



CÁTEDRA “ADMINISTRACIÓN DE PROYECTOS”

PROYECTO INTEGRADOR - AÑO 2023

DOCUMENTO SOPORTE DE DECISIÓN

NOMBRE DEL PROYECTO:

DOBLE CASING DRILLING (CWD)

YACIMIENTO: PUESTO MOLINA / CAÑADÓN AMARILLO

Agosto de 2023

<i>Revisión</i>	<i>Fecha</i>	<i>Descripción</i>	<i>Páginas</i>	<i>Nombre</i>	<i>Firma</i>	<i>Fecha</i>
Emisor:			Revisado y Aprobado:			



CÁTEDRA “ADMINISTRACIÓN DE PROYECTOS”

PROYECTO INTEGRADOR - AÑO 2023

INDICE

1.	NOMBRE DEL NEGOCIO	3
2.	NOMBRE DEL ACTIVO	3
3.	NOMBRE DEL PROYECTO	3
4.	TIPO DE PROYECTO	3
1.1.	Fluido	3
1.2.	Tipo	3
5.	RESPONSABLES DEL PROYECTO	3
5.1.	Gerente Regional:	3
5.2.	Gerente de Negocio:	4
5.3.	Gerente de Activo:	4
5.4.	Gerente de Desarrollo:	4
5.5.	Responsable del Proyecto:	4
5.6.	Referentes técnicos por especialidad por proyecto	4
6.	RESUMEN EJECUTIVO	4
7.	DESCRIPCION DEL PROYECTO	6
7.1.	Introducción	6
7.2.	Ubicación física y geográfica	8
7.3.	Antecedentes del proyecto	9
7.4.	Perforación y Workover	9
7.5.	Principales riesgos y acciones de mitigación	9
8.	RECOMENDACIONES Y ALERTAS	10
9.	ANEXOS	12
a)	Trépanos	12
b)	Cañería	14
c)	Lechadas	16
d)	Centralizadores	17
e)	Elementos de entubar	18



CÁTEDRA “ADMINISTRACIÓN DE PROYECTOS”

PROYECTO INTEGRADOR - AÑO 2023

1. NOMBRE DEL NEGOCIO

Negocio Mendoza

2. NOMBRE DEL ACTIVO

Cañadón Amarillo, Puesto Molina

3. NOMBRE DEL PROYECTO

Doble Casing Drilling

4. TIPO DE PROYECTO

1.1. Fluido

☒ Petróleo

☐ Gas

1.2. Tipo

☒ Proyecto Recuperación Primaria.

☐ Proyecto Recuperación Secundaria.

☐ Proyecto Recuperación Terciaria.

☐ Proyecto Tight Gas

☐ Proyecto Reparaciones.

☐ Proyecto Infraestructura.

☐ Proyecto Medio Ambiente y Seguridad.

☐ Proyecto Adecuación a Normativa.

☐ Otros.

5. RESPONSABLES DEL PROYECTO

5.1. Gerente Regional:

Jorge Moreno



CÁTEDRA “ADMINISTRACIÓN DE PROYECTOS”

PROYECTO INTEGRADOR - AÑO 2023

5.2. Gerente de Negocio:

Mauricio Garay

5.3. Gerente de Activo:

Diego Comellas

5.4. Gerente de Desarrollo:

-

5.5. Responsable del Proyecto:

Grupo 2

5.6. Referentes técnicos por especialidad por proyecto

Desarrollo:

Control de Gestión:

Perforación y WO:

Ingeniería de Obras:

Producción:

Mantenimiento:

Integridad:

Procesos:

Medio Ambiente y Seguridad:

6. RESUMEN EJECUTIVO

Dada la problemática de la zona, la cual presenta pérdidas de circulación severas, aprisionamiento de BHA y el suministro de agua es lejano, se realiza el presente proyecto para optimizar la etapa de construcción de pozos y cumplir con los objetivos propuestos por geología. El mismo consta de la masificación del uso de la tecnología CWD para las fases Guía 9 5/8” y Aislación 5 1/2” para un total de 10 pozos.



CÁTEDRA “ADMINISTRACIÓN DE PROYECTOS”

PROYECTO INTEGRADOR - AÑO 2023

Se busca cumplir con los tiempos y costos del **Plan Anual** evitando NPT (tiempos no productivos) en la fase de perforación, minimizando desvíos en la ejecución. Se puede visualizar en la **UPA** (ultima proyección anual) que existe posibilidad de no cumplir con los objetivos (\$, t) en el caso de perforar en forma convencional.

A continuación, se describe el escenario para el desarrollo del proyecto:

Monto de Inversión (kUSD)	
Erogado	0
Para Aprobación	6000
Monto Total	6000
Condición de Presupuesto	
Instancia Final de Aprobación	Comité de Inversión
Indicadores Económicos	
VAN al 13% (MUSD)	> 0
TIR (%)	> 13%
Actividad Física	
Pozos de Avanzada	0
Pozos de Desarrollo	10
Pozos Inyectores	0
Workovers Productores	10
Workovers Inyectores	0
	0

CÁTEDRA “ADMINISTRACIÓN DE PROYECTOS”

PROYECTO INTEGRADOR - AÑO 2023

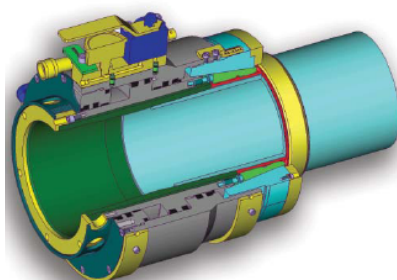
7. DESCRIPCION DEL PROYECTO

7.1. Introducción

La perforación convencional de pozos de petróleo y gas utiliza una herramienta compuesta esencialmente por barras de sondeo y portamechas que sirven como elementos para transmitir y aplicar la energía mecánica (potencia de rotación y carga axial) al trépano, así como para suministrar conducción hidráulica al fluido de perforación. En algunos casos se utiliza un motor de fondo para suministrar la potencia de rotación, pero la columna o herramienta de perforación es esencialmente la misma.

El sistema de perforación Casing Drilling integra los procesos de perforación y entubación para conformar un sistema de construcción del pozo más eficiente. La premisa fundamental del sistema Casing Drilling consiste en eliminar una importante fracción del costo total del pozo mediante la utilización de un sistema que permite entubar el mismo a medida que está siendo perforado. Los ahorros resultan de la eliminación de los costos relacionados con la compra, manipuleo, inspección, transporte y maniobras con el sondeo, eliminando además los tiempos perdidos por problemas adjudicables a éstos ítems y disminuyendo las inversiones de capital en equipos y los costos operativos, pero su gran ahorro en tiempo se fundamenta en la eliminación de tiempos en maniobras tales como calibre, acondicionamiento de pozo, entubación y perfiles a hueco abierto.

Una vez que los tubulares llegan a locación se posiciona los mismos con el fin de colocar los centralizadores, la distribución de estos se encuentra detallado en los Anexos, dicho arreglo fue definido en función de lo sugerido por la Cia de Servicios de Cementación y la experiencia de la Cia de CDS, Figura 1 y 2.



Tesco's patented RTF™ (Radial Tubular Forming) crimping technique



CÁTEDRA “ADMINISTRACIÓN DE PROYECTOS”

PROYECTO INTEGRADOR - AÑO 2023



Figura 1, Centralización de los tubulares.

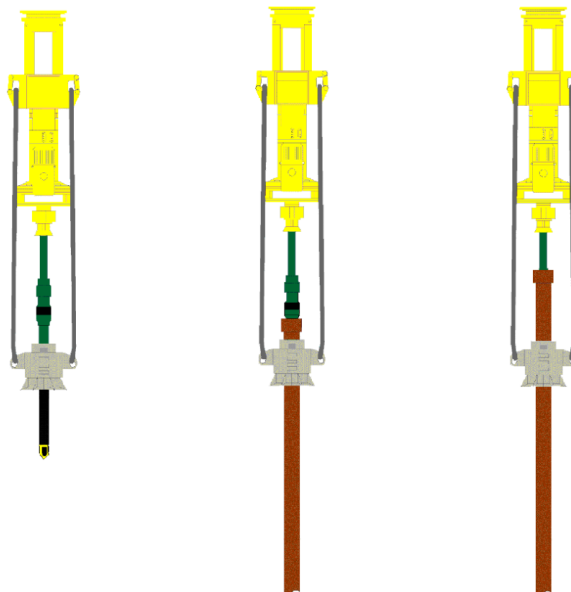


Figura 2: Estibado de tubulares conexiones con CDS

Como alternativa al **CDS** se propone utilizar el **accesorio Make up quill** (figura 3), desarrollado en conjunto con la Cia de Servicios y la Operadora en la Regional Santa Cruz (ver lecciones aprendidas de Proyecto Piloto), el objetivo principal de éste accesorio es la reducción de los costos al reemplazar el sistema de acople y los servicios asociados:

CÁTEDRA “ADMINISTRACIÓN DE PROYECTOS”

PROYECTO INTEGRADOR - AÑO 2023

Descripción:

Accesorio para acoplado/vinculación de conexiones premium a equipos rotantes. Es básicamente un cross over que conecta el extremo rotante del equipo de perforación con el extremo de cada tubular a emplear en tareas específicas como drilling with casing

Extremos:

PIN: Conexión: TSH XP
BOX: Conexión: API NC 50

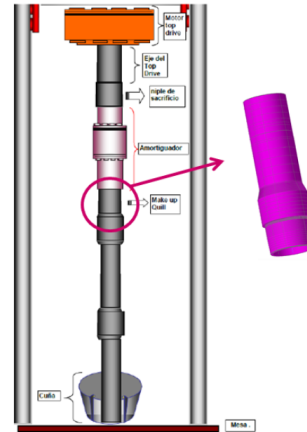


Figura 3: MUQ

7.2. Ubicación física y geográfica

El área Cañadón Amarillo se ubica en la provincia de Mendoza, sobre la margen norte del río Colorado y a 70 km al NO de la localidad neuquina Rincón de los Sauces, dentro del ámbito de plataforma oriental de la Cuenca Neuquina.

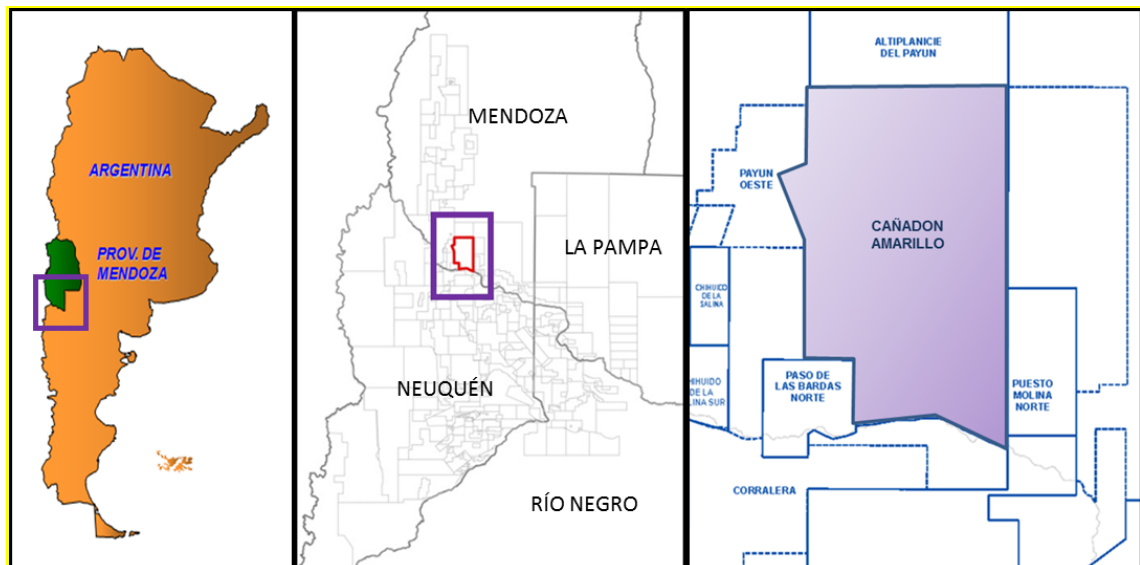


Figura 4. Mapa de ubicación del Bloque Cañadón Amarillo.

CÁTEDRA “ADMINISTRACIÓN DE PROYECTOS”

PROYECTO INTEGRADOR - AÑO 2023

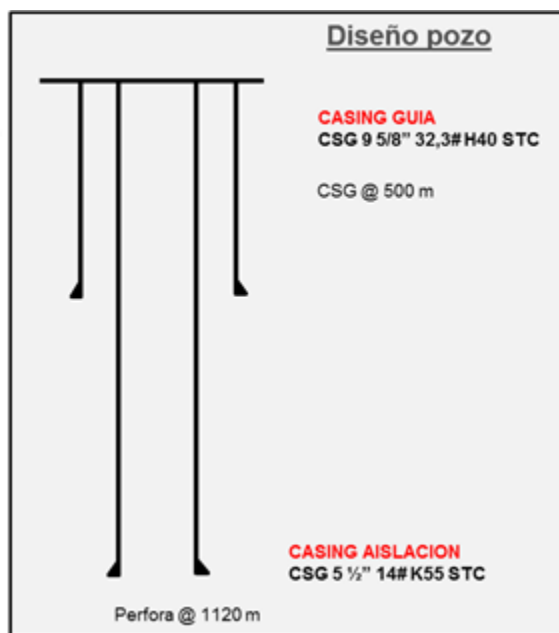
7.3. Antecedentes del proyecto

No se cuentan con antecedentes en el área, si cuenta con lecciones aprendidas en yacimiento Los Perales / La Ítala, Regional Santa Cruz.

7.4. Perforación y Workover

- Perforar cada fase hasta los puntos de asentamiento de los zapatos programados.
- Aislar las capas de agua dulce con la cañería guía.
- Permitir la recolección de información para el estudio de las formaciones atravesadas mediante control geológico.
- Cumplir durante la operación con los costos y tiempos programados.
- Cumplir con la normativa de seguridad y medio ambiente de la Cía.
- Generar lecciones aprendidas y análisis FODA para futuras operaciones.

- Pozo vertical
- GUIA perforada con 12 ¼" y entubado en 9 5/8". Habitualmente perforado con casing drilling GUIA
- AISLACIÓN: perforado con 8 ¾" y entubado 5 ½"



7.5. Principales riesgos y acciones de mitigación

Los riesgos latentes con la ejecución de esta actividad de perforación se asocian a:

CÁTEDRA “ADMINISTRACIÓN DE PROYECTOS”

PROYECTO INTEGRADOR - AÑO 2023

RIESGO / OPERACION	CAUSAS	CONSECUENCIA	ACCION
1 Zapato Perforador no llegue a TD (900 m)	- Daño en la estructura de corte. - Pega de Tubería. - Desgaste anticipado. - Selección de Estructura de Corte (#aletas, tamaño de Cortadores) - Falta de Supervisión.	Imposibilidad de terminar la sección al <u>casing point</u> planeado.	- Evaluar la profundidad a la cual se está perforando y determinar si: <u>Opción 1</u>: Sacar el Casing con la zapata perforadora y perforar con BHA convencional. <u>Opción 2</u>: Dejar el revestimiento a profundidad perforada e iniciar las actividades de cementación para asentar revestimiento en ese punto.
2 Ruptura Disco de Seguridad del zapato perforador.	- Estrellar la Zapata Perforadora contra la formación. - Exceder WOB y presión diferencial. - Taponamiento total de boquillas.	- Pérdida de presión. - Pérdida de HSI. - Disminución de ROP a Cero.	- Evaluar la profundidad a la cual se está perforando y determinar si: <u>Opción 1</u>: Sacar el Casing con la zapata perforadora y realizar el cambio del mismo. Continuar perforando con casing drilling. <u>Opción 2</u>: Sacar el Casing y perforar con BHA convencional. <u>Opción 3</u>: Dejar la sarta a profundidad perforada e iniciar las actividades de cementación para asentar revestimiento en ese punto.
3 Desviación Incontrolada	- Exceder WOB establecido @ profundidad determinada. - Tendencias naturales de inclinación (Buzamiento de la formación).	Aumento en la tendencia de inclinación.	Baja probabilidad, no es común tener esta clase de problemas debido a la alta rigidez del casing y al espacio anular reducido.
RIESGO / OPERACION	CAUSAS	CONSECUENCIA	ACCION
4 Pérdidas de circulación Parcial / Total	- Problemas Inherentes a la formación litológica. - Exceder parámetros de perforación.	- Pérdidas de circulación parcial o total. - Recalentamiento de zapato perforador. - Sin fluido de perforación en el sistema. - Riesgos de pega diferencial.	- Fondos limpios, enviamos pildora viscosa. Sacar una – tres juntas dependiendo de la competencia de la formación. - Mantener Rotación – Reciprocación (dependiendo del torque y arrastre) un minuto aproximadamente cada media hora. A su vez si es posible enviar fluido por el anular con el fin de lubricar y enfriar revestimiento y zapato perforador. - Realizar esta operación, las veces que sean necesarias teniendo en cuenta los requerimientos de enfriamiento de broca y lubricación del revestimiento.
5 Paros Gremiales / Sociales	Condición Social	- Detener la Operación. - Prolongación de días operativos. - Incremento de riesgo de pega diferencial.	- Evaluar la profundidad a la cual se está perforando y determinar: <u>Opción 1</u>: Salir de fondo 5 – 10 m y rotar /reciprocación la sarta durante el tiempo de espera buscando en lo posible circular con flujo de perforación. <u>Opción 2</u>: Si el paro se prolonga demasiado o no se cuenta con personal para reciprocación/rotar/circular el casing, se deberá desentubar hasta el zapato guía.
6 Espera compañía de cementación	Compañía de cementación no disponible	- Prolongación de días operativos. - Incremento de costos. - Imposibilidad de cementar pozo. - Canalización de cemento por pega diferencial a lo largo de la sarta	- Si la espera es menor a 24 horas, reciprocación cañería con rotación permanentemente. - Si la espera supera las 24 horas, desentubar pozo hasta el zapato guía.

8. RECOMENDACIONES Y ALERTAS

- Disminuir los tiempos operativos del tramo de guía y aislación eliminando viajes de calibre, acondicionamiento de pozo, montaje y desmontaje de compañía de perfil, tiempo asociado al perfilaje de pozo, riesgo de SETUP, tiempos de entubado.
- Aislar zonas problemáticas, zonas de aprisionamientos y admisiones.



CÁTEDRA “ADMINISTRACIÓN DE PROYECTOS”

PROYECTO INTEGRADOR - AÑO 2023

- Minimizar los riesgos asociados a la perforación con pérdidas de circulación severas a totales.
- Reducir el costo total del pozo.
- Cementación según estándares de la Cia. Se requiere CBL exitoso (5 mV).

CÁTEDRA "ADMINISTRACIÓN DE PROYECTOS"

PROYECTO INTEGRADOR - AÑO 2023

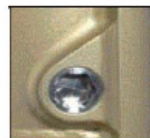
9. ANEXOS

a) Trépanos

BAKER HUGHES 12 1/4" EZC504(9.625)
(mm)



Reference Photo: 12-1/4 in. (311.2mm)
EZC504(9.625)



Style Sheet

EZCase™

- **EZCase Application** Used where casing or liner running may be problematic, EZCase reduces the risk of not being able to get the casing/liner to total depth. EZCase can be used to ream or drill longer and harder intervals than was previously possible.
- **EZCase PDC Cutting Structure** A full PDC cutting structure provides durability and allows for efficient drilling and reaming, even in harder formations.
- **EZCase Drillable Alloy Body** Special alloy construction allows either a customized PDC or a Mill Tooth Bit to drill out the shoe track and EZCase bit.
- **EZCase Secondary Bypass Port** Bypass port allows normal circulation or cementing to continue in the event of nozzle plugging.
- **EZCase Junk Slot Geometry** This unique feature allows for improved cuttings removal to reduce balling tendencies.

Product Specifications	
IADC:	S123
Number of Blades:	4
Cutter Quantity (Face, Backup):	31, 5
Primary Cutter Size	.625 in (15.8 mm)
Number of Nozzles:	4
Nozzle Type:	Fixed ports (#14, #16, #18 available)
Fixed TFA	0 in ² (0.0 mm ²)
Gauge Length/Makeup Length	6 in (152.3 mm) / 11.26 in (286.0 mm)
Junk Slot Area	29.986 in ² (193.4 cm ²)
Bit Breaker:	
Connection:	CONTACT HCC
Makeup Torque:	
All	CONTACT HCC
Reference Part Number:	E18947

Operating Recommendations*:

Hydraulic Flow Rate:	Contact Baker Hughes
Rotation Speed:	For Rotary Applications
Max. Weight On Bit:	33 klb (14 tn or kdaN)

*The ranges of bit weight and RPM shown are representative of typical operating parameters, but will not necessarily yield optimum bit life or lowest drilling cost. It is not recommended that the upper limits of both weight and RPM be run simultaneously. Contact your local Hughes Christensen representative for recommendations in your area.

CÁTEDRA “ADMINISTRACIÓN DE PROYECTOS”

PROYECTO INTEGRADOR - AÑO 2023

Style Sheet

BAKER HUGHES 7 7/8" EZC505ZXDO
(200 mm)



Reference Photo: 7-7/8 in. (200mm) EZC505Z



- **Drill Out Feature (XDO)** Sacrificial cutting element used to drill through an EZCase bit. These cutting elements are exposed above the primary cutting structure allowing the PDC bit to drill through the EZCase bit with no damage.
- **Application** Premium Genesis PDC bit that has been fitted with tungsten carbide cutters to enable the drilling out of an EZCase casing bit. Once the EZCase bit has been drilled out the PDC cutters are exposed to drill virgin formation.
- **Polished Cutters** The patented HCC polished cutter reduces shear forces, significantly improving cuttings removal from the cutter face for improved penetration rates.
- **Engineered Cutter Placement** Promotes the right combination of durability and ROP by adjusting the aggressiveness of the cutters and the type of cutter across the face of the bit.
- **CFD Hydraulics** Computational Fluid Dynamics is used as a design tool on Genesis bits to ensure optimum cuttings removal and cutter cooling while limiting bit body erosion.

Product Specifications	
IADC:	M323
Number of Blades:	5
Cutter Quantity (Total, Face):	100, 38
Primary Cutter Size:	.625 in (15.8 mm)
Number of Nozzles:	-1
Nozzle Type:	N/A
Fixed TFA:	0 in ² (0.0 mm ²)
Gauge Length:	4.5 in (114.3 mm)
Junk Slot Area:	6 in ² (38.7 cm ²)
Bit Breaker:	N/A
Connection:	CONTACT HCC
Maksep Torque:	
Reference Part Number:	E1620
Status:	O

Operating Recommendations*:

Hydraulic Flow Rate:	300 - 650 gpm (1150 - 2450 lpm)
Rotation Speed:	For Rotary and Motor Applications
Max. Weight On Bit:	40 klb (18 tn or kdaN)

*The ranges of bit weight and RPM shown are representative of typical operating parameters, but will not necessarily yield optimum bit life or lowest drilling cost. It is not recommended that the upper limits of both weight and RPM be run simultaneously. Contact your local Hughes Christensen representative for recommendations in your area.

CÁTEDRA "ADMINISTRACIÓN DE PROYECTOS"

PROYECTO INTEGRADOR - AÑO 2023

b) Cañería



Connection: TenarisXP® BTC
Casing/Tubing: CAS
Coupling Option: REGULAR

Size: 9.625 in.
Wall: 0.352 in.
Weight: 36.00 lbs/ft
Grade: K55
Min. Wall Thickness: 87.5 %

PIPE BODY DATA					
GEOMETRY					
Nominal OD	9.625 in.	Nominal Weight	36.00 lbs/ft	Standard Drift Diameter	8.765 in.
Nominal ID	8.921 in.	Wall Thickness	0.352 in.	Special Drift Diameter	N/A
Plain End Weight	34.89 lbs/ft				
PERFORMANCE					
Body Yield Strength	564 x 1000 lbs	Internal Yield	3520 psi	SMYS	55000 psi
Collapse	2020 psi				
TENARISXP® BTC CONNECTION DATA					
GEOMETRY					
Connection OD	10.625 in.	Coupling Length	10.825 in.	Connections ID	8.909 in.
Critical Section Area	10.254 sq. in.	Threads per in.	5.00	Make-Up Loss	4.691 in.
PERFORMANCE					
Tension Efficiency	100 %	Joint Yield Strength	564 x 1000 lbs	Internal Pressure Capacity ⁽¹⁾	3520 psi
Structural Compression Efficiency	100 %	Structural Compression Strength	564 x 1000 lbs	Structural Bending ⁽²⁾	26 °/100 ft
External Pressure Capacity	2020 psi				
ESTIMATED MAKE-UP TORQUES ⁽³⁾					
Minimum	16760 ft-lbs	Optimum	18620 ft-lbs	Maximum	20480 ft-lbs
OPERATIONAL LIMIT TORQUES					
Operating Torque	ASK	Yield Torque	34400 ft-lbs		
BLANKING DIMENSIONS					
Blanking Dimensions					

(1) Internal Pressure Capacity related to structural resistance only. Internal pressure leak resistance as per section 10.3 API 5C3 / ISO 10400 - 2007.

(2) Structural rating, pure bending to yield (i.e no other loads applied)

(3) Torque values calculated for API Modified thread compounds with Friction Factor=1. For other thread



CÁTEDRA "ADMINISTRACIÓN DE PROYECTOS"

PROYECTO INTEGRADOR - AÑO 2023

5 1/2" 17.00 ppf 55 ksi - TenarisXP™



PIPE BODY DATA					
GEOMETRY					
Nominal OD	5.500 in.	Nominal Weight	17.00 lbs/ft	Standard Drift Diameter	4.767 in.
Nominal ID	4.892 in.	Wall Thickness	0.304 in.	Special Drift Diameter	-
Plain End Weight	16.89 lbs/ft				
PERFORMANCE					
Body Yield Strength	273 x 1000 lbs	Internal Yield	5320 psi	Collapse	4910 psi
CONNECTION DATA					
Regular OD	6.050 in.	Coupling Length	9.450 in.	Connection ID	4.880 in.
Critical Section Area	4.962 sq. in.	Threads per in.	5	Make-Up Loss	4.204 in.
PERFORMANCE					
Tension Efficiency	100.0 %	Joint Yield Strength	273 x 1000 lbs	Internal Yield ⁽¹⁾	5320 psi
Structural Compression Efficiency	100.0 %	Structural Compression Rating	273 x 1000 lbs	Collapse	4910 psi
Structural Bending ⁽²⁾	46°/100 ft				
ESTIMATED MAKE-UP TORQUES ⁽³⁾					
Minimum	8960 ft-lbs	Target	9950 ft-lbs	Maximum	10950 ft-lbs

The present Data Sheet is applicable for all API and proprietary steels grades with SMYS equal to 55 ksi

(i.e. J55, K55, TN 55 CS, TN 55 LT, TN 55 TH). It does not apply for anisotropic materials nor high collapse steel grades.

(1) Internal Yield pressure related to structural resistance only. Internal pressure leak resistance as per section 10.3 API 5C3 / ISO 10400 - 2007.

(2) Structural rating, pure bending to yield (i.e no other loads applied)

(3) Torque values calculated for API Modified thread compounds with Friction Factor=1. For other thread compounds please contact us at licensees@oilfield.tenaris.com. Torque values may be further reviewed.

For additional information, please contact us at contact-tenarishydril@tenaris.com

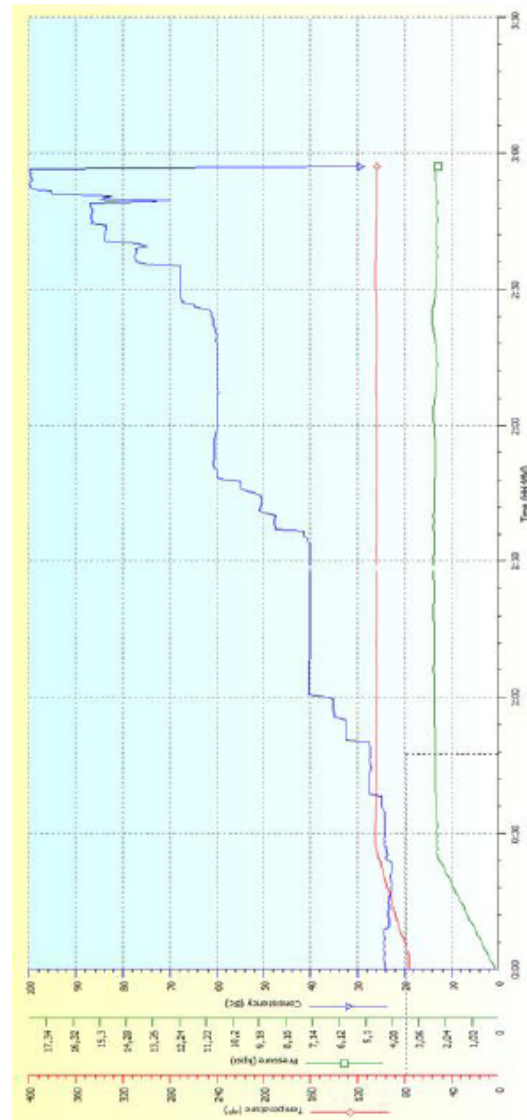


CÁTEDRA "ADMINISTRACIÓN DE PROYECTOS"

PROYECTO INTEGRADOR - AÑO 2023

c) Lechadas

TVD:	1160 mts	TMD:	1160 mts
Composición Lechada			
Cemento		G	
R. Filtrado	Geo RF-105	1,20%	
Antiespumante	Geo AF-20L	0,40%	
Dispersante	Geo D-320L	0,40%	
Densificantes		N/A	
Alivianantes	Metasilicato de Sodio	0,20%	
Otros Aditivos	Cloruro de Calcio AP	0,50%	
Otros Aditivos	Geo LX2000 PLUS	2,00%	
Retardador de Fragüe		N/A	
R. Filtrado	Geo RF-103	0,40%	
Otros Aditivos	Esfelite	8,00%	
Relación Líquido/Cemento		0,56	
Densidad	13,80 lb/gal	1,654 Kg/l	
Densidad Balanza Lodo	13,80 lb/gal	1,655 Kg/l	
Rendimiento L/Bolsa		50,27 l/bls	
Agua Libre	Temperatura	39 ° C	
	Porcentaje		
Reología	temperatura	103 °F	40 °C
Lectura	As.	Des.	
	3 RPM	14	10
	6 RPM	20	14
	30 RPM	51	24
	60 RPM	77	55
	100 RPM	102	82
	200 RPM	162	140
	300 RPM	261	261
Geles	N'	0,94918	
	K'	0,00748	
	VP	253,5	
	PF	7,5	
	10"	7	
	10'	29	
Perdida de Filtrado 30 min.		36 ml	
Perdida de Filtrado Calculado 30min.		ml	
Temperatura	103 °F	40 °C	
Presión PSI		1000 PSI	
Bombeabilidad			
Tiempo hasta 70 Bc		155 min	
Tiempo hasta 100 Bc		181 min	
BHCT	103 °F	40 °C	
Tiempo en llegar BHCT		25 min	
Resistencia a la Compresión			
hs de curado 1		48 Hs	
Temperatura	97 °F	36 °C	
Resistencia			
hs de curado 2		N/A	
Resistencia		N/A	
Observaciones:			



CÁTEDRA “ADMINISTRACIÓN DE PROYECTOS”

PROYECTO INTEGRADOR - AÑO 2023

d) Centralizadores

**Hydro-Form™ Centralizadores****Aplicaciones y beneficios**

- Los centralizadores hidroformes son instalados en el diámetro exterior de la tubería de revestimiento para crear una separación entre esta y la pared del pozo.
- El diseño patentado de TESCO y el método de adherencia al tubo proporciona una rigidez y una resistencia capaz de soportar las cargas dinámicas del pozo, generados por la rotación de la parte, mientras mantiene la separación de la sarta bajo los altos esfuerzos laterales sin deteriorar el material.
- Los Centralizadores dan una centralización positiva para la cementación de pozos verticales y desviados para aplicaciones de CASING DRILLING™ y Corridas de Revestimiento. Estos componentes facilitan la rotación de la sarta, lo cual es una ventaja significativa en las operaciones de cementación.
- Los Centralizadores espaciados a la carga de la sarta ayudan a acondicionar el agujero durante el proceso de perforación.
- El diseño helicoidal de las aletas mejoran la circulación, la limpieza del pozo y la cementación. El recubrimiento de carburo de tungsteno garantiza una excelente resistencia al desgaste en formaciones abrasivas.
- El sistema patentado de TESCO RTF (Radial Tubular Forming) de prensado proporciona una fuerte y durable unión mecánica capaz de soportar un elevado torque siendo adecuado tanto para el CASING DRILLING™ como para la aplicaciones de Corridas de Revestimiento con capacidad rotativa.

Características

- En rotación: Los centralizadores son conectados a la tubería de revestimiento por el RTF de TESCO, creando un durable sello mecánico prensado al cuerpo del tubular.
- Sin rotación: Los Centralizadores se pueden dejar flotando libremente y girando entre las conexiones de la tubería o anclados axialmente con retenedores.
- El recubrimiento de poliuretano, pendiente de patente de TESCO, permite a los centralizadores rotar independiente de la tubería reduciendo su desgaste.
- Los Centralizadores hidroformes son diseñados específicamente para soportar los rigores de rotación y perforación. Las aletas y el cuerpo son formados como un componente integral por el proceso de hidroforma.
- El proceso de hidroforma utiliza una presión hidráulica de hasta 40000 psi, para adherir el centralizador al tubo, al contrario de la intensa labor de soldadura y maquinaria de otros métodos que incrementa los costos y cambia las propiedades metalúrgicas del metal base.
- Para adicionar resistencia adicional a la abrasión, recubrimiento de carburo de tungsteno puede ser incorporado a las aletas de los centralizadores.
- Los centralizadores están disponibles para los tamaños de tubería estándar. Las configuraciones de las aletas pueden ser personalizadas de acuerdo a las necesidades de la operación.
- Los centralizadores son firmemente unidos al casing rotatorio por medio del proceso de unión RTF. Se pueden dejar los centralizadores moverse libremente cuando se utilizan en un casing no rotatorio solo deslizándolos sobre el tubular. La instalación puede hacerse en locación o campo de tuberías.

CÁTEDRA “ADMINISTRACIÓN DE PROYECTOS”

PROYECTO INTEGRADOR - AÑO 2023

e) Elementos de entubar

1.6 Super Seal II™ Nonrotating Float Collars

Super Seal II™ nonrotating (NR) float collars (**Figure 1.6.A**) offer all the features of standard Super Seal II float collars, but are equipped with an NR plug seat that allows NR cementing plugs with locking teeth to latch together for improved drillout times with fixed cutter bits. When the NR plastic insert plugs are drilled out with PDC or other fixed cutter bits, drillout time can be reduced by 90%. The NR feature helps prevent long drillout times by preventing the cementing plugs from spinning on top of the float collar.

Super Seal II NR float equipment is available with the 2 3/4-in. and 4 1/4-in. Super Seal II float equipment valve in any casing weight, grade, or thread type for 7-in. to 20-in. casing sizes. For casing sizes larger than 9 5/8 in., only the 4 1/4-in. size is available.

24-tooth NR Super Seal II high-strength float collars are available by special order and are classified as customer service items (CSIs). Contact the Cementing Casing Equipment Department in Duncan for specific part numbers.

Figures 1.6.B and **1.6.C** show the various Super Seal II NR float collars. **Tables 1.6.A** through **1.6.D** provide details about the 24-tooth NR Super Seal II float collars.

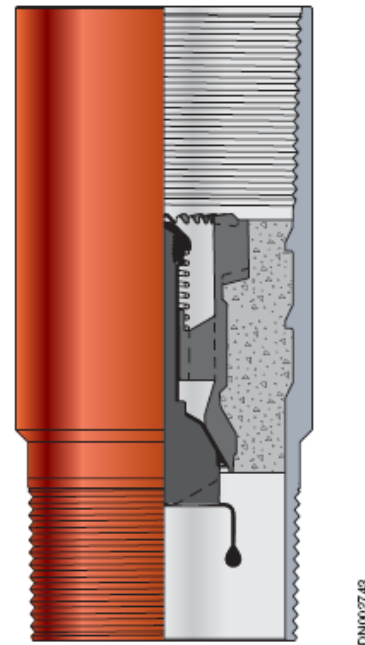


Figure 1.6.A—Super Seal II NR float collar

High-strength float equipment is available in 9 5/8-in., 10 3/4-in., and 13 3/8-in. casing sizes and are rated to the differential pressures specified in **Table 1.6.E**. **Figure 1.6.D** shows a high-strength float collar.

High-strength float equipment is generally ordered through the CSI process and is custom built for each job. Along with special float equipment that is built with a specially engineered and tested NR plug seat, the cementing plugs (both surface launch and sub-surface launch) must be selected specifically for use with high-strength float equipment. Mismatching of this equipment could result in a less than desirable performance.

CÁTEDRA “ADMINISTRACIÓN DE PROYECTOS”

PROYECTO INTEGRADOR - AÑO 2023

4.5 Nonrotating (NR) Cementing Plugs

The NR cementing plug (Figures 4.5.A and 4.5.B) was designed with 24 locking lugs on the insert. When landed on the Super Seal II™ NR float collar, these locking teeth lock together, locking the plug to the float collar. These high-strength plastic inserts used in the NR plugs increase the plug-landing

pressures and allow easy drillout with roller-cone rock bits or PDC bits. These plugs are available only in oil-resistant compounds that will also perform well in water-based mud systems. Figures 4.5.C and 4.5.D with Tables 4.5.A and 4.5.B provide part information about the NR top and bottom plugs.



Figure 4.5.A—NR top plug

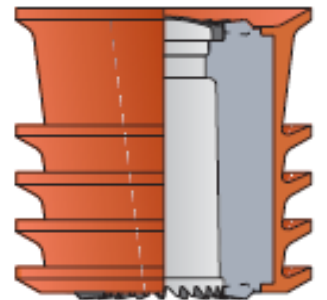


Figure 4.5.B—NR bottom plug