



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de La Tierra

*“DISEÑO, CORRIDA Y CEMENTACIÓN DE CASING DE 9 5/8 DEL
POZO ESPOL B-11H*

INFORME DE MATERIA DE GRADUACIÓN

Previo a la obtención del Título de:

INGENIERO EN PETRÓLEO

Presentado por:

ALBERTO FELIPE MARFAK CEVALLOS

TANIA ALEXANDRA ROMERO ROMERO

GUAYAQUIL – ECUADOR

2018

DEDICATORIA

El presente proyecto lo dedico a mi madre, Laura Romero, por su apoyo incondicional, esfuerzo diario, comprensión y confianza brindada; ya que gracias a ella me encuentro en esta etapa de mi vida, culminando mi carrera.

A mi hermano por aconsejarme y ayudarme en momentos difíciles.

TANIA ALEXANDRA ROMERO ROMERO

DEDICATORIA

El presente proyecto lo dedico a mi madre, Dioselina Cevallos, por su apoyo incondicional, mientras estuvo conmigo, pues su deseo de que salga adelante me tiene en este momento.

A mi familia que está día a día alentándome a culminar mis metas y motivándome a salir adelante.

ALBERTO FELIPE MARFAK CEVALLOS

AGRADECIMIENTOS

Agradezco:

En primer lugar, a Dios por brindarme cada día la oportunidad de vivir para así lograr mis metas fijadas.

A mi madre, que gracias a su ahínco me ayudo cada día a cruzar con firmeza el camino de la superación, porque con su apoyo y aliento hoy he logrado uno de mis más grandes anhelos.

A Byron, mi hermano, por el cariño y apoyo moral que siempre he recibido de ti.

Tania Alexandra Romero Romero

AGRADECIMIENTOS

Agradezco:

En primer lugar, a Dios por permitirme culminar una de mis metas.

A mi madre, que con su ayuda pude estudiar y fue mi mejor apoyo en los momentos que quería rendirme.

A mi futura esposa que está día a día alentándome a salir adelante y siendo mi apoyo incondicional

Y finalmente a mis hijos que son mi motor y por los cuales deseo lograr todas mis metas.

ALBERTO FELIPE MARFAK CEVALLOS

DECLARACIÓN EXPRESA

“Los derechos de titularidad y explotación, me(nos) corresponde conforme al reglamento de propiedad intelectual de la institución; *Alberto Felipe Marfak Cevallos* y *Tania Alexandra Romero Romero* y damos nuestro consentimiento para que la ESPOL realice la comunicación pública de la obra por cualquier medio con el fin de promover la consulta, difusión y uso público de la producción intelectual”

Alberto Felipe Marfak Cevallos

Tania Alexandra Romero Romero

EVALUADORES

Ing. Fernando Sagnay

PROFESOR DE LA MATERIA

Msc. Danilo Arcentales

PROFESOR TUTOR

RESUMEN

El presente documento tiene como objetivo mostrar el diseño, corrida y cementación del Casing de 9 5/8" en el pozo ESPOL B – 11H, el mismo que será programado para ser perforado, revestido y cementado en dos fases.

El capítulo 1 presenta las generalidades, los objetivos tanto fundamentales como específicos planteados para el desarrollo y análisis del proyecto, marco teórico de los fundamentos a ser empleados para el diseño y posterior evaluación de la viabilidad del problema planteado.

El capítulo 2 presenta la metodología a usar, los diagramas de perforación del pozo, las fórmulas a emplear para determinar si las tuberías de revestimiento cumplen las especificaciones API y el diseño de cementación del pozo.

El capítulo 3 presenta los resultados obtenidos del análisis realizado para diseño de los revestidores a ser corridos, comparación de costos por cantidad de tubería y cementación con respecto a otros pozos en lo que respecta al número de secciones, análisis de tiempos que toma la realización de pozos tipo "J" con diferentes secciones .

El capítulo 4 presenta conclusiones y recomendaciones luego de realizar los análisis comparativos de la viabilidad del proyecto,

Palabras **Clave:** Revestidores, Perforación, Cementación.

ABSTRACT

The purpose of this document is showing the design, run in hole and cementation of Casing 9 9/8" in the well ESPOL B - 11H, which will be programmed to be drilled, coated and cemented in two phases.

Chapter 1 presents the generalities, the fundamental and specific objectives set for development and analysis of the project, the theoretical framework of the fundamentals to be used for design and subsequent evaluation of the viability in the proposed problem.

Chapter 2 presents the methodology to be used, the well drilling diagrams, the formulas to be used to determine if the casing pipes meet the API specifications and the well cementation design.

Chapter 3 presents the results obtained from the analysis carried out for the design of casing running, comparison of costs by the quantity of pipe and cementation job compared with other wells that were made with a different number of sections, analysis of times for realization of Wells-type "J" with different sections.

Chapter 4 presents conclusions and recommendations of the comparative analysis of the possibility of the project made the project.

Keywords: Casing, Drilling, Cementations.

ÍNDICE

EVALUADORES	6
RESUMEN	I
ABSTRACT	II
ABREVIATURAS	I
SIMBOLOGÍA.....	I
TABLA DE ILUSTRACIONES	II
ÍNDICE DE TABLAS	I
CAPÍTULO 1	2
1. Introducción	2
1.1 Descripción del problema.....	2
1.1.1 Justificación del Problema	3
1.2 OBJETIVOS	3
1.2.1 Objetivo General.....	3
1.2.2 Objetivos Específicos.....	3
1.3 MARCO TEÓRICO.....	3
1.3.1 Cementación	3
1.3.1.1 Funciones del proceso de cementación de pozos	5
1.3.1.2 Accesorios necesarios en la cementación	5
1.3.2 Tipos de cementación.....	6
1.3.2.1 Cementación primaria	6
1.3.2.1.1 Cementación en una etapa.	7
1.3.2.1.2 Cementación de liner.	7
1.3.2.2 Cementación secundaria o squeeze.....	7
1.3.3 Tipos de cementos	8
1.3.3.1 Requerimiento de agua	9
1.3.3.2 Espaciadores y Lavadores	10

1.3.4	DISEÑO DE TUBERÍA DE REVESTIMIENTO.....	11
1.3.4.1	Esfuerzo a la Tensión.....	12
1.3.4.2	Esfuerzo al Colapso	12
1.3.4.3	Esfuerzo al Estallido.....	13
1.3.5	Conceptos básicos de perforación	14
1.3.5.1	Profundidad Medida (MD)	14
1.3.5.2	Profundidad Vertical Verdadera (“True Vertical Depth”):.....	14
1.3.5.3	Punto de Casing:.....	14
1.3.5.3.1	Información requerida para la determinación del Punto de Casing	14
CAPÍTULO 2		16
2.	Metodología.....	16
2.1	PERFORACIÓN.....	16
2.1.1	Requerimientos del plan direccional	17
2.2	Diseño y programación de corrida.....	18
2.2.1	Determinación de los diferentes esfuerzos:	20
2.2.1.1	Esfuerzos Casing 9 5/8” y Liner de 7”.....	20
2.3	Programa de corrida y cementación para el pozo ESPOL B-11H.....	23
2.3.1	Modelo de simulación para corrida de tubería de revestimiento.....	23
2.3.1.1	Drag Forces para corrida de Casing 9 5/8” y Liner de 7”	24
2.3.2	Cálculos de Volúmenes para la Cementación durante las dos fases. ...	25
2.3.2.1	Cementación de Casing 9 5/8”:	25
2.3.2.2	Cementación de Liner de 7”:	29
2.4	Ejemplos de perforación de pozos convencionales.	32
2.4.1	Fases perforadas	33
2.4.2	Tiempo total de perforación de los pozos A, B y C.....	34
CAPÍTULO 3		36
3.	Resultados Y ANÁLISIS	36
3.1	Resultados de los esfuerzos Casing 9 5/8” y Liner de 7”	36

3.2	Resultados obtenidos con la gráfica Drag & forces durante la corrida de los revestimientos	39
3.2.1	Drag & Forces Casing 9 5/8"	39
3.2.2	Drag & Forces Liner de 7"	40
3.3	Cálculos de Volúmenes para la Cementación durante las dos fases.....	41
3.3.1.1.1	Resultados de volúmenes calculados para cementación de Casing 9 5/8": 41	
3.3.1.1.2	Resultados de volúmenes calculados para cementación de Liner de 7: 42	
3.4	Análisis Económico:	43
3.4.1	Comparación de costos totales	47
3.4.2	Costos y tiempos por fase de cada pozo	48
3.4.3	Comparación grupal por costos y tiempos	50
CAPÍTULO 4		55
4.	Conclusiones Y Recomendaciones	55
4.1	Conclusiones.....	55
4.2	Recomendaciones.....	56
BIBLIOGRAFÍA		58
5.	Referencias	58
APÉNDICES		60
APÉNDICE A		60

ABREVIATURAS

ESPOL	Escuela Superior Politécnica del Litoral
MSR	Medium Sulfate Resistance
HSR	High Sulfate Resistance
ASTM	American Society for Testing and Materials
API	American Petroleum Institute
NACE	National Association of Corrosion Engineer
BHA	Bottom Hole Ensambly
SSC	Electrodo de Plata Cloruro de Plata
MD	Measured Depth
TVD	Total Vertical Depth
KOP	Kickoff point
PDC	Polycrystalline Diamond Compact
DLS	Dog Leg Severity
FSC	Factor de seguridad al Colapso
FSE	Factor de seguridad al Estallido
P_c	Presión al colapso
P_h	Presión Hidrostática
P_f	Presión de Formación
WCSG	Peso del Casing
DPN	Depth punto neutro
RC	Resistencia al colapso
OD	Out Diameter
CSE	Electrodo de Cobre Sulfato de Cobre
HWL	High Water Level
LWL	Low Water Level
MPY	Milésimas de pulgadas por año
T.P.	Tubería de perforacion

SIMBOLOGÍA

°C	grados centígrados
°F	grados Fahrenheit
m	metros
Gal	Galones
Sx	Sacos
Lb/gal	Libras/galón
H ₂ S	Acido Sulfúrico
CO ₂	Dióxido de carbono
G _p	Gradiente de presión
ρ_f	Densidad del fluido de perforacion
/100 ft	Grados por cada 100 pies
PSI	Pound Square Inch

TABLA DE ILUSTRACIONES

ILUSTRACIÓN 1. DESCRIPCIÓN GRAFICA DEL PROCESO DE CEMENTACIÓN FUENTE:PORTALPETROLEOWEB.BLOGSPOT.COM, SEPTIEMBRE 2014	4
ILUSTRACIÓN 3 DIAGRAMA EN PLANTE DEL PLAN DIRECCIONAL A SEGUIR PARA EL POZO ESPOL B-11H, PROPUESTO SEGÚN PLAN DE PERFORACIÓN.	18
ILUSTRACIÓN 4 DIAGRAMA ORIGINAL DEL POZO ESPOL B-11H, PROPUESTO SEGÚN PLAN DE PERFORACIÓN.....	19
ILUSTRACIÓN 5 GRAFICO DE LOS DIFERENTES FACTORES DE FRICCIÓN TANTO PARA PESOS SUBIENDO Y BAJANDO PARA CASING 9 5/8"	24
ILUSTRACIÓN 6 GRAFICO DE LOS DIFERENTES FACTORES DE FRICCIÓN TANTO PARA PESOS SUBIENDO Y BAJANDO PARA LINER DE 7"	25
ILUSTRACIÓN 7 DIAGRAMA DE POZO, FASE 12 ¼", TOMADA DEL PROGRAMA DE CEMENTACIÓN	26
ILUSTRACIÓN 8 DIAGRAMA DE POZO, FASE 8 ½", FIGURA TOMADA DEL PROGRAMA DE CEMENTACIÓN	29
ILUSTRACIÓN 9 CUADRO DE BARRAS ESTADÍSTICO, PARA REALIZAR COMPARACIÓN DE TIEMPOS ENTRE POZOS.	35
ILUSTRACIÓN 10 MUESTRA DATOS REALES DE LA SARTA DURANTE LA CORRIDA DE CASING 9 5/8"	39
ILUSTRACIÓN 11 MUESTRA DATOS REALES DE LA SARTA DURANTE LA CORRIDA DE LINER DE 7"	40

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1 COORDENADAS DE SUPERFICIE Y FONDO, INFORMACIÓN TOMADA DEL PROGRAMA DE PERFORACIÓN	16
TABLA 2 INFORMACIÓN DE LOS FACTORES DE SEGURIDAD A USARSE PARA EL DISEÑO DE TUBERÍA DE REVESTIMIENTO, TOMADO DE PROGRAMA DE PERFORACIÓN.....	20
TABLA 3 DATOS REQUERIDOS PARA LOS CÁLCULOS Y DETERMINACIÓN DE LOS DIFERENTES FACTORES DE RESISTENCIA.	21
TABLA 4 INFORMACIÓN Y PROPIEDADES DE LOS CASING A USARSE EN EL POZO ESPOL B-11H	23
TABLA 5 DATOS Y DESCRIPCIÓN DE NOMCLATURAS USADAS PARA LOS CÁLCULOS DE LAS LECHADAS	26
TABLA 6 DATOS Y DESCRIPCIÓN DE NOMCLATURAS USADAS PARA LOS CÁLCULOS	30
TABLA 7 PROFUNDIDADES DE CADA CASING & LINER CORRIDOS	33
TABLA 8 PROFUNDIDADES DE CADA CASING & LINER CORRIDOS	33
TABLA 9 PROFUNDIDADES DE CADA CASING & LINER CORRIDOS	34
TABLA 10 TIEMPOS TOTALES CORRESPONDIENTES A FINALIZACIÓN DE CADA POZO.....	34
TABLA 11 RESULTADOS DE LOS ESFUERZOS PARA EL CASING DE 9 5/8" Y 7"	36
TABLA 12 DATOS DE LOS ESFUERZOS PARA EL CASING DE 9 5/8" Y 7"	37
TABLA 13 RESULTADOS DE RESISTENCIA A LA TENSIÓN PARA LOS REVESTIMIENTOS DE 9 5/8" Y 7".	38
TABLA 14 RESULTADOS TEÓRICOS DE LOS VOLÚMENES CALCULADOS [CITA]	41
TABLA 15 RESULTADOS TEÓRICOS DE LOS VOLÚMENES CALCULADOS PARA CEMENTACIÓN DE LINER DE 7"	42
TABLA 16 COSTOS DE REVESTIMIENTOS Y CEMENTO POR CADA SECCIÓN DEL POZO A.....	43
TABLA 17 COSTOS DE REVESTIMIENTOS Y CEMENTO POR CADA SECCIÓN DEL POZO B	44
TABLA 18 COSTOS DE REVESTIMIENTOS Y CEMENTO POR CADA SECCIÓN DEL POZO C	45
TABLA 19 COSTOS DE REVESTIMIENTOS Y CEMENTO POR CADA SECCIÓN DEL POZO ESPOL B-11H	46

CAPÍTULO 1

1. INTRODUCCIÓN

El trabajo presenta el diseño, corrida y cementación del casing de 9 5/8" en un pozo que tiene como particularidad ser perforado en dos secciones; esto con la finalidad de demostrar el ahorro de tiempo y recursos al momento de su desarrollo.

Un buen diseño de la sarta de revestimiento es la que puede soportar presiones internas y externas, así como esfuerzos presentes por el propio peso de la tubería a condiciones de pozo. Con respecto al diseño del casing para las secciones perforadas, el reto es demostrar que, de acuerdo al arreglo de este pozo se pueda verificar que el diseño cumpla los requerimientos mínimos para su utilización.

La cementación tiene una gran importancia en la vida del pozo, ya que la realización de una exitosa operación de completación, en parte, dependen directamente de una buena cementación, por lo cual se presentarán los cálculos con datos de campo para realizar la comparación tanto en volúmenes.

Finalmente presentaremos un análisis económico en el cual demostraremos los beneficios que proporciona este tipo de arreglos tanto en tiempo como en recursos.

1.1 Descripción del problema

El trabajo a realizarse presentará un pozo tipo "J", en el cual se desarrollará tanto la verificación que la tubería de revestimiento a ser usada cumple las especificaciones necesarias para ser corrida en el pozo.

Durante los trabajos de cementación del casing de 9 5/8", se realizarán los cálculos para los volúmenes de lechada a ser usado en las dos secciones; una vez obtenidos dichos datos realizar la comparación con pozos de igual tipo pero con diferentes configuraciones.

1.1.1 Justificación del Problema

Evitar colapso de casing, estallido y rupturas de la tubería por sobretensión.

Evitar cementaciones remediales por una mala calidad del cemento.

Evitar atascamientos en la corrida por apoyos mayores a los permitidos.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 Objetivo General

Desarrollo de los criterios principales y básicos para el diseño, corrida y cementación del casing 9 5/8 Y LINER DE 7 para un pozo tipo "J".

1.2.2 Objetivos Específicos

Llegar a un diseño de revestidores que sea seguro, confiable y económico.

Demostrar que es económicamente rentable la corrida y de cementación de un pozo en dos secciones.

Verificar el tiempo que lleva realizar un pozo tipo "J", perforado en dos secciones, versus pozos del mismo tipo perforados de manera convencional.

1.3 MARCO TEÓRICO

1.3.1 Cementación

La cementación de pozos es el proceso sencillo en el cual se bombea cemento con aditivos por el espacio formado entre la tubería de revestimiento y la aformación, a este espacio comúnmente se lo denomina espacio anular (Alvarado, 2001, p. 6)

Cuando se baja el primer revestidor (conductor) se lo hace con los accesorios comunes que vamos a ver en esta documentación como son el zapato guía por el cual bombearemos y llenaremos el espacio anular.

Para la cementación debemos realizar:

- Diseño y ensayo de la lechada de cemento.
- Transporte de cemento y aditivos.
- Mezclado y bombeo en el pozo.

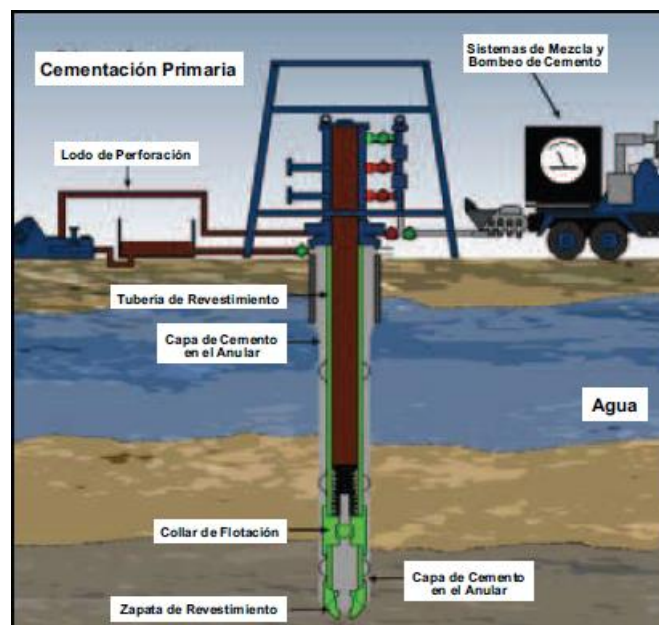


Ilustración 1. Descripción grafica del proceso de cementación

Fuente: Procedimientos basicos en una cementacion primaria (2014). Recuperado de <http://portalpetroleoweb.blogspot.com>

1.3.1.1 Funciones del proceso de cementación de pozos

La principal función de una cementación es (Comunidad petrolera, 2009):

- Aislar las zonas debido a que algunas presentan fluidos y necesitamos separarlas o aislarlas efectivamente, para no tener migración de fluidos a otras formaciones.
- Formar un sello impermeable.
- Ayudar al soporte de la tubería en el pozo esto se obtiene siempre y cuando el cemento se adhiera bien a la formación.
- Aislar zonas.
- Evitar el contacto de líquidos con el revestidor para poder protegerlo de la corrosión.
- Controlar presiones de formaciones.

1.3.1.2 Accesorios necesarios en la cementación

Durante los trabajos de corrida y cementación de tuberías de revestimiento se tiene los siguientes accesorios:

a) **Revestimiento:**

Tuberías que cumplen ciertas normas especiales para soportar presiones externas e internas que nos ayudaran a receptor el fluido que proviene desde el yacimiento hasta superficie (SlideShare, Luna, 2017).

b) **Centralizadores:**

Nos ayudan a la distribución uniforme y generación de un sello de cemento optimo entre la formación y el revestidor (SlideShare, Luna, 2017).

c) **Equipo de flotación:**

Accesorios utilizados para la corrida del revestidor; entre ellos se tiene:

a. **Zapata guía:**

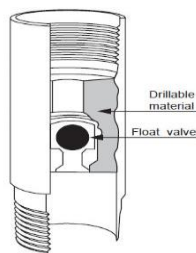
Permite guiar el tubo revestidor a lo largo de la corrida en el hoyo, permiten la flotación del revestidor (SlideShare, Luna, 2017).

b. **Collar flotador:**

Funciona como válvula check evitando que el cemento intento regresar al casing desde el espacio anular. Permite el asentar los tapones (SlideShare, Luna, 2017).



Zapata guía



Collar flotador



Centralizadores



Revestimiento

Ilustración 2. Accesorios usados en la cementacion

Fuente: Arrieta,M(2015). Revestimiento y cementacion de pozos [Figura]. Recuperado de <http://slideplayer.es/slide/5519859/>

Tipos de cementación

Existen dos tipos de cementacion las cuales revisaremos enseguida:

- Cementación primaria
- Cementación secundaria o forzada

1.3.1.3 Cementación primaria

Se realiza a continuación de terminada la fase de perforación, con la tubería de revestimiento ya en fondo, la cementación primaria es el bombeo de cemento al espacio anular (SLB Oilfield Review, Nelson, 2012, p. 63).

La cementación primaria tiene como principales funciones:

- Evitar la comunicación o traspaso de fluidos entre las formaciones.
- Fijar la tubería de revestimiento con la formación.

Existen varias técnicas de cementación, presentaremos las técnicas de cementación primaria más usadas:

- Cementación en una etapa.
- Cementación de liner.

1.3.1.3.1 Cementación en una etapa.

Es el más usado para cementar tuberías de revestimiento superficiales.

1.3.1.3.2 Cementación de liner.

Una sarta de liner usualmente incluye una zapata, collar flotador y collar de “aterrizaje”; junto con una tubería de revestimiento más larga y un colgador de liner, colocado hidráulica o mecánicamente, para asegurar la parte superior. Todo el ensamblaje es corrido con tubería de perforación.

1.3.1.4 Cementación secundaria o squeeze

Es el proceso que consiste en inyectar cemento a presión a través de disparos debido a que no hubo una buena cementación y se está teniendo inconvenientes en el pozo (Arevalo, Barzallo, Guerrero, 2010, p.5).

Esta es una medida para solucionar problemas debido a una cementación primaria defectuosa.

Las aplicaciones más comunes de la cementación secundaria son las siguientes:

- Reparar un trabajo de cementación primaria defectuoso debido a presencia de lodo o por no haber rellenado con suficiente cemento el espacio anular.
- Eliminar la presencia de agua proveniente de una formación cercana a la formación productora de hidrocarburos.
- Reparar tuberías debido a corrosión o fallas por ruptura.
- Abandonar una zona no rentable debido a presencia de agua.
- Sellar zonas de pérdida de circulación.

1.3.2 Tipos de cementos

En base a los componentes químicos y físicos utilizados para la fabricación del cemento portland tenemos caliza (carbonato de calcio), sílice, y arcilla, molidos y calcinados.

Las clases de cementos más usadas en la industria petrolera son:

Clase A

Es el tipo de cemento comúnmente utilizado en operaciones superficiales. Ideal cuando no se requieren propiedades especiales. Se lo puede utilizar en un rango de profundidad desde la superficie hasta 6.000 pies máximo, con temperaturas de 77 °C (170 °F). La aplicación de aditivos a lechadas con clase A, permite alcanzar requerimientos especiales que van más allá de su comportamiento básico (Cementos petroleros características y análisis, 2010, p. 9-10).

Clase B (Tipo MSR)

Indicado cuando las condiciones del pozo requieren moderada resistencia a los sulfatos y estabilidad de la lechada. Aplicable en un rango de profundidad desde la superficie hasta 6.000 pies y con temperaturas de 77 °C (170 °F). La aplicación de aditivos a lechadas con clase B, permite alcanzar requerimientos especiales que van más allá de su comportamiento básico , muy similar al clase A (Cementos petroleros características y análisis, 2010, p. 9-10).

Clase G (Tipo HSR)

Se lo utiliza cuando se requieren altas resistencias a los sulfatos, condiciones especiales y mayor estabilidad de la lechada. Como cemento base, resulta optimo hasta profundidades de 8.000 pies, puede ser usado con aceleradores y retardadores para cubrir un amplio rango de profundidades y temperaturas de pozos (Cementos petroleros características y análisis, 2010, p. 9-10).

Clase H (Tipo MSR): Es un cemento apropiado para usar bajo condiciones extremas de temperatura y de presión. Indicado cuando se requieren medianas resistencias a los sulfatos, condiciones especiales y gran estabilidad de la lechada. Como cemento base, resulta aplicable en un rango de profundidad desde la superficie hasta los 12.000 pies, puede ser usado con aceleradores y retardadores para cubrir un amplio rango de profundidades y temperaturas de pozos (Cementos petroleros características y análisis, 2010, p. 9-10).

1.3.2.1 Requerimiento de agua

Es la cantidad de agua usada para hacer la lechada de cemento es conocido como “agua de mezcla”.

La cantidad de agua de mezcla usada para hacer lechada de cemento puede observarse en la ilustración3.

Estas cantidades están basadas en:

- La necesidad de tener una lechada que sea de fácil bombeo.
- La necesidad de hidratar todo el cemento de manera de producir un cemento de alta calidad y dureza.
- La necesidad de asegurar que toda el agua libre sea usada para hidratar el cemento y que exista presencia de agua libre en el cemento endurecido.

Clase de cemento		Agua de Mezcla		Densidad de la lechada (Lb/gal)	Profundidad recomendada		Temperatura estática	
API	ASTM	Gal/sx	% H ₂ O /peso sx		Pies	metros	°F	°C
A	Tipo I	5.2	46	15.6	0-600	0-1830	170	77
B	Tipo II	5.2	46	15.6	0-600	0-1830	170	77
C	Tipo III	6.3	56	14.8	0-600	0-1830	170	77
D	Tipo IV	4.3	38	16.4	6000-10000	1830-3050	230	110
E	Tipo V	4.3	38	16.4	10000-14000	3050-4270	290	143
F	Tipo VI	4.3	38	16.4	10000-16000	3050-4880	320	160
G	Tipo VII	5.0	44	15.8	0-10000	0-3050	200	90
H	Tipo VIII	4.3	38	16.4	0-10000	0-3050	200	90

Ilustración 3. Coeficientes para requerimiento de agua de mezcla.

Fuente: Clasificación de los cementos (2014). Recuperado de <http://es.slideshare.net>

1.3.2.2 Espaciadores y Lavadores

Es necesario el uso de Espaciadores y/o Preflujos diseñados, para separar el fluido de perforación de la lechada de cemento y/o lavar o diluir el fluido de perforación en el hoyo y acondicionarlo para la lechada de cemento respectivamente.

Las características que los fluidos deben presentar son los siguientes:

- Compatibilidad de Fluidos.
- Separación de Fluidos.
- Mejora la Eficiencia de Desplazamiento de Lodo.
- Protección de Formación.
- Suspensión de Sólidos.

1.3.3 DISEÑO DE TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

Al momento de perforar debemos tener en cuenta que no todas las formaciones tienen las mismas variables de permeabilidad, porosidad, presiones y reacciones químicas las cuales debemos tener en cuenta para prevenir los siguientes problemas (Cruz, Balcazar, Romero, 2012, p. 12):

- Atrapamiento de tubería de perforación.
- Pegas diferenciales.
- Perdida o ganancia de fluidos.
- Reventón de pozo.
- Entrada de fluidos a altas presiones.

Para el diseño de la tubería de revestimiento, debe considerarse los esfuerzos físicos a los cuales estará sometida la tubería, para aquello el Instituto Americano del Petróleo (API), indica que para el diseño de la sarta de revestimiento se estimen los tres esfuerzos principales (Cruz, Balcazar, Romero, 2012, p. 12):

- a) Esfuerzo a la Tensión
- b) Esfuerzo al Colapso
- c) Esfuerzo al Estallido

1.3.3.1 Esfuerzo a la Tensión

Una sarta de trabajo al estar suspendida verticalmente sufrirá un esfuerzo axial llamado tensión, producto de su propio peso, lo que causa un efecto de estiramiento. Cada junta debe soportar el peso de la sarta suspendida en ella.

1.3.3.2 Esfuerzo al Colapso

Este esfuerzo se debe principalmente al efecto de la presión exterior que ejercen los fluidos sobre la pared externa de la tubería siendo mayor que la presión ejercida en el interior del tubo¹. La magnitud de la presión depende de la densidad del fluido, el colapso o aplastamiento también puede ocurrir al aplicar una presión externa que, sumada con la presión hidrostática, incrementa dicha presión.

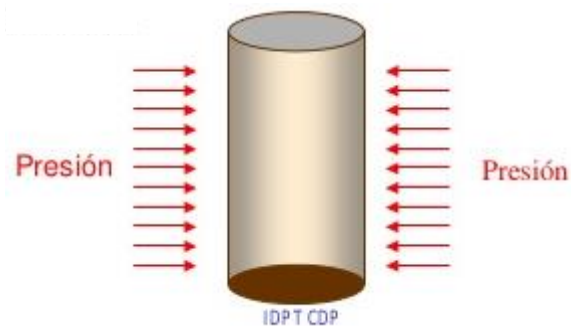


Ilustración 4 Demostración grafica de cómo actúa la presión contra las paredes de la tubería.

Fuente: Schlumberger, Fundamentos de diseño de revestidores(2014). Recuperado de <http://es.slideshare.net>

1.3.3.3 Esfuerzo al Estallido

Este esfuerzo se basa normalmente en la máxima presión de formación que resulta al interior de la tubería debido a la aparición de presiones externas que actúan del centro de la tubería hacia las paredes de la misma.

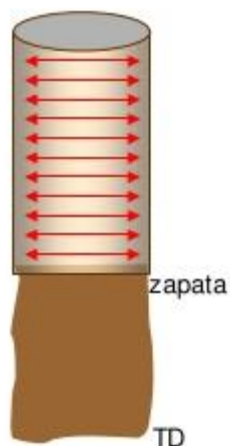


Ilustración 5 Demostración grafica de cómo actúa la presión dentro de las paredes de la tubería.

Fuente: Schlumberger, Fundamentos de diseño de revestidores (2014). Recuperado de <http://es.slideshare.net>

1.3.4 Conceptos básicos de perforación

1.3.4.1 Profundidad Medida (MD)

Es la distancia o longitud del hoyo. Representa la distancia de la trayectoria del pozo o la medición de la tubería en el hoyo.

1.3.4.2 Profundidad Vertical Verdadera (“True Vertical Depth”):

Es la proyección de la profundidad medida en la vertical. Representa la distancia vertical de cualquier punto del hoyo al sistema de referencia.

1.3.4.3 Punto de Casing:

Durante la perforación de los pozos, se atraviesan formaciones con situaciones diferentes, entre las que se tienen: zonas de bajos gradientes de fractura, intervalos con presiones anormales, formaciones inestables, yacimientos depresionados, zonas inyectoras, etc. Esto origina que a medida que se profundiza, se tengan que ir aislando intervalos con características diferentes mediante la corrida y cementación de tuberías de revestimiento.

1.3.4.3.1 Información requerida para la determinación del Punto de Casing

Información de producción

- Tipo de packer
- Densidad del fluido
- Tipo de fluido del reservorio
- Tasa de flujo, presión y temperatura esperada del pozo
- Existencia de gas (H₂S, CO₂)
- Máxima producción
- Diseño de completación a usarse

Información Geológica

- Presión de poro
- Factor de presión
- Temperatura de la formación
- Tipo y estructura de la formación
- Plan para programas de Logging
- Ubicación de zonas problemáticas o zonas de Perdida, zonas con alta permeabilidad, zonas inestables.

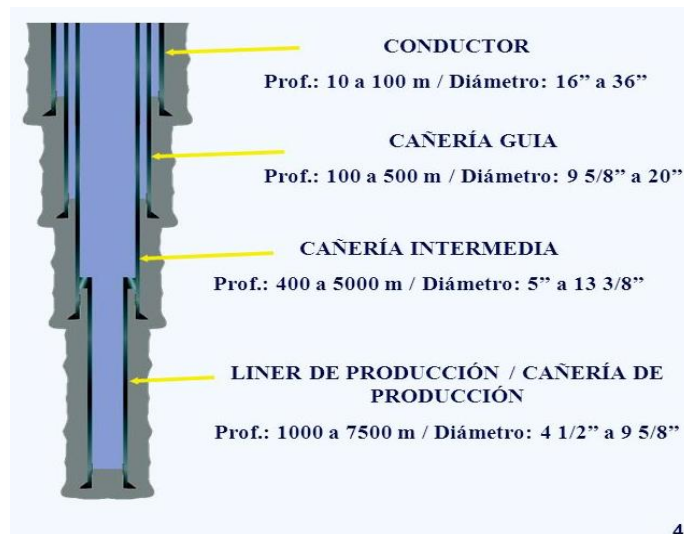


Ilustración 1.6 Ejemplo de un pozo revestido en 4 secciones

Fuente: Fundamentos de exploración y producción(2014).

Recuperado de <http://es.slideshare.net>

CAPÍTULO 2

En este capítulo se tomará en cuenta la parte teórica y se conocerá cómo está el pozo perforado. Mediante diagramas y fórmulas se podrá, realizar una estimación de cómo debe quedar el pozo en sus secciones con la tubería de revestimiento y determinar cómo se debe realizar la cementación del pozo. Adicional se presentarán, ejemplos de pozos perforados en 4, 3, y 2 secciones.

2. METODOLOGÍA

2.1 PERFORACIÓN

El Pozo ESPOL B – 11H, es direccional tipo “J” perforado desde la plataforma ESPOL B, teniendo como objetivo primario la Arenisca “U” y “T” Inferior.

El pozo tiene las siguientes coordenadas:

Tabla 1 Coordenadas de superficie y fondo, información tomada del programa de perforación

Coordenadas UTM de Superficie:	
	9'953,533.46 mts Norte
	299,774.76 mts Este
Coordenadas UTM de Fondo:	
	9'952,517.50 mts Norte
	299,784.58 mts Este

El pozo ESPOL B – 11H es perforado en dos secciones, pero cabe mencionar que el pozo ya tenía piloteado el revestidor de 20” a la profundidad de 91.5’ MD.

La primera fase fue perforada hasta 6,721' MD / 5845' TVD, se corrió el revestidor de 9 5/8". Durante la perforación de esta fase se utilizaron 2 BHA's; 1 con motor y broca tricónica. El uso de esta configuración en especial el de la broca tricónica es con el fin de atravesar la zona de boulders o conglomerados superficiales, ya que gracias a su característica de conos permite mayor zona de agarre para la perforación de esta zona. El segundo BHA con Power Drive y broca PDC, esta broca es ideal para perforar formaciones mixtas (areniscas, arcillolitas, limolitas y lutitas de Ortegua).

La segunda fase fue de 8 1/2", se perforó desde 6,721' MD hasta 10,808'MD. Se asentó el Liner de 7" @ 10,797' MD / 10,164' TVD en la Formación Hollín.

2.1.1 Requerimientos del plan direccional

El programa direccional presenta las siguientes consideraciones para poder realizar con éxito la perforación de este tipo de pozo en dos fases:

- Iniciar el KOP a partir de los 500 pies, para iniciar la construcción con un DLS de 1.5°/100 pies hasta los 2076 pies y alcanzar un ángulo máximo de 23.65°. Mantener la tangente hasta 7739 pies e iniciar caída por tendencia natural desde 7739 pies con un DLS de 0.6°/100 hasta TD.

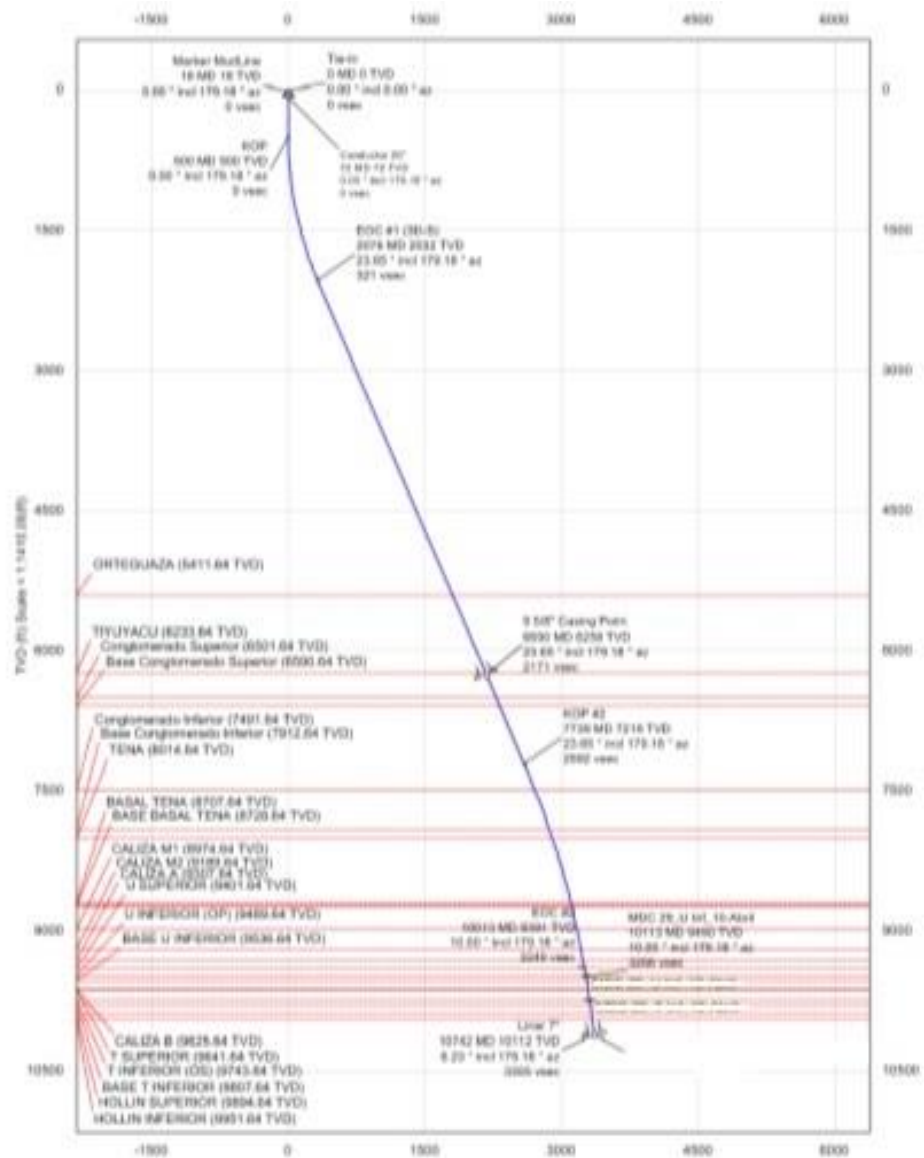


Ilustración 2 Diagrama en plante del plan direccional a seguir para el pozo ESPOL B-11H,
Fuente: Programa de perforación.

2.2 Diseño y programación de corrida

Este pozo ha sido diseñado para ser revestido en dos fases, teniendo como objetivos principales las Areniscas U y T Inferior.

El revestimiento superficial de 9 5/8" es asentado según programa +/- 27 ft dentro de la Formación Tiyuyacu a la profundidad de 6690 pies MD; la última fase de perforación será revestida utilizando un Liner de 7" asentado a 10742 pies MD (Profundidad Final); todas estas profundidades han sido proyectadas según programa de perforación y están sujetos a cambios dependiendo topos formacionales o cualquier cambio operacional presente durante la perforación del mismo.

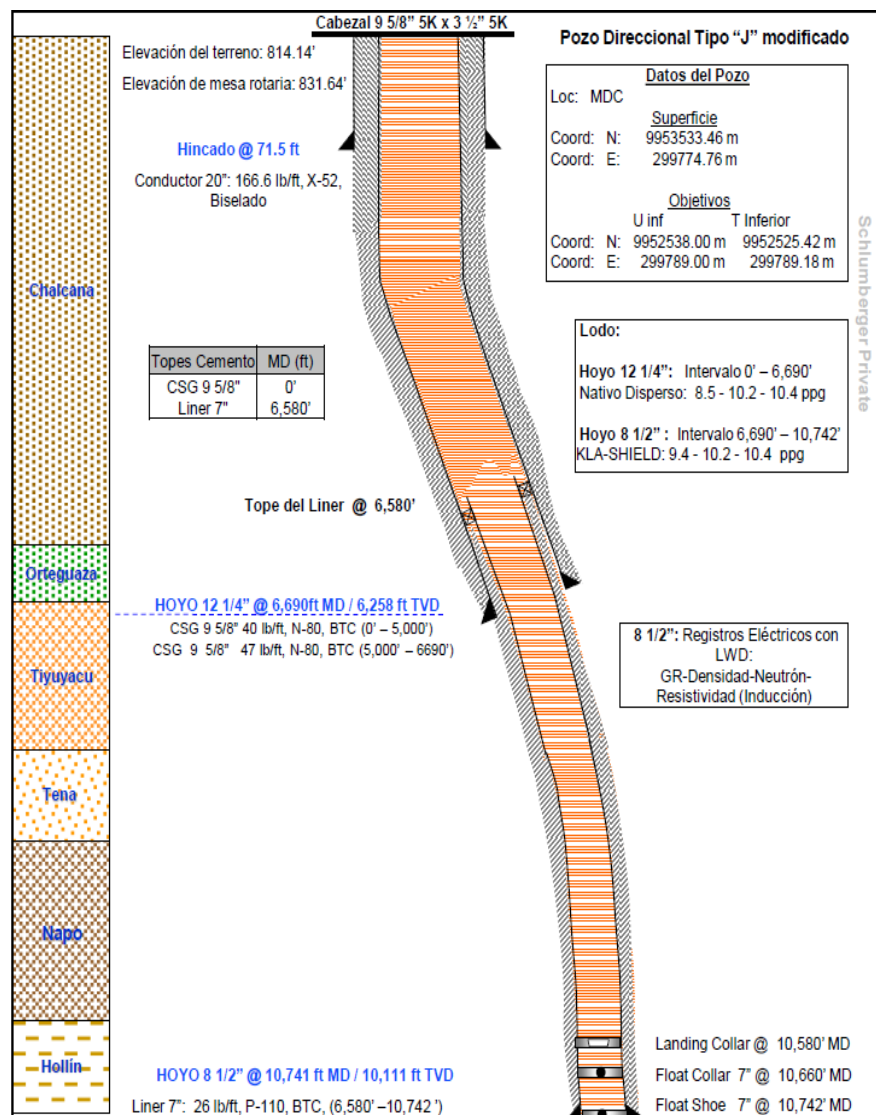


Ilustración 3 Diagrama original del pozo ESPOL B-11H, propuesto según.

Fuente: Programa de perforación.

Todos estos esfuerzos son considerados en el “Método de ensayo y error con “punto neutro”, el cual se aplica para el diseño del pozo que se encuentra compuesto de dos secciones de revestidores, ya que el revestimiento superficial fue hincado. Los datos a utilizar fueron obtenidos del diseño actual y de datos de campo.

Tabla 2 Información de los factores de seguridad a usarse para el diseño de tubería de revestimiento,

FACTORES DE SEGURIDAD		
<i>Tubería</i>	9 5/8	7”
<i>Colapso [C]</i>	1,20	1,20
<i>Tensión [T]</i>	3.14	7,10
<i>Estallido [E]</i>	1,24	1,23

Fuente: Programa de perforación

2.2.1 Determinación de los diferentes esfuerzos:

2.2.1.1 Esfuerzos Casing 9 5/8” y Liner de 7”

Para los cálculos de esfuerzos del casing de 9 5/8” y liner de 7”, se tiene las siguientes formulas, posterior a los cálculos se hará las comparaciones y verificaciones de los valores propuestos en el programa de perforación y determinar si estos cumplen las normativas necesarias.

Tabla 3 Datos requeridos para los cálculos y determinación de los diferentes factores de resistencia.

Revestidor (plgd)	Diámetro Broca (plgd)	TVD (pies)	MD (pies)	ρ (lpg)	Gp (psi/pie)
9.625	12.25	6,278	6,721	10.4	0.540
7	8.5	10,175	10,808	10.4	0.540

Fuente: Programa de perforación

Las siguientes formulas propuestas tienen la finalidad de una vez obtenidos los resultados de cada una de ellas, realizar la comparación con las tablas API (Ver apéndice), verificar si tanto para el Casing de 9 5/8" y Liner de 7" estos cumplen los diferentes factores de resistencia:

a) Presión de formación

$$P_f = G_p \times TVD \quad (2.1)$$

b) Presión Hidrostática

$$P_h = 0,052 \times \rho_{fp} \times TVD \quad (2.2)$$

c) Presión de Colapso

$$P_c = P_h \times FSC \quad (2.3)$$

d) Presión de Estallido

$$P_e = P_f \times FSE \quad (2.4)$$

e) Grado de resistencia al Colapso

$$G_{RC} = \frac{P_c}{TVD} \quad (2.5)$$

f) Profundidad del punto neutro

$$D_{PN} = MD \times (1 - (0.015 \times \rho_{fp})) \quad (2.6)$$

g) Peso total de la sarta Casing 9 5/8"

$$WCSG = DPN \times \text{Peso Nominal Tubería} \quad (2.7)$$

h) Profundidad máxima de corrida para CSG

$$D. Sup = \frac{RC}{GRC} \quad (2.8)$$

Para la determinación del cálculo de Resistencia a la tensión, tenemos la siguiente formula a usar:

i) Resistencia a la tensión:

$$RT = \frac{\text{Joint Strength (BTC)}}{2} \quad (2.9)$$

2.3 Programa de corrida y cementación para el pozo ESPOL B-11H

El programa de corrida y cementación constará de 2 secciones, que se desarrollarán luego de cada una de las perforaciones, en diferentes profundidades.

Tabla 4 Información y propiedades de los casing a usarse en el pozo espol b-11h

[Los pesos a usarse son entregados por el cliente de acuerdo a su disponibilidad]

CASING	OD (in)	Peso ¹ (lb/pie)	Prof. de asentamiento	Propiedades
CONDUCTOR	20"	166.56	71.5'	X-52, Biselado
SUPERFICIAL	9 5/8"	40/47	4784' / 6721'	N-80, BTC
PRODUCCIÓN	7"	26/29	10792'	P-110 BTC

2.3.1 Modelo de simulación para corrida de tubería de revestimiento

El modelo Drag Forces, presenta diferentes pesos de la sarta según diferentes factores de fricción usados, tanto para los pesos subiendo como bajando. El objetivo del uso de este modelo es tener un mayor control del peso real de la sarta.

2.3.1.1 Drag Forces para corrida de Casing 9 5/8” y Liner de 7”

El modelo planteado presenta curvas a diferentes factores de fricción tanto, como levantando y bajando la sarta; para tener una mejor visión y percepción durante la corrida del mismo.

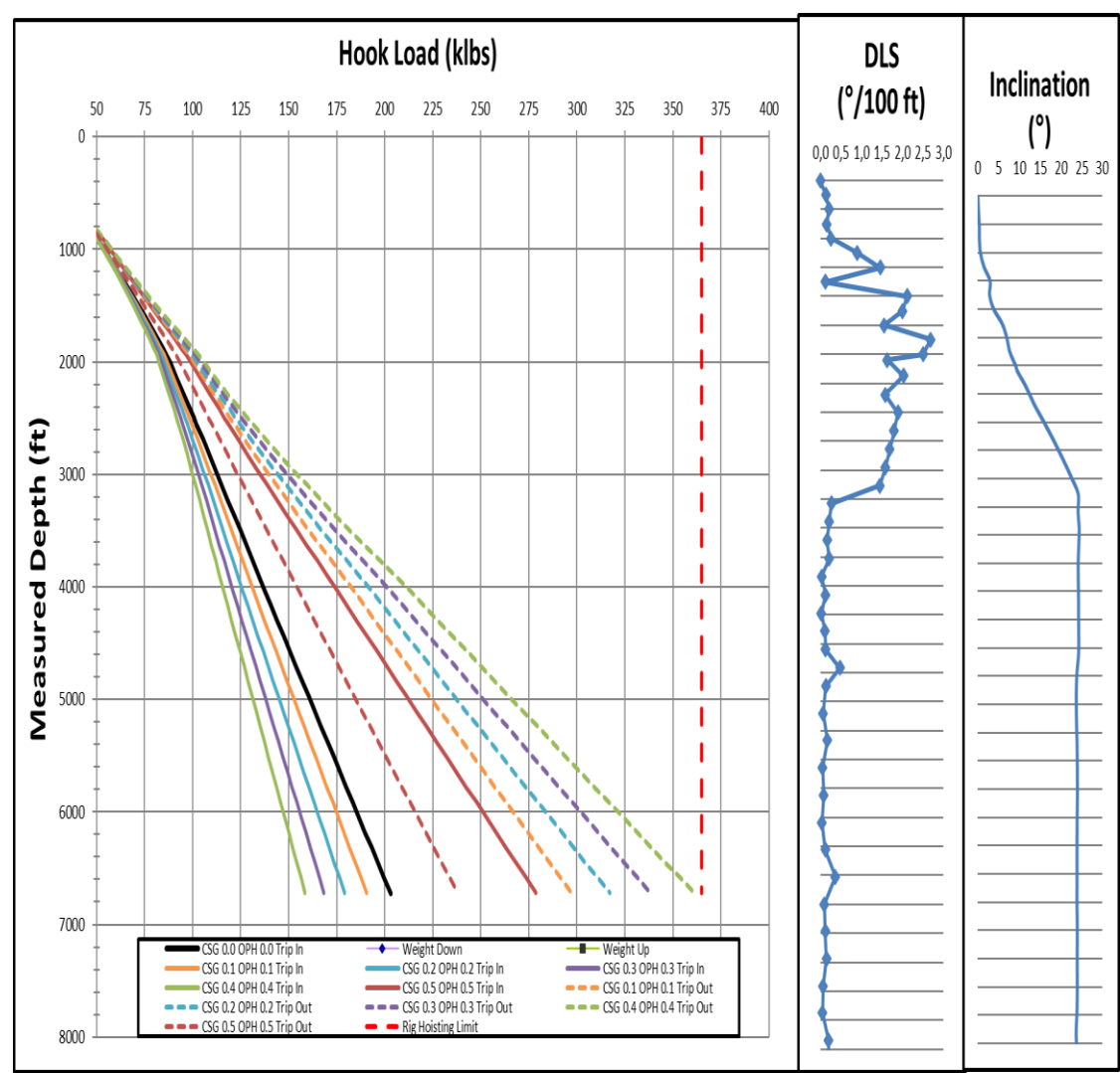


Ilustración 4 Grafico de los diferentes factores de fricción tanto para pesos subiendo y bajando para Casing 9 5/8”

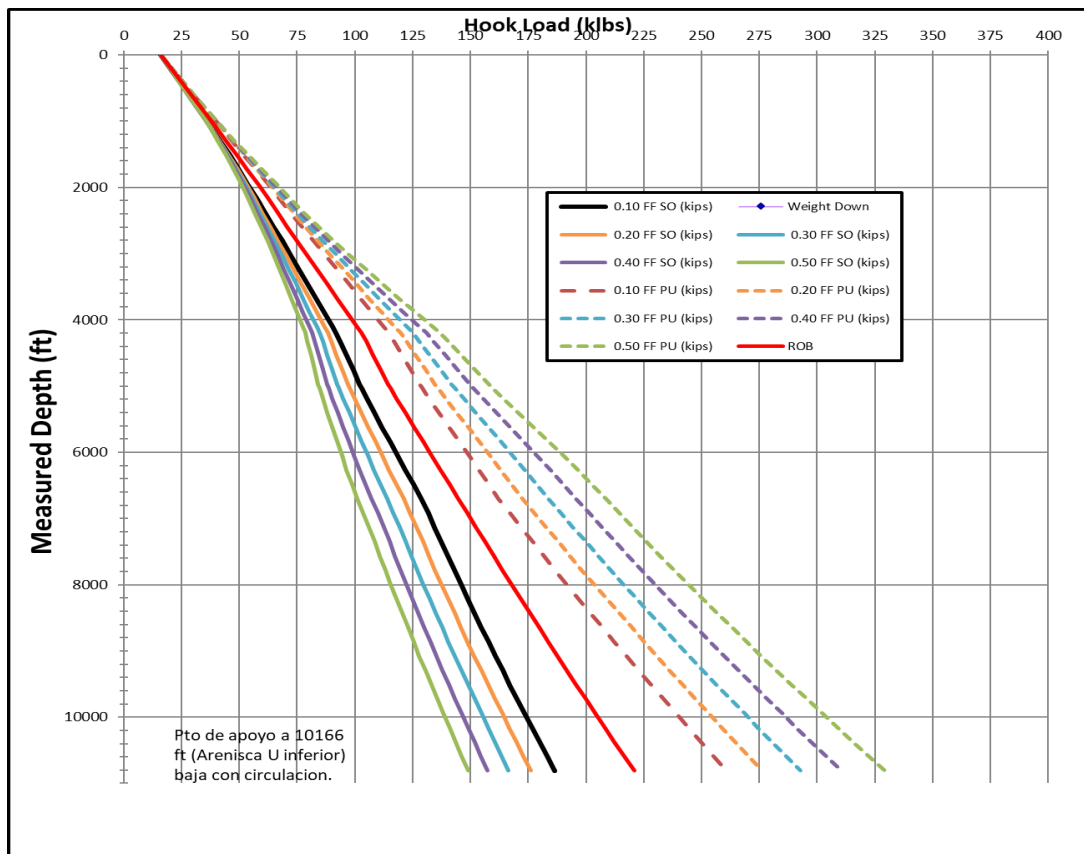


Ilustración 5 Grafico de los diferentes factores de fricción tanto para pesos subiendo y bajando para Liner de 7"

De igual manera se pueden observar los diferentes factores de fricción, tanto para el peso levantando la sarta (líneas continuas) como para peso bajando la sarta (líneas entre cortadas).

2.3.2 Cálculos de Volúmenes para la Cementación durante las dos fases.

2.3.2.1 Cementación de Casing 9 5/8":

Para la cementación del CSG 9 5/8" se tienen las siguientes recomendaciones:

- El exceso de cemento planeado es del 25% sobre el diámetro de la broca; teniendo un diámetro promedio del hoyo de 12.823".

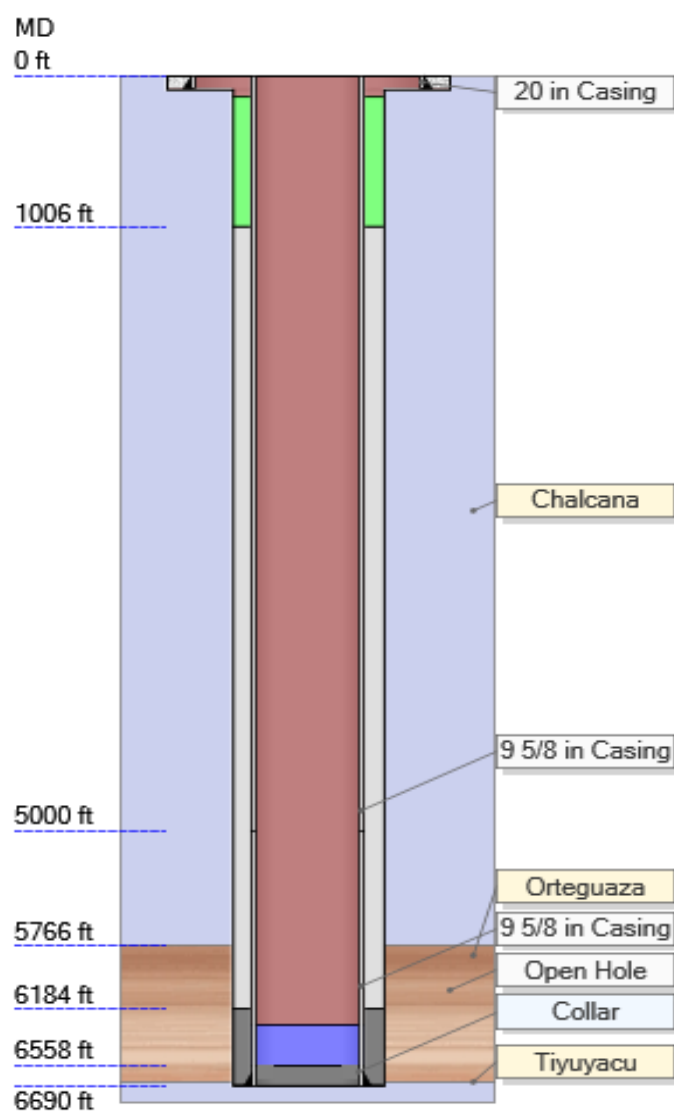


Ilustración 6 Diagrama de pozo, fase 12 1/4", tomada del programa de cementación

Tabla 5 Datos y descripción de nomclaturas usadas para los cálculos de las lechadas

D1	12.823 pulgadas	Diámetro del hoyo
D2	9.625 pulgadas	Diámetro externo del Casing 9 5/8"
D3	19.124 pulgadas	Diámetro interno Casing 20"
D4	8.835 pulgadas	Diámetro interno de Casing 9 5/8"
H1	1006 pies	Altura de la lechada de Cola

H2	6721 pies	Profundidad total de fase 12 ¼"
R1	1.61 pies ³ /Sxs	Rendimiento de la lechada de cola
R2	1.82 pies ³ /Sxs	Rendimiento de la lechada de relleno

Para calcular el volumen en barriles de los diferentes tipos de fluidos se utiliza, se debe tener como informacion que por experiencia en este campo las alturas promedio de las lechadas estan sujetas al programa; para lo cual tomamo como referencia que la lechada de cola deberia tener una altura de 1006' desde fondo. Los calculos seran realizados con las siguientes formulas:

- Lechada de cola

$$V_1 = \left[\frac{D_1^2 - D_2^2}{1029.4} \times \text{Altura de la lechada de cola} \right] \Rightarrow \text{bls.} \quad (2.10)$$

$$V_1 = \left[\frac{12,823^2 - 9,625^2}{1029.4} \times 1006 \right] \Rightarrow \text{bls.}$$

- Lechada de relleno

$$V_2 = \left[\frac{D_1^2 - D_2^2}{1029.4} \times (H_2 - H_1 - 71,5) \right] + \left[\frac{20^2 - D_2^2}{1029.4} \times 71,5 \right] \Rightarrow \text{bls.} \quad (2.11)$$

$$V_2 = \left[\frac{12,823^2 - 9,625^2}{1029.4} \times (6721 - 1006 - 71,5) \right] + \left[\frac{20^2 - 9,625^2}{1029.4} \times 71,5 \right] \Rightarrow \text{bls.}$$

- Desplazamiento

$$V_3 = \left[\frac{D_4^2}{1029.4} \times H_2 \right] \Rightarrow bls. \quad (2.12)$$

$$V_3 = \left[\frac{8,835^2}{1029.4} \times 6721 \right] \Rightarrow bls.$$

- Exceso de lechada

$$\begin{aligned} V_{1t} &= V_1 + (V_1 \times Exceso) \\ V_{2t} &= V_2 + (V_2 \times Exceso) \end{aligned} \quad (2.13)$$

Según los análisis realizados, se colocará un exceso en la Lechada de cola y Relleno del 25% respectivamente.

- Cantidad de sacos Lechada de cola.

$$Sx_1 = \frac{(V_{1t} \times 5.615)}{R_1} \quad (2.14)$$

$$Sx_1 = \frac{(V_{1t} \times 5.615)}{1,61}$$

- Cantidad de sacos Lechada de relleno.

$$Sx_2 = \frac{(V_{2t} \times 5.615)}{R_2} \quad (2.15)$$

$$Sx_2 = \frac{(V_{2t} \times 5.615)}{1,82}$$

2.3.2.2 Cementación de Liner de 7”:

Para la cementación del Liner de 7” se tienen las siguientes recomendaciones:

Se asume como diámetro promedio: 8.927” y se considerará 50 % de exceso desde 10742 ft hasta 9006 ft. Para el resto del anular se considerará un exceso del 35% (Esto define un Diámetro del hoyo: 9.613 in).

- La lechada propuesta es una lechada Tail @ 17.0 ppg + Lechada Lead @ 16.8 ppg.

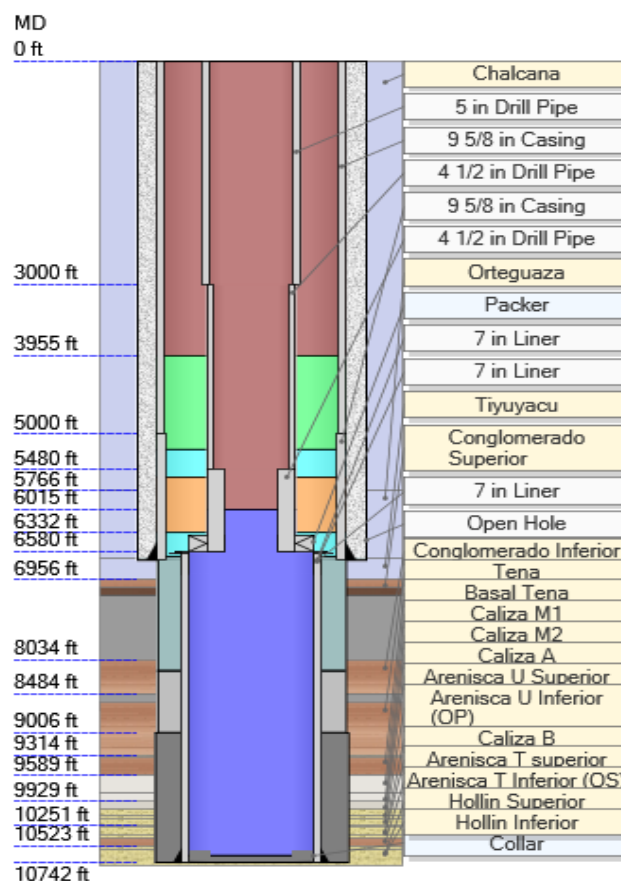


Ilustración 7 Diagrama de pozo, fase 8 1/2",

Fuente: Programa de cementación.

Para calcular el volumen en barriles de las diferenes lechadas a ser bombeadas en el pozo, se debe tener como informacion que por experiencia en este campo el diametro promedio que se maneja para la ultima seccion perforada es de 8.835 pulgadas.

A continuación se detallan las formulas a ser usadas y los datos necesarios para realizar lo calculos:

Tabla 6 Datos y descripción de nomclaturas usadas para los cálculos

D5	8.835 pulgadas	Diámetro interno del casing de 9 5/8"
D6	8.927 pulgadas	Diámetro de broca
D7	7 pulgadas	Diámetro externo del Liner
D8	5 pulgadas	Diámetro externo de la T.P.
D9	6.276 pulgadas	Diámetro interno del Liner.
D10	4.5 pulgadas	Diámetro externo de la T.P.
D11	3.826	Diámetro interno de la T. P.
D12	4.768	Dianetro interno de la T.P.
H3	6601 pies	Longitud del csg 9 5/8" hasta tope de liner 7"
H4	10742 pies	Profundidad total (MD)
H5	358 pies	Longitud dentro de csg 9 5/8"
H6	1736 pies	Longitud de la lechada Tail
H7	3332 pies	Longitud de la tubería de perforación 4.5"
H8	3000 oies	Longitud tubería de perforación 5"
R3	1.35 pies ³ /Sxs	Rendimiento de lechada principal

Para calcular el volumen en barriles de la lechada a utilizar, tenemos las siguientes fórmulas:

- Volumen de Lechada Tail

$$V_4 = \left[\frac{D_6^2 - D_7^2}{1029.4} \times H_6 \right] \quad (2.16)$$

$$V_4 = \left[\frac{8,927^2 - 7^2}{1029.4} \times 1736 \right]$$

- Volumen de Lechada Lead

$$V_5 = \left[\frac{D_6^2 - D_7^2}{1029.4} \times (H_4 - H_2 - H_6) \right] \quad (2.17)$$

$$V_5 = \left[\frac{8,927^2 - 7^2}{1029.4} \times (10742 - 6721 - 1736) \right]$$

- Volumen de Lechada Lead entre Casing 9 5/8" y liner de 7"

$$V_6 = \left[\frac{D_5^2 - D_7^2}{1029.4} \times H_5 \right] \quad (2.18)$$

$$V_6 = \left[\frac{8,835^2 - 7^2}{1029.4} \times 358 \right]$$

- Volumen de desplazamiento

$$V_7 = \left[\frac{D_{12}^2}{1029.4} \times (H_8) \right] + \left[\frac{D_{11}^2}{1029.4} \times (H_7) \right] + \left[\frac{D_9^2}{1029.4} \times (H_4 - H_3) \right] \Rightarrow bls. \quad (2.19)$$

$$V_7 = \left[\frac{4,768^2}{1029.4} \times 3000 \right] + \left[\frac{3,826^2}{1029.4} \times 3332 \right] + \left[\frac{6,276^2}{1029.4} \times (10742 - 6601) \right] \Rightarrow bls.$$

- Cantidad de sacos

$$S_{X_3} = \frac{(V_{4t} \times 5.615)}{R_3} \quad (2.20)$$

$$S_{X_3} = \frac{(V_{4t} \times 5.615)}{1,35}$$

2.4 Ejemplos de perforación de pozos convencionales.

Para referirnos a la perforación de pozos convencionales, en el presente trabajo, mostraremos dos pozos como ejemplo, perforados desde superficie en 4 secciones y evaluaremos los tiempos que estos llevan en realizarse. Los pozos a demostrar como ejemplo, por efectos de estudio van a ser llamados Pozo A y Pozo B.

2.4.1 Fases perforadas

I) Pozo A

Pozo tipo “J”, perforado desde superficie hasta 11221 pies; revestido en 4 secciones detalladas a continuación:

Tabla 7 Profundidades de cada Casing & Liner corridos

Casing (Plg.)	20"	13 3/8"	9 5/8"	7"
Pies Totales de tubería	218	6120	10396	1054

Fuente: Schlumberger,(2017)Programa de perforación

II) Pozo B

Es un Pozo tipo “J”, perforado en un campo diferente al del Pozo A; pero que presenta la misma configuración. Es perforado desde superficie hasta 10506 pies; revestido en 4 secciones detalladas a continuación:

Tabla 8 Profundidades de cada Casing & Liner corridos

Casing (Plg.)	20"	13 3/8"	9 5/8"	7"
Pies Totales de tubería	273	6013	9855	851

Fuente: Schlumberger,(2017)Programa de perforación

III) Pozo C

Es un Pozo tipo “J”, perforado en un campo diferente al del Pozo A y B; perforado desde superficie hasta 10300 pies; revestido en 3 secciones detalladas a continuación:

Tabla 9 Profundidades de cada Casing & Liner corridos

Casing (Plg.)	13 3/8”	9 5/8”	7”
Pies Totales de tubería	613	7381	2921

Fuente: Schlumberger,(2017)Programa de perforación

2.4.2 Tiempo total de perforación de los pozos A, B y C

A continuación, se detallará y presentará un gráfico comparativo de los tiempos que tomó la realización de los pozos en estudio. Estos datos fueron tomados de las curvas finales de cada pozo:

Tabla 10 Tiempos totales correspondientes a finalización de cada pozo

Casing (Plgd.)	A	B	C	ESPOL B-11H
Tiempo total de perforación (Días)	28,78	25,17	24,89	20,38

Fuente: Programa de perforación

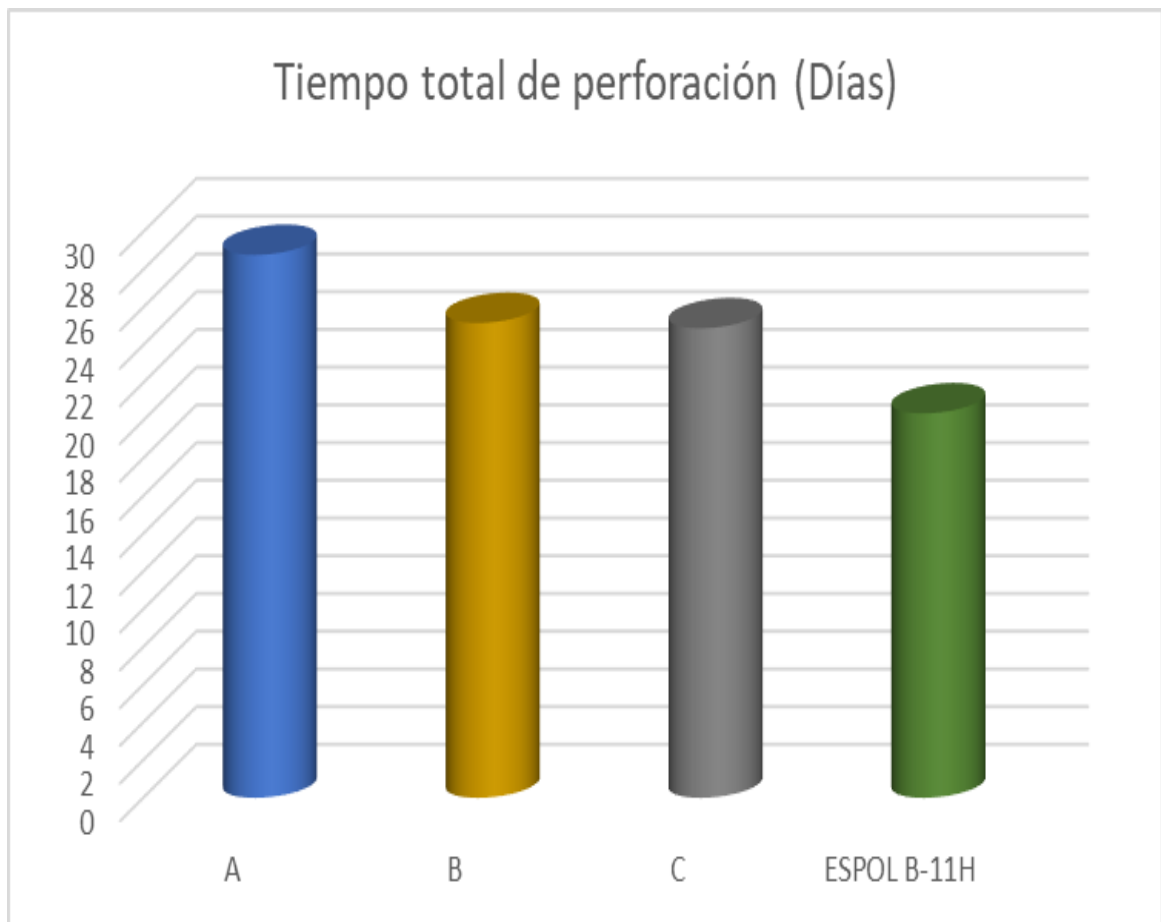


Ilustración 8 Cuadro de barras estadístico, para realizar comparación de tiempos entre pozos.

Fuente: (Romero T. & Marfak A.,2019)

En el gráfico estadístico se puede verificar el tiempo que tomó la realización de cada pozo. Se puede notar que evidentemente el que menos tiempo tomo fue el Pozo ESPOL B-11H.

CAPÍTULO 3

3. RESULTADOS Y ANÁLISIS

3.1 Resultados de los esfuerzos Casing 9 5/8" y Liner de 7"

Con las fórmulas planteadas en el capítulo 2, obtenemos los resultados plasmados en la siguiente tabla, los mismos que nos van a ayudar a realizar los cálculos de los esfuerzos requeridos para verificar si de acuerdo a cada uno, la tubería a emplearse es la óptima según normas API.

Tabla 11. Resultados de los esfuerzos para el casing de 9 5/8" y 7"

Fuente: (Romero T. & Marfak A.,2019)

Revestimiento (plgds)	Presión de Formación (psi)	Presión Hidrostática (psi)	Presión de Colapso (psi)	Presión de Estallido (psi)	Grad. resistencia al colapso (psi/ft)	Prof. Punto neutro (pie)	Peso total de la sarta (klb)	Prof. Maxima de corrida (pies)
9.625	3390.12	3634.7	4631.66	4102.05	0.737	5672.52	266.61	6284.48
7	5494.5	5502.64	6603.17	6758.24	0,648	9065,40	235,70	10190.08

Realizando un análisis de comparación con la presión de colapso calculada para las dos tuberías de revestimiento; se obtiene de las tablas API los siguientes valores:

Tabla 12 Datos De Los Esfuerzos Para El Casing De 9 5/8" Y 7"

Fuente: Tabla API [²por especificaciones la ultima junta de liner de 7" corresponde a un peso Nominal de 29lb/Pie, L-80]

REVESTIMIENTO	R. Colapso (psi)	R. Estallido (psi)	R. Tensión (lbs)
9 5/8"	4760	6870	1161000
7"²	7020	8170	718000

La tubería de 9 5/8" de 47 lbs/ft, tiene una resistencia al colapso de 4760 (psi) mucho mayor que la presión al colapso obtenida en los cálculos anteriores, por lo tanto, esta tubería puede ser utilizada en nuestro diseño de revestimiento intermedio; ya que se encuentra dentro de los rangos óptimos según tabla de especificaciones API.

Con respecto a la tubería de 7", 29 lbs/ft, esta tiene una resistencia al colapso de 7020 psi, cuyo valor es mayor al obtenido en los cálculos previos; por lo que la tubería a ser usada es la correcta a ser corrida en el pozo.

Continuando con el análisis del revestimiento, casing 9 5/8" y Liner de 7", con respecto al estallido, según las características de la tubería N-80 y L-80 de 47 y 29 Lbs/Pie, esta tiene una resistencia al estallido de 6870 psi para el casing de 9 5/8" y 8170 psi para el liner de 7", mientras que la presión al estallido calculada es 4102 psi y 6758 psi, por lo tanto la tubería resiste por estallido.

Con respecto a la determinamos de la profundidad hasta la que se puede correr de manera segura el revestimiento 9 5/8" y liner de 7"; los resultados obtenidos al final de la tabla 3.1; se encuentra dentro del rango de la profundidad base estimada. Debemos tener en cuenta que en este diseño no se considera el factor de flotación.

Tabla 13 Resultados de resistencia a la tensión para los revestimientos de 9 5/8" y 7".

REVESTIMIENTO	Rt (lbs)
9 5/8"	580500
7" ²	359000

Finalmente, los resultados obtenidos, mostrados en la tabla 13, para determinar si la tubería utilizada cumple con las especificaciones para ser corrida, podemos concluir que como el peso total de la sarta obtenido en la tabla 12 es menos en ambos casos, Casing 9 5/8" y Liner de 7"; la tubería cumple las especificaciones con respecto a esfuerzo a la tensión.

3.2 Resultados obtenidos con la gráfica Drag & forces durante la corrida de los revestimientos

3.2.1 Drag & Forces Casing 9 5/8"

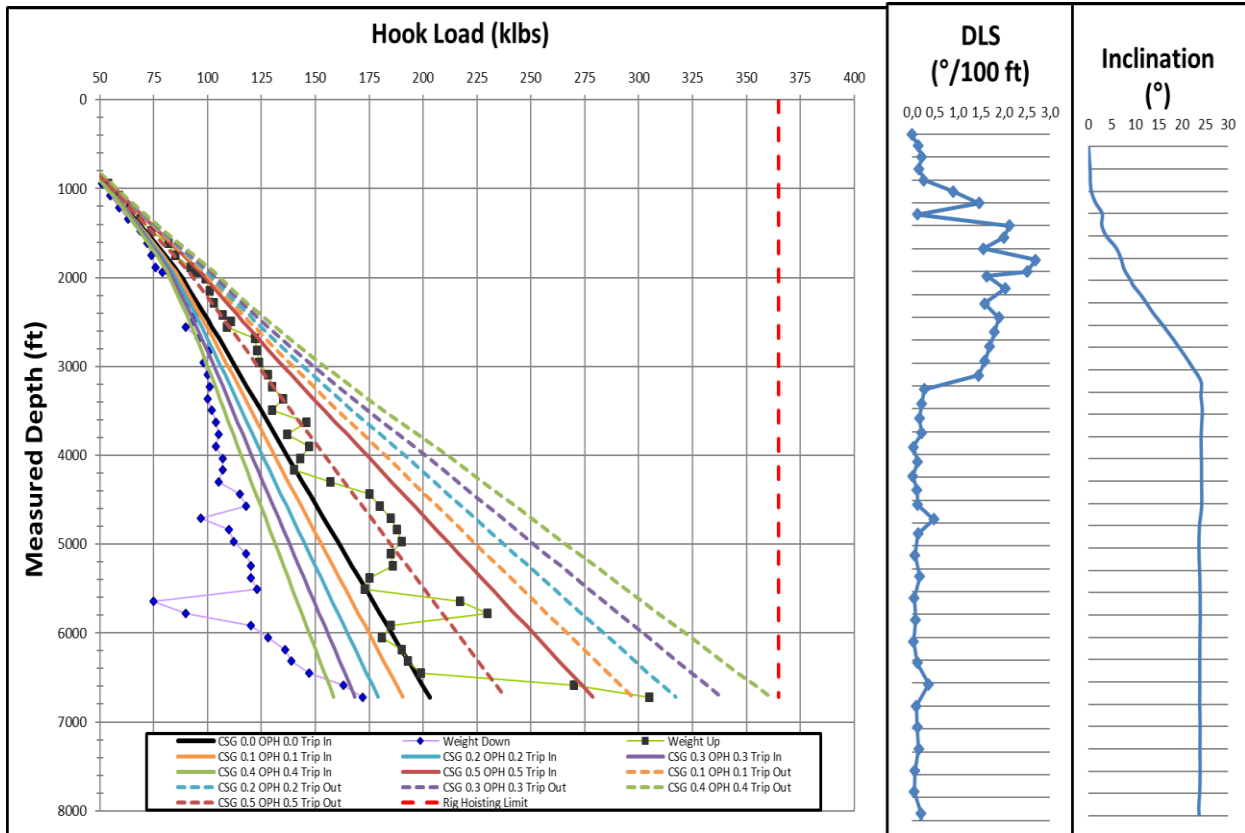


Ilustración 9 Muestra datos reales de la sarta durante la corrida de Casing 9 5/8"

- Como se puede observar la gráfica mantiene una tendencia similar a las curvas hasta +/- 2900' MD, posterior a eso empieza a salir de los límites de acuerdo a los diferentes factores de fricción.
- Posterior al punto de apoyo, más representativo @ 5500 pies, se puede observar que la tendencia a ingresar dentro de los modelos.

3.2.2 Drag & Forces Liner de 7"

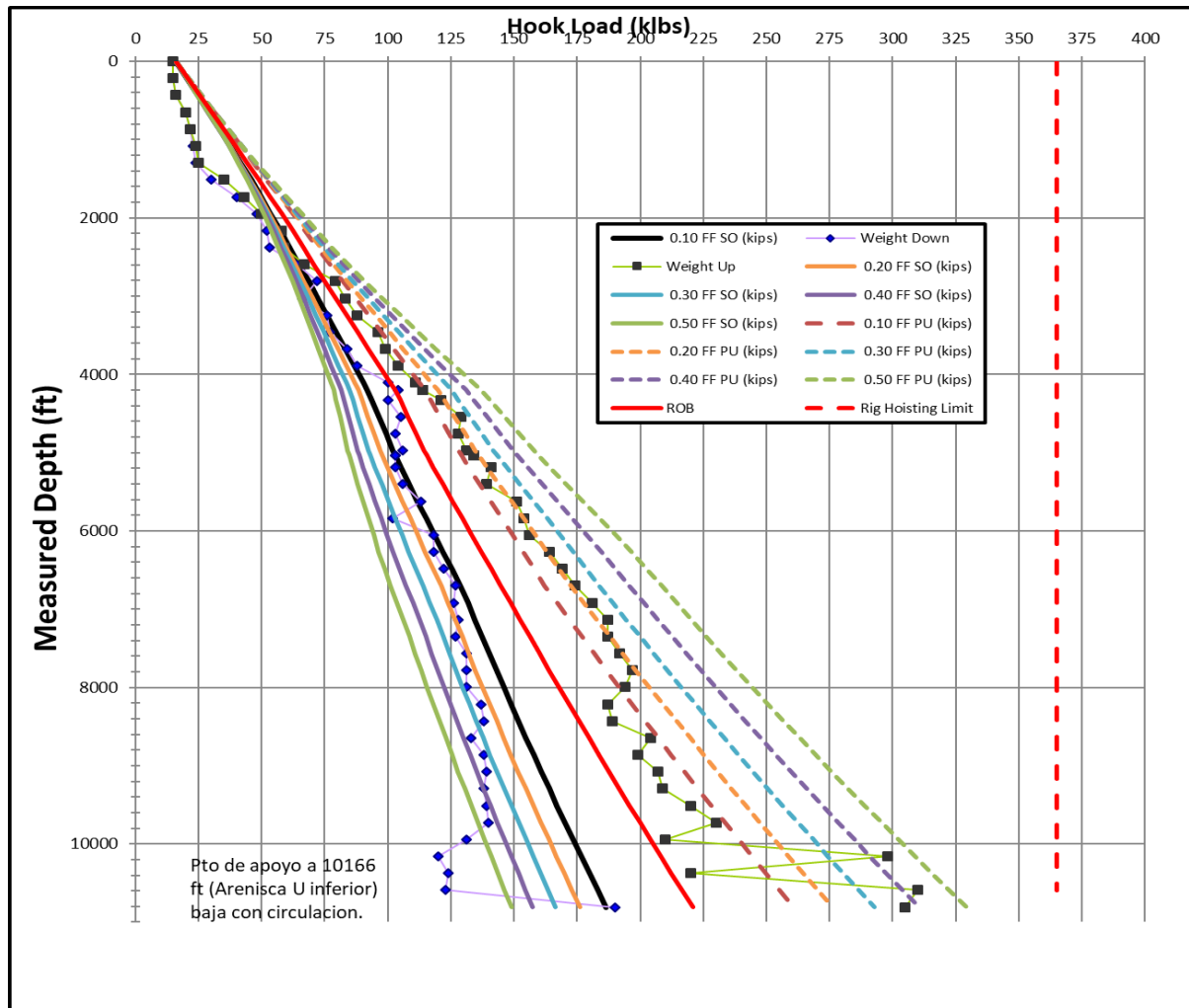


Ilustración 10 Muestra datos reales de la sarta durante la corrida de Liner de 7"

- Como se puede observar las curvas al principio salen de la tendencia de los diferentes factores de fricción, esto debido al poco peso que posee la sarta del Liner de 7".
- La tendencia de los pesos reales de la sarta, posterior a los +/- 2200' MD, con relación a los valores teóricos de los diferentes factores de fricción, se mantuvieron dentro de los límites.

- Se puede observar que al final de la corrida se tuvo un punto de apoyo considerable, a partir de la arenisca U inferior, que hace que la corrida del Liner de 7" presente esa tendencia fuera de las curvas únicamente con los valores de peso bajando; ya que ese puede verificar de igual manera que los valores de peso subiendo no presentan mayor tensión de la simulada con las curvas.
- Se puede observar que posterior al punto de apoyo a partir de 10000 pies, se recomendó bajar lavando las paradas, para así facilitar la baja de la tubería de revestimiento.

3.3 Cálculos de Volúmenes para la Cementación durante las dos fases

3.3.1.1.1 Resultados de volúmenes calculados para cementación de Casing 9 5/8":

Una vez obtenidos los resultados de los volúmenes de las lechadas de cola y relleno a bombear en la fase de 12 ¼", podemos obtener un cuadro comparativo del costo de la fase en lo que respecta al número de sacos a usarse.

Tabla 14 Resultados teóricos de los volúmenes calculados [cita]

Fuente: (Romero T. & Marfak A.,2019)

	Sin exceso (bls)	Con exceso (bls)
Volumen Lechada de Cola	70.15	87.69
Volumen Lechada de Relleno	393.56	491.96
Sacos de Lechada de Cola	306	

Sacos de Lechada de Relleno	1518
Volumen de desplazamiento	507,29

Más adelante se realizará un análisis comparativo de costos entre pozos de mayor numero de secciones, pero cabe mencionar que previo realizar la cementación, operacionalmente la misma debe ser viable una vez que el casing este en fondo. Entre los puntos que se deben tener en cuenta son:

- Verificar presiones estables de circulacion antes y despues de la colocación de la cabeza de cementación.
- Estar pendiente por cualquier pérdida de fluido hacia la formación; ya que esto conllevaría complicaciones al trabajo deó.

3.3.1.1.2 Resultados de volúmenes calculados para cementación de Liner de 7:

En la tabla adjunta (3.5) podemos observar los resultados obtenidos de las formulas planteadas anteriormente para obtener la cantidad de sacos a ser usados para la cementación de la fase de 8 ½”.

Tabla 15 Resultados teóricos de los volúmenes calculados para Cementación de Liner de 7”

	Sin exceso (bls)	Exceso (bls)
Volumen Lechada Tail (bls)	51.79	77.69
Volumen Lechada Lead (bls)	68.13	91.98
Sacos de Lechada Tail	323	
Sacos de Lechada Lead	383	

Volumen de desplazamiento (bls)	272.08
--	--------

Los cálculos realizados, presentan su respectivo exceso para garantizar que todas las zonas de las arenas como objetivos primarios van a quedar eficientemente selladas.

3.4 Análisis Económico:

El siguiente análisis de costos, tiene como finalidad realizar la comparación entre el diseño de pozos perforados en 4, 3 y 2 secciones.

A continuación, se detallan valores tanto de costo/pie de cada casing a ser corrido en las diferentes configuraciones, así como el costo total.

- Pozos perforados en 4 secciones

Tabla 16 Costos de revestimientos y cemento por cada sección del Pozo A

Costo de revestimiento Pozo A					
Casing (Plg.)	20"	13 3/8"	9 5/8"	7"	Total
Pies Totales de tubería	218	6120	10396	1054	11221
Costo del Intervalo-pie (\$/pie)	164	64,29	55,55	36,21	-
Costo Total del Intervalo (\$)	35.752	393.454,80	577.497,8	38.165,34	1'044.869,94
Costos de cementación Pozo A					
Casing (Plg.)	20"	13 3/8"	9 5/8"	7"	Total
Tipo de cemento	A	A	G	G	-
Costo/saco (Usd)	12	12	25	25	-
Sacos	400	1900	1800	400	4500
Costo por intervalo (Usd)	4.800	22.800	45.000	10.000	82.600

Como se puede observar el costo total, la tubería de revestimiento y el cemento total a usarse, es de \$ 1'127.469,94.

Tabla 17 Costos de revestimientos y cemento por cada sección del Pozo B

Costo de revestimiento Pozo B					
Casing (Plg.)	20"	13 3/8"	9 5/8"	7"	Total
Pies Totales de tubería	273	6013	9855	851	10506
Costo del Intervalo-pie (\$/pie)	164	64,29	55,55	36,21	-
Costo Total del Intervalo (\$)	44.772	386.575,77	547.445,25	30.814,71	1'009.607,73
Costos de cementación Pozo B					
Casing (Plg.)	20"	13 3/8"	9 5/8"	7"	Total
Tipo de cemento	A	A	G	G	-
Costo/saco (Usd)	12	12	25	25	-
Sacos	501	1870	1710	330	4.411
Costo por intervalo (Usd)	6.012	22.440	42.750	8.250	79.452

Como se puede observar el costo total, tubería de revestimiento y cemento total a usarse, es de \$1'089.059,73.

En promedio un pozo perforado en cuatro secciones tiene un costo de aproximadamente \$ 1'000.000.

- Pozo perforado en 3 secciones.

Tabla 18 Costos de revestimientos y cemento por cada sección del Pozo C

Costo de revestimiento Pozo C				
Casing (Plg.)	13 3/8"	9 5/8"	7"	Total
Pies Totales de tubería	613	7381	2921	10300
Costo del Intervalo-pie (\$/pie)	164	55,55	36,21	-
Costo Total del Intervalo (\$)	100.532	410.014,55	105.769,41	616.315,96
Costos de cementación Pozo C				
Tipo de cemento	A	G	G	-
Costo/saco (Usd)	12	25	25	-
Sacos	2100	1900	430	4.430
Costo por intervalo (Usd)	25.200	47.500	10.750	73.775

Para un pozo ejemplo y del mismo tipo "J", el costo total tanto en tubería de revestimiento y cemento es de \$ 690.090,96.

- Pozo ESPOL B – 11H perforado en 2 secciones, teniendo en cuenta que el Conductor fue piloteado.

Tabla 19 Costos de revestimientos y cemento por cada sección del Pozo ESPOL B-11H

Costo de revestimiento Pozo A			
Casing (Plg.)	9 5/8"	7"	Total
Pies Perforados	6721	4207	11808
Costo del Intervalo-pie (\$/pie)	55,55	36,21	-
Costo Total del Intervalo (\$)	373.351,55	152.335,47	525.687,02
Costos de cementación Pozo ESPOL B-11H			
Tipo de cemento	G	G	-
Costo/saco (Usd)	25	25	
Sacos	1824	706	2.530
Costo por intervalo (Usd)	45.600	17.650	63.250

En el caso del pozo ESPOL B-11H, el costo total tanto en tubería de revestimiento y cemento es de \$ 588.937,02.

En la siguiente tabla se mostrarán los costos de cada uno de los pozos en discusión para poder apreciar de una mejor manera el valor total, tanto de costos de casing y cementación:

Tabla 20 Costos Totales de revestimientos y cemento de pozos en estudio

Pozo	A	B	C	ESPOL B-11H
Costos totales (tubería de revestimiento + cementacion)	\$ 1'127.469,94	\$1'089.059,73	\$ 690.090,96	\$ 588.937,02

Como se puede observar en la Tabla 20, en lo que respecta a costos únicamente de tubería de revestimiento y costos de cementacion el Pozo ESPOL B-11H es más económico.

Por otra parte, teniendo en cuenta que el objetivo del presente proyecto, que es demostrar la viabilidad tanto del ahorro en tiempo y costos; se realiza la comparación en referencia al costo y tiempo total, costo y tiempo por fase hasta la cementacion de cada una. Se realizará el análisis de tiempos y costos de los 3 pozos ejemplo versus el pozo en estudio.

3.4.1 Comparación de costos totales

Los costos presentados a continuación en la tabla 21, hacen referencia a los valores diarios del taladro y de líneas.

Tabla 21 Costos Totales de pozos A, B, C y ESPOL B-11H

Pozo	A	B	C	ESPOL B-11H
Costos totales	\$ 3'776.175,30	\$ 4'411.966,62	\$ 2'826.641,76	\$ 2'195.221,20
Tiempo total (hr)	25,38	22,59	21,69	20,99

De los datos obtenidos en la Tabla 21, se puede constatar que en promedio un pozo perforado en 4 secciones tiene un costo total alrededor de \$ 4'094.070.96.

Cabe recalcar que el pozo B, a pesar de que presenta menor tiempo de perforación su costo total es mayor; esta diferencia se encuentra sujeta a variaciones en precios por el cliente al que pertenece el pozo, pero aun así el costo total del mismo está por encima del costo del Pozo A.

Adicional, realizando una comparación del pozo C con el pozo ESPOL B-11H, este último presenta un ahorro de \$ 642.617,79 con respecto al pozo C.

3.4.2 Costos y tiempos por fase de cada pozo

Los costos y tiempos a continuación detallados muestran cada fase del pozo, los datos tomados para la comparación parten desde el inicio del pozo hasta la finalización del evento de cementación de cada fase.

- Pozos perforados en 4 secciones:
A continuación, se detallará la información de cada fase correspondiente a los pozos A y B.

Tabla 2220 Costos y tiempos por fase del Pozo A

Fase	26"	16"	12 1/4"	8 1/2"
Costo Total (\$)	410.995,71	898.036,31	2'150.989,96	1'213.291,27
Tiempo Total (Hrs)	2,05	9,79	10,25	1,79

Tabla 2321 Costos y tiempos por fase del Pozo B

Fase	26"	16"	12 1/4"	8 1/2"
Costo Total (\$)	212.043,14	999.304,76	1'907.064,10	1'293.554,62
Tiempo Total (Hrs)	1,04	9,87	9,26	2,42

Como se puede observar en las Tablas 22 y 23, las fases de 16" y 12 ¼" en promedio toman 9,79 horas; estos tiempos son tomados desde la finalización de la cementación de la fase anterior hasta la finalización de cada fase. Ambas secciones en cuestión tienen la complejidad durante la perforación de atravesar las formaciones Orteguaza y Tiyuyacu.

- Pozo perforado en 3 secciones:
A continuación, se detallará la información de cada fase correspondiente al pozo C.

Tabla 2422 Costos y tiempos por fase del Pozo C

Fase	16"	12 1/4"	8 1/2"
Costo Total (\$)	250.459,22	1'071.781,05	1'504.401,49
Tiempo Total (Hrs)	1,96	9,98	9,75

Como se puede constatar en la información obtenida del Pozo C, perforado y revestido en 3 secciones, las fases de 12 ¼" y 8 ½" tienen un promedio de tiempo de 9,87 horas.

- Pozo ESPOL B-11H, perforado en 3 secciones:

A continuación, se detallará la información de cada fase correspondiente al pozo en estudio.

Tabla 2523 Costos y tiempos por fase del Pozo ESPOL B-11H

Fase	12 1/4"	8 1/2"
Costo Total (\$)	649.858,69	1'534.165,28
Tiempo Total (Hrs)	9,66	11,33

La información proporcionada en la Tabla 25, podemos observar que el tiempo que toma perforar, revestir y cementar la fase de 12 1/4", la misma que recubre las Formaciones Ortegua, Tiyuyacu y en promedio 30' dentro de la formación Tena; garantizando así el completo recubrimiento de las zonas arcillosas antes de la formación Ortegua, lutitas y conglomerados correspondientes a la formación Tiyuyacu.

3.4.3 Comparación grupal por costos y tiempos

A continuación, se realizará una tabla comparativa para que la apreciación de costos y los tiempos por cada fase para realizar la comparación de los pozos sea más visible al lector.

Tabla 26 Comparación de costos por fase de los 4 Pozos en comparación

	26"	16"	12 1/4"	8 1/2"
POZO A	410.995,71	898.036,31	2'150.989,96	1'213.291,27
POZO B	212.043,14	999.304,76	1'907.064,10	1'293.554,62
POZO C	-	250.459,22	1'071.781,05	1'504.401,49
POZO ESPOL B-11H	-	-	649.858,69	1'534.165,28

Realizando una comparación entre pozos podemos, observar que se necesita en promedio \$ 1'260.189,96 en un pozo de 4 secciones para alcanzar la fase 16" realizando la comparación con el costo del Pozo C.

Al realizar la misma comparación del costo, con respecto al Pozo ESPOL B-11H, que se necesita para alcanzar la fase de 12 1/4". De los pozos perforados y revestidos en 4 secciones se necesitan en promedio \$ 3'289.216,99 y teniendo como referencia el Pozo C se necesitan \$ 1'322.240,27 para alcanzar la fase de 12 1/4".

Tabla 2724 Comparacion de costos por fase de los 4 Pozos en comparacion

	26"	16"	12 1/4"	8 1/2"
POZO A	2,05	9,79	10,25	1,79
POZO B	1,04	9,87	9,26	2,42
POZO C	-	1,96	9,98	9,75
POZO ESPOL B-11H	-	-	9,66	11,33

Como se puede observar en la Tabla 27, tenemos los tiempos de los 4 pozos para realizar la comparación.

Si realizamos una comparación entre los pozos A, B y C para verificar el tiempo necesario para alcanzar la fase de 16", en promedio se requieren 11,38 días, en un pozo perforado, revestido y cementado de 4 secciones, hasta la sección antes mencionada.

Para alcanzar la fase de 12 ¼" en comparación con los 4 pozos, ya que las profundidades de asentamiento son similares; en un pozo de 4 secciones se necesitan en promedio 21,13 días para alcanzar la fase mencionada; y en un pozo de 3 secciones se requieren 11,94 días; siendo así el pozo ESPOL B-11H el que menor tiempo requiere para llegar a dicha sección.

A continuación se presentara una tabla con los costos acumulados por el equipo de perforación, líneas inmersas en la operación y demás servicios prestados dichos costos son un promedio y varían de acuerdo a los contratos establecidos entre el cliente y las prestadoras de servicio.

**Tabla 2825 Costos por servicio de un Pozos perforado en 4 secciones,
Fuente: Schlumberger(2018)**

SERVICIO	COSTO TOTAL
SERVICIO TALADRO PERFORACION	713.495,25
SERVICIO DE PERFORACION DIRECCIONAL 16"	93.424,18
SERVICIO DE PERFORACION DIRECCIONAL 12 1/4"	126.402,44
SERVICIO DE PERFORACION DIRECCIONAL 8 1/2"	106.574,57
FLUIDOS DE PERFORACION 16"	80.680,27
FLUIDOS DE PERFORACION 12 1/4"	169.741,34
FLUIDOS DE PERFORACION 8 1/2"	91.255,09
CEMENTACION	22.321,86
CEMENTACION 13 3/8"	64.824,40
CEMENTACION 9 5/8"	53.680,36
CEMENTACION 7"	110.070,73
TUBERIA DE REVESTIMIENTO	28.514,03
TUBERIA DE REVESTIMIENTO 13 3/8"	231.541,14
TUBERIA DE REVESTIMIENTO 9 5/8"	350.317,87
LINER 7"	23.923,23
CORRIDA CASING 20"	9.408,00
CORRIDA CASING 13 3/8"	20.832,00
CORRIDA CASING 9 5/8"	20.832,00
CORRIDA LINER 7"	9.408,00
ACCESORIOS CORRIDA CASING (Zapata, Anillos, Collares)	48.937,64
CABEZAL SECCIONES A y B (Slip lock) / Instalación	68.940,01
COLGADOR LINER / TOP PACKER	83.659,00
CONTROL LITOLOGICO	45.596,00
GERENCIAMIENTO DE PROYECTO	82.500,00
INSPECCION Y REPARACION DE TUBERIA	4.407,96
MOVILIZACION TALADRO	184.950,59
REGISTROS ELECTRICOS	158.662,50
RENTA DE BROCAS	135.000,00
RENTA DE CAMPERS	3.780,00
RENTA DE MARTILLOS	14.513,30
RENTA DE TANQUES VERTICALES	4.500,00
SERVICIO DE CATERING	20.514,00
SERVICIO DE GYRO	16.830,00
PAGO DNH	4.000,00
EQUIPO PESADO	13.439,74
Total general	\$3.217.477,50

Cabe recalcar que los valores presentes en la Tabla 28, no corresponden a los pozos usados para la comparación, pero se muestran dichos valores para tener una referencia del porcentaje que representa cada actividad durante la perforación de un pozo.

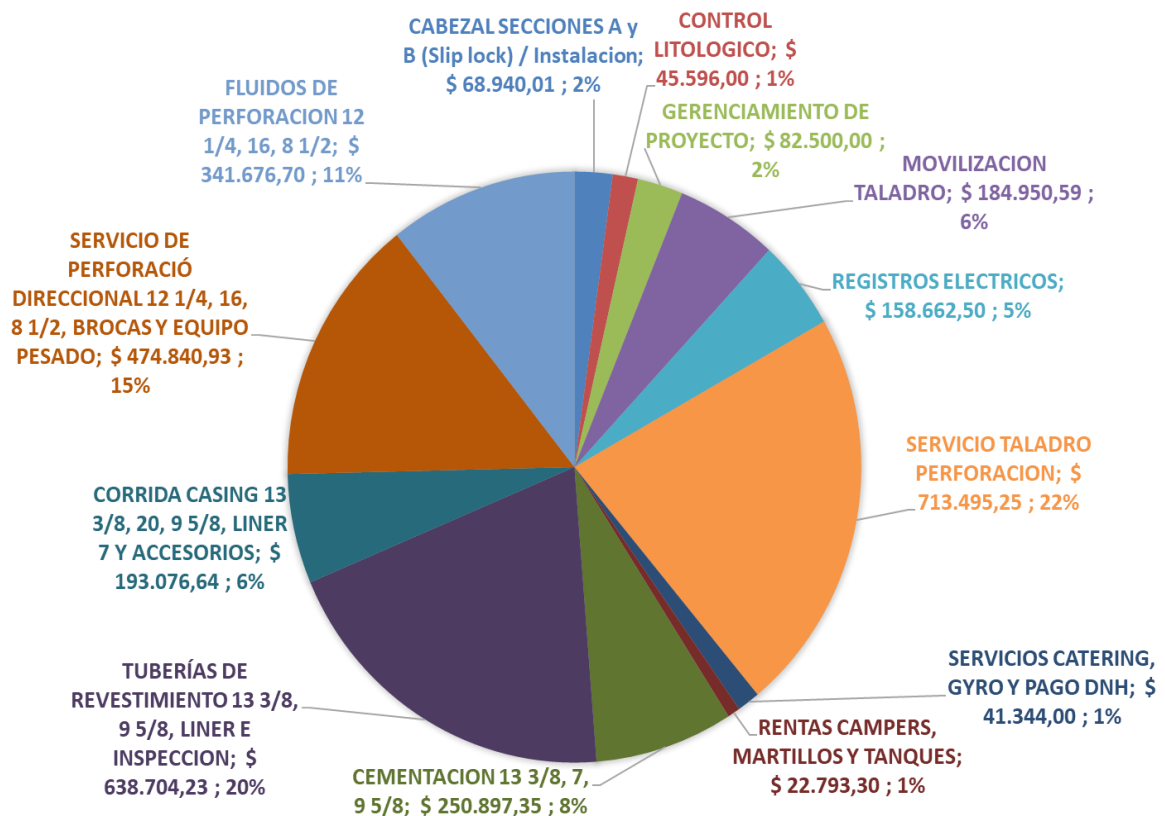


Ilustración 12 Presentacion grafica en porcentaje de los costos durante toda la perforacion de un pozo de 4 seccionees.

Fuente: (Romero T. & Marfak A.,2019)

Como podemos observar en el pastel, el mayor porcentaje esta previsto por servicio al equipo, si bien es cierto un servicio normal no debería tomar mas de 30 minutos, pero cabe mencionar que uno de los retos durante la perforación es tratar de evitar la menor pérdida de tiempo. Es importante la implementación de un check list previo arranque y aceptación del equipo; adicional el diseño de un programa de mantenimiento preventivo diario en los puntos más critico podría ayudar a disminuir dicho tiempo.

CAPÍTULO 4

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1 Conclusiones

- Lo que respecta a la perforación del pozo ESPOL B-11H, se puede acotar que la correcta y eficiente utilización de los ensamblajes de fondo y el minucioso seguimiento de la operación en lo que respecta al seguimiento de la trayectoria y dirección del pozo, según lo planteado en el programa de perforación, proporcionaron excelentes resultados, previo la corrida de cada revestimiento en las dos secciones.
- Los cálculos y comparaciones realizados tanto en el capítulo 2 y 3 del presente proyecto, se puede verificar que la tubería proporcionada para revestir el pozo en estudio cumplió con las características establecidas.
- De los resultados comparativos en lo que respecta a tiempo que lleva la realización de pozos en 4 y 3 secciones, se puede apreciar en la ilustración 9, que el tiempo que toma perforar un pozo en dos secciones está cerca de los 20 días; a diferencia de los 3 pozos como referencia comparativa. Cabe recalcar que minimizar el número de secciones del pozo, generará reducciones de costo y tiempo en los mismos.
- Realizando la comparación de costos tanto de tubería como la cantidad de sacos de cemento a utilizarse para el revestimiento del mismo, se puede concluir que, el Pozo ESPOL B-11H es 47% más barato que los pozos realizados en 4 secciones y es cerca del 20% más económico que un pozo realizado en 3 secciones.

- De los resultados obtenidos en el capítulo 3, con respecto a la comparación del Costo total (incluidos costos del taladro y demás líneas involucradas en la operación), podemos notar que el Pozo ESPOL B-11H es 46,67% más barato que un pozo realizado en 4 secciones; y es aproximadamente un 22% más económico que un pozo perforado, revestido y cementado en 3 secciones.
- En lo que respecta al tiempo que lleva la realización de un pozo de 4 secciones hasta alcanzar la fase de 12 ¼" finalizada, se tiene como promedio, que el Pozo ESPOL B-11H es aproximadamente un 54% más efectivo y con respecto al pozo perforado en 3 secciones es cerca del 20% más eficiente; lo que nos permite concluir que, en tiempo, la perforación de un pozo en dos secciones es más rápido.
- Como se puede verificar al momento de realizar la comparación promediada de los pozos realizados en 4 secciones se puede notar una diferencia en costos, a pesar de que el pozo B es perforado en menor tiempo que el Pozo A, esto se debe a la diferencia de clientes a los que pertenecen cada uno.

4.2 Recomendaciones

- Con los resultados y análisis obtenidos si es factible implementar la perforación de un pozo en dos secciones, pero, se debe tener en cuenta y analizar la existencia de pozos inyectoros que se encuentren cercanos al pozo a perforar; ya que la presión ejercida por la formación incrementaría. La mayor parte de la cuenca oriente posee pozos inyectoros desde la formación Tiyuyacu, exactamente en los conglomerados.
- Este tipo de diseños, de pozos perforados, revestidos y cementados en dos secciones, se pueden aplicar en otros tipos de pozos (Tipos "J"), una vez realizadas las evaluaciones respectivas; ya que hoy en día se tiene como una de las tantas herramientas, la utilización de tablas ya propuestas, llamadas "Casing

Seat Selection” que permiten la fácil determinación de si el pozo puede ser perforado en dos secciones.

- Tener precaución al momento de realizar las cementaciones de las secciones y que la mezcla de las lechadas se realice una vez que el casing y el Liner estén en fondo, ya que dichas preparaciones tempranas en caso de tener algún inconveniente operacional, esto implicaría pérdida de materiales a utilizarse para la cementación.
- Analizar la utilización únicamente de un solo tipo de lechada para la fase de 8 ½”, lo cual generaría un ahorro más al pozo, pues la diferencia de pesos en las lechadas (17 y 16.8 lpg) incurren en las variaciones de volúmenes y excesos y por ende el número de sacos a utilizarse cambiarían.
- En base al punto tratado en la utilización como herramienta de ayuda para la corrida de revestidores (Casing & Liner), las curvas de Drag Forces permiten una mejor visualización para la determinación del punto necesario para realizar una estación de circulación y así permitir la evacuación de sólidos que estén impidiendo que el revestimiento llegue al TD programado por tally.

BIBLIOGRAFÍA

5. REFERENCIAS

Arrieta, M. (2017). Revestimiento y cementacion de pozos. *ACADEMIA*.

CASTRO, Y., ILLAN, C., LUGO, K., MEZA, L., & MONDRAGÓN, T. (2013). *Guía de diseño para el asentamiento y diseño de tuberías de revestimiento*. Ciudad de México: Tecnología De La Perforación Y Terminación No Convencional.

DrillingFormulas.Com. (27 de 11 de 2016). *Accesorios de Cementación Adjuntos a la Sarta de Revestimiento*. Obtenido de <http://perfob.blogspot.com/2016/12/accesorios-de-cementacion-adjuntos-la.html>

FADAC . (2017). Obtenido de <https://fadac.com.ar/tienda/petroleo/accesorios-para-cementacion/zapatos-guia/zapato-guia-9-58-8rd>

NELSON, E. (2012). SLB. *Oilfield Review*, 63-65. Obtenido de https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish12/sum12/de_fine_cement.pdf

PortalPetróleo. (13 de 09 de 2014). Obtenido de Procedimientos básicos en una Cementación Primaria: <http://portalpetroleoweb.blogspot.com/2014/09/procedimientos-basicos-en-una.html>

TECHNOLOGIES, T. (2019). *Geo Environmental*. Obtenido de <http://www.tubetechnologiesinc.com/markets/geo-environmental/w-wt-casing.php>

ACTIWEB, Cementos y sus propiedades. Obtenido de <http://www.actiweb.es/marcus/archivo2.pdf>

Corporacion Socialista del cemento, Cementos Petroleros. Obtenido de <http://www.cscvenezuela.com.ve/index.php/productos-y-servicios/productos/cemento/27-productos-y-servicios/productos/cemento/43-cementos-petroleros>

Overall Process of How To Do Casing, Casing desing overview. Obtenido de <http://www.drillingformulas.com/casing-design-overview-overall-process-of-how-to-do-casing-design-in-oil-and-gas-industry/>

OilProduction, Diseno de la Perforacion de Pozos. Obtenido de <http://oilproduction.net/files/Diseno%20de%20perforacion.pdf>

APÉNDICES

APÉNDICE A

CASING TABLE



CASING TABLE API 8rd

www.tarponpipe.com

PIPE & SUPPLY

O.D. (inch)	Nominal Weight T & C lbs/ft	Grade	Collapse (psi)	Internal Minimum Yield (psi)	Joint Strength 1000 lbs				Body Yield 1000 lbs	Wall (inch)	I.D. (inch)	Drift Diameter (inch)		Maximum Setting Depth
					PE	STC	LTC	BTC				API	SP. DR.	
				7	26	HCL-80	7800	7240					570	696
7	26	N-80	5410	7240		519	667	604	0.362	6.276	6.151			
7	26	HCN-80	7800	7240		570	696	604	0.362	6.276	6.151			
7	26	S-95	7800	8600		602	747	717	0.362	6.276	6.151			
7	26	HCP-110	7800	9950		693	853	830	0.362	6.276	6.151			
7	26	P-110	6230	9950		639	853	830	0.362	6.276	6.151			
7	29	L-80	7020	8160		587	718	676	0.408	6.184	6.059	6.125		
7	29	HCL-80	9200	8160		655	780	676	0.408	6.184	6.059	6.125		
7	29	N-80	7020	8160		597	746	676	0.408	6.184	6.059	6.125		
7	29	HCN-80	9200	8160		655	780	676	0.408	6.184	6.059	6.125		
7	29	S-95	9200	9690		692	836	803	0.408	6.184	6.059	6.125		
7	29	HCP-110	9200	11220		797	955	929	0.408	6.184	6.059	6.125		
7	32	L-80	8610	9060		661	791	745	0.453	6.094	5.969	6		
7	32	HCL-80	10400	9060		738	832	745	0.453	6.094	5.969	6		
7	32	N-80	8610	9060		672	823	745	0.453	6.094	5.969	6		
7	32	HCN-80	10400	9060		738	860	745	0.453	6.094	5.969	6		

Fuente: Casing Table Recuperado de <http://www.tarponpipe.com>

CASING TABLE



CASING TABLE API 8rd

www.tarponpipe.com

PIPE & SUPPLY

O.D. (inch)	Nominal Weight T & C lbs/ft	Grade	Collapse (psi)	Internal Minimum Yield (psi)	Joint Strength 1000 lbs			Body Yield 1000 lbs	Wall (inch)	I.D. (inch)	Drift Diameter (inch)		Maximum Setting Depth
					PE	STC	LTC	BTC			API	SP. DR.	STC/ft.
9.625	40	L-80	3090	5750			727	947	916	0.395	8.835	8.679	8.75
9.625	40	HCL-80	4230	5750			837	1042	916	0.395	8.835	8.679	8.75
9.625	40	N-80	3090	5750			737	979	916	0.395	8.835	8.679	8.75
9.625	40	HCN-80	4230	5750			837	1042	916	0.395	8.835	8.679	8.75
9.625	40	S-95	4230	6820			858	1106	1088	0.395	8.835	8.679	8.75
9.625	43.5	L-80	3810	6330			813	1038	1005	0.435	8.755	8.599	8.625
9.625	43.5	HCL-80	5600	6330			936	1142	1005	0.435	8.755	8.599	8.625
9.625	43.5	N-80	3810	6330			825	1074	1005	0.435	8.755	8.599	8.625
9.625	43.5	HCN-80	5600	6330			936	1142	1005	0.435	8.755	8.599	8.625
9.625	43.5	S-95	5600	7510			959	1213	1193	0.435	8.755	8.599	8.625
9.625	43.5	HCP-110	5600	8700			1106	1388	1381	0.435	8.755	8.599	8.625
9.625	47	HCL-80	7100	6870			1027	1234	1086	0.472	8.681	8.525	8.625
9.625	47	N-80	4760	6870			905	1161	1086	0.472	8.681	8.525	8.625
9.625	47	HCN-80	7100	6870			1027	1234	1086	0.472	8.681	8.525	8.625
9.625	47	S-95	7100	8150			1053	1311	1289	0.472	8.681	8.525	8.625
9.625	47	HCP-110	7100	9440			1213	1500	1493	0.472	8.681	8.525	8.625

Fuente: Casing Table Recuperado de <http://www.tarponpipe.com>