ /sx	Pie cúbico por saco
gal/sx	Galón por saco
ID	Diámetro interno
lb.	Libra
lb/gal – lpg	Libra por galón
lb/ft	Libra por pie
m.	Metro
MD	Profundidad medida
min.	Minuto
OD	Diámetro externo
psi.	Libras por pulgada cuadrada
psi/ft	Libras por pulgada cuadrada por pie
pulg.	Pulgada
tk	Tanque
TR	Tubería de Revestimiento
TVD	Profundidad verdadera
USD	Dólares americanos
USD/ft	Dólares americanos por pie

SIMBOLOGIA

A	Área plana
C	Capacidad
D	Profundidad
D_x	Profundidad de resistencia al estallido
L_{xi}	Longitud de resistencia al colapso
P_b	Presión de burbuja
P_s	Presión de superficie
SG_{oil}	Gravedad específica del petróleo
S_w	Saturación de agua
Sx	Sacos de cemento
T	Temperatura
V	Volumen
V_{agua}	Volumen de agua
V_r	Volumen de lechada de relleno
V_c	Volumen de lechada de cola
V_d	Volumen de desplazamiento
ρ	Densidad
ϕ	Porosidad
β_o	Factor volumétrico de formación del petróleo

INDICE DE TABLAS

TABLA 1: NUMERO DE POZOS EN EL CAMPO SECOYA.....	19
TABLA 2: POZOS Y TASA DE PRODUCCIÓN POR MÉTODO MECÁNICO EN EL CAMPO SECOYA	20
TABLA 3: POZOS Y TASA DE PRODUCCIÓN POR MÉTODO HIDRÁULICO YET EN EL CAMPO SECOYA	20
TABLA 4: POZOS Y TASA DE PRODUCCIÓN POR MÉTODO DE PISTÓN EN EL CAMPO SECOYA.....	20
TABLA 5: POZOS Y TASA DE PRODUCCIÓN POR MÉTODO DE BES EN EL CAMPO SECOYA	21
TABLA 6: CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS PRODUCIDOS DEL CAMPO SECOYA.....	21
TABLA 7: FORECAST CON DATOS DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO SECOYA.....	24
TABLA 8: GEOLOGÍA DEL POZO.....	25
TABLA 9: GEOLOGÍA DEL POZO ESPOL X-4H	26
TABLA 10: PROPIEDADES DEL LODO AGUJERO SUPERFICIAL.....	35
TABLA 11: PROPIEDADES DEL LODO AGUJERO INTERMEDIO.....	35
TABLA 12: PROPIEDADES DEL LODO AGUJERO PRODUCCIÓN.....	36
TABLA 13: PROGRAMA DE BROCAS DEL POZO ESPOL X-4H	37

TABLA 14: PROFUNDIDAD ESTIMADA DE ASENTAMIENTO DE REVESTIDORES POZO ESPOL X-4H	42
TABLA 15: CARACTERÍSTICAS CASING 13 3/8" C-95, 72 LB/FT	44
TABLA 16: CARACTERÍSTICAS CASING 9 5/8" N-80, 53.5 LB/FT	47
TABLA 17: PROGRAMA DE REVESTIMIENTO ACTUAL	49
TABLA 18: PROGRAMA DE REVESTIMIENTO ALTERNO.....	49
TABLA 19: DATOS CEMENTACIÓN REVESTIMIENTO SUPERFICIAL	51
TABLA 20: DATOS CEMENTACIÓN REVESTIMIENTO INTERMEDIO .	56
TABLA 21: CARACTERÍSTICAS CASING 7" N-80, 29 LB/FT	87
TABLA 22: DATOS CEMENTACIÓN LINER	100

INTRODUCCIÓN

La etapa de perforación de un pozo petrolero es una de las más importantes para una óptima producción, nuestro reporte se basa en el diseño, la corrida y la cementación del liner; optimizando el trabajo y reduciendo costos utilizando los diferentes grados de tubería existentes en el mercado.

Como es de conocimiento el liner se lo asienta en el casing intermedio, en el pozo ESPOL X-4, se ha utilizado un colgador expandible que pertenece a la tecnología TruForm, en la cual el colgador es de un solo cuerpo permitiendo de esta manera que la presión se mantenga tanto por debajo como por encima del elemento expandible, funcionando así no solo como colgador sino también como packer.

Nuestra tarea se enfoca a diseñar el liner cumpliendo todos los parámetros de seguridad y reduciendo los costos, de esta manera se variaría el grado de la tubería de revestimiento, dependiendo la profundidad a la que se la corra.

CAPÍTULO 1

1.1. GEOLOGÍA REGIONAL

1.1.1. Geología general del Oriente Ecuatoriano

La geología regional del Oriente Ecuatoriano está conformada, por dos regiones distintas: La Cuenca Amazónica Superior o Cuenca Oriental, que constituye la Cuenca Napo y la plataforma de Tiputini, al norte; y la Cuenca de Pastaza, al sur. Esta región, constituida por mesetas y terrazas interrumpidas, se encuentra cubiertas por sedimentos terciarios sub – horizontales. La otra región se la conoce como Zona Sub andina, que comprende las estribaciones orientales de la cordillera Real. Se caracteriza por empinadas montañas de espesa vegetación y difícil acceso. La zona sub andina, lo constituye el levantamiento Napo, la cordillera de Lumbaqui y Galeras, al Norte; y las cordilleras de Cutucú y el Cóndor, al Sur; en los que sedimentos mesozoicos cabalgados y plegados se hallan expuestos. La Mayoría de los reservorios en las areniscas fluvio-deltaicas y marinas de las

formaciones Hollín y Napo son anticlinales, poco orientadas de norte a sur, asociados con fallas normales o inversas.

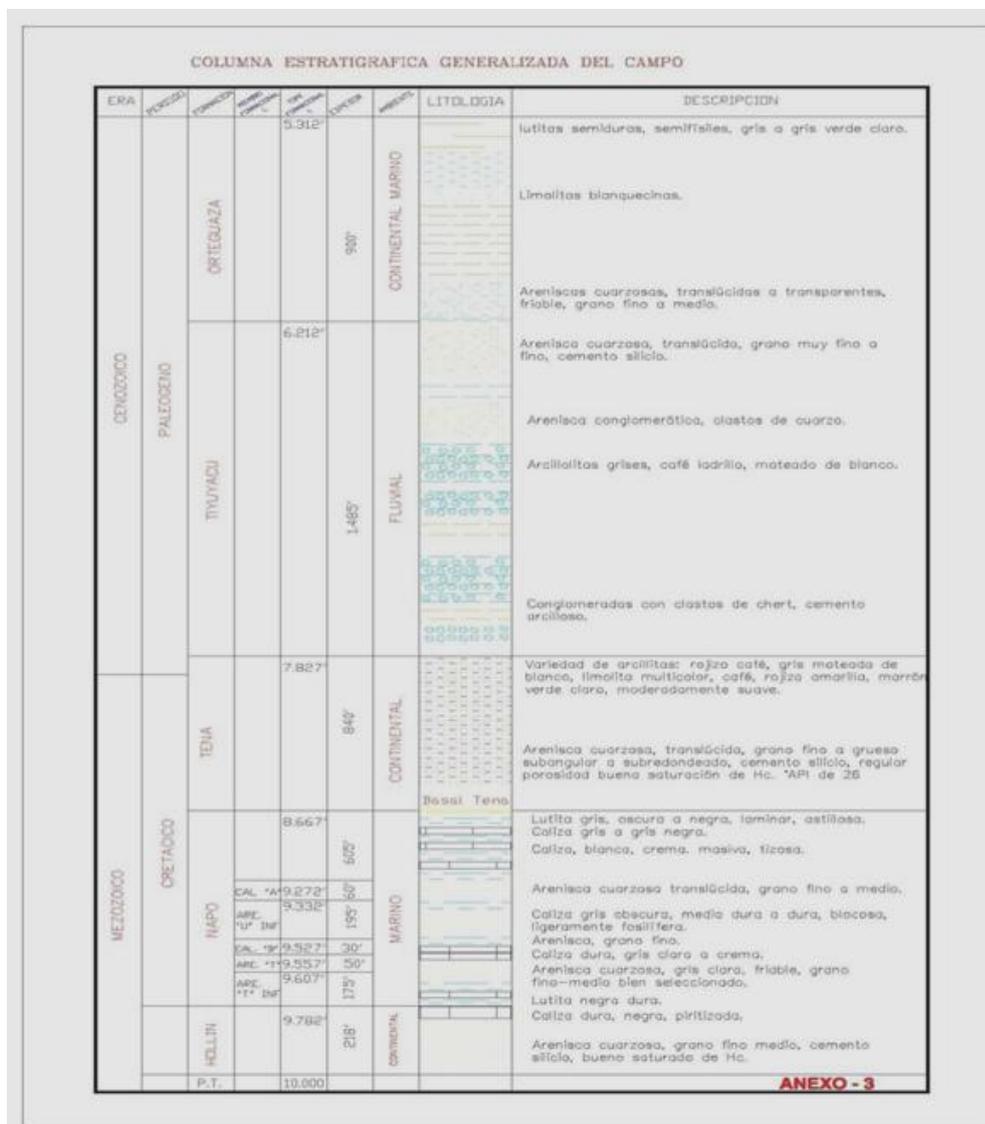


Figura 1.1 Columna Estratigráfica Generalizada del Campo

Las principales unidades de reservorio la constituyen las areniscas basales de la formación Terciaria Tena; las areniscas

“M-1”, “M-2”, “U” y “T” de la formación Cretácico Napo y la formación Hollín del cretácico inferior

Las Calizas “A”, “B” y la arenisca “M-2” de Napo, así como los depósitos conglomerados de Tiyuyacu, se consideran reservorios marginales.

1.2. HISTORIA DEL CAMPO

1.2.1. Información del Campo

El campo Secoya se encuentra ubicado en la Región Amazónica, en la parte Sur-Occidente del Campo Libertador junto al campo Shuara,, al Sur del campo Shushuqui, rodeada por los campos Aguarico y Atacapi. Su estructura fue descubierta con la perforación del pozo SEC – 01 entre enero y febrero de 1980. Tiene una extensión de aproximadamente 684.5 km²

El campo Secoya empezó su producción en el año de 1982.

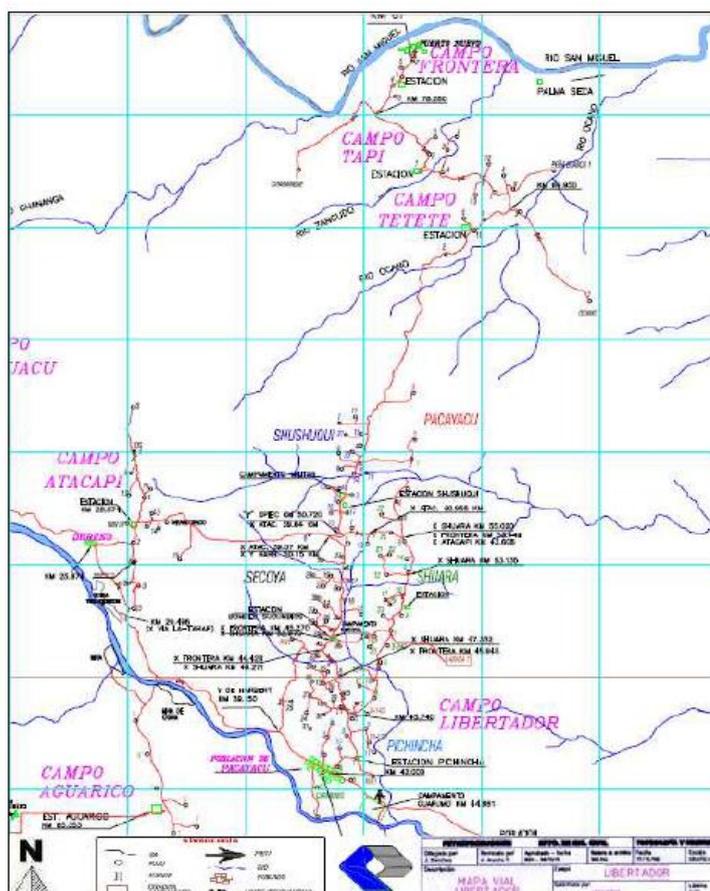


Figura 2. Mapa Vial Libertador

(Ep Petroecuador)

1.2.2. Geología del Campo

El campo Secoya muestra una estructura anticlinal, limita en la parte Este, por una falla que corre de Norte a Sur; y por el Norte, Sur y Oeste por los cierres estructurales de Ui (8186 ft) y T (8357 ft); coincidiendo este último cierre estructural con la protección de CAP del pozo vecino SHU-01

1.2.3. Pozos perforados

En la actualidad, se han perforado un total de 40 pozos en el Campo Secoya y como bien se conoce la perforación de un pozo no sólo se la realiza con el fin de producir el petróleo de alguna formación de interés, también puede tener otros objetivos tales como pozos inyectoros, pozos de reparación, etc. A continuación en la Tabla 1.1 damos a conocer el número de pozos perforados y su respectivo uso:

Tabla 1
NÚMERO DE POZOS EN EL CAMPO SECOYA

Número de pozos del Campo Secoya					
Pozos en producción	Pozos en reparación	Pozos esperando reparación	Pozos para inyección de agua	Pozos muertos	Total de pozos
28	3	2	2	5	40

Fuente: EP Petroecuador

1.2.4. Mecanismos de empuje

En todos los reservorios del Campo Secoya, existe empuje lateral hidráulico, en el cual la presión inicial es mayor que la presión del punto de burbuja. Por la producción de fluidos del yacimiento, la presión de este se reduce, dando paso a una diferencia de presión a través del contacto agua-petróleo. De acuerdo con las leyes básicas de flujo de fluidos en medio reservorio de petróleo originando Intrusión o Influjo lo cual no

solo ayuda a mantener la presión, sino que permite un desplazamiento inmiscible del petróleo que se encuentra en la parte invadida.

1.2.5. Métodos de producción

Tabla 2
Pozos y Tasa de Producción por Método Mecánico en el Campo Secoya

Mecánico				
Estado	Número	Pozos	BFPD	BPPD
Produciendo	1	SEC-04	125	100
Cerrados	-	-	-	-

Tabla 3
Pozos y Tasa de Producción por Método Hidráulico Yet en el Campo Secoya

Hidráulico Yet				
Estado	Número	Pozos	BFPD	BPPD
Produciendo	1	SEC-39D	517	496
Cerrados	1	SEC-12	-	-

Tabla 4
Pozos y Tasa de Producción por Método de Pistón en el Campo Secoya

Pistón				
Estado	Número	Pozos	BFPD	BPPD
Produciendo	-	-	-	-
Cerrados	-	-	-	-

Tabla 5
Pozos y Tasa de Producción por Método de BES en el Campo Secoya

BES				
Estado	Número	Pozos	BFPD	BPPD
Produciendo	18	SEC-01	21249	3637
		SEC-03		
		SEC-05		
		SEC-08		
		SEC-10		
		SEC-14		
		SEC-15		
		SEC-16		
		SEC-17		
		SEC-19		
		SEC-22		
		SEC-27		
		SEC-28		
		SEC-32		
		SEC-33B		
		SEC-37D		
		SEC-38D		
		SEC-40D		
Cerrados	7	SEC-02	4869	496
		SEC-07B		
		SEC-13		
		SEC-23		
		SEC-26		
		SEC-35		
SEC-36				

Fuente: EP Petroecuador - Producción Secoya @ 09-02-2012

1.2.6. Características de los Fluidos

En la producción del fluido de la formación de interés no solo encontraremos petróleo sino también gas y agua, de tal manera que en la tabla 1.3 mostraremos las principales características de los fluidos producidos.

Tabla 6
Características de los fluidos producidos del campo Secoya

Características de los fluidos del Campo Secoya		
Descripción	Símbolo	Valor
Caudal de Petróleo	Q_o (BPPD)	16644
Caudal de agua	Q_w (BWPD)	42169
Caudal de gas	Q_g (MMSCFD)	0.280
Caudal total	Q_o (BFPD)	58813
Grado API	$^{\circ}\text{API}$	29
Gravedad específica del petróleo	γ_o	0.8816
Gravedad específica del agua	γ_w	1.07
Gravedad específica del gas	γ_g	1.182
Viscosidad del petróleo	μ_o	13.520
Viscosidad del gas	μ_g	0.0102
Factor de compresibilidad del gas	Z	0.988
Diámetro asumido de las gotas de suspensión (fase continua)	d_m (micrones)	500
Diámetro asumido de las gotas de suspensión (fase gaseosa)	d_m (micrones)	100
Relación gas-petróleo	GOR (SCF/BPD)	282

Fuente: EP Petroecuador

1.2.7. Historia de Producción

El mayor aporte para el campo Libertador proviene del Campo Secoya, con una producción diaria de 58813 BFPD con un BSW del 75%. Toda la producción del campo es dirigida a la estación de producción-bombeo que lleva su mismo nombre, a excepción de la proveniente de los pozos: SEC-11, SEC-18, SEC-21, SEC-24, SEC-29 y SEC-30 que es receptada en la estación Pichincha.

En la Tabla 1.2 mostraremos el Forecast de los datos de producción del Campo Secoya por cada pozo que se ha puesto en producción, su respectivo aporte con el volumen total de petróleo producido por el campo y los datos de BSW y °API del petróleo producido en cada pozo.

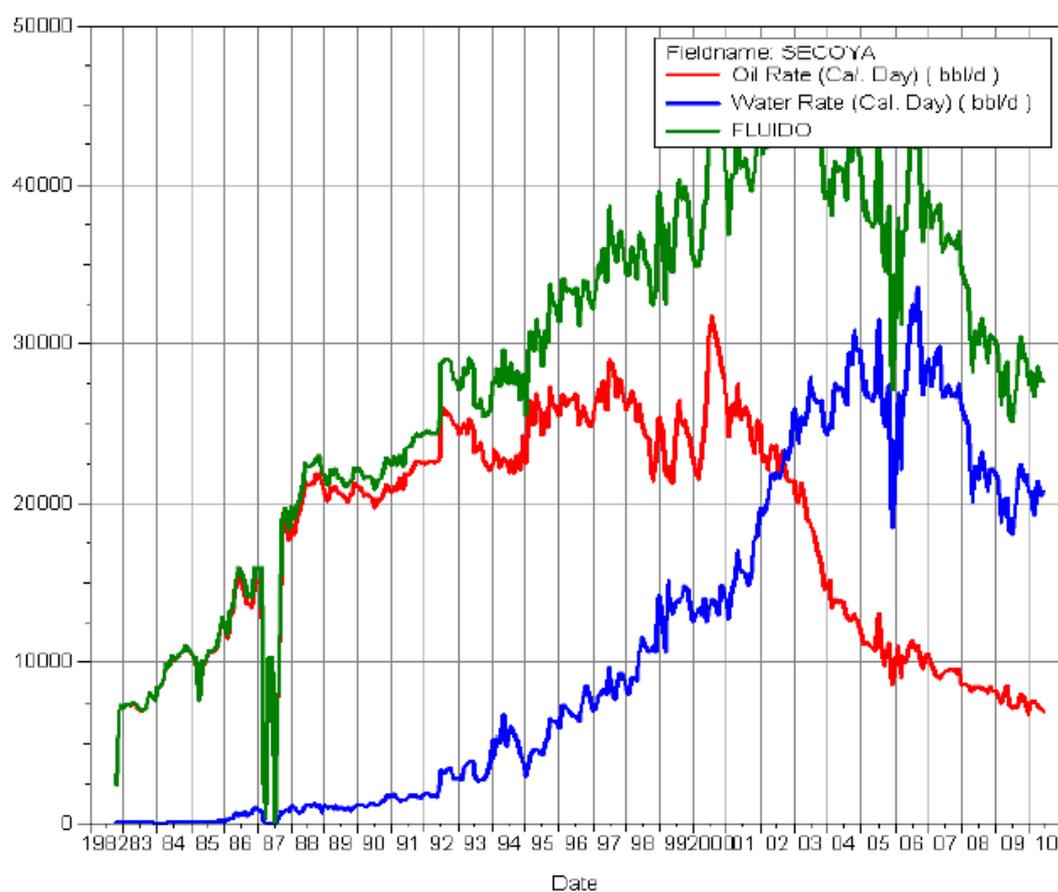


Figura 3. Historial de Producción del Campo Secoya
Fuente: EP Petroecuador

Tabla 7
Forecast con datos de producción del Campo Secoya

Pozo	Promedio (BFPD)	Máximo (BPPD)	BSW (%)	°API	Gas (MMSFCD)	Aporte (%)
SEC-01	2945	3034	87.1	29.5	125.2	5.2
SEC-02	1661	2617	76.9	30.0	334.9	4.4
SEC-03	1858	3071	78.2	29.0	180.9	5.2
SEC-04	177	272	16.9	30.0	74.2	0.5
SEC-05	4470	4610	86.9	29.0	276.2	7.8
SEC-08	3139	3889	70.4	30.0	434.3	6.6
SEC-10	971	1144	66.3	32.8	155.9	1.9
SEC-11	2197	3555	79.6	28.3	224.6	6.0
SEC-12	100	140	3.0	29.0	138.6	0.2
SEC-14	4209	4581	72.8	29.0	360.2	7.8
SEC-15	1429	1476	82.2	30.0	119.6	2.5
SEC-16	3654	3921	80.0	29.0	268.8	6.7
SEC-17	790	1317	55.9	28.0	574.6	2.2
SEC-18	2204	2666	75.2	29.0	165.4	4.5
SEC-19	1026	1164	71.3	29.0	127.6	2.0
SEC-20	303	385	18.0	27.5	89.3	0.7
SEC-21	1252	1349	68.6	30.0	125.7	2.3
SEC-22	1076	1867	62.4	27.0	148.8	3.2
SEC-23	471	641	81.1	29.0	77.9	1.1
SEC-24	521	549	43.8	36.7	102.2	0.9
SEC-26	377	717	77.4	27.0	111.8	1.2
SEC-27	2248	2639	80.7	30.2	170.2	4.5
SEC-28	695	1378	74.3	29.0	111.1	2.3
SEC-29	1246	1434	68.0	29.0	133.5	2.4
SEC-30	581	992	64.7	30.0	195.4	1.7
SEC-32	1065	1188	37.5	28.7	262.6	2.0
SEC-33	2620	3189	47.7	31.0	885.5	5.4
SEC-33B	2307	2345	78.2	39.7	537.7	4.0
SEC-34	734	823	76.7	30.2	64.7	1.4
SEC-35	688	925	55.9	33.5	210.2	1.6
SEC-36	801	935	31.2	29.6	163.1	1.6
Producción total					58813 BFPD	

Fuente: EP Petroecuador

1.3. GEOLOGÍA DEL POZO

Tabla 8.
Geología del Pozo

CRONO-ESTRATIGRAFIA		FORMACION	LITOLOGIA	MIEMBRO	PROFUNDIDAD (PIES)		
HEGEOENO	PLIOCENO				PM	PVV	PVV (BNM)
	MIOCENO	CHALCANA		CHALCANA SUPERIOR			
				CHALCANA INFERIOR			
FALEOGENO	OLIGOCENO	ORTEGUAZA		ORTEGUAZA	NOTA: INICIO DEL CONTROL LITOLOGICO A 5297'		
				TIYUYACU	5847	5759	-4879
	EOCENO	TIYUYACU		CONGL SUPERIOR	6138	6050	-5170
				CONGL INFERIOR	7180	7083	-6203
	PALEOCENO	TENA		TENA	7756	7616	-6736
				ARENISCA BASAL TENA	8697	8286	-7406
CRETACICO	TARDIO	NAP0		NAPO	8720	8299	-7419
				CALIZA *M2	9516	8777	-7897
	TEMPRANO	NAP0		CALIZA *A*	9616	8839	-7959
				ARENISCA *U* SUPERIOR	9960	8868	-7988
				ARENISCA *U* INFERIOR	9814	8966	-8086
				CALIZA *B*	9990	9082	-8202
				ARENISCA *T* SUPERIOR	10021	9102	-8222
				ARENISCA *T* INFERIOR	10110	9159	-8279
		HOLLIN	HOLLIN SUPERIOR	10336	9292	-8412	
	PROFUNDIDAD TOTAL					10410	9334

Tabla 9.
Geología del Pozo ESPOL X-4H

Formación		Descripción	Profundidades
ORTEGUAZA	Arcillolita	Gris verdosa, gris clara, moderadamente firme a suave, en sub bloques a bloque, textura lisa, ocasionalmente terrosa, no calcárea.	
	Limolita	Café clara, gris verdosa, en parte café amarillenta, moderadamente firme, en bloque a sub bloques, no calcárea, con inclusiones de glauconita.	
TIYUYACU	Arenisca	Cuarzosa, blanca, gris clara, friable a moderadamente consolidada, translúcida a sub-transparente, grano fino, sub-redondeada a angular, buena selección, matriz calcárea, cemento calcáreo, porosidad no visible. Sin presencia de hidrocarburo.	(5847' – 7756') PM (5759' – 7616') PVV (-4879' –6736') SSPVV
	Arcillolita	Gris verdosa, gris clara, suave a moderadamente firme, localmente soluble, sub-bloque a bloque, textura terrosa, no calcárea, ocasionalmente con inclusiones de glauconita.	
	Limolita	Gris clara, gris verdosa clara, moderadamente firme, sub-bloque a irregular, no calcárea, en parte grada a arenisca de grano muy fino, ocasionalmente con inclusiones de glauconita.	
CONGLOMERADO SUPERIOR TIYUYACU	Conglomerado	Chert, amarillo, negro, gris oscuro, gris claro, mostaza, muy duro, fragmentos angulares, fractura concoidea, asociada con arenisca: Cuarzosa a lítica, gris oscura, blanca amarillenta, translúcida a opaca, grano medio a grueso, sub-redondeado, pobre selección, no visible matriz y cemento, no visible porosidad, sin presencia de hidrocarburo.	(6138'–7180') PM (6050'–7083') PVV (-5170'6203') PVV
	Arenisca	Cuarzosa, gris clara, blanca, translúcida a transparente, suelta, de grano fino a muy fino, sub-angular a sub-redondeado, regular selección, matriz y cemento no visible, sin presencia	

		de hidrocarburo.	
	Arcillolita	Rojo ladrillo, café rojizo, suave a moderadamente firme, sub-bloque a bloque, textura terrosa, no calcárea.	
CONGLOMERADO INFERIOR TIYUYACU	Conglomerado	Chert, amarillo, negro, gris oscuro, gris claro, mostaza, muy duro, fragmentos angulares, fractura concoidea, asociada con arenisca: Cuarzosa a lítica, gris oscura, blanca amarillenta, translúcida a opaca, grano medio a grueso, sub-redondeado, pobre selección, no visible matriz y cemento, no visible porosidad, sin presencia de hidrocarburo.	(7180'–7756') PM (7083'–7616') PVV (6203'6736') PVV
	Arenisca	Cuarzosa, blanca, blanca amarillenta, hialina, gris oscura, sub-translúcida, sub-transparente, suelta, grano fino a medio, ocasionalmente grano grueso, mala selección, no visible cemento y matriz, no visible porosidad, sin manifestación de hidrocarburo.	
	Arcillolita	Café rojizo, café clara, rojo ladrillo, blanda a moderadamente dura, sub-bloque a bloque, textura terrosa, no calcárea.	
	Limolita	Café clara, gris clara, café amarillenta, moderadamente dura a blanda, bloque a sub-bloque, terrosa, gradando a arenisca de grano muy fino, no calcárea.	
TENA	Arcillolita	Café oscura, café amarillenta, café rojiza, gris clara, crema, café oscura moteada con crema, moderadamente dura a blanda, sub-bloque a bloque, textura terrosa, no calcárea.	(7756'–8720') PM (7616'–8299') PVV (6736'–7419') SSPVV
	Limolita	Gris clara, café clara, café amarillenta, moderadamente dura a blanda, sub-bloque a bloque, terrosa, gradando a arenisca de grano muy fino, con inclusiones de glauconita, en partes calcárea.	
	Arenisca	Cuarzosa, gris clara, translúcida, transparente, suelta a friable, grano muy fino a fino, regular selección, en partes matriz arcillosa, no visible cemento y porosidad, sin presencia de hidrocarburo.	

BASAL TENA	Arenisca	Cuarzosa, blanca, clara, sub-translúcida a sub-transparente, friable, en parte suelta, grano fino a muy fino, redondeada a sub-redondeada, clasificación regular, matriz argilacea, cemento calcáreo, porosidad no visible. Sin manifestación de hidrocarburo	(8697' – 8720') PM (8286' – 8299') PVV (-7406' – -7419') SSPVV
	Arcillolita	Café chocolate, café amarillenta, en menor cantidad café rojiza moteada con gris, café clara, gris clara, firme a moderadamente firme, en sub-bloque a bloques, no calcárea	
	Limolita	Café amarillenta, café clara, gris clara, moderadamente dura a blanda, sub-bloque a bloque, terrosa, gradando a arenisca de grano muy fino, en partes ligeramente calcárea	
NAPO	Lutita	Gris, gris oscura, firme, sub-laminar, a laminar, sub-fisil, fisil, quebradiza, no calcárea	(8782' –9854') PM (8482' –9554') PVV (-7599' – 8671') SSPVV
	Caliza	Empaquetada, crema, gris, gris moteada con crema, moderadamente dura a dura, sub-bloque a bloque, no visible porosidad. Sin manifestación de hidrocarburo.	
CALIZA M-1	Caliza	Empaquetada, en partes lodosa, gris clara, crema, ocasionalmente gris oscura moteada con crema, moderadamente dura a dura, en sub-bloque a bloque, porosidad no visible. Sin manifestación de hidrocarburo	(9127'–9516') PM (8528' –8777') PVV (-7648' – -7897') SSPVV
	Lutita	Gris oscura, gris clara, negra, moderadamente dura a firme, sub-fisil, sub-laminar a laminar, quebradiza, textura lisa a terrosa, no calcárea	
CALIZA M-2	Caliza	Empaquetada a lodosa, gris oscura, gris clara, gris oscura moteada con crema, en bloque a sub-bloque, muy dura, no visible porosidad. Sin manifestación de hidrocarburo	(9516'– 9616') PM (8777'– 8839') PVV (-7897 – -7959') SSPVV
	Lutita	Gris oscura, gris clara, negra, moderadamente dura a firme, sub-fisil, laminar, en partes planar, quebradiza, textura lisa a terrosa, no calcárea. Con inclusiones de micropirita	

CALIZA A	Caliza	Empaquetada a lodosa, crema, gris clara, blanca, gris moteada con crema, moderadamente dura sub-bloque a bloque, no visible porosidad, sin manifestación de hidrocarburo	(9324'– 9395') PM (9024'– 9095') PVV (-8141' – -8211') SSPVV
	Lutita	Gris oscura, negra, moderadamente dura a firme, sub-fisil, laminar, en partes planar, quebradiza, textura lisa, micropirítica, no calcárea	
ARENISCA U SUPERIOR	Arenisca	Cuarzosa, gris clara, translúcida, transparente, friable a moderadamente consolidada, en partes suelta, grano fino a muy fino, en partes grano medio, sub-redondeado a sub-angular, regular selección, matriz argilácea, no visible cemento, porosidad no visible con inclusiones glauconíticas. En partes con manchas puntuales de hidrocarburo café oscuro, Fluorescencia natural amarilla pálida, Fluorescencia al corte rápido blanco lechoso en corrientes, Fluorescencia residual amarilla clara, Anillo residual no visible en luz natural. Pobre manifestación de hidrocarburos.	(9660'– 9814') PM (8868'– 8966') PVV (7988'– 8086') SSPVV
	Lutita	Gris oscura, negra, moderadamente dura a firme, sub-fisil, laminar, en partes planar, quebradiza, textura lisa, micropirítica, no calcárea	
	Caliza	Empaquetada, gris clara, crema, menor blanca, gris moteada con crema, moderadamente dura a dura, sub-bloque a bloque, microcristalina, no visible porosidad	
ARENISCA U INFERIOR	Arenisca	Cuarzosa, café clara, translúcida, transparente, suelta a friable, de grano fino a medio, menor grano grueso, sub-angular a sub-redondeado, pobre selección, no visible matriz y cemento, porosidad no visible. Con manchas de hidrocarburo café oscuro, Fluorescencia natural amarilla pálida, Fluorescencia al corte rápido blanco lechoso en nubes y corrientes, Fluorescencia	(9510'– 9609') PM (9210'– 9309') PVV (8327'–8426') SSPVV

		residual amarilla verdosa clara, Anillo residual no visible. Pobre manifestación de hidrocarburos	
	Lutita	Negra, gris oscura, moderadamente dura, sub-físil a físil, laminar, en partes planar, quebradiza, textura lisa, micropirítica, no calcárea	
CALIZA B	Caliza	Gris, crema, menor blanca, gris moteada con crema, moderadamente dura a dura, sub-bloque a bloque, empaquetada, no visible porosidad	(9990'–10021') PM (9082'–9102') PVV (9962'–8222') SSPVV
	Lutita	Negra, gris oscura, firme a moderadamente dura, sub-planar a planar, sub-laminar a laminar, quebradiza, sub-físil a físil, alargada, textura lisa y terrosa, no calcárea.	
ARENISCA T SUPERIOR	Arenisca	Cuarzosa, gris clara, translúcida a sub-translúcida, friable a moderadamente consolidada, grano fino a muy fino, sub-redondeado a redondeado, buena selección, matriz argilácea, cemento calcáreo, porosidad no visible, con inclusiones de glauconita. No visible manchas. Fluorescencia natural amarillo oscuro, Fluorescencia al corte lento blanco amarillento en corrientes, Fluorescencia residual amarillo verdoso claro, Anillo residual no visible. Pobre manifestación de hidrocarburos	(10021'–10110') PM (9102'–9159') PVV (8222'–8279') SSPVV
	Lutita	Negra, gris oscura, firme a moderadamente dura, sub-planar a planar, sub-laminar a laminar, quebradiza, sub-físil a físil, alargada, textura lisa y terrosa, no calcárea	
ARENISCA T INFERIOR	Arenisca	Cuarzosa, clara, translúcida a sub-translúcida, suelta, grano fino a medio, menor grano grueso, sub-redondeado a sub-angular, regular a pobre selección, no visible matriz y cemento, porosidad no visible. Trazas de hidrocarburos	(10110'–10336') PM (9159'–9292') PVV (8222'–8412') SSPVV
	Lutita	Gris oscura, café grisácea, menor negra, firme a moderadamente dura, sub-planar a planar, sub-laminar a laminar, quebradiza,	

		sub-físil a fisil, alargada, textura lisa y terrosa, no calcárea	
	Caliza	Café oscura, Gris oscura, moderadamente dura a dura, sub-bloque a bloque, lodos, en parte empaquetada, no visible porosidad	
HOLLIN	Arenisca	Cuarzosa, clara, translúcida, transparente, suelta, grano fino a medio, sub-redondeado a sub-angular, regular selección, no visible matriz y cemento, porosidad no visible. Sin manifestación de hidrocarburo	(10336'–10410') PM (9292'– 9334') PVV (8412' –8454') SSPVV
	Lutita	Gris oscura, café grisácea, menor negra, firme a moderadamente dura, sub-planar a planar, sub-laminar a laminar, quebradiza, sub-físil a fisil, alargada, textura lisa y terrosa, no calcárea	

PROFUNDIDAD TOTAL @ 10410' PM / 9334' PVV.

CAPÍTULO 2

2.1. PROGRAMA DE PERFORACIÓN

El pozo direccional tipo Horizontal denominado ESPOL X-4H productor, localizado en el campo SECOYA, propuesto para producir de la formación U Inferior. La profundidad final fue alcanzada con el uso de motores de fondo estándar así como tecnología MWD de pulso positivo.

El pozo se perforara en 4 secciones:

- **Fase 26"**

La sección de 26" se perforó hasta 255 pies, bajando y cementando el revestimiento de 20" a 255 pies.

- **Fase 16"**

Según plan direccional es iniciar el **KOP** a los 1000 pies, construir a una tasa de 2°/100 pies en dirección 300°. Hasta alcanzar 15° de inclinación a 1750 pies. Generando una sección vertical negativa de

94 pies. Continuar perforando tangencialmente hasta 3800 pies. Desde donde se iniciara el **Drop Off** a una tasa de 1.5°/100 pies. Hasta verticalizar el pozo a los 4800 pies. Continuar perforando hasta el punto de Revestidor de 13 3/8" a 5302 pies de profundidad medida. Se realizará un viaje de acondicionamiento a las 36 horas de perforación hasta la zapata de 20" y luego regresara a fondo a continuar perforando hasta el punto de revestidor.

- **Fase 12 1/4"**

Se continuará perforando verticalmente el pozo hasta la profundidad planeada de 6500 pies. Y posteriormente construir a una tasa de 2.5°/pies.

Hasta 7878 pies y alcanzar los 34.5°. Profundidad a la cual se bajara revestidor de 9 5/8". Se perfora las formaciones Ortegua y Tiyuyacu.

Se bajará un nuevo ensamblaje para continuar perforando verticalmente el pozo hasta la profundidad de 6500 pies MD, para realizar el KOP#2, y construir inclinación a razón de 2.5°/100', con un azimuth de 111.18°, hasta llegar a la profundidad de 7878 pies MD, profundidad planeada para el asentamiento del revestimiento de 9 5/8.

Se continuará con un ensamblaje para seguir construyendo inclinación a razón de $2.5^{\circ}/100'$, con un azimuth de 111.18° , hasta llegar a la profundidad de 7878 pies MD, profundidad planeada para el asentamiento del revestimiento de $9\ 5/8$.

- **Fase $8\ 1/2''$**

En esta Corrida se pretende perforar toda la sección de $8\ 1/2''$, construyendo inclinación a razón de $2.5^{\circ}/100'$, con un azimuth de 111.18° , hasta la profundidad de 8620 pies MD, a partir de esta profundidad se mantendrá una tangente hasta la profundidad final, atravesando la arenisca U Inferior, objetivo del pozo piloto.

Se acondicionará el hoyo para la bajada de liner de $7''$.

Las propiedades de lodo de perforación utilizado en cada sección del pozo ESPOL X-4H se especifican en las tablas: Tabla 10, Tabla 11 y Tabla 12. Mientras que el esquema del pozo y las brocas de perforación utilizadas en el mismo, se especifican en la Figura 4 y en la Tabla 13 respectivamente.

Tabla 10
Propiedades del lodo agujero superficial.

Propiedades	Límites del programa
Densidad (lpg)	8,4 – 10,2
Viscosidad (seg/qt)	28 – 45
pH	8,0 – 9,0
PV (cP)	Mínimo Posible
YP (lb/100 pie ²)	15 – 25
Arena (%)	< 0,5
S.B.G. Corregidos (%)	< 10
MBT (lb/bbl)	20 – 35 (Mín. Posible)
Calcio (ppm)	1000 - 2000

Fuente: Programa fluidos de perforación Q-Max

Tabla 11
Propiedades del lodo agujero intermedio.

Propiedades	Límites del programa
Densidad (lpg)	10,0 – 10,4
Viscosidad (seg/qt)	30 – 70
Ph	9,0 – 9,5
6 rpm	7 – 13
PV (cP)	Mínimo Posible
YP (lb/100 pie ²)	15 – 25
Filtrado (ml /30 min)	6 -8
Arena (%)	< 0.5
S.B.G. Corregidos (%)	< 8
MBT (lb/bbl)	< 20 (Mín. Posible)
Calcio (ppm)	< 200

Fuente: Programa fluidos de perforación Q-Max

Tabla 12
Propiedades del lodo agujero producción.

Propiedades	Límites del programa
Densidad (lpg)	9,8 – 10, 2
Viscosidad (seg/qt)	30 – 70
pH	9,0 – 9,5
6 rpm	7 – 13
PV (cP)	Mínimo Posible
YP (lb/100 pie2)	15 – 25
Filtrado (ml /30 min)	6 -8
Arena (%)	< 0.5
S.B.G. Corregidos (%)	< 8
MBT (lb/bbl)	< 20 (Mín. Posible)
Calcio (ppm)	< 200

Fuente: Programa fluidos de perforación Q-Max

Tabla 13
Programa de Brocas del Pozo ESPOL X-4H

Intervalo	Formación	Diámetro Hueco	Litología	Broca	Tipo Broca
0' – 5302'	Terciario Indiferenciado	16"			Tricónica
	Ti				
	Orteguaza			12 1/4"	
Tiyuyacu	5302' – 7878'				
Tena					
7878' – 8620'	Napo	8 1/2"			
	Hollín				

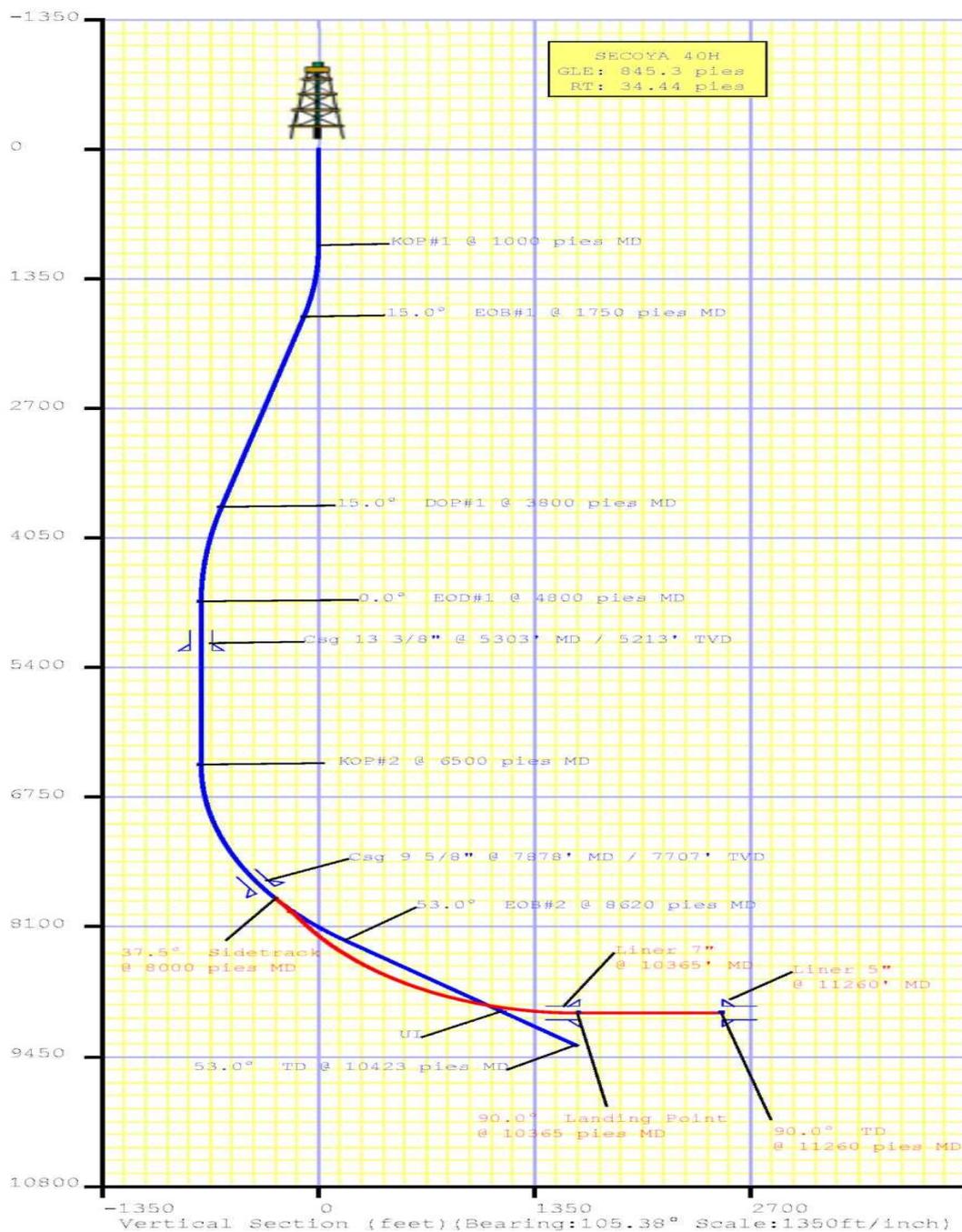


Figura 4. Esquema Del Pozo (Actual)

CAPÍTULO 3

3.1. DISEÑO DE TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

Para el diseño del revestimiento del pozo ESPOL X-4H debemos tomar en cuenta que la tubería estará sometida a tres esfuerzos:

- a) **Esfuerzo a la Tensión**, originado por el peso que ejerce la sarta.
- b) **Esfuerzo al Colapso**, originado por la presión de la columna hidrostática ejercida hacia la tubería.
- c) **Esfuerzo al Estallido**, originada por la presión del fluido en el interior de la tubería.

Todos estos esfuerzos son considerados en el “**Método de ensayo y error con factor de flotación**”.

Consideraciones:

- Se utilizará el método de ensayo y error con factor de flotación.
- Tipo de Unión. Rosca Buttress (BTC)

- Para los factores de seguridad de las fuerzas de tensión, compresión y estallido se usará los mismos que son usados por Petroecuador en el Oriente Ecuatoriano.

Factores de Seguridad:

Colapso: $C = 1.125$

Tensión: $T=2.0$

Estallido: $E=1.0$

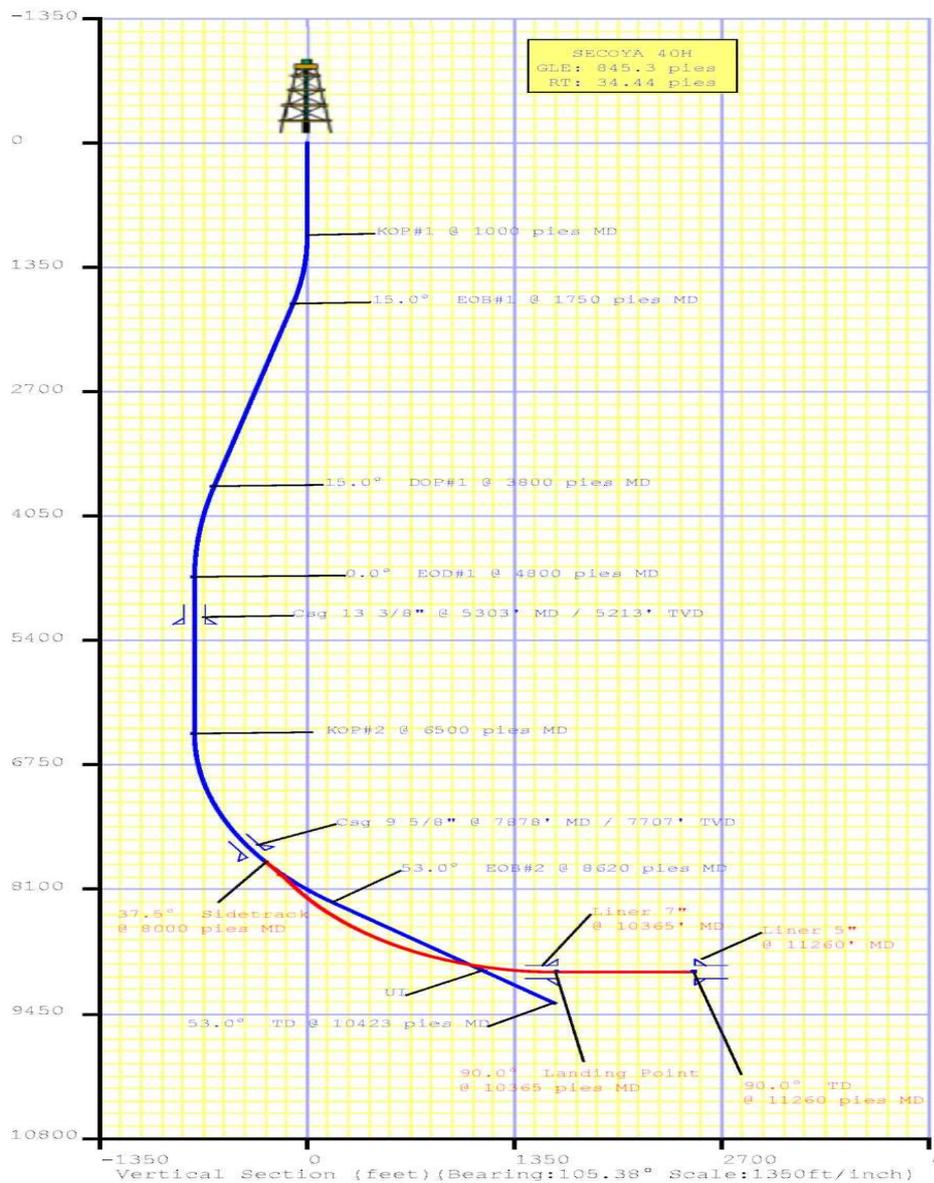


Figura 3.2. Diseño Propuesto

Tabla 14
Profundidad Estimada De Asentamiento De Revestidores Pozo ESPOL
X-4H

TIPO REVESTIDOR	DIAMETRO		PROFUNDIDAD		ANGULO DE DESVIO
	BROCA (PULG)	EXTERNO DEL REVESTIDOR (PULG)	MD (PIES)	TVD (PIES)	
Conductor	26	20	255	255	
Superficial	16	13 3/8	5297	5209	13,77
Intermedio	12 ¼	9 5/8	7878	7719	34,54
Liner	8 ½	7	10410	9035	56.03

3.2. PROGRAMA DE DISEÑO DE TUBERÍA DE REVESTIMIENTO:

1. Presión Hidrostática por el fluido de Perforación ($P_{h_{fp}}$)

$$P_{h_{fp}} = 0.052 \times \rho_{fp} \times D(TVD) \text{ en psi.}$$

2. Presión de Colapso (P_c)

$$P_c = P_h * FSC \text{ en psi.}$$

3. Presión de Estallido (P_e)

$$P_e = P_f \times FSE \text{ en psi.}$$

4. Factor de Flotación (FF)

$$FF = [1 - (0.015 \times \rho_{fp})]$$

5. Profundidad del Punto Neutro (PDN)

$$DPN = D(MD) \times [1 - (0.015 \times \rho_{fp})]$$

6. Peso Sarta de Revestimiento

$$W_{TR} = Longitud(pies) \times PesoTuberia \text{ (lbs/pie)}$$

3.2.1. Diseño de Revestimiento Superficial de 13 3/8”:

Diámetro externo = 13 3/8”

Densidad del fluido = 10.2 lpg

Ps = Ph

1. Calculamos los factores que intervienen en el diseño:

a) Cálculo de Presión de formación

$$P_f = G_f \times D(TVD)$$

$$P_f = 0.48 \frac{psi}{ft} \times 5209 ft = 2500.32 psi$$

b) Cálculo de Presión hidrostática

$$P_h = 0.052 \times \rho \times D(TVD)$$

$$P_h = 0.052 \times 10.2 \frac{lb}{gal} \times 5209 ft = 2762.85 psi$$

c) Cálculo de Presión de Colapso

$$P_c = P_h * FSC$$

$$P_c = 2984.56 psi * 1.125 = 3108.21 psi$$

d) Cálculo de Presión de Estallido

$$P_e = P_f \times FSE$$

$$P_e = 2500.32 \text{ psi} \times 1.0 = 2500.32 \text{ psi}$$

e) Cálculo de Profundidad del punto neutro

$$DPN = D(MD) \times [1 - (0.015 \times \rho)]$$

$$DPN = 5297 \text{ ft} \times [1 - 0.015 \times (10.2 \text{ lb/gal})] = 4486.56 \text{ ft} \approx 4487 \text{ ft}$$

2. Buscamos el tipo de tubería que resiste la presión de colapso obtenida.

Tabla 15
Características Casing 13 3/8" C-95, 72 lb/ft

OD (pulg.)	ID (pulg.)	Rc (psi)	Re (psi)	Rt (x1000lb.)
13.375	12.347	2820	6390	1893

La tubería C-95, 72 lb/ft. resiste una presión al colapso de 2820 psi. Como vemos la presión al colapso obtenida en los cálculos es mayor a la que esta tubería resiste pero siendo la C-95 de 72 lb/ft la de mayor presión al colapso en comparación con las demás tuberías usadas para un revestimiento de 13 3/8" y que además consta con la aprobación del API, escogemos esta tubería como la apropiada para el caso. Por otro lado, por ser un

revestimiento superficial, el efecto de colapso no afectará de sobremanera el diseño a esta profundidad.

3. Determinar el peso total del revestimiento superficial de 13 3/8" si se corre hasta superficie:

$$W_{TR} = DPN \times \text{peso nominal}$$

$$W_{TR} = 4487 \text{ ft} \times 72 \frac{\text{lb}}{\text{ft}} = 323064 \text{ lb}$$

Ahora comparamos el valor del peso total obtenido con el valor de la resistencia a la tensión de la tubería escogida para determinar si ésta resiste el peso de la sarta:

$$\frac{R_t}{FST} = \frac{1893000 \text{ lb}}{2.0} = 946500 \text{ lb}$$

Como el valor de $\frac{R_t}{FST}$ es mayor que el de W_{tr} entonces la tubería resiste por tensión y puede ser corrida sin problema hasta superficie.

4. Determinar la Resistencia al estallido de la tubería C-95, 72 lb/ft.

De acuerdo a la tabla 15 la resistencia al estallido de la tubería es 6390 psi. y la presión al estallido calculada es 2500,32 psi., por lo tanto la tubería resiste por estallido.

5. Determinar la cantidad de tubos utilizados en esta sección:

$$\#tubos = \frac{5297 \text{ ft}}{40 \text{ ft}} = 132.43 \approx 132$$

3.2.2. Diseño de revestimiento Intermedio de 9 5/8”:

Diámetro externo = 9 5/8”

Densidad del fluido = 10.3 lpg

Ps = Ph

1. Calculamos los factores que intervienen en el diseño:

a) Cálculo de Presión de formación

$$P_f = G_f \times D(TVD)$$

$$P_f = 0.48 \frac{\text{psi}}{\text{ft}} \times 7719 \text{ ft} = 3705.12 \text{ psi}$$

b) Cálculo de Presión hidrostática

$$P_h = 0.052 \times \rho \times D(TVD)$$

$$P_h = 0.052 \times 10.3 \frac{\text{lb}}{\text{gal}} \times 7719 \text{ ft} = 4134.3 \text{ psi}$$

c) Cálculo de Presión de Colapso

$$P_c = P_h \times FSC$$

$$P_c = 4134.3 \text{ psi} \times 1.125 = 4651.1 \text{ psi}$$

d) Cálculo de Presión de Estallido

$$P_e = P_f \times FSE$$

$$P_e = 3705.12 \text{ psi} \times 1.0 = 3705.12 \text{ psi}$$

e) Cálculo de Profundidad del punto neutro

$$DPN = D(MD) \times [1 - (0.015 \rho)]$$

$$DPN = 7878 \text{ ft} \times [1 - 0.015 \times (10.3 \text{ lb/gal})] = 6660.8 \text{ ft} \approx 6661 \text{ ft}$$

2. Buscamos el tipo de tubería que resiste la presión de colapso obtenida.

Tabla 16
Características Casing 9 5/8" N-80, 53.5 lb/ft

OD (pulg.)	ID (pulg.)	Rc (psi)	Re (psi)	Rt (x1000lb.)
9.625	8.535	6620	7930	1329

La tubería N-80, 53.5 lb/ft. resiste una presión al colapso de 6620 psi. por lo consiguiente, sirve para soportar la presión de colapso calculada.

3. Determinar el peso total del revestimiento intermedio de 9 5/8" si se corre hasta superficie:

$$W_{TR} = DPN \times \text{peso nominal}$$

$$W_{TR} = 6661 \text{ ft} \times 53.5 \text{ lb/ft} = 356363.5 \text{ lb}$$

Ahora comparamos el valor del peso total obtenido con el valor de la resistencia a la tensión de la tubería escogida para determinar si ésta resiste por tensión:

$$\frac{R_t}{FST} = \frac{356363.5lb}{2.0} = 178181.75lb$$

Como el valor de $\frac{R_t}{FST}$ es mayor que el de W_{tr} , entonces la tubería resiste por tensión y puede ser corrida sin problema hasta superficie.

4. Determinar la Resistencia al estallido de la tubería N-80, 53.5 lb/ft.

De acuerdo a la tabla 3.2 la resistencia al estallido de la tubería es 7930 psi. y la presión al estallido calculada es 3705.12 psi., por lo tanto la tubería resiste por estallido.

5. Determinar la cantidad de tubos utilizados en esta sección:

$$\#tubos = \frac{7878.ft}{40.ft} = 196.95 \approx 197$$

3.3. PROGRAMAS DE REVESTIMIENTO

Tabla 17
Programa de Revestimiento Actual

	Intervalo (ft)	Grado	Peso (lb/ft)	Número de tubos	Longitud (ft)
Superficial	0 – 5209	C-95	72	132	5209
Intermedio	0 – 7719	C-95	47	197	7719
Liner	7670 – 9035	C-95	26	69	1861

Tabla 18
Programa de Revestimiento Alterno

	Intervalo (ft)	Grado	Peso (lb/ft)	Número de tubos	Longitud (ft)
Superficial	0 – 5209	C-95	72	132	5209
Intermedio	0 – 7719	N-80	53.5	197	7719
Liner	7670 – 9035	N-80	29	69	1861

CAPÍTULO 4

4.1 DISEÑO DEL PROGRAMA DE CEMENTACION

1. Capacidad anular en *bbl/ft*

$$\text{Capacidad anular} = \left\{ \left[(OD_{broca})^2 - (OD_{casing})^2 \right] / 1029.4 \right\}$$

2. Capacidad interna en *bbl/ft*

$$\text{Capacidad interna} = \left[(ID_{casing})^2 / 1029.4 \right]$$

3. $V_{Interno}$ en bbl

$$V_{Interno} = \text{Capacidad interna} \times \text{Longitud interna seleccionada}$$

4. V_{Anular} en bbl

$$V_{Anular} = \text{Capacidad anular} \times \text{Longitud anular seleccionada}$$

5. Numero de Sacos en sks

$$\text{Número de Sacos} = V_T (ft)^3 / R_L (ft^3/sk)$$

6. Requerimiento total de agua (bbl)

$$R_{T\text{ agua}} = \frac{R_{\text{agua}} (gal/sks) \times \# \text{ sks}}{42 \text{ gal/bbl}}$$

*Longitud entre cople y zapata ($h_{c/z}$) = 40 ft

Nota: El exceso de cemento sólo se suma en el cálculo de volumen del espacio anular

4.1.1. Cementación de Revestimiento Superficial de 13 3/8"

Tabla 19
Datos Cementación Revestimiento Superficial

Lechada de Cabeza (A)			Lechada de Cola (G)			Exceso Cemento
Densidad (lpg)	Rendimiento (ft ³ /sks)	Tope (ft)	Densidad (lpg)	Rendimiento (ft ³ /sks)	Tope (ft)	
13.5	1.69	0	15.2	1.18	5209	25%
Requerimiento de Agua (gal/sks)						
8.87			5.21			

1. Capacidad anular en *bbl/ft*

$$\text{Capacidad anular} = \frac{[(\text{Diam hueco } 16")^2 - (\text{OD}_{\text{CSG } 13 \frac{3}{8}"})^2]}{1029.4}$$

$$\text{Capacidad anular} = \{[(16)^2 - (13.375)^2]/1029.4\}$$

$$\text{Capacidad anular} = 0.075 \text{ bbl/ft}$$

2. Capacidad interna en *bbl/ft*

$$\text{Capacidad interna} = [(16)^2/1029.4]$$

$$\text{Capacidad interna} = [(16)^2/1029.4]$$

$$\text{Capacidad interna} = 0.25 \text{ bbl/ft}$$

3. $V_{\text{Anular}} \equiv V_1$ en ft^3

$$V_1 = \text{Capacidad Anular} \times \text{Longitud Anular Seleccionada}$$

$$V_1 = 0.075 \text{ bbl/ft} \times 5209 \text{ ft} \times 5.615 \text{ ft}^3/\text{bbl}$$

$$V_1 = 2190.92 \text{ ft}^3$$

4. $V_{\text{hueco}} \equiv V_2 \text{ en } \text{ft}^3$

$V_2 = \text{Capacidad interna} \times \text{Longitud interna seleccionada}$

Longitud Interna seleccionada (Longitud entre cople y zapata ($h_{c/z}$)) = 40 ft

$$V_2 = 0.25 \text{ bbl/ft} \times 40 \text{ ft} \times 5.615 \text{ ft}^3/\text{bbl}$$

$$V_2 = 55.85 \text{ ft}^3$$

$$V_T = V_1 + V_2$$

$$V_T = 2190.92 \text{ ft}^3 + 55.85 \text{ ft}^3$$

$$V_T = 2246.77 \text{ ft}^3$$

5. Numero de Sacos en sks

$$\text{Número de Sacos} = V_T (\text{ft})^3 / R_L (\text{ft}^3/\text{sks})$$

$$\text{Número de Sacos} = \frac{2246.77 \text{ ft}^3}{1.69 \text{ ft}^3/\text{sks}}$$

$$\text{Número de Sacos} = 1329.45 \text{ Sks}$$

6. Exceso por Seguridad del 25%

$$1329.45 \text{ Sks} \times \frac{(100\% + 25\%)}{100\%} = 1661.81 \text{ Sks}$$

Nota: Por criterio personal, utilizar el 80% de los sacos totales en la lechada (lead) de relleno y 20% en lechada (tail) de cola.

$$7. \quad 1661.81 \text{ Sks} \times 80/100 = 1329.45 \text{ Sks}$$

$$1661.81 \text{ Sks} \times 20/100 = 332.36 \text{ Sks}$$

8. Volúmenes a Utilizar

I. Lechada de Relleno (lead) 13.5 lb/gal

$$V_t = \frac{1329.45 \text{ Sks} \times 1.69 \text{ ft}^3/\text{sk}}{5.615 \text{ ft}^3/\text{bbl}} = 400.13 \text{ bbl}$$

$$R_{T \text{ agua}} = \frac{1329.45 \text{ Sks} \times 8.87 \text{ gal/sks}}{42 \text{ gal/bbl}} = 280.76 \text{ bbl}$$

II. Lechada de Cola (tail)

$$V_t = \frac{332.36 \text{ Sks} \times 1.18 \text{ ft}^3/\text{sk}}{5.615 \text{ ft}^3/\text{bbl}} = 69.84 \text{ bbl}$$

$$R_{T \text{ agua}} = \frac{332.36 \text{ Sks} \times 5.21 \text{ gal/sks}}{42 \text{ gal/bbl}} = 41.22 \text{ bbl}$$

9. Volumen de Desplazamiento

Capacidad Casing 13 3/8", C-95, 72 lb./ft

$$C = \frac{ID^2}{1029.4} = \frac{12.347^2}{1029.4} = 0.148 \text{ bbl/ft}$$

Profundidad collar flotador, donde se asentará el tapón superior a 5253ft

$$V_D = 0.148 \text{ bbl/ft} \times 5253 \text{ ft} = 777.94 \text{ bbl lodo}$$

4.1.1.1. Secuencia Operacional de Revestimiento 13 3/8"

1. Circular el pozo por lo menos un ciclo completo al mayor caudal posible para limpiar el hoyo. Medir la eficiencia de las bombas del taladro.
2. Realizar reunión de seguridad y operativa durante la circulación del pozo. Discutir los procedimientos de manejo de la cabeza de cementación y/o maniobras que se vayan a realizar durante el trabajo de cementación.
3. Conectar cabeza de cementación y líneas de Well Services y probar línea a 3000 psi. El control de apagado de emergencia por presión se lo ajustará a 2500 psi después de haber realizado exitosamente la prueba de presión.

4. Revisar las presiones de circulación y compararlas con las simuladas. Si la presión esta dentro de los parámetros de simulación continuar con el trabajo caso contrario se recomienda seguir circulando.
5. Si la condiciones de hoyo son adecuadas, se recomienda iniciar con la optimización de la reología del lodo (PV=15/TY=17).
6. Iniciar a bombear la siguiente secuencia de fluidos:
 - MUDPUSH II @ 12.0 ppg 60 bbl @ 5 bpm
 - Lanzar tapón suave
 - Lechada Lead @ 13.5 ppg 361 bbl @ 5 bpm
 - Lechada Tail @15.2 ppg 95 bbl @ 5 bpm
7. Lanzar tapón duro y desplazar con 748 bbl de fluido como sigue:
 - Lechada Tail 3 bbl @ 3 bpm Bombas WS
 - Agua fresca 10 bbl @ 5 bpm Bombas WS
 - Lodo 720 bbl @ 8.5 bpm Bombas del taladro
 - Lodo 15 bbl @ 3 bpm Bombas del taladro

Máxima presión calculada @ 8.5 BPM 1450 psi. En caso de no asentar el tapón con el volumen de desplazamiento determinado antes de la operación, NO sobre desplazar más de la mitad del volumen entre la zapata y collar flotador.

8. Asentar el tapón con 500 psi arriba de la presión final de desplazamiento, mantener esta presión por un mínimo de 5 minutos.
9. Liberar la presión a los tanques de desplazamiento de Well Services para monitorear el funcionamiento del equipo de flotación. Contabilizar el volumen de fluido retornado.
 - El tiempo estimado de operación es de 03:30 hh:m
 - Máxima potencia requerida 296 hhp.
 - 12 horas para alcanzar 800 psi la lechada de esfuerzo a la compresión.

4.1.2. Cementación de Revestimiento Intermedio de 9 5/8"

Tabla 20
Datos Cementación Revestimiento Intermedio

Lechada de Cabeza (A)			Lechada de Cola (G)			Exceso Cemento
Densidad (lpg)	Rendimiento (ft ³ /sk)	Tope (ft)	Densidad (lpg)	Rendimiento (ft ³ /sk)	Tope (ft)	
13.5	1.69	0	15.8	1.16	7719	25%
Requerimiento de Agua (gal/sks)						
8.89			5.05			

1. Capacidad anular 1 (*csg* 13 3/8" – *csg* 9 5/8") en *bbl/ft*

$$\text{Capacidad anular 1} = \frac{[(ID_{csg\ 13\ 3/8''})^2 - (OD_{csg\ 9\ 5/8''})^2]}{1029.4}$$

$$\text{Capacidad anular 1} = \frac{[(12.347)^2 - (9.625)^2]}{1029.4}$$

$$\text{Capacidad anular 1} = 0.058\ \text{bbl/ft}$$

2. Capacidad anular 2 (*hueco* 12 1/4" – *csg* 9 5/8") en *bbl/ft*

$$\text{Capacidad anular 2} = \frac{[(\text{Diametro hueco } 12 \frac{1}{4}'')^2 - (OD_{\text{csg } 9 \frac{5}{8}''})^2]}{1029.4}$$

$$\text{Capacidad anular 2} = \frac{[(12.25)^2 - (9.625)^2]}{1029.4}$$

$$\text{Capacidad anular 2} = 0.055 \text{ bbl/ft}$$

3. Capacidad interna en *bbl/ft*

$$\text{Capacidad interna} = [(\text{Diametro hueco } 12 \frac{1}{4}'')^2 / 1029.4]$$

$$\text{Capacidad interna} = [(12.25)^2 / 1029.4]$$

$$\text{Capacidad interna} = 0.145 \text{ bbl/ft}$$

4. $V_{\text{csg } 13 \frac{3}{8}'' - \text{csg } 9 \frac{5}{8}''} \equiv V_1$ en ft^3

$$V_1 = \text{Capacidad Anular 1} \times \text{Longitud Anular Seleccionada}$$

$$V_1 = 0.058 \text{ bbl/ft} \times 5209 \text{ ft} \times 5.615 \text{ ft}^3/\text{bbl}$$

$$V_1 = 1699.32 \text{ ft}^3$$

5. $V_{\text{hueco } 12 \frac{1}{4}'' - \text{csg } 9 \frac{5}{8}''} \equiv V_2$ en ft^3

$$V_2 = \text{Capacidad Anular 2} \times \text{Longitud Anular Seleccionada}$$

$$V_2 = 0.055 \text{ bbl/ft} \times (7719 - 5209) \text{ ft} \times 5.615 \text{ ft}^3/\text{bbl}$$

$$V_2 = 786.17 \text{ ft}^3$$

6. $V_{\text{hueco } 12 \frac{1}{4}''} \equiv V_3$ en ft^3

$V_3 = \text{Capacidad interna} \times \text{Longitud interna seleccionada}$

Longitud Interna seleccionada (Longitud entre cople y zapata ($h_{c/z}$)) = 40 ft

$$V_3 = 0.145 \text{ bbl/ft} \times 40 \text{ ft} \times 5.615 \text{ ft}^3/\text{bbl}$$

$$V_3 = 32.74 \text{ ft}^3$$

$$V_T = V_1 + V_2 + V_3$$

$$V_T = 1699.32 \text{ ft}^3 + 786.17 \text{ ft}^3 + 32.74 \text{ ft}^3$$

$$V_T = 2518.24 \text{ ft}^3$$

7. Numero de Sacos en sks

$$\text{Número de Sacos} = V_T (\text{ft})^3 / R_L (\text{ft}^3/\text{sks})$$

$$\text{Número de Sacos} = \frac{2518.24 \text{ ft}^3}{1,69 \text{ ft}^3/\text{sks}}$$

$$\text{Número de Sacos} = 1490.08 \text{ Sks}$$

8. Exceso por Seguridad del 25%

$$1490.08 \text{ Sks} \times \frac{(100\% + 25\%)}{100} = 1862.60 \text{ Sks}$$

Nota: Por criterio personal, utilizar el 80% de los sacos totales en la lechada (lead) de relleno y 20% en lechada (tail) de cola.

$$9. \quad 1862.60 \text{ Sks} \times 80/100 = 1490.08 \text{ Sks}$$

$$1862.60 \text{ Sks} \times 20/100 = 372.52 \text{ Sks}$$

10. Volúmenes a Utilizar

I. Lechada de Relleno (lead) 13.5 lb/gal

$$V_t = \frac{1490.08 \text{ Sks} \times 1.69 \text{ ft}^3/\text{sk}}{5.615 \text{ ft}^3/\text{bbl}} = 448.48 \text{ bbl}$$

$$R_{T \text{ agua}} = \frac{1490.08 \text{ Sks} \times 8.89 \text{ gal/sks}}{42 \text{ gal/bbl}} = 315.40 \text{ bbl}$$

II. Lechada de Cola (tail)

$$V_t = \frac{372.52 \text{ Sks} \times 1.16 \text{ ft}^3/\text{sk}}{5.615 \text{ ft}^3/\text{bbl}} = 76.95 \text{ bbl}$$

$$R_{T \text{ agua}} = \frac{372.52 \text{ Sks} \times 5.05 \text{ gal/sks}}{42 \text{ gal/bbl}} = 44.79 \text{ bbl}$$

11. Volumen de Desplazamiento

Capacidad Casing 9 5/8", N-80, 53.5 lb./ft

$$C = \frac{ID^2}{1029.4} = \frac{8.535^2}{1029.4} = 0.0707 \text{ bbl/ft}$$

Profundidad collar flotador, donde se asentará el tapón superior a 7838 ft

$$V_D = 0.0707 \text{ bbl/ft} \times 7838 \text{ ft} = 554.66 \text{ bbl lodo}$$

4.1.2.1. Secuencia Operacional de Revestimiento 9 5/8"

1. Con el casing en el fondo, circular el pozo por lo menos un ciclo completo al mayor caudal posible (mínimo a 8.5 bpm y máximo 10 bpm) hasta verificar que el hoyo está limpio y no hay retorno de recortes a zarandas.
2. Acondicionar el lodo para tener un TY, no mayor a 18 lbf/100 ft². Medir la eficiencia de las bombas del taladro.
3. Verificar la compresibilidad del lodo y ajustar desplazamiento de acuerdo a compresibilidad.
4. Realizar reunión de seguridad y operativa durante la circulación del pozo.
5. Conectar cabeza de cementar y líneas de Well Services y probar línea con 3500 psi.
6. Bombear la siguiente secuencia de fluidos:
 - Agua @ 8.3 ppg 10 bbl @ 4- 5 bpm
 - Lanzar tapón de fondo

- Espaciador ScavengerPlus @ 12.3 ppg 60 bbl @4-5 bpm
- Lechada de Llenado @ 13.5 ppg 28 bbl @4- 5 bpm
- Lechada Tail @ 15.8 ppg 34 bbl @ 4-5 bpm

7. Lanzar tapón de tope y desplazar con 573 bbl de fluido como sigue:

- Tail Slurry 3bbl @ 3 bpm Bombas Well Services
- Agua fresca 10 bbl @ 5 bpm Bombas Well Services
- Lodo 545 bbl @ 8.5 bpm Bombas del taladro
- Lodo 15.0 bbl @ 3 bpm Bombas del taladro

En caso de no asentar el tapón con el volumen de desplazamiento determinado antes de la operación. Se deberá tomar en cuenta la compresión del lodo medida en locación y no se sobre desplazará más de la mitad del volumen entre la zapata y collar flotador. La presión esperada máxima de trabajo es 1150 psi a 8.5 BPM y antes del asentamiento es de 850 PSI @ 3BPM.

8. Asentar el tapón con 500 psi arriba de la presión final de desplazamiento, mantener esta presión por un mínimo de 5 minutos.
9. Liberar la presión a los tanques de desplazamiento de Well Services para monitorear el funcionamiento del

equipo de flotación. Contabilizar el volumen de fluido retornado.

- En caso de falla del equipo de flotación se debe intentar dos veces bombear la cantidad de lodo retornado a la unidad y en caso de falla bombear el volumen retornado y mantener presión (cerrando válvulas de la cabeza) hasta fragüe de cemento.
- El tiempo estimado de operación es de 2:14 hh: mm.
- HHP requeridos: ~238 HHP
- Esperar por fragüe de cemento (WOC) 12 horas para empezar a perforar la siguiente sección.

CAPÍTULO 5

5.1. INFORMACION SOBRE EL LINER DE PRODUCCION

LINER Y COLGADORES DE LINER

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

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

DEFINICIÓN DE LINER

Se define al liner como sarta de revestimiento o tubería corta con su tope por debajo de la superficie del pozo. En la mayoría de los casos

es suspendido en un revestimiento anterior por medio de un Colgador.

Las liners no se corren hasta la superficie, solo se cementan en el fondo a una profundidad predeterminada con un traslape entre las tuberías.

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

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

Aplicaciones de Colgadores de Liner

- Drilling Liner
- Production Liner
- Conventional Screen
- Expandable Screen
- Large monobore
- Permanent Packer
- Scab Liner
- Casing Patch

- Slotted Liner
- Combined Cemented and Slotted Liner/Screen
- Deepwater close tolerance casing design

Perforando con un Colgador de Liner Expandible (Expandable Liner Hanger) ELH

EL uso de un colgador de liner expandible como una herramienta de perforación ofrece numerosas ventajas y elimina o reduce varios de los riesgos asociados con el uso del sistema de liner convencional.

EL colgador de Liner Expandible ha demostrado que proporciona múltiples ventajas sobre los colgadores convencionales.

Los colgadores de liner proporcionan dos funciones claves:

- Mantener el peso del liner por debajo del colgador.
- Aislar la presión diferencial sobre y debajo del liner.

Los métodos convencionales para correr liner requieren perforar través del reservorio, a menudo induciendo pérdidas en los intervalos depletados, extrayendo fuera del hoyo a una tasa controlada y finalmente corriendo el liner – experimentando nuevamente pérdidas potenciales. Los sistemas de colgadores de liner convencionales a menudo no permiten girar el liner. En algunos casos, el sistema

convencional de colgador de liner es utilizado para rotar o perforar, pero a menudo a expensas de no correr se desliza.

Un Colgador de Liner Expandible permite colgar el liner y el elemento de asentamiento en un solo paso, eliminando un trabajo de squeeze o un viaje adicional para un packer superior para el liner. Las experiencias realizadas en estas operaciones nos muestran que este también puede ser perforado minimizando el tiempo de la formación expuesta y reduciendo pérdidas. Ni que decir, este método utiliza el liner como parte de la sarta de perforación, eliminando la necesidad de un motor de lodo, que a su vez permite al liner perforar a tasas de flujo más bajas con bajas densidades equivalentes de circulación asociadas (ECD equivalent circulating densities).

Expandible vs Convencional

Mientras que el colgador de liner convencional trabaja con una serie de complejas partes móviles, el colgador de liner expandible es un sencillo diseño que tiene una doble funcionalidad como: colgador y packer. Los elementos elastoméricos unidos al diámetro externo del cuerpo del colgador, hacen un sello impermeable de gas contra la pared del casing y toman la carga del peso del liner. Este sello se usa mediante el uso de la presión aplicada a empujar

hidráulicamente un cono hacia debajo de un mandril, expandiendo hacia afuera del cuerpo del casing.

El sistema expandible se corre de manera similar al liner convencional con algunas diferencias claves, la mas notable es que el liner es cementado antes de asentar el colgador, como el colgador proporciona aislamiento hidráulico cuando esta asentado.

Características de un colgador de Liner Expandible:

- No hay partes móviles en el ensamble colgador/empacadura.
- Expande colgador/empacadura hidráulicamente de arriba hacia abajo.
- Requiere relativa baja presión para activar y expandir.
- Estallido & Colapso calculados post expansión del cuerpo.
- Mediciones de presión o volumen indican el final del proceso de expansión.
- Rotación/reciprocación durante el acondicionamiento y cementación del hoyo.
- Elimina posible pasaje de fuga.
- Provee capacidad de perforación y rimado.
- Elimina la presión de surgencia sobre la formación cuando se expulsa el asiento bola.

TruForm Expandable Liner Hanger

Weatherford presenta el sistema de liner TruForm después de numerosas pruebas y mejoras se aseguraron que sería más confiable, más fuerte, libre de riesgo y que realmente se presenta como ningún otro sistema de colgadores de liner expandible actualmente existente

Características:

- Junk Bonnet balanceado
- Sellos redundantes
- Secciones de anclaje aislado de presión
- Cumple cono
- El mismo diferencial de alta presión encima y por debajo de los elementos
- Compatible con dos tapones de cementación

Sistema apto para propósito

Tiene como propósito una máxima eficiencia y seguridad.

Características

Usando tecnología de acero expandible, el colgador de liner TRU-FORM es precisamente ingeniería y construido de un espesor

amurallado. El cuerpo es de una pieza para proveer un rendimiento superior. El diseño del cuerpo sólido integra y protege de anclaje independiente y de secciones de sellado que lo diferencia significativamente de uno u otro sistema expandible en el mercado.

Adicionalmente después de la expansión, el cuerpo más grueso de la pared puede manejar las mismas altas presiones por arriba o por debajo de los elementos. Combinado con la explosión de altura y clasificaciones de colapso, el sistema TruForm provee un mayor rendimiento.

Instalación realmente fiable

El sistema Truform es mecánicamente menos complicado que la de cualquier otro sistema colgador expandible de liner. Este sistema reduce los riesgos de instalación y tiene un procedimiento de instalación simplificado disminuyendo la posibilidad de error humano. El cuerpo de Truform no tiene partes móviles, ni deslizables, ni cilindros, ni conos y ni elementos expuestos al anillo el cual puede ser dañado durante la corrida dentro del pozo.

Los procedimientos de instalación son muy sencillos para que se pueda girar en el agujero y llegar fácil al fondo del problema. Se mantiene conectado al liner durante el acondicionamiento y la cementación, luego se presuriza, desconecta y listo. La ventaja de

ser capaz de rotar y oscilar, mejora significativamente el trabajo de cementación.

Servicio clave del rendimiento de la tubería

Alta fiabilidad en la expansión del cono

El rendimiento de aislamiento del packer es mejorado con la patente del sistema, de una sola pieza, autoajustables, cono de expansión compatible. Este cono garantiza un total de 360 grados radiales OD contactando los insertos de suspensión y los elementos de empaque con el casing. Provee una expansión uniforme, con una mayor fiabilidad a baja presión y no presión de las puntas que los diseños de cono segmentados.

Protección exclusiva de los escombros

La patente de Junk Bonnet balanceado, proporciona un valor excepcional y de confiabilidad mediante el aislamiento de las herramientas de corrida, en un fluido de limpieza, durante la instalación del sistema de liner Truform. Esta es la única barredora de escombros en el mercado, que ofrece una protección total de los escombros mientras corre en el hoyo cementando, rotando, reciprocando, asentando el colgador / packer y extrayendo el liner top.

Herramienta de corrida y sistema de expansión probada en el campo

Hemos integrado los conceptos herramientas de corrida y de expansión que tienen literalmente miles de corridas en las líneas existentes de productos Weatherford para garantizar la previsibilidad de instalación y fiabilidad.

El concepto de las herramientas de corrida, ha sido usado en los sistemas convencionales de colgado de liner durante muchos años. El collar y terminales de alto torque hacen a la corrida por debajo del colgador. Esta herramienta de corrida es suficientemente robusta como para rotar, raspar, empujar, tirar y perforar el liner hacia el fondo. Una vez que el cuerpo de Truform ha sido expandido, la corrida de tubería es liberada con una combinación de peso aplicado y presión. También tiene un mecanismo secundario de liberación rotando a la izquierda.

La expansión hidráulica de los cilindros esta basada en uno de los más fiables de la industria probada en campo. Con miles de corridas de campo, los cilindros hidráulicos convierte la presión aplicada en fuerza para activar el cono de expansión que expande el cuerpo colgador de liner de arriba hacia abajo.

Detalles de Tecnología:

- **Tecnología de Sólidos Expandibles**
 - Herramientas de expansión
 - Cuerpo de colgador/empacadura expandible

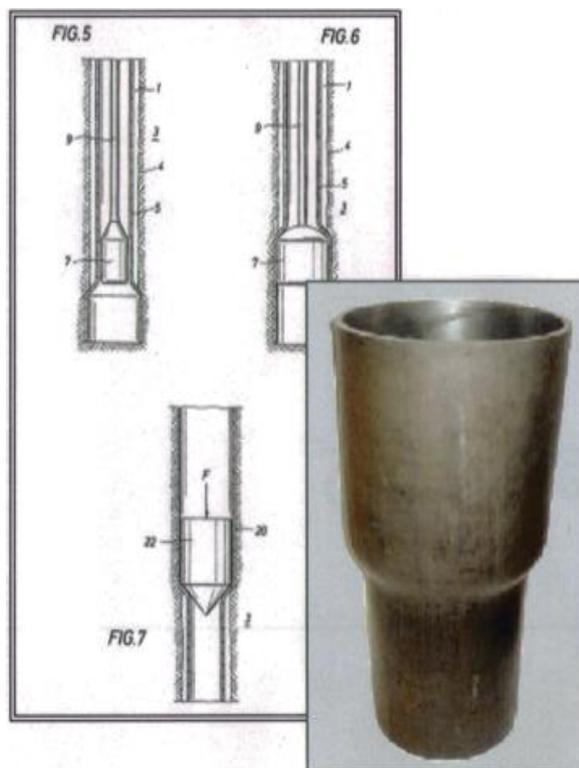


Figura 5.1 Tecnología de Sólidos Expandibles.

(2010 Weatherford)

- **Tecnología de colgadores de liner convencional**

- Cubierta de desperdicios
- Herramientas de Asentamiento
- Buje de cementación recuperable
- Tapones y dardos limpiadores
- Cuello Asentador
- Equipo de Flotación
- Cabeza de Cementación



Figura 5.2 Tecnología de Colgadores de Liner Convencional

(2010 Weatherford)



Figura 5.3 Componentes del Sistema

(2010 Weatherford)

EHL Receptáculo Pulido

- Se utiliza en el tope de todos los sistemas de colgadores expandibles
- Cubre las herramientas y las mantiene en un fluido limpio
- Provee receptáculo pulido para una segunda corrida or tie back packer
- Conexiones Premium



Figura 5.4 ELH Receptáculo Pulido

(2010 Weatherford)

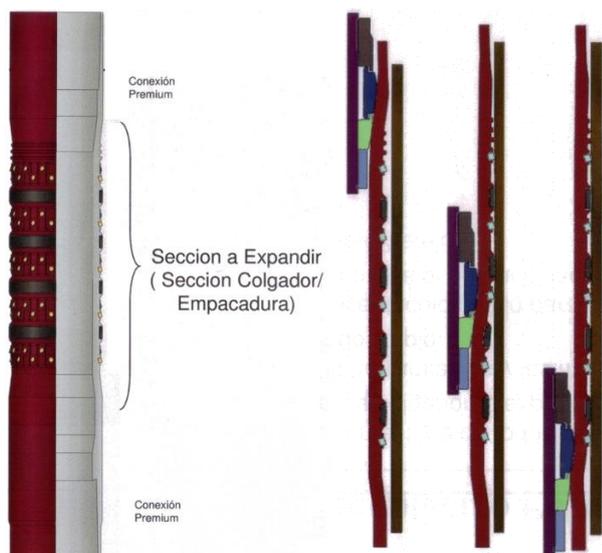


Figura 5.5 ELH Colgador/Empacadura

(2010 Weatherford)

ELH Niple de Corrida

- Perfil para Torque
- Perfil de corrida
- Perfil para buje de Cementación recuperable y sección pulida
- Conexiones Premium



Figura 5.6 ELH Niple de Corrida

(2010 Weatherford)

ELH Niple de Adaptación

- Adapta el sistema de colgador expandible a la revestidor de liner
- Provee una sección para las quijadas de la llave de revestidor
- Conexión Superior Premium

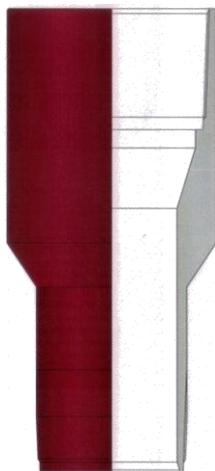


Figura 5.7 ELH Niple de Adaptación

(2010 Weatherford)



Figura 5.8 Componentes de Sistema

(2010 Weatherford)



Figura 5.9 Herramienta de Asentamiento

(2010 Weatherford)

Herramienta de Asentamiento – Cilindros

- Múltiples cilindros hidráulicos permiten altas fuerzas de expansión a baja presión
- Cilindros limitan la máxima carrera
- Volumen de fluido requerido para expandir puede ser medido y registrado
- Puertos de presión en mandril se comunican directamente con el cilindro para prevenir taponamiento con LCM y sólidos en el sistema de fluidos

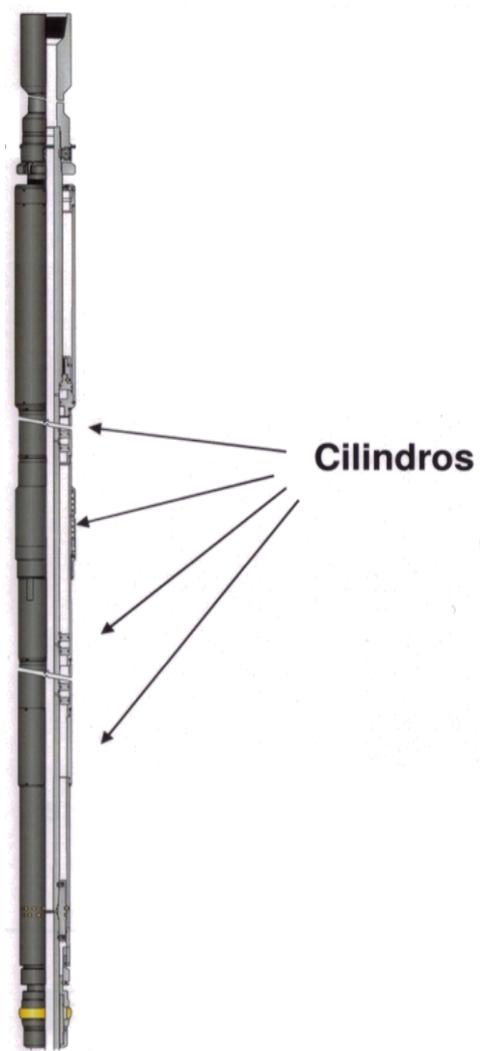


Figura 5.10 Herramienta de Asentamiento - Cilindros

(2010 Weatherford)

Herramienta de Asentamiento – (BJB™)

Balance Junk Bonnet (BJB™)

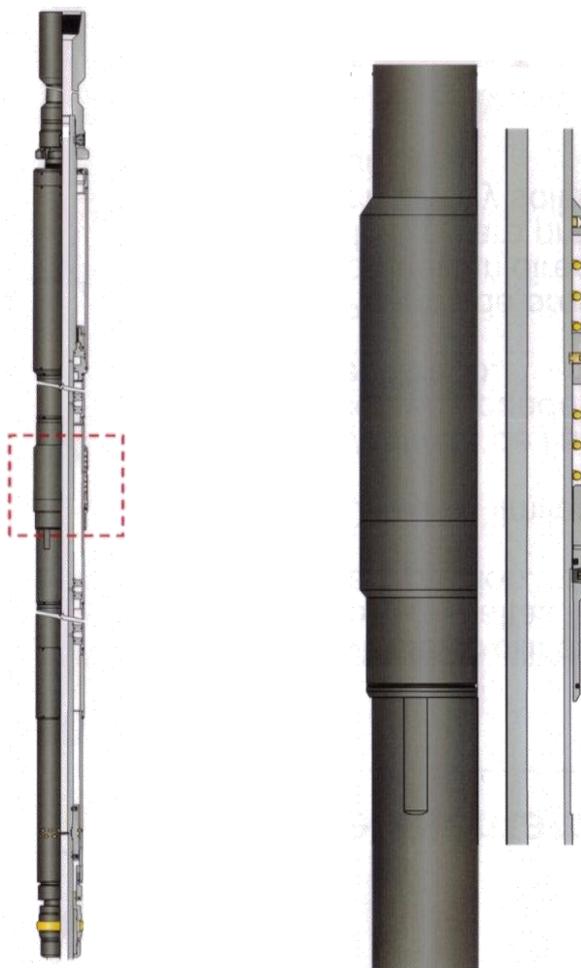


Figura 5.11 Herramienta de Asentamiento – (BJB™)

(2010 Weatherford)

Herramienta de Asentamiento

- Cono de Expansión
 - Cono Solido
 - Cono conformable

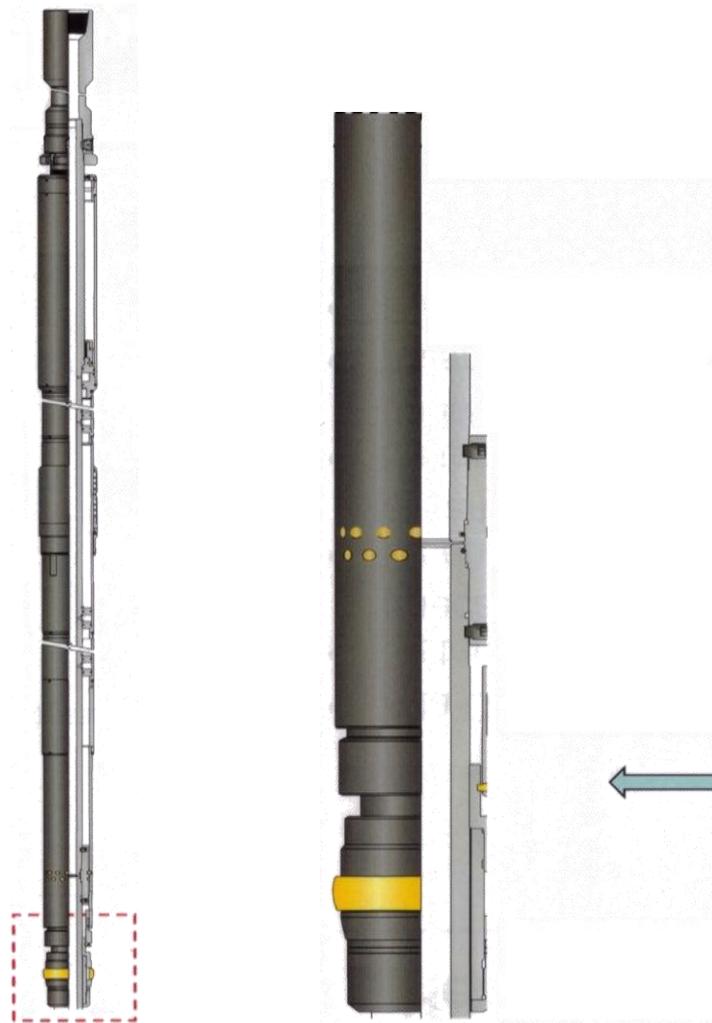


Figura 5.12 Herramienta de Asentamiento

(2010 Weatherford)

Herramienta de Corrida

- Alta capacidad de torque
- Sistema Secundario de liberación (mecánico)
- Diseño de perfil de corrida probado en el campo
- Sistema primario de liberación (hidráulico)
- Asiento de Bola Integral
- Puertos de drenaje Integral



Figura 5.13 Herramienta Corrida

(2010 Weatherford)

Sistema de Buje de Cementación

- Tubo pulido
- Buje de cementación recuperable
- Adaptador de tapón

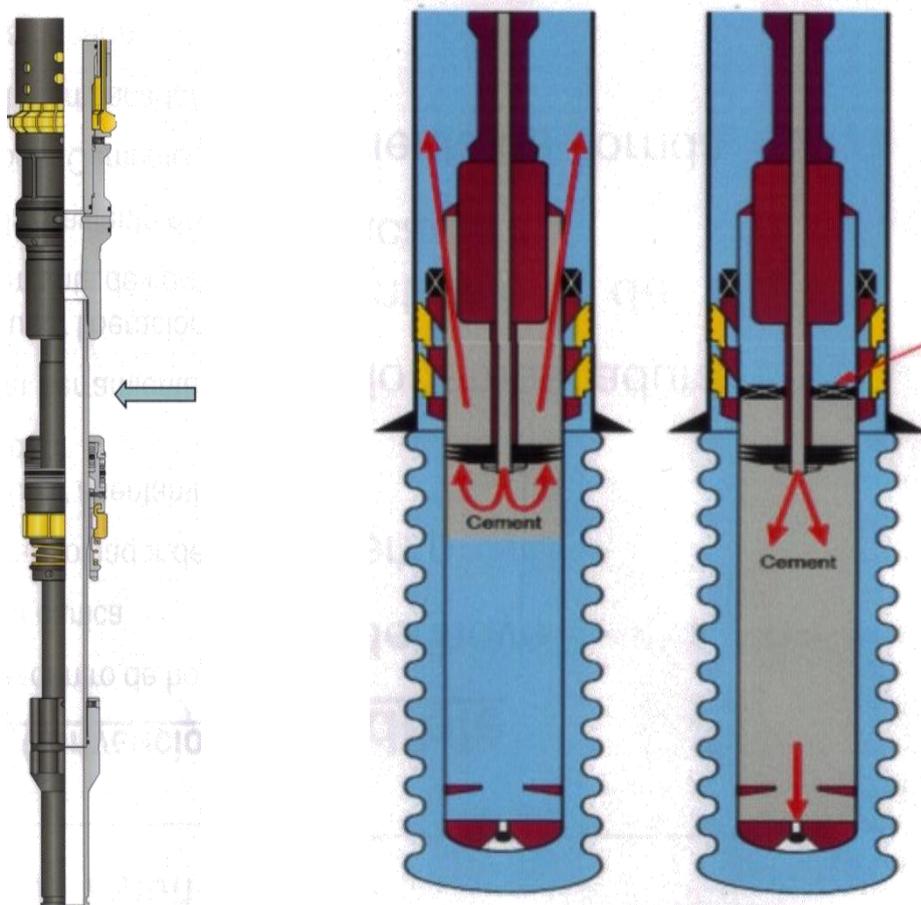


Figura 5.14 Sistema de Buje de Cementación

(2010 Weatherford)

Comparación de procedimientos de instalación

Sistema Convencional

1. Correr dentro de hoyo
2. Lanzar canica
3. Asentar colgador de liner
4. Chequear asentamiento de colgador
5. Liberar herramienta de corrida
6. Chequear liberación de herramienta de corrida
7. Expulsar asiento de bola
8. Bombear cemento
9. Asentar empacadura de tope
10. Sacar tubería

Sistema Expandible

1. Correr dentro del hoyo
2. Bombear cemento
3. Lanzar canica
4. Asentar colgador/empacadura
5. Chequear asentamiento de colgador/empacadura
6. Liberar herramienta de corrida
7. Sacar tubería

5.2. DISEÑO DEL LINER DE PRODUCCION

Diámetro externo = 7"

Densidad del fluido = 10.2lp/g

$P_s = P_h$

1. Calculamos los factores que intervienen en el diseño:

a) Cálculo de Presión de formación

$$P_f = G_f \times D(TVD)$$

$$P_f = 0.48 \frac{psi}{ft} \times 9035 ft = 4336.8 psi$$

b) Cálculo de Presión hidrostática

$$P_h = 0.052 \times \rho \times D(TVD)$$

$$P_h = 0.052 \times 10.3 \frac{lb}{gal} \times 9035 ft = 4839.15 psi$$

c) Cálculo de Presión de Colapso

$$P_c = P_h \times FSC$$

$$P_c = 4839.15 psi \times 1.125 = 5444.04 psi$$

d) Cálculo de Presión de Estallido

$$P_e = P_f \times FSE$$

$$P_e = 4336.8 psi \times 1.0 = 4336.8 psi$$

e) Cálculo de Profundidad del punto neutro

$$DPN = D(MD) \times [1 - (0.015 \rho)]$$

$$DPN = (10410 - 7670) ft \times [1 - 0.015 \times (10.3 \frac{lb}{gal})] = 2316.67 ft \approx 2317 ft$$

2. Buscamos el tipo de tubería que resiste la presión de colapso obtenida.

Tabla 21
Características Casing 7" N-80, 29 lb/ft

OD (pulg.)	ID (pulg.)	Rc (psi)	Re (psi)	Rt (x1000lb.)
7	6.184	7020	8160	746

La tubería N-80, 29 lb/ft. Resiste una presión al colapso de 7020 psi. por lo consiguiente, sirve para resistir la presión de colapso calculada.

3. Determinar el peso total del revestimiento de producción (liner) de 7" si se corre hasta superficie:

$$W_{TR} = DPN \times \text{peso nominal}$$

$$W_{TR} = 2317 \text{ ft} \times 29 \frac{\text{lb}}{\text{ft}} = 67193 \text{ lb}$$

Ahora comparamos el valor del peso total obtenido con el valor de la resistencia a la tensión de la tubería escogida para determinar si ésta resiste por tensión:

$$\frac{R_t}{FST} = \frac{746000 \text{ lb}}{2.0} = 373000 \text{ lb}$$

Como el valor de $\frac{R_t}{FST}$ es mayor que el de W_{tr} , entonces la tubería resiste por tensión y puede ser corrida sin problema hasta superficie.

4. Determinar la Resistencia al estallido de la tubería N-80, 29 lb/ft.
De acuerdo a la tabla 17 la resistencia al estallido de la tubería es 8160 psi. y la presión al estallido calculada es 4336.8 psi., por lo tanto la tubería resiste por estallido.
5. Determinar la cantidad de tubos utilizados en esta sección:

$$\# \text{ tubos} = \frac{2740 \text{ ft}}{40 \text{ ft}} = 68.5 \cong 69$$

5.3. CORRIDA DE LINER DE PRODUCCION

SECUENCIA OPERACIONAL GENERAL:

1. Chequeo de herramientas, chequear de cabezal de cementación, e instalar centralizadores
2. Contar el # de juntas casing 7" y realizar una reunión de seguridad, proceder a ensamblar la sarta de acuerdo a lo siguiente:

1	Float Shoe 7"
1	Liner 7"
1	Float Collar 7"
1	Liner 7"
1	Landing Collar
#	Liner 7" depende de la profundidad que deseamos alcanzar.
1	Expandable Liner Hanger Body 9 5/8" x 7"
1	Polished Bore Recepticle

3. Bajar la sarta con paradas de HWDP + DP 5", llenando cada 10 paradas y registrando pesos de subida y bajada además de volúmenes de llenado
4. Al llegar al zapato del casing de 9 5/8", realizar prueba de circulación.
5. Bajar en hoyo abierto, buscando puntos de apoyo, si no se encuentran.
6. Instalar cabeza de cementación y continuar circulando y reciprocando para acondicionar el hoyo.
7. Realizar reunión de seguridad y probar líneas de cementación.
8. Mezclar cemento y bombear lechada de cemento según programa, y lanzar dardo desde la cabeza de cementación.

9. Observar el enganche de tapones con su respectivo volumen y presión teórica y observar el asentamiento de tapones con el volumen y presión teórica.
10. Lanzar bola de asentamiento y esperar por 50 min.
11. Se realiza la expansión y generalmente se observar una subida de presión hasta 3900 PSI y luego caída de presión asegurando que el colgador ha expandido.
12. Liberar el setting tool con 50 KLBS de peso, se desconecta del colgador.
13. Cambiar de fluido por agua.

SECUENCIA OPERACIONAL DEL POZO ESPOL X-4H:

1. Actividad de taladro:

Viaje de calibración y toma de parámetros

Presión (PSI)	Caudal (BPM)	RPM	Torque (lb.ft)
350	4	10	8000
500	6	20	10 - 12000
800	8	30	10 – 12000
1000	10	40	10 - 12000
CON BOMBA	Peso arriba: 225 kips		Peso abajo: 200 kips
SIN BOMBA	Peso arriba: 225 kips		Peso abajo: 195 kips

Viaje de calibración y toma de parámetros en el @ TD: 10410 ft

Presión (PSI)	Caudal (BPM)	RPM	Torque (lb.ft)
500	4	10	12000
700	6	20	12 - 18000
1000	8	30	12 – 18000
1400	10	40	12 - 18000

CON BOMBA	Peso arriba: 320 kips	Peso abajo: 200 kips
SIN BOMBA	Peso arriba: 325 kips	Peso abajo: 210 kips

2. Chequeo de herramientas, se chequeó de cabezal de cementación, y se instalaron 16 centralizadores

3. Se contaron el # de juntas casing (62 juntas) 7" 26# BTC

Reunión de seguridad y, se uso tube lock para todas las conexiones del shoe track: 7" Shoe track: FS+Jt+FC+Jt+ LC, prueba equipo de Flotación OK. Se continua corriendo liner de 7" 26 ppf C-95 según tally, se lleva rosca a triangulo con 7,500 ft-lb

4. Se conecto el Colgador TruForm a la sarta de liner 7" 26 ppf, se circula para tomar parámetros mientras se llena PBR de agua.

Tomando parámetros:

Peso arriba 105 Kips Peso abajo 95 Kips

Presión (Psi)	BPM	GPM	Barriles bombeados
200	6	260	21.6
260	8	340	43.6
335	10	420	75.6

5. Se circula y registra parámetros en zapato de 9-5/8" @ 7878 ft

Presión (PSI)	Caudal (BPM)	RPM	Torque (lb.ft)
400	4	10	5000
550	6	20	8000
750	8	30	8000
1000	10	40	8000
CON BOMBA	Peso arriba: 245 kips	Peso abajo: 180 kips	
SIN BOMBA	Peso arriba: 250 kips	Peso abajo: 190 kips	

6. Profundidad @ 9450 se tienen apoyos pierde hasta 40 kips Stand #54, se conecta Top drive y avanza circulando a 3353 GPM @950 psi

CON BOMBA	Peso arriba: 310 kips	Peso abajo: 200 kips
------------------	-----------------------	----------------------

7. Profundidad @ 9697 ft se tienen apoyos pierde hasta 100 kips Stand #57, se conecta Top drive y circula a 440 GPM @1200 psi. No se obtiene avance.

Se trata de poner rotación controlada a la sarta varios intentos se avanza 3 ft hasta @ 9700 ft. Después de vario intentos con circulación y rotación. No se logra pasar la obstrucción.

Bombee píldora lubricante 50 bbl 10.2 ppg QMAX, se circula hasta el zapato y se realizan varios intentos trabajando la sarta sin ÉXITO

CON BOMBA	Peso arriba: 310 kips	Peso abajo: 200 kips
------------------	-----------------------	----------------------

8. EP Petroecuador, toma decisión de sacar el Liner a superficie y reacondicionar el hueco. POOH

9. Liner Assembly TruForm en superficie, no se presentan danos en elastómeros ni equipo de venta, se quiebra equipo y se envía a taller para mantenimiento.

10. Arma BHA de para acondicionar el hoyo y comienza a bajar.

11. Actividad de taladro:

Viaje de Calibración y toma de parámetros en el zapato @ 7878 ft

Presión (PSI)	Caudal (BPM)	RPM	Torque (lb.ft)
350	4	10	5000
550	6	20	6 - 8000
800	8	30	6 - 8000
1000	10	40	6 - 8000
CON BOMBA	Peso arriba: 225 kips		Peso abajo: 200 kips
SIN BOMBA	Peso arriba: 255 kips		Peso abajo: 195 kips

12. Se inicia bajada en hueco abierto con BHA de limpieza y se encuentran varios apoyos @9190 -9348 – 9365 – 9460 – 9697 ft, se repasan con circulación y rotación. Se trabaja sarta por 1 hora para pasar punto apretado 9700 ft.

13. Se repasar punto con problemas @ 9700 ft varias veces hasta lograr pasar sin bomba ni rotación.

14. Viaje de Calibración y toma de parámetros en el @ TD: 10410 ft

Presión (PSI)	Caudal (BPM)	RPM	Torque (lb.ft)
500	4	10	12000
700	6	20	15 - 20000
1000	8	30	15 - 20000
1300	10	40	15 - 20000
CON BOMBA	Peso arriba: 320 kips		Peso abajo: 200 kips
SIN BOMBA	Peso arriba: 325 kips		Peso abajo: 210 kips

15. Circulando y acondicionando pozo realizando Viaje Corto hasta zapato @ 7878 ft y repasando punto de apoyo, se lanza trazador de arroz para calcular Caliper actual del hoyo @ 8.8 in. Aprox.

16. POOH

17. Se contaron el # de juntas casing (66 juntas) 7" 26# BTC y se instalaron anillos de torque (Torque Max: 15000 lb-ft)

Reunión de seguridad.

18. Armando SHOE TRACK uso tube lock para todas las conexiones : Reamer Shoe+Jt+FC+Jt+ LC, prueba equipo de Flotación OK. Se continua corriendo liner de 7" 26 ppf C-95 según tally, se lleva torque de conexiones hasta 10.000 lb.ft

19. Se termina de correr casing 7" 26# 66 Jtas

Se conecto el Colgador TruForm a la sarta de liner 7" 26 ppf, se circula para tomar parámetros mientras se llena PBR de agua.

Tomando parámetros:

CON BOMBA	Peso arriba: 90 kips	Peso abajo: 90 kips
SIN BOMA	Peso arriba: 105 kips	Peso abajo: 100 kips
Presión (Psi)	BPM	GPM
200	6	260
290	8	240
350	10	420

20. Se circula y registra parámetros en zapato de 9 5/8 @ 7878 ft

Presión (Psi)	Caudal (BPM)	RPM	Torque (lb.ft)
400	4	10	5000
565	6	20	5 – 9000 lb-ft
860	8	30	5 – 9000 lb-ft

1000	10	40	5 – 9000 lb-ft
CON BOMBA	Peso arriba: 235 kips	Peso abajo: 190 kips	
SIN BOMBA	Peso arriba: 255 kips	Peso abajo: 200 kips	

21. Continua bajando en hueco abierto según Tally

22. Se presenta apoyo @ 9736 (-40 kips)

Conecta Top Drive y se intenta pasar con bomba a 336 GPM @ 900 psi sin éxito se decide empezar la rotación del Liner para avanzar a través de obstrucciones.

Limita Top Drive a 20000 lb.ft

Presión (Psi)	Caudal (BPM)	RPM	Torque (lb.ft)
800	6	50	13 - 18000
Peso Apoyado Shoe	Max: 10000 lb		Min: 5000 lb-ft

Se continúa bajando conectando cada parada con iguales parámetros de circulación y torque.

23. Parada #64: se conecta adicionalmente cabeza de cementación

Se continua avanzando con Cabeza de cementación conectada, Se procedió a rotar con 15000 ft-lb @ 50 RPM, se apoyan 5000 lbs de peso para avanzar con Liner circulando conectados 75 spm / 8 bpm @ 800 psi, peso abajo rotando 235 kips

Llega a TD @ 10410 ft se confirma fondo y levantan 2 ft de bolsillos, se procede a reciprocarse y circular en fondo.

24. Se circulo el pozo con cabeza conectada para acondicionar hoyo previo la cementación

Presión (Psi)	SPM	BPM	Strokes bombeados
1300	80	10	5000

Cia. SLB lanza trazador para confirma que se está circulando por zapato del Liner 7", trazador en zarandas en tiempo y strokes calculados se confirma circulación normal por zapato y prepara para cementar.

25. Comenzó mezcla de espaciadores con compañía cementadora SLB y prueba de líneas de presión 6000 psi OK.

Reunión Preoperacional de Cementación.

26. Comienza desplazamiento de colchones según programa de cementación SLB 5 bpm con presión de hasta 600 psi

27. Se desplazo cemento 96 barriles de lechada a 4 BPM @ 1000 psi

28. Se libera dardo de la cabeza de cementación, se confirma salida con el chismoso de la cabeza.

29. Confirma acople de dardo con LWP, se observa: corte 1260 psi, 3 BPM y 116 barriles desplazados.

30. Se confirma encastre de tapones en landing collar, se observa un incremento de presión hasta @1500 psi cuando se termina de desplazar 104 bbl del volumen del Liner. Confirma Back Flow 1.5 bbl, drena presión a cero

31. Se realizar expansión del Colgador incrementando presión a 0.5 bpm hasta 5000 psi, se mantiene presión por 5 min

32. Se drena presión a cero y aplica 100 kips de peso (60000 lb peso del Liner + 40000 lb)

Se aplica 2500 psi en directa con la unidad de cementación previo la liberación del Setting Tool.

Se libera presión a cero y comienza a tensionar hasta 350 kips.

Peso Libre arriba: 230 kips – Overpull: 320 kips.

Se confirma herramienta libre.

33. Circulando pozo en directa 10 bpm @ 2000 psi retornos limpios zarandas POOH.

34. Se retira running tool de la sarta de trabajo, herramienta no presenta WASHOUT ni daño alguno en superficie, sale completa

COMO TRABAJA EL FLUJO:

Steps 1 through 3

Key: **Red** denotes items that are a permanent part of the wellbore.
Black denotes installation tools.

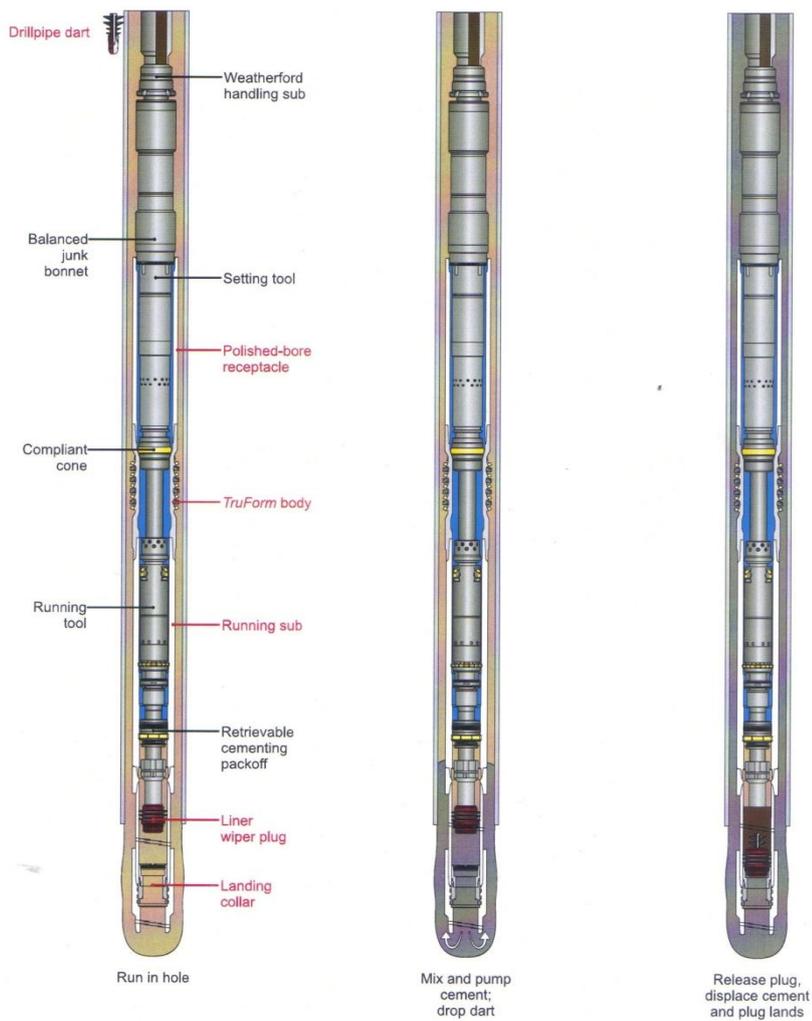


Figura 5.15 Como trabaja el flujo Cementación

(2010 Weatherford)

Steps 4 through 6



Figura 5.16 Como trabaja el flujo Cementación

(2010 Weatherford)

5.4. CEMENTACION DE LINER DE PRODUCCION

Tabla 22
Datos Cementación Liner

Lechada de Cabeza (A)			Lechada de Cola (G)			Exceso Cemento
Densidad (lpg)	Rendimiento (ft ³ /sk)	Tope (ft)	Densidad (lpg)	Rendimiento (ft ³ /sk)	Tope (ft)	
13.2	1.19	7670	14.5	1.12	9035	10%
Requerimiento de Agua (gal/sks)						
4.76			4.64			

1. Capacidad anular 1 (*csg 9 5/8" – liner 7"*) en *bbl/ft*

$$\text{Capacidad anular 1} = \frac{[(ID_{csg\ 9\ 5/8"})^2 - (OD_{liner\ 7"})^2]}{1029.4}$$

$$\text{Capacidad anular 1} = \frac{[(8.535)^2 - (7)^2]}{1029.4}$$

$$\text{Capacidad anular 1} = 0.023\ \text{bbl/ft}$$

2. Capacidad anular 2 (*hueco 8 1/2" – liner 7"*) en *bbl/ft*

$$\text{Capacidad anular 2} = \frac{[(\text{Diametro hueco } 8\ 1/2")^2 - (OD_{liner\ 7"})^2]}{1029.4}$$

$$\text{Capacidad anular 2} = \frac{[(8.5)^2 - (7)^2]}{1029.4}$$

$$\text{Capacidad anular 2} = 0.022\ \text{bbl/ft}$$

3. Capacidad anular 3 (*csg 9 5/8" – Drill pipe 5"*) en *bbl/ft*

$$\text{Capacidad anular 3} = \frac{[(ID_{csg\ 9\ 5/8"})^2 - (OD_{drill\ pipe\ 5"})^2]}{1029.4}$$

$$\text{Capacidad anular 3} = \frac{[(8.535)^2 - (5)^2]}{1029.4}$$

$$\text{Capacidad anular 3} = 0.046\ \text{bbl/ft}$$

4. Capacidad interna en bbl/ft

$$\text{Capacidad interna} = [(Diametro hueco 8 1/2")^2/1029.4]$$

$$\text{Capacidad interna} = [(8.5)^2/1029.4]$$

$$\text{Capacidad interna} = 0.07 \text{ bbl/ft}$$

5. $V_{csg 9 5/8" - liner 7"} \equiv V_1 \text{ en } ft^3$

$$V_1 = \text{Capacidad Anular 1} \times \text{Longitud Anular Seleccionada}$$

$$V_1 = 0.023 \text{ bbl/ft} \times 49 \text{ ft} \times 5.615 \text{ ft}^3/\text{bbl}$$

$$V_1 = 6.37 \text{ ft}^3$$

6. $V_{hueco 8 1/2" - liner 7"} \equiv V_2 \text{ en } ft^3$

$$V_2 = \text{Capacidad Anular 2} \times \text{Longitud Anular Seleccionada}$$

$$V_2 = 0.022 \text{ bbl/ft} \times (9035 - 7719) \text{ ft} \times 5.615 \text{ ft}^3/\text{bbl}$$

$$V_2 = 166.89 \text{ ft}^3$$

7. $V_{csg 9 5/8" - Drill pipe 5"} \equiv V_3 \text{ en } ft^3$

$$V_3 = \text{Capacidad Anular 3} \times \text{Longitud Anular Seleccionada}$$

$$V_3 = 0.046 \text{ bbl/ft} \times 200 \text{ ft} \times 5.615 \text{ ft}^3/\text{bbl}$$

$$V_3 = 52.19 \text{ ft}^3$$

8. $V_{hueco 8 1/2"} \equiv V_4 \text{ en } ft^3$

$V_4 = \text{Capacidad interna} \times \text{Longitud interna seleccionada}$

Longitud Interna seleccionada (Longitud entre cople y zapata
($h_{c/z}$)) = 40 pies

$$V_4 = 0.7 \text{ bbl/ft} \times 40 \text{ ft} \times 5.615 \text{ ft}^3/\text{bbl}$$

$$V_4 = 15.76 \text{ ft}^3$$

$$V_T = V_1 + V_2 + V_3 + V_4$$

$$V_T = 6.37 \text{ ft}^3 + 166.89 \text{ ft}^3 + 52.19 \text{ ft}^3 + 15.76 \text{ ft}^3$$

$$V_T = 241.22 \text{ ft}^3$$

9. Numero de Sacos en sks

$$\text{Número de Sacos} = V_T (\text{ft})^3 / R_L (\text{ft}^3/\text{sk})$$

$$\text{Número de Sacos} = \frac{241.22 \text{ ft}^3}{1.19 \text{ ft}^3/\text{sk}}$$

$$\text{Número de Sacos} = 202.71 \text{ Sks}$$

10. Exceso por Seguridad del 25%

$$202.71 \text{ Sks} \times \frac{(100\% + 10\%)}{100} = 222.98 \text{ Sks}$$

Nota: Por criterio personal, utilizar el 80% de los sacos totales en la lechada (lead) de relleno y 20% en lechada (tail) de cola.

$$11. 222.98 \text{ Sks} \times 80/100 = 178.38 \text{ Sks}$$

$$222.98. \text{Sks} \times 20/100 = 44.60 \text{ Sks}$$

12. Volúmenes a Utilizar

I. Lechada de Relleno (lead) 13.5 lb/gal

$$V_t = \frac{178.38 \text{ Sks} \times 1.19 \text{ ft}^3/\text{sk}}{5.615 \text{ ft}^3/\text{bbl}} = 37.80 \text{ bbl}$$

$$R_{T \text{ agua}} = \frac{178.38 \text{ Sks} \times 4.76 \text{ gal/sks}}{42 \text{ gal/bbl}} = 20.22 \text{ bbl}$$

II. Lechada de Cola (tail)

$$V_t = \frac{44.60 \text{ Sks} \times 1.12 \text{ ft}^3/\text{sk}}{5.615 \text{ ft}^3/\text{bbl}} = 8.89 \text{ bbl}$$

$$R_{T \text{ agua}} = \frac{44.60 \text{ Sks} \times 4.64 \text{ gal/sks}}{42 \text{ gal/bbl}} = 4.93 \text{ bbl}$$

13. Volumen de Desplazamiento

Capacidad Liner 7", N-80, 29 lb./ft

$$C = \frac{ID^2}{1029.4} = \frac{6.184^2}{1029.4} = 0.037 \text{ bbl/ft}$$

Profundidad collar flotador, donde se asentará el tapón superior a
10314 ft

$$V_D = 0.037 \text{ bbl/ft} \times 10314 \text{ ft} = 383.16 \text{ bbl lodo}$$

5.4.1. Secuencia Operacional de la Zona Productora

1. Circular el pozo hasta que no haya retorno de sólidos de perforación en las zarandas.
2. Realizar prueba de línea a 6000 psi.
3. Una vez que el hoyo se encuentre limpio, y solo entonces, proceder a acondicionar el lodo para bajar las condiciones reológicas tanto como sea posible a $Ty \pm 18 \text{ lbf/100 ft}^2$, $Pv \pm 15 \text{ cp}$.
4. Una vez el lodo este acondicionado, proceder a bombear los fluidos como sigue:
 - ClearPILL @ 8.38 ppg 40 bbl @ 4 bpm
 - MUDPUSH II @ 12.0 ppg 70 bbl @ 4 bpm
 - Lead @ 13.2 ppg 33 bbl @ 4 bpm
 - FlexSTONE @ 14.5 ppg 71 bbl @ 4 bpm
5. Soltar del dardo y desplazar con ~ 228 bbl de fluido como sigue:
 - MUDPUSH II 10 bbl @ 8 bpm Bombas de WS
 - Agua 100 bbl @ 8 bpm Bombas de WS

- Lodo 10 bbl @ 8 bpm Bombas de WS
- Lodo 10 bbl @ 4 bpm Bombas de WS (Acople dardo)
- Lodo 88 bbl @ 8 bpm Bombas de WS
- Lodo 10 bbl @ 3 bpm Bombas de WS

Máximas presiones esperadas: 2000 psi @ 8 bpm al momento de reducir el caudal para asentar el tapón y 1400 psi @ 3 bpm al momento de asentar el tapón. En caso de no asentar el tapón, con la autorización del Company Man se bombeará no más de la mitad del shoe track (1.6 bbl).

6. Proceder con la operación del colgador a cargo del operador de la herramienta.
7. Levantar 1 junta (lentamente) y comenzar a bombear por directa 1.5 veces la capacidad anular CSG –DP.

5.4.2. Secuencia Operacional de la Zona No Productora

1. Circular el pozo hasta que no haya retorno de sólidos de perforación en las zarandas
2. Realizar prueba de línea a 6000 psi.
3. Una vez que el hoyo se encuentre limpio, y solo entonces, proceder acondicionar el lodo para bajar las condiciones reológicas tanto como sea posible a $Ty \pm 20 \text{ lbf}/100 \text{ ft}^2$, $Pv \pm 15 \text{ cp}$.

4. Una vez el lodo este acondicionado, proceder a bombear los fluidos como sigue:

- MUDPUSH II @ 12.0 ppg 50 bbl @ 4 bpm
- FlexSTONE @ 14.5 ppg 44 bbl @ 4 bpm

5. Soltar del dardo y desplazar con ~ 202 bbl de fluido como sigue:

- MUDPUSH II 10 bbl @ 3 bpm Bombas de WS
- Agua 10 bbl @ 8 bpm Bombas de WS
- Lodo 130 bbl @ 8 bpm Bombas de WS
- Lodo 10 bbl @ 4 bpm Bombas de WS(Acople dardo)
- Lodo 31 bbl @ 8 bpm Bombas de WS
- Lodo 11 bbl @ 3 bpm Bombas de WS

Máximas presiones esperadas: 1500 psi @ 8 bpm al momento de reducir el caudal para asentar el tapón y 1000 psi @ 3 bpm al momento de asentar el tapón. En caso de no asentar el tapón, con la autorización del Company Man se bombeará *no* más de la mitad del shoe track (1.6 bbl).

6. Proceder con la operación del colgador a cargo del operador de la herramienta.

7. Levantar 1 junta (lentamente) y comenzar a bombear por directa 1.5 veces la capacidad anular CSG –DP.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones

- Para optimizar costos de revestimiento, se debe utilizar más de un tipo de tubería en todo el pozo, en lugar de utilizar un solo tipo de tubería, debido a que aumenta considerablemente el costo del revestimiento.
- EL uso de un colgador de liner expandible como una herramienta de perforación ofrece numerosas ventajas y elimina o reduce varios de los riesgos asociados con el uso del sistema de liner convencional.
- Un Colgador de Liner Expandible permite colgar el liner y el elemento de asentamiento en un solo paso, eliminando un trabajo de squeeze o un viaje adicional para un packer superior para el liner
- Las experiencias realizadas en estas operaciones nos muestran que este también puede ser perforado minimizando el tiempo de la formación expuesta y reduciendo perdidas.
- El colgador de liner expandible es un sencillo diseño que tiene una doble funcionalidad como colgador y packer. Los elementos elastoméricos unidos al diámetro externo del cuerpo del colgador hacen un sello impermeable de gas contra la pared del casing y toman la carga del peso del liner
- Mediciones de presión o volumen indican el final del proceso de expansión.

- Los volúmenes de cementación fueron calculados aumentando 10 ft a la profundidad de asentamiento del zapato de cada revestimiento, pues en la perforación de cada sección siempre se llega a una profundidad mayor a la de asentamiento para que durante la cementación las lechadas pueden circular.
- La lechada de cola siempre debe ser de mayor densidad que la de relleno, pues es la que va a recubrir la zona donde se asienta el zapato de cada revestimiento.

RECOMENDACIONES

- En cuanto al diseño del revestimiento, a pesar de escoger un diseño más económico, no se debe comprometer la seguridad de la operación.
- Es recomendable utilizar dos tipos de lechada en la cementación, una lechada tail que es de mayor peso y la lechada de lead que es de menor peso.
- Antes de realizar la corrida del liner comprobar que no haya apoyos en la formación o reacondicionar el pozo antes de la corrida para no realizar un POOH de la herramienta.
- En cuanto a la herramienta para correr un liner Weatherford ha desarrollado su tecnología en base a sus herramientas de corridas y expansión las cuales nos da una mayor fiabilidad en el trabajo.
- En cuando al ensamble de la herramienta y posterior corrida hay que tener precaución en revisar que el equipo esté funcionando de manera adecuada y no tenga daños en elastómeros y equipos de venta.
- TruForm es una herramienta suficientemente robusta como para rotar, raspar, empujar, tirar y perforar el liner hacia el fondo. Lo cual nos da mejores resultados de en el momento de bajar un liner.

ANEXOS

A. TABLAS

TABLA 1

CARACTERISTICAS Y PROPIEDADES DE LA TUBERIA DE REVESTIMIENTO DE 7 INCH.

Size O.D. In.		Grade	Wt. Per Ft. With Cplg., Lb.	Inside Dia. In.	Thread & Cplg.		Extreme Line		** Col'pse Resistance PSI	Internal Yield Pressure PSI**				Joint Strength - 1000 Lbs.**			
					Drift Dia. In.	O.D. of Cplg. In.	Drift Dia. In.	O.D. of Rox In.		Plain End or Ext. Line	Round Thread	Butt-tress Thd.	Butt-tress Thd.	Round Thread	Butt-tress Thd.	Ext. Line Joint	
7	*F-25	17.00	6.538	6.413	7.656	---	---	1,100	---	1,440	---	---	123	118	---	---	---
	H-40	17.00	6.538	6.413	7.656	---	---	1,450	2,310	2,310	---	---	196	122	---	---	---
	H-40	20.00	6.456	6.331	7.656	---	---	1,980	2,720	2,720	---	---	230	176	---	---	---
	J-55	20.00	6.456	6.331	7.656	---	---	2,270	3,740	3,740	---	---	316	234	---	---	---
	J-55	23.00	6.366	6.241	7.656	6.151	7.390	3,270	4,360	4,360	4,360	4,360	366	284	313	432	499
	J-55	26.00	6.276	6.151	7.656	6.151	7.390	4,320	4,980	4,980	4,980	4,980	415	334	367	490	506
	K-55	20.00	6.456	6.331	7.656	---	---	2,270	3,740	3,740	---	---	316	254	---	---	---
	K-55	23.00	6.366	6.241	7.656	6.151	7.390	3,270	4,360	4,360	4,360	4,360	366	309	341	522	632
	K-55	26.00	6.276	6.151	7.656	6.151	7.390	4,320	4,980	4,980	4,980	4,980	415	364	401	592	641
	C-75	23.00	6.366	6.241	7.656	6.151	7.390	3,770	5,940	---	5,940	5,940	499	---	416	557	632
	C-75	26.00	6.276	6.151	7.656	6.151	7.390	5,250	6,790	---	6,790	6,790	566	---	489	631	641
	C-75	29.00	6.184	6.059	7.656	6.059	7.390	6,760	7,650	---	7,650	7,650	634	---	562	707	685
	C-75	32.00	6.094	5.969	7.656	5.969	7.390	8,230	8,490	---	8,490	7,930	699	---	633	779	761
	C-75	35.00	6.004	5.879	7.656	5.879	7.530	9,710	9,340	---	8,660	7,930	763	---	703	833	850
	C-75	38.00	5.920	5.795	7.656	5.795	7.530	10,680	10,120	---	8,660	7,930	822	---	767	833	917
	N-80	23.00	6.366	6.241	7.656	6.151	7.390	3,830	6,340	---	6,340	6,340	532	---	447	588	666
	N-80	26.00	6.276	6.151	7.656	6.151	7.390	5,470	7,240	---	7,240	7,240	604	---	519	667	675
	N-80	29.00	6.184	6.059	7.656	6.059	7.390	7,020	8,160	---	8,160	8,160	676	---	597	746	721
	N-80	32.00	6.094	5.969	7.656	5.969	7.390	8,600	9,060	---	9,060	8,460	745	---	672	823	801
	N-80	35.00	6.004	5.879	7.656	5.879	7.530	10,180	9,960	---	9,240	8,460	814	---	746	876	895
	N-80	38.00	5.920	5.795	7.656	5.795	7.530	11,390	10,800	---	9,240	8,460	877	---	814	876	965
	C-95	23.00	6.366	6.241	7.656	6.151	7.390	4,150	7,530	---	7,530	7,530	632	---	505	636	699
	C-95	26.00	6.276	6.151	7.656	6.151	7.390	5,870	8,600	---	8,600	8,600	717	---	593	722	709
	C-95	29.00	6.184	6.059	7.656	6.059	7.390	7,820	9,690	---	9,690	9,690	803	---	683	808	757
	C-95	32.00	6.094	5.969	7.656	5.969	7.390	9,730	10,760	---	10,760	10,050	885	---	768	891	841
	C-95	35.00	6.004	5.879	7.656	5.879	7.530	11,640	11,830	---	10,970	10,050	966	---	853	920	940
	C-95	38.00	5.920	5.795	7.656	5.795	7.530	13,420	12,820	---	10,970	10,050	1,041	---	931	920	1,013
	P-110	26.00	6.276	6.151	7.656	6.151	7.390	6,210	9,960	---	9,960	9,960	830	---	693	853	844
	P-110	29.00	6.184	6.059	7.656	6.059	7.390	8,510	11,220	---	11,220	11,220	929	---	797	955	902
	P-110	32.00	6.094	5.969	7.656	5.969	7.390	10,760	12,460	---	12,460	11,640	1,025	---	897	1,053	1,002
P-110	35.00	6.004	5.879	7.656	5.879	7.530	13,010	13,700	---	12,700	11,640	1,119	---	996	1,096	1,118	
P-110	38.00	5.920	5.795	7.656	5.795	7.530	15,110	14,850	---	12,700	11,640	1,205	---	1,087	1,096	1,207	
*V-150	29.00	6.184	6.059	7.656	---	---	9,800	---	---	15,300	15,300	1,267	---	1,049	1,296	---	
*V-150	32.00	6.094	5.969	7.656	---	---	13,020	---	---	16,990	15,870	1,398	---	1,180	1,363	---	
*V-150	35.00	6.004	5.879	7.656	---	---	16,230	---	---	17,320	15,870	1,526	---	1,311	1,363	---	
*V-150	38.00	5.920	5.795	7.656	---	---	19,240	---	---	17,320	15,870	1,644	---	1,430	1,363	---	

*Not API Standard. Shown for information only.

**Collapse, Internal Yield and Joint Yield Strengths are minimum values with no safety factor, reproduced by permission from API Bul. SC2 Bulletin on Performance Properties of Casing and Tubing

TABLA 2

CARACTERISTICAS Y PROPIEDADES DE LA TUBERIA DE REVESTIMIENTO DE 9 5/8 Y 10 3/4 INCH.

Size O.D. In.		Grade	Wt. Per Ft. With Cplg., Lb.	Inside Dia. In.	Thread & Cplg.		Extreme Line		** Collapse Resistance PSI	Internal Yield Pressure PSI**			Joint Strength - 1000 Lbs.**						
					Drift Dia. In.	O.D. of Cplg. In.	Drift Dia. In.	O.D. of Box In.		Plain End or Ext. Line	Round Thread		Buttress Thd.	Body Yield Stgth. 1,000 Lbs.	Thread & Cplg. Joint		Ext. Line Joint		
											Short	Long		Short	Long	Buttress Thd.			
9 5/8	*F-25	29.30	9.063	8.907	10.625	---	---	---	860	---	1,280	---	---	206	185	---	---	---	
	H-40	32.30	9.001	8.845	10.625	---	---	---	1,400	2,270	2,270	---	---	365	254	---	---	---	
	H-40	36.00	8.921	8.765	10.625	---	---	---	1,740	2,560	2,560	---	---	410	294	---	---	---	
	J-55	36.00	8.921	8.765	10.625	---	---	---	2,020	3,520	3,520	3,520	3,520	564	394	453	639	---	
	J-55	40.00	8.835	8.679	10.625	8.599	10.100	---	---	2,570	3,950	3,950	3,950	630	452	520	714	770	
	K-55	36.00	8.921	8.765	10.625	---	---	---	---	2,020	3,520	3,520	3,520	564	423	489	755	---	
	K-55	40.00	8.835	8.679	10.625	8.599	10.100	---	---	2,570	3,950	3,950	3,950	630	486	561	843	975	
	C-75	40.00	8.835	8.679	10.625	8.599	10.100	---	---	2,980	5,390	---	---	5,390	859	---	694	926	975
	C-75	43.50	8.755	8.599	10.625	8.525	10.100	---	---	3,750	5,930	---	---	5,930	942	---	776	1,016	975
	C-75	47.00	8.681	8.525	10.625	8.525	10.100	---	---	4,630	6,440	---	---	6,440	1,018	---	852	1,098	1,032
	C-75	53.50	8.535	8.379	10.625	8.379	10.100	---	---	6,390	7,430	---	---	7,430	1,166	---	999	1,257	1,173
	N-80	40.00	8.835	8.679	10.625	8.599	10.100	---	---	3,090	5,750	---	---	5,750	916	---	737	979	1,027
	N-80	43.50	8.755	8.599	10.625	8.599	10.100	---	---	3,810	6,330	---	---	6,330	1,005	---	825	1,074	1,027
	N-80	47.00	8.681	8.525	10.625	8.525	10.100	---	---	4,750	6,870	---	---	6,870	1,086	---	905	1,161	1,086
	N-80	53.50	8.535	8.379	10.625	8.379	10.100	---	---	6,620	7,930	---	---	7,930	1,244	---	1,062	1,329	1,235
	C-95	40.00	8.835	8.679	10.625	8.599	10.100	---	---	3,330	6,820	---	---	6,820	1,088	---	847	1,074	1,078
	C-95	43.50	8.755	8.599	10.625	8.599	10.100	---	---	4,130	7,510	---	---	7,510	1,193	---	948	1,178	1,078
	C-95	47.00	8.681	8.525	10.625	8.525	10.100	---	---	5,080	8,150	---	---	8,150	1,289	---	1,040	1,273	1,141
	C-95	53.50	8.535	8.379	10.625	8.379	10.100	---	---	7,330	9,410	---	---	9,410	1,477	---	1,220	1,458	1,297
	P-110	43.50	8.755	8.599	10.625	8.599	10.100	---	---	4,410	8,700	---	---	8,700	1,381	---	1,106	1,388	1,283
P-110	47.00	8.681	8.525	10.625	8.525	10.100	---	---	5,310	9,440	---	---	9,440	1,493	---	1,213	1,500	1,358	
P-110	53.50	8.535	8.379	10.625	8.379	10.100	---	---	7,930	10,900	---	---	10,900	1,710	---	1,422	1,718	1,544	
*V-150	53.50	8.535	8.379	10.625	---	---	---	---	8,970	---	14,860	14,860	2,332	---	---	1,909	2,321	---	
*V-150	58.40	8.435	8.279	10.625	---	---	---	---	11,570	---	16,230	16,230	2,532	---	---	2,098	2,519	---	
*V-150	61.10	8.375	8.219	10.625	---	---	---	---	13,130	---	17,050	16,560	2,651	---	---	2,211	2,638	---	
*V-150	71.80	8.125	7.969	10.625	---	---	---	---	19,640	---	18,060	16,560	3,136	---	---	2,672	2,692	---	
10 3/4	*F-25	32.75	10.192	10.036	11.750	---	---	---	650	---	1,140	---	---	229	196	---	---	---	
	H-40	32.75	10.192	10.036	11.750	---	---	---	880	1,820	1,820	---	---	367	205	---	---	---	
	H-40	40.50	10.050	9.894	11.750	---	---	---	1,420	2,280	2,280	---	---	457	314	---	---	---	
	J-55	40.50	10.050	9.894	11.750	---	---	---	1,580	3,130	3,130	---	3,130	629	420	---	700	---	
	J-55	45.50	9.950	9.794	11.750	9.794	11.460	---	---	2,090	3,580	3,580	---	3,580	715	493	---	796	975
	J-55	51.00	9.850	9.694	11.750	9.694	11.460	---	---	2,700	4,030	4,030	---	4,030	801	565	---	891	1,092
	K-55	40.50	10.050	9.894	11.750	---	---	---	---	1,580	3,130	3,130	---	3,130	629	450	---	819	---
	K-55	45.50	9.950	9.794	11.750	9.794	11.460	---	---	2,090	3,580	3,580	---	3,580	715	528	---	931	1,236
	K-55	51.00	9.850	9.694	11.750	9.694	11.460	---	---	2,700	4,030	4,030	---	4,030	801	606	---	1,043	1,383
	C-75	51.00	9.850	9.694	11.750	9.694	11.460	---	---	3,100	5,490	5,490	---	5,490	1,092	756	---	1,160	1,383
	C-75	55.50	9.760	9.604	11.750	9.604	11.460	---	---	3,950	6,040	6,040	---	6,040	1,196	843	---	1,271	1,515
	N-80	51.00	9.850	9.694	11.750	9.694	11.460	---	---	3,270	5,860	5,860	---	5,860	1,165	804	---	1,228	1,456
	N-80	55.50	9.760	9.604	11.750	9.604	11.460	---	---	4,070	6,450	6,450	---	6,450	1,276	895	---	1,345	1,595
	C-95	51.00	9.850	9.694	11.750	9.694	11.460	---	---	3,490	6,960	6,960	---	6,960	1,383	927	---	1,354	1,529
	C-95	55.50	9.760	9.604	11.750	9.604	11.460	---	---	4,300	7,660	7,660	---	7,660	1,515	1,032	---	1,483	1,675
	P-110	51.00	9.850	9.694	11.750	9.694	11.460	---	---	3,670	8,060	8,060	---	8,060	1,602	1,080	---	1,594	1,820
	P-110	55.50	9.760	9.604	11.750	9.604	11.460	---	---	4,630	8,860	8,860	---	8,860	1,754	1,203	---	1,745	1,993
	P-110	60.70	9.660	9.504	11.750	9.504	11.460	---	---	5,860	9,760	9,760	---	9,760	1,922	1,338	---	1,912	2,000
	P-110	65.70	9.560	9.404	11.750	---	---	---	---	7,490	10,650	10,650	---	10,650	2,088	1,472	---	2,077	---
	*F-110	71.10	9.450	9.294	11.750	---	---	---	---	9,280	---	11,240	---	---	2,269	1,618	---	2,418	---
*V-150	65.70	9.560	9.404	11.750	---	---	---	---	8,330	---	14,530	---	---	2,847	1,978	---	2,799	---	
*V-150	71.10	9.450	9.294	11.750	---	---	---	---	10,890	---	15,330	---	---	3,094	2,174	---	2,957	---	

*Not API Standard. Shown for information only.

**Collapse, Internal Yield and Joint Yield Strengths are minimum values with no safety factor, reproduced by permission from API Bul. 5C2, Bulletin on Performance Properties of Casing and Tubing.

TABLA 3

CARACTERISTICAS Y PROPIEDADES DE LA TUBERIA DE REVESTIMIENTO DE 11 3/4 13 3/8 Y 16 INCH.

Page 24

Page 25

TABLE NO. 203								DIMENSIONS AND STRENGTHS OF CASING										
Size O.D. In.	Grade	Wt. Per Ft. With Cplg., Lb.	Inside Dia. In.	Thread & Cplg.		Extreme Line		** Collapse Resistance PSI	Internal Yield Pressure - PSI**			Joint Strength - 1000 Lbs.**						
				Drift Dia. In.	O.D. of Cplg. In.	Drift Dia. In.	O.D. of Box In.		Plain End or Ext. Line	Round Thread		Buttress Thd.	** Body Yield Stgth. 1,000 Lbs.	Thread & Cplg. Joint		Ext. Line Joint		
										Short	Long			Round Thread	Buttress Thd.			
11 3/4	*F-25	38.00	11.150	10.994	12.750	---	---	620	---	---	---	270	222	---	---	---		
	H-40	42.00	11.084	10.928	12.750	---	---	1,070	1,980	1,980	---	478	307	---	---	---		
	J-55	47.00	11.000	10.844	12.750	---	---	1,510	3,070	3,070	---	3,070	737	477	---	807	---	
	J-55	54.00	10.880	10.724	12.750	---	---	2,070	3,560	3,560	---	3,560	850	568	---	---	931	---
	J-55	60.00	10.772	10.616	12.750	---	---	2,660	4,010	4,010	---	4,010	952	649	---	---	1,042	---
	K-55	47.00	11.000	10.844	12.750	---	---	1,510	3,070	3,070	---	3,070	737	509	---	---	935	---
	K-55	54.00	10.880	10.724	12.750	---	---	2,070	3,560	3,560	---	3,560	850	606	---	---	1,079	---
	K-55	60.00	10.772	10.616	12.750	---	---	2,660	4,010	4,010	---	4,010	952	693	---	---	1,208	---
	C-75	60.00	10.772	10.616	12.750	---	---	3,070	5,460	5,460	---	5,460	1,298	869	---	---	1,361	---
	N-80	60.00	10.772	10.616	12.750	---	---	3,180	5,830	5,830	---	5,830	1,384	924	---	---	1,440	---
	C-95	60.00	10.772	10.616	12.750	---	---	3,440	6,920	6,920	---	6,920	1,644	1,066	---	---	1,596	---
	13 3/8	*F-25	48.00	12.715	12.559	14.375	---	---	560	---	1,080	---	---	338	260	---	---	---
H-40		48.00	12.715	12.559	14.375	---	---	770	1,730	1,730	---	---	541	322	---	---	---	
J-55		54.50	12.615	12.459	14.375	---	---	1,130	2,730	2,730	---	2,730	853	514	---	---	909	---
J-55		61.00	12.515	12.359	14.375	---	---	1,540	3,090	3,090	---	3,090	962	595	---	---	1,025	---
J-55		68.00	12.415	12.259	14.375	---	---	1,950	3,450	3,450	---	3,450	1,069	675	---	---	1,140	---
K-55		54.50	12.615	12.459	14.375	---	---	1,130	2,730	2,730	---	2,730	853	547	---	---	1,038	---
K-55		61.00	12.515	12.359	14.375	---	---	1,540	3,090	3,090	---	3,090	962	633	---	---	1,169	---
K-55		68.00	12.415	12.259	14.375	---	---	1,950	3,450	3,450	---	3,450	1,069	718	---	---	1,300	---
C-75		72.00	12.347	12.191	14.375	---	---	2,590	5,040	5,040	---	5,040	1,558	978	---	---	1,598	---
*C-75		77.00	12.275	12.119	14.375	---	---	2,990	---	5,400	---	5,400	1,662	1,054	---	---	2,054	---
*C-75		85.00	12.159	12.003	14.375	---	---	3,810	---	5,970	---	5,970	1,829	1,177	---	---	2,261	---
*C-75		98.00	11.937	11.781	14.375	---	---	5,720	---	6,270	---	6,120	2,144	1,408	---	---	2,296	---
N-80		72.00	12.347	12.191	14.375	---	---	2,670	5,380	5,380	---	5,380	1,661	1,040	---	---	1,693	---
*N-80		77.00	12.275	12.119	14.375	---	---	3,100	---	5,760	---	5,760	1,773	1,122	---	---	2,148	---
*N-80		85.00	12.159	12.003	14.375	---	---	3,870	---	6,360	---	6,360	1,951	1,252	---	---	2,364	---
*N-80		98.00	11.937	11.781	14.375	---	---	5,910	---	6,680	---	6,530	2,287	1,498	---	---	2,400	---
C-95		72.00	12.347	12.191	14.375	---	---	2,820	6,390	6,390	---	6,390	1,973	1,204	---	---	1,893	---
*P-110		72.00	12.347	12.191	14.375	---	---	2,880	---	7,400	---	7,400	2,596	1,402	---	---	2,433	---
*V-150	72.00	12.347	12.191	14.375	---	---	2,880	---	10,090	---	10,090	3,323	1,887	---	---	2,976	---	
16	*F-25	55.00	15.376	15.188	17.000	---	---	290	---	850	---	---	384	258	---	---	---	
	H-40	65.00	15.250	15.062	17.000	---	---	670	1,640	1,640	---	---	736	439	---	---	---	
	J-55	75.00	15.124	14.936	17.000	---	---	1,020	2,630	2,630	---	2,630	1,178	710	---	---	1,200	---
	J-55	84.00	15.010	14.822	17.000	---	---	1,410	2,980	2,980	---	2,980	1,326	817	---	---	1,351	---
	K-55	75.00	15.124	14.936	17.000	---	---	1,020	2,630	2,630	---	2,630	1,178	752	---	---	1,331	---
	K-55	84.00	15.010	14.822	17.000	---	---	1,410	2,980	2,980	---	2,980	1,326	865	---	---	1,499	---
	*K-55	109.00	14.688	14.500	17.000	---	---	2,560	---	3,950	---	3,950	1,739	1,181	---	---	1,962	---
	*C-75	109.00	14.688	14.500	17.000	---	---	2,980	---	5,380	---	---	2,372	1,499	---	---	---	---
	*N-80	109.00	14.688	14.500	17.000	---	---	3,080	---	5,740	---	---	2,530	1,594	---	---	---	---

**Collapse, Internal Yield and Joint Yield Strengths are minimum values with no safety factor, reproduced by permission from API Bul. 5C2, Bulletin on Performance Properties of Casing and Tubing.

*Not API Standard. Shown for information only.

TABLA 4

CARACTERISTICAS Y PROPIEDADES DE LA TUBERIA DE REVESTIMIENTO DE 20 INCH.

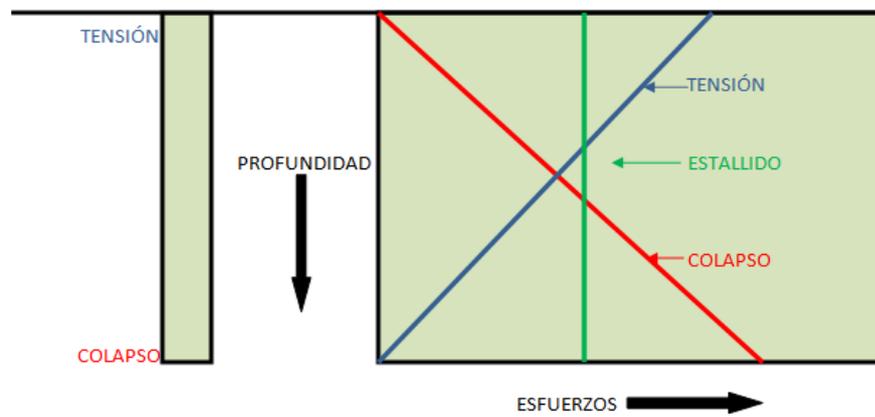
Page 26 Page 27

**TABLE NO. 203
DIMENSIONS AND STRENGTHS OF CASING**

Size O.D. In.	Grade	Wt. Per Ft. With Cplg., Lb.	Inside Dia. In.	Thread & Cplg.		Extreme Line		** Col'pae Resistance PSI	Internal Yield Pressure PSI**				** Joint Strength - 1000 Lbs.**				
				Drift Dia. In.	O.D. of Cplg. In.	Drift Dia. In.	O.D. of Box In.		Plain End or Ext. Line	Round Thread		But-tress Thd.	Body Yield Stgh. 1,000 Lbs.	Thread & Cplg. Joint		Ext. Line Joint	
										Short	Long			Round Thread	But-tress Thd.		
18 5/8	H-40	87.50	17.755	17.567	19.625	—	—	630	1,630	1,630	—	—	994	559	—	—	—
	J-55	87.50	17.755	17.567	19.625	—	—	630	2,250	2,250	—	—	1,367	754	—	1,329	—
	K-55	87.50	17.755	17.567	19.625	—	—	630	2,250	2,250	—	—	1,367	794	—	1,427	—
20	*F-25	94.00	19.124	18.936	21.000	—	—	410	—	960	—	—	673	359	—	—	—
	H-40	94.00	19.124	18.936	21.000	—	—	520	1,530	1,530	—	—	1,077	581	—	—	—
	J-55	94.00	19.124	18.936	21.000	—	—	520	2,110	2,110	2,110	—	1,480	784	907	1,402	—
	J-55	106.50	19.000	18.812	21.000	—	—	770	2,410	2,410	2,410	—	1,685	913	1,057	1,596	—
	J-55	133.00	18.730	18.542	21.000	—	—	1,500	3,060	3,060	3,060	—	2,125	1,192	1,380	2,012	—
	K-55	94.00	19.124	18.936	21.000	—	—	520	2,110	2,110	2,110	—	1,480	824	955	1,479	—
	K-55	106.50	19.000	18.812	21.000	—	—	770	2,410	2,410	2,410	—	1,685	960	1,113	1,683	—
	K-55	133.00	18.730	18.542	21.000	—	—	1,500	3,060	3,060	3,060	—	2,125	1,253	1,453	2,123	—

*Not API Standard. Shown for information only. **Collapse, Internal Yield and Joint Yield Strengths are minimum values with no safety factor, reproduced by permission from API Bul. 5C2, Bulletin on Performance Properties of Casing and Tubing.

B. GRÁFICOS

GRAFICA 1**ESQUEMA DE ESFUERZOS**

Fuente: Drilling Engineering Casing Desing, Lesson 5, Anónimo

BIBLIOGRAFIA

1. Dowell, Well Cementing (Paris: Schlumberger Oil Field, 1988) Capítulo 16
2. D. Barragán, “Planificación, Evaluación Técnica y Análisis de Costos en Operaciones de Cementación Primaria en los Pozos pertenecientes a Petroproducción en el Distrito Amazónico” (Tesis, Facultad de Ingeniería de Petróleo, ESPOL, 1997).
3. S. Gandara, “Diseño de Tubería de Revestimiento” (Tesis, Facultad de Ingeniería de Petróleo, ESPOL, 1990).
4. C. Gatlin, Petroleum Engineering: Drilling and Well Completions, Prentice – Hall Inc., USA, 1965.