

**ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL
LITORAL**

**Facultad de Ingeniería en Ciencias De La
Tierra**

Título del trabajo

**DISEÑO DE TUBERIA DE REVESTIMIENTO
Y CEMENTACIÓN DEL POZO PRH-18D**

Previo la obtención del Título de:

Ingeniero en Petróleos

Presentado por:

Karen Amelia Aguirre Marrett

GUAYAQUIL - ECUADOR

Año: 2020

DEDICATORIA

A Dios y a mis Padres les dedico esta tesis.

A Dios pues con su infinita bondad ha permitido que todos mis proyectos se puedan ejecutar.

A mis padres que han depositado su confianza en cada reto que se me presentaba.

Gracias a su amor y cariño esto es una realidad.

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a Dios, por haberme guiado y así tomar la mejor decisión en culminar este proyecto.

A mis padres por todo el amor, cariño y dedicación que demostraron en todo mi proceso de Educación.

A mi Coordinador de carrera el Ing. Escobar, al Ing Vargas e Ing Arcentales por los conocimientos impartidos y poder llevar esta tesis a buen término.

DECLARACIÓN EXPRESA

“Los derechos de titularidad y explotación, me corresponde conforme al reglamento de propiedad intelectual de la institución; *Karen Amelia Aguirre Marrett* y doy mi 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”

Karen Amelia Aguirre Marrett

EVALUADORES

Nombre del Profesor

Ing. Xavier Vargas

Nombre del Profesor

Ing. Danilo Arcentales

RESUMEN

En la actualidad, los avances tecnológicos en lechadas de cementación simbolizan un gran éxito en la industria petrolera, ya que principalmente la densidad de las lechadas se reduce agregando agua o usando cemento con espuma, pese a, aumentar el contenido de agua de una lechada de cemento genera un fraguado con alta permeabilidad, baja resistencia a la compresión y muy baja protección a la tubería de revestimiento, afectando la producción y la vida útil del pozo.

Durante el desarrollo de las actividades realizadas para perforar los pozos, los equipos de perforación son movilizados hasta las plataformas, que son áreas previamente preparadas. Luego el equipo de perforación es elevado y se realizan operaciones para iniciar la perforación, durante las actividades llevadas a cabo para completar el pozo existen riesgos desde la cementación del casing de producción, toma de registros eléctricos, punzonamiento del pozo, operaciones de suaveo y bajada de las herramientas de completación de acuerdo al diseño.

En ese sentido, esta tesis tiene por objetivo, analizar la optimización del diseño actual del pozo Parahuacu 18D. El estudio en cuestión busca analizar la factibilidad técnico económico de un nuevo diseño de pozos que implique el uso de tuberías de menor diámetro, persiguiendo un menor costo y una puesta en producción anticipada. Este análisis debe dialogar no solo con la fase de perforación, sino que también con el área de estimulación y las diferentes condiciones de uso durante la vida del pozo.

En el área de perforación se realizará un análisis que comprende desde la geología del campo, la configuración de la sarta de perforación y la barrena, el tipo de trayectoria del pozo, las características del lodo de circulación, el modelo de la cementación hasta el equipo de perforación requerido. En el ámbito de la estimulación, se considerará la simulación de una fractura híbrida analizando los efectos críticos de la operación sobre las tuberías y el conjunto cabezal.

En esta tesis nos vamos a centrar en el diseño del pozo y cementación del pozo Parahuacu 18D. Todo lo anterior se convierte en inversión o costos, que se considerarán y compararán en relación con el diseño de pozos actuales, para obtener la factibilidad económica de la propuesta y así justificando la viabilidad del proyecto.

ABSTRACT

At present, technological advances in cementing grouts symbolize a great success in the oil industry, since mainly the density of the grouts is reduced by adding water or using foam cement, despite increasing the water content of a grout cement generates a setting with high permeability, low resistance to compression and very low protection to the casing, affecting the production and the useful life of the well.

During the development of the activities carried out to drill the wells, the drilling equipment is mobilized to the platforms, which are previously prepared areas. Then the drilling equipment is high and operations are carried out to start drilling, during the activities carried out to complete the well there are risks from the cementation of the production casing, taking of electrical records, punching of the well, smoothing and lowering operations of the completion tools according to the design.

In that sense, this thesis aims to analyze the optimization of the current design of the Parahuacu 18D well. The study in question seeks to analyze the economic technical feasibility of a new well design that involves the use of smaller diameter pipes, pursuing a lower cost and an anticipated production start. This analysis should dialogue not only with the drilling phase, but also with the stimulation area and the different conditions of use during the life of the well.

In the drilling area an analysis will be carried out that includes from the geology of the field, the configuration of the drill string and the auger, the type of well trajectory, the characteristics of the circulation mud, the cementation model to the equipment drilling required. In the field of stimulation, the simulation of a hybrid fracture will be considered, analyzing the critical effects of the operation on the pipes and the head assembly.

In this thesis we are going to focus on the design of the well and cementation of the Parahuacu 18D well. All the above becomes investment or costs, which will be considered and compared in relation to the design of current wells, to obtain the economic feasibility of the proposal and thus justifying the viability of the project.

ÍNDICE GENERAL

RESUMEN.....	¡Error! Marcador no definido.
ABSTRACT	¡Error! Marcador no definido.
ÍNDICE GENERAL	III
ABREVIATURAS.....	III
SIMBOLOGÍA.....	V
ÍNDICE DE TABLAS.....	VI
CAPÍTULO 1.....	13
1. Introducción	13
1.1 Descripción del problema	14
1.2 Objetivos	15
1.2.1 Objetivo General.....	15
1.2.2 Objetivos Específicos.....	15
1.3 Marco teórico.....	15
CAPÍTULO 2.....	17
2. Metodología	17
CAPÍTULO 3.....	41
3. Resultados.....	42
CAPÍTULO 4.....	43
4. Discusión y Conclusiones	43
4.1 Conclusiones.....	43
4.2 Recomendaciones.....	43
BIBLIOGRAFÍA.....	44
ANEXOS.....	45

ABREVIATURAS

ESPOL	Escuela Superior Politécnica del Litoral
API	American Petroleum Institute
BHP	Bottom Hole Pressure (Presión de Fondo del Pozo)
CSG	Casing (Tubería de Revestimiento)
TBG	Tubing (Tubería de Producción)
CP	Casing Pressure (Presión en el Revestidor)
DPP	Drill Pipe Pressure (Presión en la Tubería)
ECD	Equivalent Circulating Density (Densidad Equivalente de Circulación)
EOB	End of Build (Sección Final de Construcción)
FD	Fluid Density / Mud Weight (Densidad del Fluido / Peso del Lodo)
FIT	Formation Integrity Test (Prueba de Integridad de la Formación)
FP	Formation Pressure (Presión de la Formación)
HP	Hydrostatic Pressure (Presión Hidrostatica)
KOP	Kick Off Point (Inicio de la Sección de Construcción)
LOT	Leak Off Test (Prueba de Integridad)
MD	Measured Depth (Profundidad Medida)
TVD	True Vertical Depth (Profundidad Vertical Verdadera)
PG	Pressure Gradient (Gradiente de Presión)
PI	Pressure Increment (Incremento de Presión)
PPG	Pounds Per Gallon (Libras por Galón, LPG)
TOC	Top Of Cement (Tope del Cemento)
BPPD	Barriles de petróleo por día. MTU: Mobile Test Unit o Unidad de prueba móvil.

SIMBOLOGÍA

Bls	Barriles
Mbls	Miles de Barriles
MMbls	Millones de barriles
BPD	Barriles por día
\$	Dólares
ft	Pies
pg ó ''	Pulgadas
H	Profundidad
L	Longitud
Lpg	Libras por galón.
Sk	Sacos de cemento
V	Volumen
Cint	Capacidad Interna
R_{H2O}	Requerimiento de Agua
W_t	Peso de la Tubería
Psi	Libras por pulgadas cuadradas
Gpc	Galones por ft cúbico.
Gps	Galones por sacos.

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Objetivos Pozo Parahuacu 18D	5
Tabla 2 Información Punto de Casing	7
Tabla 3 Características Casing 13 3/8" N80, 85 lb/ft	9
Tabla 4 Características Casing 9 5/8" N80, 53 lb/ft	11
Tabla 5 Características Liner 7" C95, 29 lb/ft.....	14
Tabla 6 Información Tubería de Revestimiento Pozo PRH-18D.....	18
Tabla 7 Resultados Cementacion Casing 13 3/8"	20
Tabla 8 Resultados Cementacion Casing 9 5/8"	23
Tabla 9 Resultados Cementación Liner 7".....	28
Tabla 10 Programa de Revestimiento Pozo PRH-18D.....	30
Tabla 11 Programa de Revestimiento Propuesta.....	30
Tabla 12 Costo Programa de Revestimiento Pozo PRH18D.....	30
Tabla 13 Costo Programa de Revestimiento Propuesta.....	31
Tabla 14 Comparación de Costo Programa de Cementación Actual vs Propuesta....	31

CAPITULO 1

1. INTRODUCCIÓN

El éxito de la perforación de un pozo depende directamente de una buena planificación inicial. La importancia de un adecuado plan comienza con la decisión de perforar y completar cuando el pozo esté terminado y el equipo de perforación listo para mudarse a otra locación. La precisión con la cual el plan es preparado contribuye en la reducción de costos y disminución de problemas potenciales. Al mismo tiempo, una revisión diaria de la operación ayuda a hacer correctivos a medida que se perfora el pozo.

Uno de los puntos básicos es el de anticipar lo inesperado ya que muchos de los problemas que se presentan en las operaciones ocurren en pozos de desarrollo y durante la ejecución de tareas tradicionales. Un buen programa de perforación es el resultado final de un diseño previo y debe incluir los programas y recomendaciones necesarias para el funcionamiento de la perforación del pozo.

La información para preparar un programa de perforación normalmente proviene de dos fuentes: Información de Geología, Yacimientos de pozos vecinos, la cual se presenta en compendios esquemáticos.

Cabe indicar que la perforación y construcción del pozo exploratorio va a depender de muchos parámetros, uno de ellos y de vital importancia es la cementación, por tal motivo al momento de diseñar y cementar el pozo se debe tomar en cuenta las nuevas técnicas, así como las mejores prácticas operacionales dirigidas al proceso de cementación.

Esto nos dará una base y soporte de las fuerzas axiales ejercidas por las columnas de fluido y el peso de las tuberías de revestimiento, a su vez proporcionará un aislamiento zonal entre la formación y la tubería, no solo al momento de la perforación y producción sino más allá del fin de la vida productiva del pozo.

No obstante, la capacidad para hacerlo dependerá de la selección y colocación correcta de la lechada de cemento, su comportamiento mecánico y de las condiciones de esfuerzo presentes en el pozo.

De acuerdo con lo planteado anteriormente este Proyecto de Tesis tiene como propósito principal, crear una propuesta técnica de cementación para la construcción del pozo exploratorio Parahuacu 18D en el Oriente Ecuatoriano, tomando en cuenta todos los niveles de complejidad que se pueden presentar durante la cementación.

1.1 Descripción del problema

Es necesario conocer y entender el contexto general sobre el diseño de pozos de hidrocarburos, desde las motivaciones, experiencias a nivel mundial y proyecciones nacionales, hasta el concepto técnico para poder crear un modelo adecuado y que optimice la implementación actual desde el punto de vista de la perforación. Por lo tanto, nosotros profundizaremos en los fundamentos teóricos que han llevado a crear estos diseños de perforaciones de pozos, los cuales tomaremos como base para realizar los análisis posteriores.

1.2 Justificación del problema

Petroamazonas EP, es la empresa Estatal de petróleos del Ecuador, creada el 18 de diciembre de 2007 para administrar toda la producción petrolera, la cual está enfocada en la exploración y explotación de hidrocarburos.

Durante de la campaña de perforación se han presentado varios problemas, como pérdida de circulación, dog leg, derrumbe de lutitas, presión anormal, intentos de empaquetamiento por mala limpieza de agujero, incremento de la Densidad Equivalente de Circulación (ECD), entre otros.

Es por ello, que la cementación es un trabajo de suma importancia, durante las actividades de construcción de pozos, donde se presentan diversos problemas operacionales asociados a altas presiones, bajas temperatura, arenas poco consolidadas, influjo de gas o agua en zonas poco profundas. Adicionalmente las estrechas presiones de poro y facturas que son propensas a encontrarse en este tipo de ambientes. Una adecuada cementación es fundamental, ya que permitirá crear un aislamiento zonal durante toda la vida productiva del pozo hasta el fin de esta.

De acuerdo con las circunstancias antes expuestas, surge la necesidad de conocer entre otros aspectos el proceso de cementación para este tipo de pozos, desde la metodología para la aplicación de este hasta los materiales y recursos necesarios, para de esta manera contribuir a la culminación exitosa del pozo.

1.3 OBJETIVOS

1.3.1 Objetivo General

1. Exponer una propuesta técnica de cementación para la construcción de un pozo exploratorio en el campo Parahuacu.

1.3.2 Objetivos Específicos

1. Plantear las posibles lechadas de cemento y calcular los respectivos volúmenes que van a ser implementado para cada sección del pozo.
2. Formular y Evaluar propuesta de cementación para la construcción del pozo Parahuacu 18D.
3. Estimar los costos operacionales para la cementación del pozo Parahuacu 18D.

1.4 MARCO TEÓRICO

La investigación de Fuentes de fallas en la tecnología de cementación de pozos describe los problemas de la tecnología de cementación y sus posibles soluciones, señalando que existen diferentes empresas involucradas en esta operación, el origen de fallas abarca la calidad del cemento, diseño de las lechadas, aditivos químicos, relación entre ensayos API y diseño del pozo.

Por último, se concluyó que hay muchas fallas en la tecnología actual de aislamiento zonal. Las nuevas exigencias en construcción de pozos requieren de la necesidad de revisar los materiales y herramientas utilizadas en el proceso de cementación. Además, se necesitan esfuerzos especializados que permitan a la industria petrolera disminuir el nivel de riesgo en la operación. [1]

Mueller & Eid en el año 2006, analizaron diseños de lechada de cemento tipo G, cemento tipo H, cemento tipo A y cemento ASTM tipo I. Realizaron pruebas cada 2 horas para establecer correlaciones. Estos autores se enfocaron principalmente en el aislamiento zonal de acuíferos, por otra parte, elaboraron pruebas para determinar la resistencia a la compresión, a la resistencia y a la tracción. En el caso de la lechada de cemento tipo G y H, las mismas que son utilizadas en pozos profundos donde la temperatura juega un

papel influyente en el desempeño de esta. Los resultados del análisis arrojaron lo siguiente:

- La resistencia a la tracción fue el parámetro clave para que la lechada de cemento mantenga el aislamiento zonal y no la resistencia a la compresión.
- El módulo de Young se incrementó con el tiempo de fraguado.
- Se obtuvo mayor resistencia a la tensión con la lechada tipo H y G con relación a la clase A.

Finalmente, esta investigación sirvió de ayuda para la elaboración de las lechadas y evidenciar que los ensayos de compresión y tracción pueden obtener variables importantes como el módulo de Young y la relación de Poisson. [2]

El paper “Cementics as a Total Service” describe las responsabilidades de las compañías operadoras y las de servicio al momento de realizar un trabajo de cementación, la cual recaía en su gran mayoría en las compañías operadoras, los investigadores presentan las fallas y repercusiones económicas que acarreaban las malas prácticas. Como conclusión, proponen un nuevo esquema de responsabilidades, las cuales le dan más responsabilidades operativas a las compañías de servicio, pasaron de solo realizar el trabajo operativo de ejecutar las actividades de mezcla y bombeo de la lechada en pozo, a tener rol en la planificación. La responsabilidad total de la logística del trabajo de cementación amerita que la compañía de servicio deba tener la experiencia y conocimiento necesarios para efectuar el trabajo de manera óptima. [3]

Al identificar los actores y las responsabilidades de su esquema propuesto para los trabajos de cementación, los investigadores nos muestran los procesos que están presentes en este tipo de trabajos. Aparte de asociar los roles con los actores de los procesos y de donde nace la concepción de este esquema. Por lo tanto, en base al antecedente realizado, este proyecto de tesis busca proponer un diseño de tubería de revestimiento y cementación del pozo Parahuacu 18D, a fin de realizar un análisis costo beneficio y ofrecer la mejor alternativa a la empresa operadora.

CAPITULO 2

2 METODOLOGÍA

2.1 Información General Del Pozo Parahuacu 18D

El pozo Parahuacu 18D es un pozo direccional tipo “S”, con un desplazamiento de 1543.86 ft a los objetivos, Arena U Inferior, Arena T Inferior, Hollín Superior, Hollín Inferior.

COORDENADAS DE SUPERFICIE

NORTE: 10'008.057.00 m

ESTE: 309.742,00 M

TABLA 1
OBJETIVOS POZO PARAHUACU 18D

OBJETIVOS						
ARENA	TVD	ELEVACION	+N /- S	+E / -W	NORTE	ESTE
BT	8767	-7783.63	-667.11	1433.87	10008057.00	309742.00
UI	9471	-8487.63	-667.11	1433.87	10008057.00	309742.00
TI	9672	-8688.63	-667.11	1433.87	10008057.00	309742.00
HS	9811	-8827.63	-667.11	1433.87	10008057.00	309742.00
HI	9837	-885363	-667.11	1433.87	10008057.00	309742.00

*ELABORADO POR K. AGUIRRE

Fuente: EP Petroecuador. Datos tomados del pozo PRH 18D, 2010

2.2 Programa De Perforación

Para el programa de perforación, el pozo Parahuacu 18D, se planificó en 21 días, finalizando 4 días antes de lo planificado. El pozo se perforará en tres secciones: Casing de 13 3/8”, casing de 9 5/8” y Liner de 7”

- Sección de 13 3/8”,

El pozo PRH-18D inicia el Kick Off a 262'MD y se construirá la curva a razón de 2°/100' hasta tener 22,58° de inclinación en una dirección de 115,38°. Luego el objetivo es mantener una sección tangencial de 3625'. Desde esta

profundidad se inicia la verticalidad una severidad de 1.2°/100' hasta asentar el revestimiento de 13 3/8".

- Sección de 9 5/8"

Se sigue tumbando inclinación con una severidad de 1.2°/100' hasta alcanzar verticalidad, y continuar la trayectoria atravesando los objetivos: Arena U inferior, Arena T inferior y Hollín Inferior. La profundidad total propuesta es de 10,310.62'MD / 10,041TVD.

2.3 Diseño De Revestimiento

La tubería de revestimiento es una parte fundamental en la perforación y completación de un pozo: Este consiste en secciones de tubería de acero, ya sean roscados y soldados uno a otro, para formar un conducto desde la superficie hasta la profundidad deseada.

Los diseños más comunes son los siguientes:

1. Tubería de revestimiento conductor
2. Tubería de revestimiento Superficial
3. Tubería de revestimiento Intermedia
4. Tubería de producción

El diámetro de la tubería de revestimiento está en función de las características, funcionalidad del yacimiento, aunque puede verse afectada por efecto de la profundidad, esfuerzos de tensión, colapso y estallido. Es decir: La tubería de perforación debe diseñarse de acuerdo con los requerimientos de producción, estimulación y reparación.

Teniendo la mayor información posible obtenida del pozo, se procede a realizar el diseño de revestimiento para el pozo PRHH-18D. Se usará el método de ensayo y error con punto neutro para la realización del diseño. Para el diseño contamos con tubería de 20", 13 3/8", 9 5/8" y 7".

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

Así los datos quedan:

- Profundidad: 10041 ft (TVD)/ 10310.62 ft. (MD)

- pfluido perforación 10.3 lbs. /gal.
- pfluido completación 8.5 lbs. /gal.
- FSC= 1.125
- FSE=1.05
- FST=1.8

TABLA 2.
INFORMACIÓN PUNTO DE CASING ESTIMADO

CASING IN	MD ft	TVD ft
20	200	200
13 3/8	6042.62	5773
9 5/8	8916.62	8647
7	10310.62	10041

*ELABORADO POR K. AGUIRRE

Fuente: EP Petroecuador. Datos tomados del pozo PRH 18D, 2010

2.4 DESARROLLO PROGRAMA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

2.4.1 CÁLCULOS PARA CASING 20''

Se usa una tubería de 20 plg. para el casing conductor. Se lo introduce 188 ft mediante martilleo. A esta profundidad no representa ningún problema las fuerzas de tensión, colapso y estallido.

Así que se opta por usar:

Casing de grado J-55 de 94 lbs./ft.

Rc= 520 lpc,

Re= 2110 lpc

Rt= 907000 lpc.

2.5 CÁLCULOS PARA CASING 13 3/8''

Se debe correr casing de 13 3/8'' desde superficie. Y se decide bajar este casing hasta 6042 ft. (MD). Así que los cálculos a esta profundidad quedan:

Datos del pozo PRH 18D

1) Presión hidrostática por el fluido de perforación

$$Ph_{fp} = 0.052 \times \rho_{fp} \times D_{TVD} \quad (2.1)$$

$$= 0.052 \times 10.3 \times 5773$$

$$= 3092 \text{ psi}$$

$$Ph_{fp} = P_s \quad (2.2)$$

2) Presión de colapso

$$P_c = Ph_{fp} \times FSC \quad (2.3)$$

$$= 3092 \times 1.125$$

$$= 3479 \text{ psi}$$

3) Presión de estallido

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

$$= 3092 \times 1.05$$

$$= 3247 \text{ psi}$$

4) Factor de flotación FF

$$FF = 1 - 0.0015 \rho_{fp} \quad (2.5)$$

$$= 1 - 0.0015(10.3)$$

$$= 0.845$$

5) Profundidad del Punto Neutro (DPN)

$$DPN = D_{(MD)} \times FF \quad (2.6)$$

$$= 6042.62 \times (0.845)$$

$$= 5106 \text{ ft}$$

6) Calculo Peso Total Sarta de Revestimiento

$$W_{TR} = D_{PN} \times \text{peso nominal} \quad (2.7)$$

- Para conocer el peso nominal realizamos el análisis a la Resistencia al Colapso

2.5.1 ANÁLISIS DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO SUPERFICIAL AL COLAPSO

Con la presión de colapso calculada $P_c = 3479 \text{ psi}$ elegimos de la Tabla API 5C2

TABLA 3.
CARACTERISTICAS CASING 13 3/8" N80, 85lb/ft

SIZE OD in	GRADE	Wt lbs/ft	Drift in	Rc psi	Re psi	Rt x1000 lbs
13 3/8	N80	85	12.003	3870	6360	1951

* Tomado del Boletín API 5C2 "Bulletin on Performance Properties of Casing and Tubing"

Por lo tanto:

$$R_c > P_c$$

La tubería N80, 85lb/ft resiste a una presión de colapso

$$\begin{aligned}
 W_{TR} &= D_{PN} * \text{peso nominal} & (2.7) \\
 &= 5106 \times 85 \text{ lb/ft} \\
 &= 434010 \text{ lb}
 \end{aligned}$$

Cálculo de la relación de resistencia a la tensión de la tubería sobre el FST

$$\begin{aligned}
 \frac{R_t}{FST} &= \frac{1951}{1.8} & (2.8) \\
 &= 1.083.889 \text{ lb} \\
 \frac{R_t}{FST} &\gg W_{tr}
 \end{aligned}$$

Indica que la tubería resiste por tensión

2.5.2 ANÁLISIS DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO SUPERFICIAL A LA RESISTENCIA POR ESTALLIDO

De la tabla API 5C2 se obtiene que la resistencia de la tubería N80 – 85lb/ft es 6360psi es mayor a la Presión de Estallido (Pe) 3247 por lo que se establece que la tubería resiste al estallido.

- Cantidad de tubos utilizados en la sección de 13 3/8"

$$\begin{aligned}
 \# \text{ tubos} &= \frac{6042.62}{40} & (2.9) \\
 \# \text{ tubos} &= 151
 \end{aligned}$$

Dx = Profundidad a la que se puede bajar la tubería por estallido.

$$Dx = \frac{P_s - \frac{Re}{FSE}}{0.052 * (\rho_{fp} - \rho_{fc})} \quad (2.10)$$

$$= \frac{3092 - \frac{6360}{1.05}}{0.0884}$$

$$= - 33540,72$$

Un valor negativo significa que la tubería N80# resiste por estallido hasta superficie.

2.6 CÁLCULOS PARA CASING 9 5/8"

Se debe correr casing de 9 5/8" desde 6042. Y se decide bajar este casing hasta 8916 ft. (MD). Así que los cálculos a esta profundidad quedan:

1) Presión hidrostática por el fluido de perforación

$$Ph_{fp} = 0.052 \times \rho_{fp} \times D_{TVD} \quad (2.1)$$

$$= 0.052 \times 10.3 \times 8647$$

$$= 4631 \text{ psi}$$

$$Ph_{fp} = P_s \quad (2.2)$$

2) Presión de colapso

$$P_c = Ph_{fp} \times FSC \quad (2.3)$$

$$= 4631 \times 1.125$$

$$= 5210 \text{ psi}$$

3) Presión de estallido

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

$$= 4631 \times 1.05$$

$$= 4863 \text{ psi}$$

4) Factor de flotación FF

$$FF = 1 - 0.0015 \rho_{fp} \quad (2.5)$$

$$= 1 - 0.0015(10.3)$$

$$= 0.845$$

5) Profundidad del Punto Neutro (DPN)

$$\begin{aligned} \text{DPN} &= D_{(MD)} \times \text{FF} & (2.6) \\ &= 8916.62 \times (0.845) \\ &= 7535 \text{ ft} \end{aligned}$$

6) Calculo Peso Total Sarta de Revestimiento

$$W_{TR} = D_{PN} \times \text{peso nominal} \quad (2.7)$$

- Para conocer el peso nominal realizamos el análisis a la Resistencia al Colapso

2.6.1 ANÁLISIS DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO SUPERFICIAL POR COLAPSO

Con la presión de colapso calculada $P_c = 3479$ psi elegimos de la Tabla API 5C2

TABLA 4.
CARACTERISTICAS CASING 9 5/8" N80, 53,5lb/ft

SIZE OD in	GRADE	Wt lbs/ft	Drift in	Rc psi	Re psi	Rt x1000 lbs
9 5/8	N80	53.50	8.379	6620	7930	1062

*Tomado del Boletín API 5C2 "Bulletin on Performance Properties of Casing and Tubing"

Por lo tanto:

$$R_c > P_c$$

La tubería N80, 53.5lb/ft resiste a una presión de colapso

$$\begin{aligned} W_{TR} &= D_{PN} \times \text{peso nominal} & (2.7) \\ &= 7535 \times 53.5 \text{ lb/ft} \\ &= 403122 \text{ lb} \end{aligned}$$

Cálculo de la relación de resistencia a la tensión de la tubería sobre el FST

$$\begin{aligned} \frac{R_t}{FST} &= \frac{1062}{1.8} & (2.8) \\ &= 590000 \text{ lb} \end{aligned}$$

$$\frac{Rt}{FST} \gg Wtr$$

Indica que la tubería resiste por tensión

2.6.2 ANÁLISIS DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO SUPERFICIAL A LA RESISTENCIA POR ESTALLIDO

De la tabla API 5C2 se obtiene que la resistencia de la tubería N80 – 53.5lb/ft es 7930psi es mayor a la Presión de Estallido (Pe) 4863psi por lo que se establece que la tubería resiste al estallido.

- Cantidad de tubos utilizados en la sección de 9 5/8”

$$\# \text{ tubos} = \frac{8916.62}{40} \quad (2.9)$$

$$\# \text{ tubos} = 223$$

Dx = Profundidad a la que se puede bajar la tubería por estallido.

$$Dx = \frac{Ps - \frac{Re}{FSE}}{0.052 * (\rho_p - \rho_{fc})} \quad (2.10)$$

$$= \frac{4631 - \frac{7930}{1.05}}{0.0884}$$

$$= - 33043 \text{ lb}$$

Un valor negativo significa que la tubería N80# resiste por estallido hasta superficie

2.7 CÁLCULOS PARA EL LINER 7”

Se corre liner de 7” desde 8916.62 ft (MD), Y se decide bajar hasta 10310.62 ft. (MD). Así que los cálculos a esta profundidad quedan:

1) Presión hidrostática por el fluido de perforación

$$Ph_{fp} = 0.052x\rho_{fp}xD_{TVD} \quad (2.1)$$

$$= 0.052x10.3x10041$$

$$= 5378 \text{ psi}$$

$$Ph_{fp} = P_s \quad (2.2)$$

2) Presión de colapso

$$\begin{aligned} P_c &= Ph_{fp} \times FSC & (2.3) \\ &= 5378 \times 1.125 \\ &= 6050 \text{ psi} \end{aligned}$$

3) Presión de estallido

$$\begin{aligned} P_e &= P_s \times FSE & (2.4) \\ &= 5378 \times 1.05 \\ &= 5647 \text{ psi} \end{aligned}$$

4) Factor de flotación FF

$$\begin{aligned} FF &= 1 - 0.0015\rho_{fp} & (2.5) \\ &= 1 - 0.0015(10.3) \\ &= 0.845 \end{aligned}$$

5) Profundidad del Punto Neutro (DPN)

$$\begin{aligned} DPN &= D_{(MD)} \times FF & (2.6) \\ &= 10310.62 \times (0.845) \\ &= 8712 \text{ ft} \end{aligned}$$

6) Calculo Peso Total Sarta de Revestimiento

$$W_{TR} = D_{PN} \times \text{peso nominal} \quad (2.7)$$

- Para conocer el peso nominal realizamos el análisis a la Resistencia al Colapso

2.7.1 ANÁLISIS DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO SUPERFICIAL POR COLAPSO

Con la presión de colapso calculada $P_c = 3479$ psi elegimos de la Tabla API 5C2 (ANEXO)

TABLA 5.
CARACTERISTICAS LINER 7" C95, 29lb/ft

SIZE OD in	GRADE	Wt lbs/ft	Drift in	Rc psi	Re psi	Rt x1000 lbs
7	C95	29	6.059	7820	9690	803

* Tomado del Boletín API 5C2 "Bulletin on Performance Properties of Casing and Tubing"

Por lo tanto:

$$R_c > P_c$$

La tubería C95, 29lb/ft resiste a una presión de colapso

$$W_{TR} = D_{PN} * \text{peso nominal} \quad (2.7)$$

$$= 8712 \times 29 \text{ lb/ft}$$

$$= 252648 \text{ lb}$$

Cálculo de la relación de resistencia a la tensión de la tubería sobre el FST

$$\frac{Rt}{FST} = \frac{803000}{1.8} \quad (2.8)$$

$$= 446111 \text{ lb}$$

$$\frac{Rt}{FST} \gg W_{tr}$$

Indica que la tubería resiste por tensión

2.7.2 ANÁLISIS DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO SUPERFICIAL A LA RESISTENCIA POR ESTALLIDO

En la tabla API 5C2 se obtiene que la resistencia de la tubería C95 – 29lb/ft es 9690psi es mayor a la Presión de Estallido (Pe) 5647psi por lo que se establece que la tubería resiste al estallido.

- Cantidad de tubos utilizados en la sección de 7"

$$\# \text{ tubos} = \frac{10310.62}{40} \quad (2.9)$$

$$\# \text{ tubos} = 258$$

Dx = Profundidad a la que se puede bajar la tubería por estallido.

$$Dx = \frac{P_s - \frac{Re}{FSE}}{0.052 * (\rho_{fp} - \rho_{fc})} \quad (2.10)$$

$$= \frac{5378 - \frac{9690}{1.05}}{0.0884}$$

$$= - 43563 \text{ lb}$$

Un valor negativo significa que la tubería N80# resiste por estallido hasta superficie

2.8 PROGRAMA DE CEMENTACIÓN

Una buena lechada de cemento debe reunir las siguientes características:

- Baja pérdida de fluido durante el proceso de colocación en el espacio anular y después del fraguado.
- Reología adecuada a las tipologías de cada pozo en particular.
- Densidad adecuada para cada tipo de pozo.
- Estabilidad para conocer las condiciones de presión y temperatura una vez que ha sido colocada en el espacio anular.

2.8.1 CEMENTO

El material utilizado para sellar permanentemente los espacios anulares existentes entre la tubería de revestimiento y las paredes del pozo. También se utiliza cemento para sellar las formaciones y evitar la pérdida de fluido de perforación y para operaciones que implican desde la colocación de tapones de desviación hasta el taponamiento y abandono del pozo. Sin dudas, el tipo más común es el API Oilwell Cement, conocido informalmente como cemento Portland.

2.8.2 TIPOS DE CEMENTOS

Los cementos petroleros son productos para usos en la cementación de pozos petroleros y de gas. Estos cementos cumplen ampliamente con todos los requerimientos establecidos por la American Petroleum Institute (API), su

Los cementos fueron clasificados primeramente como A, B y C, exclusivamente para pozos someros con temperaturas y presiones de bajas a moderadas. No obstante, existían otros tipos de cemento Portland manufacturados que estuvieron disponibles para pozos más profundos con temperaturas y presiones más altas, conocidos como cementos de fraguado lento y fueron clasificados por API como cementos clase D, E y F. Sin embargo, los cementos de fraguado lento presentaron problemas de incompatibilidad con algunos aditivos y no estaban siempre disponibles para las compañías de servicio, por lo que el Instituto Americano del Petróleo se vio en la necesidad de incorporar al mercado dos tipos básicos de cemento los cuales pudieran ser manufacturados sin aditivos a excepción del yeso y estos serían compatibles con muchos de los aditivos de las compañías de servicio. Estos cementos son conocidos como cementos clase G y H.

2.8.3 TIPOS DE CEMENTO

- Cemento Clase A o tipo I: Ideal cuando no se requieren propiedades especiales. Aplicable en un rango de profundidad desde la superficie hasta 6.000 ft. La aplicación de aditivos a lechadas con clase A, permite alcanzar requerimientos especiales que van más allá de su comportamiento básico.
- Cemento Clase B o tipo II: 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 ft. La aplicación de aditivos a lechadas con clase B, permite alcanzar requerimientos especiales que van más allá de su comportamiento básico.
- Cemento Clase C o tipo III: Diseñado para ser usado desde superficie hasta una profundidad de 6.000 ft, cuando las condiciones requieren alta resistencia inicial. Se encuentra disponible en el tipo ordinario, moderada y alta resistencia a los sulfatos. El cemento clase C es similar al ASTM C 150, Tipo III.

- Cemento Clase D: Diseñado para ser usado desde una profundidad de 6.000 ft hasta 10.000 ft, en condiciones moderadamente alta de presión y temperatura. Está disponible en los tipos de resistencia a los sulfatos de moderada a alta.
- Cemento Clase E: Diseñado para ser usado desde una profundidad de 10.000 ft hasta 14.000 ft, para condiciones de alta presión y temperatura. Está disponible en los tipos de resistencia a los sulfatos moderada y alta.
- Cemento Clase F: Diseñado para ser usado desde una profundidad de 10.000 ft hasta 16.000 ft, para condiciones extremadamente alta de presión y temperatura. Está disponible en los tipos de resistencia a los sulfatos moderada y alta.
- Cemento Clase G: Especificado cuando se requieren altas resistencias a los sulfatos, condiciones especiales y mayor estabilidad de la lechada. Tal que como cemento base, resulta aplicable en un rango de profundidad desde la superficie hasta los 8.000 ft, puede ser usado con aceleradores y retardadores para cubrir un amplio rango de profundidades y temperaturas de pozos.
- Cemento Clase H: 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 ft, puede ser usado con aceleradores y retardadores para cubrir un amplio rango de profundidades y temperaturas de pozos"

2.9 DISEÑO DEL PROGRAMA DE CEMENTACIÓN

$$1) \text{ Capacidad interna (bls/ft)} = \frac{(ID)^2}{1029.4} \quad (2.11)$$

$$2) \text{ Capacidad anular (bls/ft)} = \frac{((OD)^2 - (ID)^2)}{1029.4} \quad (2.12)$$

$$3) \text{ Volumen Interno} = \text{Capacidad Interna} \times \text{Longitud Interna escogida (bls)} \quad (2.13)$$

$$4) \text{ Volumen anular} = \text{Capacidad anular} \times \text{Longitud anular escogida (bls)} \quad (2.14)$$

$$5) \text{ Número de sacos} = \frac{V(ft)^3}{Rlodo(ft)^3/sk} \quad (2.15)$$

$$6) \text{ Requerimiento Total de agua} = \frac{\text{Ragua} \left(\frac{\text{gal}}{\text{sks}} \right) \times \# \text{ sks}}{42 \text{ gal/bls}} \text{ (bls)} \quad (2.16)$$

TABLA 6.
INFORMACIÓN TUBERIA DE REVESTIMIENTO POZO PRH 18D

CASING in	OD plg	ID plg	LONGITUD ft	BROCA in
20	20	19.124	200	-----
13 3/8	13.375	12.347	6042.62	16
9 5/8	9.625	8.681	8916.62	12.25
7	7	6.184	10310.62	8.5

*ELABORADO POR K. AGUIRRE

Fuente: EP Petroecuador. Datos tomados del pozo PRH 18D, 2010

Desarrollo:

$$\begin{aligned} \text{Capacidad Interna Csg } 13 \text{ } 3/8'' &= \frac{(ID)^2}{1029.4} & (2.11) \\ &= \frac{(12.347)^2}{1029.4} \\ &= 0.148 \text{ bls/ft} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Capacidad Anular} &= \frac{((16)^2 - (13.375)^2)}{1029.4} & (2.12) \\ &= 0.075 \text{ bls/ft} \end{aligned}$$

Lechada de Relleno 13.5 lpg

- **Volúmen lechada de Relleno = V1**

$$V_1 = 0.0749 \frac{\text{bls}}{\text{pie}} \times 5542_{\text{pies}} \times 1.25 \quad (2.13)$$

$$= 519 \text{ bls}$$

- **Sacos de cemento tipo A**

Conversión de bls a pie^3

$$519 \text{ bls} \times \frac{5.615 \text{ pie}^3}{1 \text{ bls}} = 2914 \text{ pie}^3$$

$$\begin{aligned} \text{Número de sacos de cemento} &= \frac{2914 \text{ pie}^3}{1.17 \frac{\text{pie}^3}{\text{sk}}} & (2.15) \\ &= 2491 \text{ sks cemento tipo A} \end{aligned}$$

Rendimiento de Agua

$$\begin{aligned} R_{\text{agua}} &= \frac{8.87 \left(\frac{\text{gal}}{\text{sks}}\right) \times (2491) \text{sks}}{42 \frac{\text{gal}}{\text{bls}}} & (2.16) \\ &= 526 \text{ bls agua} \end{aligned}$$

Lechada de Cola 15.8 lpg

- **Volumen lechada de cola = $V_2 + V_3$**

$$\begin{aligned} \text{Longitud anular} &= (6042 - 5542) \text{ ft} \\ &= 500 \text{ ft} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} V_2 &= 0.0749 \frac{\text{bls}}{\text{pie}} \times 500_{\text{pies}} \times 1.25 & (2.14) \\ &= 47 \text{ bls} \end{aligned}$$

$$V_3 = 0.14809 \frac{\text{bls}}{\text{pie}} \times 40_{\text{pies}}$$

$$V_3 = 6 \text{ bls}$$

$$\begin{aligned} \text{Volumen lechada de cola} &= 47 + 6 \\ &= 53 \text{ bls} \end{aligned}$$

Conversión de bls a pie^3

$$53 \text{ bls} \times \frac{5.615 \text{ pie}^3}{1 \text{ bls}} = 297 \text{ pie}^3$$

$$\begin{aligned} \text{Número de sacos de cemento} &= \frac{297 \text{ pie}^3}{1.18 \frac{\text{pie}^3}{\text{sk}}} & (2.15) \\ &= 251 \text{ sks cemento tipo A} \end{aligned}$$

Rendimiento de Agua

$$R_{agua} = \frac{5.21 \text{ (gal/sks)} \times (251) \text{skS}}{42 \text{ gal/bls}} \quad (2.16)$$

= 31 bls agua

Volumen de Desplazamiento

$$V_D = C * H \quad (2.17)$$

$$V_D = 0.14809 \frac{\text{bls}}{\text{pie}} \times 6022 \text{pies} = 892 \text{bls}$$

TABLA 7. RESULTADOS CEMENTACION CASING 13 3/8"

CSG 13 3/8"	V (bls)	# SACOS DE CEMENTO "A"	REQ. H2O (bls)
LECHADA DE CABEZA	519	2491	526
LECHADA DE COLA	53	251	31
FLUIDO DE DESPLAZAMIENTO	892		

*ELABORADO POR K. AGUIRRE

Fuente: EP Petroecuador. Datos tomados del pozo PRH 18D, 2010

2.9.1 PROCEDIMIENTO OPERATIVO CASING 13 3/8"

- a) Con casing en fondo y Fill-Up Packer circular con bombas del Rig a 420-500 GPM hasta obtener retornos limpios.
- b) Realizar la Reunión de Seguridad y Pre-Operacional con el personal involucrado.
- c) Instalar cabeza de cementación.
- d) Llenar y probar líneas a 3000 psi por 5 minutos
- e) Bombear 5 bbl de agua tratada
- f) Bombear 50 bbl de RSB Spacer
- g) Soltar tapón inferior Flexible
- h) Bombear 5 bbl de agua tratada.
- i) Mezclar y bombear 519 bbl de lechada de relleno a 13.5 lb/gal.
- j) Mezclar y bombear 53 bbl de lechada de cola a 15.8 lb/gal
- k) Soltar tapón de tope.
- l) Bombear 31 bbls de agua atrás del tapón de tope.

- m) Desplazar con bombas de taladro 892 bbl de lodo.
- n) Asentar tapón con 500 psi sobre la presión final. Manatener la presión durante 5min
- o) Revisar el contraflujo, verificar funcionamiento de equipo de flotación.
- p) WOC 12 horas.

2.10 CEMENTACION CASING 9 5/8"

Capacidad Interna Liner 9 5/8"

$$\begin{aligned}
 C_{int.7"} &= \frac{(ID)^2}{1029.4} & (2.11) \\
 &= \frac{(8.535)^2}{1029.4} \\
 &= 0.071 \text{ bls/ft}
 \end{aligned}$$

Capacidad Anular Casing 13 3/8" y Casing 9 5/8"

$$\begin{aligned}
 C &= \frac{((OD)^2 - (ID)^2)}{1029.4} & (2.12) \\
 &= \frac{((12.347)^2 - (9.625)^2)}{1029.4} \\
 &= 0.0581 \text{ bls/ft}
 \end{aligned}$$

Capacidad Anular Agujero 12 1/4" y Casing 9 5/8"

$$\begin{aligned}
 C &= \frac{((OD)^2 - (ID)^2)}{1029.4} & (2.12) \\
 &= \frac{((12.25)^2 - (9.625)^2)}{1029.4} \\
 &= 0.056 \text{ bls/ft}
 \end{aligned}$$

Lechada de Cabeza 13.5 lb/gal

Volumen Lechada de cabeza = V1 + V2

$$V1 = C_{anular}(\text{Casing } 13 \text{ } 3/8" \text{ y Casing } 9 \text{ } 5/8") \times \text{Long.} \quad (2.13)$$

$$\begin{aligned}
 V1 &= 0.0581 \frac{\text{bls.}}{\text{ft}} \times 6042 \text{ ft} \times 1.25 \\
 &= 439 \text{ bls}
 \end{aligned}$$

$$V2 = C (\text{Agujero } 12 \frac{1}{4}'' \text{ Casing } 9 \frac{5}{8}'') \times \text{Long.} \quad (2.13)$$

$$\text{Longitud} = (7916 - 6042)\text{ft}$$

$$= 200\text{ft}$$

$$V2 = 0.056 \frac{\text{bls.}}{\text{ft}} \times 1874\text{ft} \times 1.25 \quad (2.13)$$

$$= 131 \text{ bls}$$

$$\text{Volumen Lechada de cabeza} = V_{LC}$$

$$= V_1 + V_2$$

$$= 439 + 131$$

$$= 570 \text{ bls}$$

$$\text{Conversión bls a } ft^3 \quad 570 \times \frac{5.615 \text{ } ft^3}{1 \text{ bl}} = 3200 \text{ } ft^3$$

Calculamos el número de sacos de cemento

$$\text{Número de sacos} = \frac{3200 \text{ } ft^3}{1.68 \text{ } ft^3/\text{sk}} = 1905 \text{ sk cemento clase A} \quad (2.15)$$

Requerimiento de agua

$$R_{H2O} = \frac{8.89 (\text{gal}/\text{sks}) \times (1905)\text{sks}}{42 \text{ gal}/\text{bls}} \quad (2.16)$$

$$= 403 \text{ bls de agua}$$

Lechada de Cola 15.8 lb/gal

$$\text{Volumen Lechada Cola} = V3 + V4$$

$$V3 = \text{Capacidad (Agujero } 12 \frac{1}{4}'' \text{ y Casing } 9 \frac{5}{8}'') \times L \quad (2.14)$$

L = Longitud

$$V3 = 0.056 \frac{\text{bls.}}{\text{ft}} \times 1000 \text{ ft} \times 1.25 \quad (2.14)$$

$$= 70 \text{ bls}$$

V4 = Capacidad Interna x L

L = Longitud

L = $H_{c/z}$

$$V4 = 0.071 \frac{\text{bls.}}{\text{ft}} \times 40 \text{ ft} \quad (2.11)$$

$$= 3 \text{ bls}$$

$$V_{L.C} = V3 + V4$$

$$= 70 + 3$$

$$= 73 \text{ bls}$$

Conversión bls a ft³ $73 \text{ bls} \times \frac{5.615 \text{ ft}^3}{1 \text{ bl}} = 409.85 \text{ ft}^3$

Calculamos el número de sacos de cemento Clase A

$$\text{Número de sacos} = \frac{409.85 \text{ ft}^3}{1.16 \text{ ft}^3/\text{sk}} = 353 \text{ sk cemento clase A} \quad (2.15)$$

Requerimiento de agua

$$R_{H2O} = \frac{5.05 \text{ (gal/sks)} \times (353) \text{ sks}}{42 \text{ gal/bls}} \quad (2.16)$$

$$R_{H2O} = 42.4 \text{ bls } H2O$$

Volumen de Desplazamiento

$$V_D = \text{Capacidad Interna (Liner 7")} \times \text{Longitud} \quad (2.17)$$

$$\text{Longitud} = D_{MD} - H_{c/z}$$

$$= (8916 - 40) \text{ ft}$$

$$= 8876 \text{ ft}$$

Calculamos el Volumen de Desplazamiento

$$V_D = \text{Capacidad Interna (Liner 7")} \times \text{Longitud} \quad (2.17)$$

$$= 0.071 \frac{\text{bls}}{\text{ft}} \times 8876 \text{ ft}$$

$$= 630 \text{ bls}$$

TABLA 8. RESULTADOS CEMENTACION CASING 9 5/8"

CSG 9 5/8"	V (bls)	# SACOS DE CEMENTO "A"	REQ. H2O (bls)
LECHADA DE CABEZA	570	1905	403
LECHADA DE COLA	73	353	42.4
FLUIDO DE DESPLAZAMIENTO	630		

*ELABORADO POR K. AGUIRRE

Fuente: EP Petroecuador. Datos tomados del pozo PRH 18D, 2010

2.10.1 PROCEDIMIENTO OPERATIVO CASING 9 5/8"

- a) Con casing en fondo y Fill-Up Packer circular con bombas del Rig a 420-500 GPM hasta obtener retornos limpios.

- b) Realizar la Reunión de Seguridad y Pre-Operacional con el personal involucrado.
- c) Instalar cabeza de cementación.
- d) Llenar y probar líneas a 3000 psi por 5 minutos
- e) Bombear 5 bbl de agua tratada
- f) Bombear 50 bbl de RSB Spacer
- g) Soltar tapón inferior Flexible
- h) Bombear 5 bbl de agua tratada.
- i) Mezclar y bombear 570 bbl de lechada de relleno a 13.5 lb/gal.
- j) Mezclar y bombear 73 bbl de lechada de cola a 15.8 lb/gal
- k) Soltar tapón de tope.
- l) Bombear 42.4 bbls de agua atrás del tapón de tope.
- m) Desplazar con bombas de taladro 630 bbl de lodo.
- n) Asentar tapón con 500 psi sobre la presión final. Manatener la presión durante 5min
- o) Revisar el contraflujo, verificar funcionamiento de equipo de flotación.
- p) WOC 12 horas.

2.10.2 CEMENTACIÓN LINER 7"

Utilizaremos cemento tipo G para cementar la sección del liner de 7". Consideraremos los siguientes volúmenes:

V_1 = Sección de 200 ft por encima del colgador (ID 95/8" y OD5")

V_2 = Sección de 200 ft por debajo del colgador (ID 95/8" y OD7")

V_3 = Sección desde el asentamiento de la tubería de 9 5/8" hasta la profundidad Total.

V_4 = Sección de 40 ft de bolsillo, para circular cemento.

Desarrollo:

Capacidad Interna Liner 7"

$$\begin{aligned}
 C_{int.7"} &= \frac{(ID)^2}{1029.4} && (2.11) \\
 &= \frac{(6.184)^2}{1029.4} \\
 &= 0.03715 \text{ bls/ft}
 \end{aligned}$$

Capacidad Interna Drill Pipe 5"

$$\begin{aligned}C_{int.DP5"} &= \frac{(ID)^2}{1029.4} & (2.11) \\ &= \frac{(4.276)^2}{1029.4} \\ &= 0.01776 \text{ bls/ft}\end{aligned}$$

Capacidad Anular Casing 9 5/8" y Drill Pipe 5"

$$\begin{aligned}C &= \frac{((OD)^2 - (ID)^2)}{1029.4} & (2.12) \\ &= \frac{((8.535)^2 - (5)^2)}{1029.4} \\ &= 0.0464 \text{ bls/ft}\end{aligned}$$

Capacidad Anular Casing 9 5/8" y Liner 7"

$$\begin{aligned}C &= \frac{((OD)^2 - (ID)^2)}{1029.4} & (2.12) \\ &= \frac{((8.535)^2 - (7)^2)}{1029.4} \\ &= 0.02316 \text{ bls/ft}\end{aligned}$$

Capacidad Anular Agujero 8 1/2" y Liner 7"

$$\begin{aligned}C &= \frac{((OD)^2 - (ID)^2)}{1029.4} & (2.12) \\ &= \frac{((8.5)^2 - (7)^2)}{1029.4} \\ &= 0.02258 \text{ bls/ft}\end{aligned}$$

Lechada de Cabeza 13.5 lpg

Volumen Lechada de cabeza = V1 + V2 + V3

$$V1 = \text{Cint (Casing 9 5/8" y Drill Pipe 5") x Long.} \quad (2.13)$$

Longitud = (8716 – 8516)ft

= 200ft

$$V1 = 0.0464 \frac{\text{bls.}}{\text{ft}} \times 200 \text{ ft}$$

$$= 9.28 \text{ bls}$$

$$V_2 = \text{Cint (Casing 9 5/8" y Liner 7")} \times \text{Long.} \quad (2.13)$$

$$\text{Longitud} = (8916 - 8716)\text{ft}$$

$$= 200\text{ft}$$

$$V_1 = 0.02316 \frac{\text{bls.}}{\text{ft}} \times 200 \text{ ft} \quad (2.13)$$

$$= 4.63 \text{ bls}$$

$$V_3 = \text{Cint (Agujero 8 1/2" y Liner 7")} \times \text{Long.}$$

$$\text{Longitud} = (9116 - 8916)\text{ft}$$

$$= 200\text{ft}$$

$$V_3 = 0.02258 \frac{\text{bls.}}{\text{ft}} \times 200 \text{ ft} \quad (2.13)$$

$$= 4.516 \text{ bls}$$

$$\text{Volumen Lechada de cabeza} = V_{LC}$$

$$= V_1 + V_2 + V_3$$

$$= 9.28 + 4.63 + 4.516$$

$$= 18.426 \text{ bls}$$

$$\text{Conversión bls a } ft^3 \quad 18.426 \times \frac{5.615 \text{ } ft^3}{1 \text{ bl}} = 103.46 \text{ } ft^3$$

Calculamos el número de sacos de cemento

$$\text{Número de sacos} = \frac{103.46 \text{ } ft^3}{1.13 \text{ } ft^3/\text{sk}} = 91.56 \text{ sk cemento clase G} \quad (2.15)$$

Requerimiento de agua

$$R_{H_2O} = \frac{4.76 \text{ (gal/sks)} \times (91.56) \text{ sks}}{42 \text{ gal/bls}} \quad (2.16)$$

$$= 10.37 \text{ bls de agua}$$

Lechada de Cola 15.8 lpg

$$\text{Volumen Lechada Cola} = V_4 + V_5$$

$$V_4 = \text{Capacidad (Agujero } 8 \frac{1}{2}'' \text{ y Liner } 7'') \times L \quad (2.14)$$

L = Longitud

$$L = (10310 - 9116) \text{ ft}$$

$$\begin{aligned} V_4 &= 0.02258 \frac{\text{bls.}}{\text{ft}} \times 1194 \text{ ft} & (2.14) \\ &= 26.96 \text{ bls} \end{aligned}$$

$$V_5 = \text{Capacidad (Liner } 7'') \times L$$

L = Longitud

$$L = H_{c/z}$$

$$\begin{aligned} V_5 &= 0.03715 \frac{\text{bls.}}{\text{ft}} \times 40 \text{ ft} & (2.11) \\ &= 1.48 \text{ bls} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} V_{L.C} &= V_4 + V_5 \\ &= 26.96 + 1.48 \\ &= 28.44 \text{ bls} \end{aligned}$$

$$\text{Conversión bls a } ft^3 \quad 28.44 \text{ bls} \times \frac{5.615 \text{ } ft^3}{1 \text{ bl}} = 160 \text{ } ft^3$$

Calculamos el número de sacos de cemento Clase G

$$\text{Número de sacos} = \frac{160 \text{ } ft^3}{1.12 \text{ } ft^3/\text{sk}} = 143 \text{ sk cemento clase G} \quad (2.15)$$

Requerimiento de agua

$$\begin{aligned} R_{H_2O} &= \frac{4.64 \text{ (gal/sks)} \times (143) \text{ sks}}{42 \text{ gal/bls}} & (2.16) \\ R_{H_2O} &= 16 \text{ bls } H_2O \end{aligned}$$

Volumen de Desplazamiento

$$V_D = V_6 + V_7 \quad (2.17)$$

$$V_6 = \text{Capacidad Interna (Liner } 7'') \times \text{Longitud}$$

$$\begin{aligned} \text{Longitud} &= D_{TVD} - D_{LINER} - H_{c/z} \\ &= (10310 - 8716 - 40) \text{ ft} \\ &= 1554 \text{ ft} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} V_6 &= 0.03715 \frac{\text{bls.}}{\text{ft}} \times 1554 \text{ ft} \\ &= 57.73 \text{ bls} \end{aligned} \quad (2.11)$$

V_7 = Capacidad Interna (Drill Pipe 5") x Longitud

$$\begin{aligned} V_7 &= 0.01776 \frac{\text{bls.}}{\text{ft}} \times 8716 \text{ ft} \\ &= 155 \text{ bls} \end{aligned} \quad (2.11)$$

Calculamos el Volumen de Desplazamiento

$$\begin{aligned} V_D &= V_6 + V_7 \\ &= 53.73 + 155 \\ &= 213 \text{ bls} \end{aligned} \quad (2.17)$$

TABLA 9. RESULTADOS CEMENTACION LINER 7"

LINER 7"	V (bls)	# SACOS DE CEMENTO "A"	REQ. H2O (bls)
LECHADA DE CABEZA	18.426	91.56	10.37
LECHADA DE COLA	28.44	143	16
FLUIDO DE DESPLAZAMIENTO	213		

*ELABORADO POR K. AGUIRRE

Fuente: EP Petroecuador. Datos tomados del pozo PRH 18D, 2010

2.10.2.1 PROCEDIMIENTO OPERATIVO LINER 7"

- Con casing en fondo y Fill-Up Packer circular con bombas del Rig a 420-500 GPM hasta obtener retornos limpios.
- Realizar la Reunión de Seguridad y Pre-Operacional con el personal involucrado.
- Instalar cabeza de cementación.
- Llenar y probar líneas a 3000 psi por 5 minutos

- e) Bombear 5 bbl de agua tratada
- f) Bombear 50 bbl de RSB Spacer
- g) Soltar tapón inferior Flexible
- h) Bombear 5 bbl de agua tratada.
- i) Mezclar y bombear 18.426 bbl de lechada de relleno a 13.5 lb/gal.
- j) Mezclar y bombear 28.44 bbl de lechada de cola a 15.8 lb/gal
- k) Soltar tapón de tope.
- l) Bombear 16 bbls de agua atrás del tapón de tope.
- m) Desplazar con bombas de taladro 213 bbl de lodo.
- n) Asentar tapón con 500 psi sobre la presión final. Manatener la presión durante 5min
- o) Revisar el contraflujo, verificar funcionamiento de equipo de flotación.
- p) WOC 12 horas.

CAPÍTULO 3

3. RESULTADOS Y ANÁLISIS

En la Tabla 10. pudimos detallar el peso de la tubería y el número de tubos necesarios para revestir el pozo PRH-18D.

TABLA 10. PROGRAMA DE REVESTIMIENTO POZO PRH-18D

INTERVAL	GRADE	Wt lbs/ft	# of PIPE	LENGH
0 – 6042	C-95	72	150	6042
0 – 8916	C-95	47	233	8916
8916 – 10310	C-95	26	47	1394

*ELABORADO POR K. AGUIRRE

Fuente: EP Petroecuador. Datos tomados del pozo PRH 18D, 2010

De acuerdo a la tabla API 5C2 obtuvimos que la resistencia de la tubería N80 resiste por estallido hasta el casing de 9 5/8. (Tabla 11)

TABLA 11. PROGRAMA DE REVESTIMIENTO PROPUESTA

INTERVAL	GRADE	Wt lbs/ft	# of PIPE	LENGH
0 – 6042	N-80	72	151	6042
0 – 8916	N-80	53.5	223	8916
8916 - 10310	C-95	29	35	1394

*ELABORADO POR K. AGUIRRE

Fuente: EP Petroecuador.

TABLA 12. COSTO PROGRAMA DE REVESTIMIENTO POZO PRH-18D

CASING	GRADE	PESO	PROFUNDIDAD (ft)	PRECIO (USD/ft)	COSTO (\$)
13 3/8"	C-95	72	6042	123,26	744736,92
9 5/8"	C-95	47	8916	42,21	376344,36
7"	C-95	26	10310	32,15	331466,5
TOTAL (USD)					1452547,78

*ELABORADO POR K. AGUIRRE

Fuente: EP Petroecuador. Datos tomados del pozo PRH 18D, 2010

En la Tabla 13 obtuvimos un ahorro de 82,608.18 Adicional se obtuvo un incremento en la resistencia a la ruptura en presencia de tensión, esto es un buen indicativo para el Ingeniero de diseño, pues se logró ahorrar dinero mientras mantuvimos la integridad del pozo.

TABLA 13. COSTO PROGRAMA DE REVESTIMIENTO PROPUESTA

CASING	GRADE	PESO	PROFUNDIDAD (ft)	PRECIO (USD/ft)	COSTO (\$)
13 3/8"	N-80	85	6042	78,35	473390,7
9 5/8"	N-80	53,5	8916	52	463632
7"	C-95	29	10310	41,99	432916,9
TOTAL (USD)					1369939,6

*ELABORADO POR K. AGUIRRE

Fuente: EP Petroecuador.

Los resultados que obtuvimos con respecto a la comparación de los costos del programa de Cementación actual versus al propuesto se muestran en la Tabla 14.

Los volúmenes de cemento ha sido estimados considerando un diámetro de la broca, hemos considerado entre un 25% a 30% de cemento para el casing de 13 3/8 y 9 5/8" para el Liner de 7" consideramos un exceso del 10%.

Todos los diseños deben ser revisados antes de cada operación, basados en la experiencia obtenida en el área y siguiendo los procesos de cementación más adecuados en la Industria.

TABLA 14. COMPARACIÓN DE COSTO PROGRAMA DE CEMENTACIÓN ACTUAL VS PROPUESTA

CASING	PRICE (\$/sx)	CANTIDAD SACOS ACTUAL	CANTIDAD SACOS PROPUESTA	COSTO PROGRAMA ACTUAL	COSTO PROGRAMA PROPUESTA
13 3/8"	9,5	1876	1419	17822	13480,5
9 5/8"	9,5	946	486	8987	4617
7"	17	209	724	3553	12308
TOTAL (USD)				30362	30405,5

*ELABORADO POR K. AGUIRRE

Fuente: EP Petroecuador.

CAPÍTULO 4

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1 Conclusiones

- Con el diseño alternativo de Tubería de Revestimiento ahorramos \$82,608.18 respecto al diseño actual del pozo PRH-18D.
- Obtuvimos un incremento mínimo de \$44 en el diseño de Cementación con respecto al actual, pudiendo concluir que el diseño planteado con relación al actual está acorde.
- Es importante considerar las características de las formaciones que estarán en unión con el cemento, ya que en base a esto se diseñan los fluidos y aditivos a emplear en la cementación.
- De la experiencia de campo, concluimos que para calcular un correcto volumen de cemento se debe considerar un exceso de seguridad entre 20 al 25%
- Las fórmulas presentadas para obtener la presión al colapso de la tubería nos ayudaron a obtener resultados más reales que han sido comprobados mediante varios trabajos de investigación.

4.2 Recomendaciones

- Se deben realizar reuniones de seguridad en campo para disminuir el riesgo de accidentes durante la cementación.
- Considerar la existencia de la tubería de revestimiento y su disponibilidad para no tener retrasos los cuales se verán reflejados en los costos.

- Establecer cargas que generen la máxima presión de Estallido, Colapso, ya que nos permiten escoger el revestidor más económico que pueda satisfacer estas cargas.

ANEXOS

TABLA 1. DIMENSIONES Y ESFUERZOS DE CASING DE 11 1/2, 13 3/8 Y 16 PULG.

Size O.D. In.		Grade	Wt. Per Ft. With Cplg. Lb.	Inside Dia. In.	Thread & Cplg.		Extreme Line		** Col'per Resis- tance 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.	Thread & Cplg. Joint		Est. Line Joint	
											Short	Long		Short	Long		
11 1/2	*F-25		38.00	11.150	10.994	12.750	---	---	670	---	1,120	---	---	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	---	6,270	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	---	6,680	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	---	5,380	2,372	1,499	---	---
	*N-80		109.00	14.688	14.500	17.000	---	---	3,080	---	5,740	---	5,740	2,530	1,594	---	---

*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.

TABLE 2. DIMENSIONES Y ESFUERZOS DE CASING DE 9 5/8 Y 10 3/4 PULG.

Size O.D. In.		Grade	Wt. Per Ft. With Cpl., Lb.	Inside Dia. In.	Thread & Cpl.		Extreme Line		** Collpse Resis. tance PSI	Internal Yield Pressure PSI**				Joint Strength - 1000 Lbs.**				
In.	In.				Drift Dia. In.	O.D. of Cpl. 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 & Cpl. 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	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	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	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	5,390	859	---	694	926	975
		C-75	43.50	8.755	8.599	10.625	8.529	10.100	3,750	5,930	---	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	6,440	1,018	---	852	1,098	1,032
		C-75	53.50	8.535	8.379	10.625	8.379	10.100	6,380	7,430	---	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	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	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	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	7,930	1,244	---	1,062	1,329	1,235
		C-95	40.00	8.835	8.679	10.625	8.599	10.100	3,130	6,820	---	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	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	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	9,410	1,477	---	1,220	1,458	1,297
		P-110	41.50	8.755	8.599	10.625	8.599	10.100	4,430	8,700	---	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	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	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	---	---	362	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	---	---	629	420	---	700	---
		J-55	45.50	9.950	9.794	11.750	9.794	11.460	2,090	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	---	---	801	565	---	891	1,092
		K-55	40.50	10.050	9.894	11.750	---	---	1,580	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	---	---	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	---	---	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
		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
		N-80	51.00	9.850	9.694	11.750	9.694	11.460	3,220	5,860	5,860	---	---	5,860	1,165	804	---	1,228
		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
		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
		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
		P-110	51.00	9.850	9.694	11.750	9.694	11.460	3,670	8,060	8,060	---	---	8,060	1,607	1,080	---	1,594
		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
		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
		P-110	65.70	9.560	9.404	11.750	---	---	7,490	10,650	10,650	---	---	10,650	2,088	1,472	---	2,077
		*P-110	71.10	9.450	9.294	11.750	---	---	9,280	---	11,240	---	---	10,980	2,269	1,618	---	2,418
		*V-150	65.70	9.560	9.404	11.750	---	---	8,330	---	14,530	---	---	14,530	2,847	1,978	---	2,799
		*V-150	71.10	9.450	9.294	11.750	---	---	10,890	---	15,330	---	---	14,970	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. DIMENSIONES Y ESFUERZOS DE CASING DE 7 PULG.

Size O.D. In.		Grade	Wt. Per Ft. Wth Cplg., Lb.	Inside Dia. In.	Thread & Cplg.		Extreme Line		** Col'per Resistance, PSI	Internal Yield Pressure, PSI**			** Body Yield Stgth. 1,000 Lbs.			Joint Strength, 1,000 Lbs.**		
					Drift Dia. In.	O.D. of Cplg. In.	Drift Dia. In.	O.D. of Box In.		Plain End - Ext. Line	Round Thread		Buttress Thd.	Thread & Cplg.		Joint		Ext. Line Joint
											Short	Long		Short	Long	Short	Long	
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	---	3,270	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	---	7,930	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	---	3,630	6,340	---	6,340	6,340	532	---	442	588	666
	N-80	26.00	6.276	6.151	7.656	6.151	7.390	---	5,410	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. 5C2, Bulletin on Performance Properties of Casing and Tubing.

BIBLIOGRAFIA

- [1] R. BOLIVAR, M. CENTENO, V. CICCOLA y W. RODRIGUEZ, «Fuente de fallas en la tecnologías de cementación de pozos,» 2003.
- [2] M. & Eid, «Diseño de Lechada de cemento,» 2006.
- [3] R. STILLEY y G. J.E, «Cementics as a Total Service,» 1992.
- [4] M. Morales, Introducción a la Ingeniería de Perforación e Hidráulica de Perforación y Limpieza del Agujero, México: Universidad Nacional Autónoma de México, 2005.
- [5] E. Brito, Asentamiento de Tuberías de Revestimiento, Venezuela: PDVSA, 2004.
- [6] I. Díaz, Proceso de Ingeniería y Diseño de Pozos, Tabasco, México: INSTITUTO POLITECNICO NACIONAL, 2011.
- [7] Blogspot, Conceptos y Abreviaturas de Control de Pozo, <http://perfob.blogspot.com/2013/02/conceptos-y-abreviaturas-de-control-de.html>, 2013.
- [8] D. Ushiña, Plan de Desarrollo Campo Parahuacu, Quito: Escuela Politécnica Nacional, 2018.