



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**PLANEACIÓN DE LA PERFORACIÓN
EN EQUIPOS SEMISUMERGIBLES,
UN ENFOQUE OPERATIVO**

INFORME ESCRITO

**QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO PETROLERO**

PRESENTA:

JOSÉ ALFREDO ORTEGA TERÁN



DIRECTOR:

ING. AGUSTÍN VELASCO ESQUIVEL

MÉXICO, D.F.

2014

Dedicatoria

Este trabajo se dedica a la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México.

Agradecimientos

Al Ingeniero Agustín Velasco Esquivel, Director de este trabajo, ya que con su apoyo ha sido posible su realización.

Especialmente al Ingeniero Israel Castro Herrera, Jefe del Departamento de Ingeniería Petrolera y al comité de titulación por la oportunidad brindada.

Agradezco a mis mentores, portadores del saber.

A mi compañera de toda una vida, Zoraya Asiain.



UNIVERSIDAD NACIONAL
AVENIDA DE
MEXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN
CIENCIAS DE LA TIERRA
OFICIO/FING/DICT/030/2014

SR. JOSÉ ALFREDO ORTEGA TERÁN
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento que la opción de titulación: **POR TRABAJO PROFESIONAL**, así como el tema y contenido propuestos por el **Ing. Agustín Velasco Esquivel**, en calidad de **AVAL**, han sido aprobados por el comité de titulación de la carrera de **Ingeniería Petrolera** y se muestran a continuación

PLANEACIÓN DE LA PERFORACIÓN EN EQUIPOS SEMISUMERGIBLES, UN ENFOQUE OPERATIVO

- I INTRODUCCIÓN Y GENERALIDADES
- II DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO
- III PLANEACIÓN
- IV PROCEDIMIENTOS OPERATIVOS
- V CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
- VI ANEXOS

Por otra parte, le comunico que le ha sido asignado el siguiente jurado que tendrá como función básica, avalar su trabajo escrito y autorizar la réplica oral requerida para la obtención del título profesional, de acuerdo al Reglamento de Opciones de Titulación vigente

PRESIDENTE: M.I. RAFAEL VIÑAS RODRÍGUEZ
VOCAL: ING. AGUSTÍN VELASCO ESQUIVEL
SECRETARIO: ING. RAMÓN DOMÍNGUEZ BETANCOURT
1ER. SUPLENTE: ING. MARIO ROSAS RIVERO
2DO. SUPLENTE: ING. HERMILIO MONTES SAN CRISTÓBAL

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de Administración Escolar, en el sentido que se imprima en lugar visible de cada ejemplar del trabajo escrito, el título de este.

Asimismo, le recuerdo que para optar por el título profesional, es necesario haber acreditado el 100% de los créditos establecidos en el plan de estudios, haber realizado el Servicio Social de acuerdo con la Legislación Universitaria y haber aprobado el examen de comprensión de lectura de un idioma extranjero, en términos de lo dispuesto por el Consejo Técnico.

Atentamente
"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"
CD. Universitaria, D. F. a 17 Enero de 2014
El Presidente del Comité de Titulación de Ingeniería Petrolera

DR. JOSÉ ANTONIO HERNÁNDEZ ESPRIÚ

ccp Coordinador de la Carrera
ccp Interesado

Objetivo y aportación del informe escrito.

El petróleo crudo sigue siendo la principal fuente de energía primaria en el mundo, en 2009 contribuía con 34.8% del total mundial (SENER, 2011).

En las últimas dos décadas aumentó del 40 al 60 el porcentaje de nuevas reservas descubiertas en aguas profundas (Ivan Sandrea. International Exploration and Production at Statoil, 2010). La mayor parte de estos campos se encuentran en el Golfo de México, en las costas de Brasil, Angola y en el lejano Oriente.

Los pozos situados en aguas profundas tienen una importancia clave para el futuro de la industria petrolera, la construcción de pozos en mares cuyas profundidades alcanzan varios kilómetros de tirante de agua, presenta retos que obligan a la industria petrolera a implementar nuevas soluciones y perfeccionar su desempeño. La preparación especializada que proveen las empresas líderes en ese ámbito es costosa y exclusiva.

Petróleos Mexicanos ha determinado como una de sus estrategias de desarrollo la exploración y perforación de pozos en aguas profundas y ultra-profundas; para lograrlo ha contratado tres plataformas semisumergibles de última generación con capacidad de perforación en un tirantes de agua de hasta 3 000 m.

Este informe está enfocado a la descripción del proceso de la planeación de la perforación de pozos en aguas profundas mediante la utilización de plataformas semisumergibles de sexta generación, poniendo especial énfasis en la metodología y aplicación de las tecnologías de punta que actualmente se han implementado con la finalidad de llevar a buen término la perforación del pozo.

Se ahondará en el estudio de las características de dichas plataformas, sus ventajas y desventajas, el equipo submarino que utiliza, los cabezales y herramientas de operación necesarias, filosofía de operación y los sistemas secundarios de emergencia del equipo.

Se describirán los procesos operativos con los equipos semisumergibles desde una perspectiva práctico-operativa con el propósito de dar a los ingenieros petroleros del área de perforación una visión amplia del uso de estas nuevas tecnologías.

Como aportación se agregarán:

- Descripciones y comparación de las plataformas de perforación semisumergibles vs barcos perforadores.
- Descripciones de los equipos y herramientas requeridos para la perforación en aguas profundas y ultra-porfundas.
- Proceso de planeación de la perforación de pozos petroleros utilizando plataformas semisumergibles para operar en aguas profundas.
- Explicación de los procedimientos operativos utilizados durante las diferentes etapas de perforación cuando se usan las plataformas semisumergibles.
- Recomendaciones basadas en experiencias reales adquiridas durante la perforación de pozos en el Golfo de México.
- Ejemplos de aplicación práctica.

Índice de Contenido

DEDICATORIA	3
AGRADECIMIENTOS	4
OBJETIVO Y APORTACIÓN DEL INFORME ESCRITO.....	7
ACRÓNIMOS.....	17
CAPÍTULO 1. ANTECEDENTES Y GENERALIDADES.....	21
1.1 Reservas petroleras y explotación en el Mundo.....	21
1.2 Reservas petroleras y explotación en México.....	23
1.3 Evolución en la perforación de pozos petroleros en México	26
CAPÍTULO 2. DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO	29
2.1 Descripción de los equipos de perforación flotantes.....	29
2.1.1 Barcos Perforadores.....	30
2.1.2 Plataformas semisumergibles	31
2.1.3 TLP o Plataformas de patas tensionadas.....	32
2.1.4 SPAR o Plataformas de mástil tipo boya.....	33
2.1.5 FPSO o Unidad flotante de producción, almacenamiento y descarga	34
2.2 Comparativo entre los barcos perforadores y las plataformas semisumergibles de perforación	36
2.2.1 Análisis de las principales características operativas de los barcos perforadores y de las plataformas semisumergibles.....	40
2.2.1.1 Movimiento.....	41
2.2.2 Arreglo del navío	41
2.2.3 Carga y capacidades de almacenamiento.....	44
2.3 Descripción de los equipos principales de perforación de la plataforma semisumergible de sexta generación “Bicentenario”	45

2.4 Descripción del sistema submarino, Subsea	65
2.4.1 Equipo de control en superficie	65
2.4.1.1 Paneles de control	65
2.4.1.2 Unidad de potencia hidráulica, HPU.....	66
2.4.1.3 Unidad de control del diverter, DCU	68
2.4.1.4 Unidad de mezclado de Glicol y Lubricante, MU	69
2.4.1.5 Unidad de recuperación de fluido, FRU	70
2.4.1.6 Unidad de suministro de potencia interrumpible A y B.....	71
2.4.1.7 Botellas acumuladoras de fluido para el conjunto de preventores	71
2.4.2 Equipos ubicados en el contrapozo, Moon Pool.....	73
2.4.3 Riser Marino.....	80
2.4.4 Descripción del conjunto de preventores submarinos	98
2.4.4.1 Junta flexible inferior.....	98
2.4.4.2 Preventores Submarinos, BOPs	99
2.4.4.3 Sistemas de control submarino de los preventores	103
2.4.4.3.1 Sistema electrohidráulico multiplexado	104
2.4.4.4 Preventores anulares	107
2.4.4.5 Preventores de ariete submarino	108
2.4.5 Sistemas secundarios de emergencia	111
2.4.5.1 Categorías y breve descripción	114
2.5 Descripción del sistema de herramientas y cabezales marinos.....	120
2.5.1 Equipo y herramientas necesarios para correr cabezales submarinos, TR, ensambles y bujes desgaste en Plataformas Semisumergibles y Barcos Perforadores (Unidades ancladas)	120
2.5.1.1 Base guía temporal, BGT.....	121
2.5.1.2 Herramienta para correr la base guía temporal	121
2.5.1.3 Base guía permanente, BGP	121
2.5.1.4 Herramienta para meter y recuperar la BGP	123
2.5.1.5 Cabezal del conductor de 30 in de baja presión	123
2.5.1.6 Herramienta para correr el cabezal del conductor de 30 in.....	124
2.5.1.7 Cabezal de 18 ¾ in de alta presión.....	125
2.5.1.8 Herramienta para correr y probar el cabezal de 18 ¾ in	126
2.5.1.9 Herramienta para correr la tubería de revestimiento, los colgadores y el ensamble sello (CHSART).....	127
2.5.1.10 Colgador de tubería de revestimiento	128
2.5.1.11 Ensamble sello	128
2.5.1.12 Bujes de desgaste.....	129
2.5.1.13 Herramienta para correr y recuperar los bujes de desgaste	130

2.5.1.14 Herramientas Weight Set Test	130
2.5.1.15 Herramientas Boll Weevil.....	131
2.5.2 Equipo y herramientas necesarios para correr cabezales submarinos, TR, ensambles sello y bujes desgaste en Plataformas Semisumergibles y Barcos Perforadores. (Equipo para aguas profundas y ultra-profundas con sistema de posicionamiento dinámico DP)	132
2.5.2.1 Cabezal submarino Deep-Water Metal Sealing DMS-700 de 27 in O.D. y cabezal submarino Super Metal Sealing SMS-800 de 30 in O.D. Marca Vetco.....	132
2.5.2.1.1 Características del cabezal DMS-700	133
2.5.2.1.2 Características del cabezal SMS-800	134
2.5.2.2 Geometrías de pozo disponibles para cada arreglo de cabezal	135
2.5.2.3 Herramientas para usar con los cabezales y colgadores de TR.....	136
2.5.2.3.1 Mud Mat.....	136
2.5.2.3.2 Cabezal de baja presión de 36 in.....	136
2.5.2.3.3 Herramienta para correr el cabezal de baja presión de 36 in, con capacidad para continuar perforando. (Cam Actuated Drill Ahead running Tool) CADAT.	137
2.5.2.3.4 Herramienta para correr el colgador y TR de 28 in Casing hanger running tool (CHRT)	139
2.5.2.3.5 Cabezal de 18 ¾ in de alta presión sistema DMS-700 y SMS-800.....	140
2.5.2.3.6 Herramienta actuadora para correr cabezal de alta presión de 18 ¾ in (Cam actuated running tool – CART)	141
2.5.2.3.7 Colgadores de TR.....	142
2.5.2.3.8 Ensamble sello	142
2.5.2.3.9 Bujes de desgaste	143
2.5.2.3.10 Herramienta para correr los bujes de desgaste	143
2.5.2.3.11 Herramienta para correr colgador de TR con presión asistida en tubería de perforación - Pressure Assist Drill Pipe Runing Tool (PADPRT)	143
2.5.2.3.12 Herramienta de prueba con aislado. Isolation test tool (ISOT)	145

CAPÍTULO 3. PLANEACIÓN 147

3.1 Recopilación de la información	149
3.1.1 Conocimiento geológico del área	149
3.1.2 Registro de barrenas	150
3.1.3 Reporte de lodos	152
3.1.4 Registro de hidrocarburos.....	153
3.1.5 Reporte de perforación	154

3.2 Análisis de presiones anormales.....	157
3.2.1 Métodos para la estimación de la presión de poro	158
3.2.1.1 Método de Eaton.....	167
3.2.1.2 Método de Bowers.....	168
3.2.2 Métodos para la estimación de la presión de fractura	169
3.2.2.1 Métodos de Hubbert y Williams	169
3.2.2.2 Correlación de Matthews y Kelly	172
3.2.2.3 Correlación de Ben A. Eaton	175
3.2.3 Predicción de presiones de poro y fractura mediante el uso del Software Drillworks Predict ..	178
3.3 Determinación del asentamiento de las tuberías de revestimiento y densidad del lodo	187
3.4 Determinación de la geometría de pozo.....	191
3.5 Determinación del fluido de perforación adecuado en aguas profundas.....	195
3.6 Cementación	199
3.6.1 Cementación en aguas profundas	200
3.6.2 Cementos espumosos.....	202
3.7 Diseño de la tubería de perforación aplicada en aguas profundas.....	207
3.8 Diseño de Tuberías de Revestimiento	215
3.8.1 Principios de Diseño	217
3.8.1.1 Diseño preliminar.	217
3.8.1.2 Diseño detallado.	218
3.8.1.2.1 Factores de diseño.	218
3.8.2 Cálculo de factores de resistencia nominales de la tubería.	219
3.8.2.1 Resistencia a la presión interna.....	219
3.8.2.2 Resistencia a la tensión	220
3.8.2.3 Resistencia al colapso	221
3.8.3 Efecto de los esfuerzos combinados de carga.....	226
3.8.3.1 Efecto Biaxial	226
3.8.3.2 Efecto Triaxial	232
3.8.3.2.1 Criterios de diseño de cargas.....	236
3.8.3.2.2 Criterios de diseños bajo la consideración de carga máxima	241
3.8.3.2.3 Ejemplo de diseño de tubería	244
3.8.3.3 Software para el diseño de TRs	258
3.8.3.3.1 Tubular Design and Analysis System	258

3.8.3.3.2 StressCheck.....	261
3.9 Tiempo de perforación, límite técnico y estimación de costos del pozo durante la etapa de perforación.....	264
3.9.1 Tiempo de perforación.....	264
3.9.2 El limite técnico.....	266
3.9.3 Análisis de costos tangibles e intangibles para la construcción de un pozo	267
Símbolos del Capítulo 3	272
CAPÍTULO 4. PROCEDIMIENTOS OPERATIVOS	275
4.1 Procedimiento operativo para seleccionar la potencia y el número de remolcadores	275
4.1.1 Determinación de la longitud de cadena necesaria para una plataforma semisumergible	277
4.1.2 Procedimiento operativo para el tránsito y anclado de una plataforma semisumergible	279
4.1.3 Procedimiento operativo para el desanclado de la plataforma	282
4.2 Pruebas necesarias antes de iniciar la perforación de la primera etapa.....	283
4.2.1 Prueba de Jets y/o agujero piloto	283
4.2.1.1 Procedimiento para efectuar la prueba de Jets	285
4.2.1.2 Procedimiento de prueba del agujero piloto.....	286
4.2.2 Prueba de penetración de suelo.....	287
4.2.2.1 Procedimiento para la prueba de penetración de suelo	289
4.3 Opciones primarias de inicio de pozo en la etapa conductora de 36 in	290
4.3.1 Perforando la etapa de 36 in sin colocar la Base Guía Temporal, BGT	291
4.3.1.1 Procedimiento de perforación	291
4.3.2 Perforando la etapa de 36 in colocando la Base Guía Temporal, BGT	292
4.3.2.1 Procedimiento para instalar la Base Guía Temporal, BGT, con herramienta convencional	294
4.3.2.2 Procedimiento de perforación	295
4.3.2.3 Procedimiento para instalar la Base Guía Temporal, BGT, con la herramienta Doble J y procedimiento de perforación	296
4.3.2.4 Procedimiento para correr y cementar la TR 30 in	297
4.3.3 Asentamiento de la TR estructural de 30 in por el método de toberas.....	300
4.3.3.1 Procedimiento para bajar la TR estructural de 30 in por el método de toberas con herramienta convencional (J sencilla).....	302
4.3.3.2 Procedimiento para bajar la TR estructural de 30 in por el método de toberas con herramienta Doble J	305

4.3.3.3 Procedimiento para bajar la TR estructural de 36 in por el método de toberas y continuando la perforación con la herramienta Drilling Ahead y motor de fondo (Aguas ultra-profundas).....	306
4.3.3.3.1 Recomendaciones durante la etapa de perforación sin Riser, durante el Drilling Ahead.	316
4.4 Perforando la etapa de 26 in.....	318
4.4.1 Perforando la etapa de 26 in con retornos al lecho marino	319
4.4.1.1 Procedimiento de perforación	320
4.4.2 Perforando la etapa de 26 in con retornos al navío	321
4.4.2.1 Procedimiento para correr conector de pernos de 30 in Riser marino y desviador de flujo	321
4.4.2.2 Procedimiento de perforación de agujero piloto con Riser instalado (retornos al navío) ..	323
4.4.2.3 Procedimiento para ampliar del agujero piloto con el Riser marino instalado (retornos al navío)	324
4.4.2.4 Procedimiento para recuperar el conector de pernos, Riser marino y desviador de flujo ..	325
4.4.2.5 Procedimiento para ampliar del agujero piloto sin Riser marino instalado (retornos al mar)	325
4.4.3 Procedimiento para correr y cementar la TR 20 in	326
4.4.4 Procedimiento operativo para bajar el conjunto de preventores submarinos y Riser marino	328
4.4.5 Procedimiento operativo para probar el conjunto de preventores submarinos	330
4.4.5.1 Procedimiento de prueba con la herramienta Boll Weevil	331
4.4.5.2 Procedimiento de prueba con la herramienta Weight Set Tester	332
4.4.5.3 Procedimiento de prueba con la herramienta para correr el cabezal de 18 ¾ in	333
4.5 Etapas intermedias	335
4.5.1 Procedimiento operativo para correr la tubería de revestimiento con su colgador y ensamble sello, utilizando la herramienta CHSART y pruebas	335
4.5.2 Sistema de cementación submarina	339
4.5.2.1 Descripción del equipo	340
4.5.2.2 Operación.....	343
4.5.3 Procedimiento para correr los bujes de desgaste de las diferentes etapas.....	345
4.6 Etapas de explotación.....	346
4.6.1 Tubería de revestimiento corta	346
4.6.2 Definición y ventajas del colgador liner	348
4.6.3 Distribución y descripción de los accesorios que constituyen un aparejo convencional	348
4.6.4 Secuencia operativa para cementar una tubería de revestimiento corta.....	353
4.7 Principales pruebas durante la perforación.....	357
4.7.1 Prueba de goteo	357

4.7.2 Prueba de admisión.....	362
4.7.3 Prueba de alijo	364
4.7.3.1 Procedimiento operativo para efectuar la prueba de alijo	366
4.8 Operaciones especiales	368
4.8.1 Cementaciones forzadas	368
4.8.1.1 Bases para llevar a cabo una cementación forzada	368
4.8.1.2 Programa operativo de cementación forzada con herramienta	371
4.8.1.3 Secuencia operativa para cementación forzada con tubería franca	376
4.8.2 Tapones de cemento	379
4.8.3 Abandono del pozo.....	382
4.8.3.1 Procedimiento de abandono.....	382
4.8.3.2 Aislando las zonas en agujero abierto.....	382
4.8.3.3 Taponando o aislando los intervalos disparados	383
4.8.3.4 Taponando la boca del liner	383
4.8.3.5 Taponando los espacios anulares	384
4.8.3.6 Verificación de los tapones de cemento.....	385
Símbolos del Capítulo 4	386
CAPÍTULO 5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	387
ANEXOS	391
A.1 Ejemplo de cementación submarina de TR 20 in con stinger.....	391
A.2 Ejemplo de cementación submarina de TR 13 3/8 in con cabezal Subsea.....	406
A.3 Ejemplo de cementación de TR 9 5/8 in desde una plataforma fija	422
A.4 Ejemplo de tapón por circulación (TXC) a 150 m desde plataforma fija.....	435
A.5 Ejemplo de tapón por circulación (TXC) a 1228 m.....	439
A.6 Ejemplo de tapón por circulación (TXC) de desvió a 4530 m	444
A.7 Ejemplo de verificación del diseño de TR de 9 5/8 in (Método práctico).....	449
A.8 Ejemplo de prueba de alijo	458

A.9 Elongación.....	460
A.10 Ejemplo de hoja de presupuesto.....	463
Símbolos de los Anexos	466
ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	468
BIBLIOGRAFÍA	475

ACRÓNIMOS

<i>AC</i>	<i>Alternating Current.</i> Corriente alterna
<i>AHC</i>	<i>Active Heave Compesator</i>
<i>API</i>	<i>American Petroleum Institute</i>
<i>Bdp</i>	Barril de petróleo. Equivalencias: 42 galones; 158.987litros; 0.1589 m ³
<i>Bdpe</i>	Barril de petróleo energético. Es el volumen de gas (u otros energéticos) expresado en barriles de petróleo crudo a 60°F, y que equivalen a la misma cantidad de energía (equivalencia energética) obtenida del crudo (Base de Datos Institucional PEMEX, 2012).
<i>BGP</i>	Base Guía Permanente
<i>BGT</i>	Base Guía Temporal
<i>BHA</i>	<i>Botton Hole Assembly.</i> Aparejo de fondo
<i>BL</i>	Boca del liner
<i>Bna</i>	Barrena
<i>bnm</i>	Bajo nivel del mar
<i>Bop</i>	<i>Blow out preventor.</i> Válvulas preventoras de reventones
<i>bpm</i>	Barriles por minuto
<i>cc</i>	Centímetro cúbico
<i>CDR</i>	Resistividad Dual Compensada
<i>CHSART</i>	<i>Casing Hanger Seal Assembly Running Tool.</i> Herramienta para correr el colgador de la tubería de revestimiento y ensamble sello
<i>DAT</i>	<i>Direct Acting Tensioner.</i> Tensionadores de acción directa
<i>DC</i>	<i>Drill Collar.</i> Lastrabarrena
<i>DCP</i>	<i>Drilling Control Panel.</i> Cabina del perforador
<i>DCU</i>	<i>Diverter Control Unit.</i> Unidad de control del diverter
<i>DFMA</i>	<i>Drill Floor Manipulator Arm.</i> Brazo manipulador de tuberías ubicado en el piso de perforación

<i>DP</i>	<i>Dynamic Positioning.</i> Posicionamiento dinámico
<i>DPS</i>	<i>Dynamic Positioning System.</i> Sistema de posicionamiento dinámico
<i>DSC</i>	<i>Drill String Compensator.</i> Compensador para la sarta de perforación
<i>E.A.</i>	Espacio Anular
<i>ECD</i>	<i>Equivalent Circulation Density.</i> Densidad equivalente de circulación del lodo
<i>EDS</i>	<i>Emergency Disconnection Sequence.</i> Secuencia de desconexión de emergencia
<i>EEIPS</i>	<i>Extra Extra Improved Plow Steel.</i> Acero templado extra extra mejorado
<i>FRU</i>	<i>Fluid Recuperation Unit.</i> Unidad de recuperación de fluido
<i>GLP</i>	Gas licuado del petróleo
<i>gpm</i>	Galones por minuto
<i>hp</i>	<i>Horse Power.</i> Caballo de potencia
<i>HPU</i>	<i>High Pressure Unit.</i> Unidad de potencia hidráulica
<i>HW</i>	<i>Heavy Weight.</i> Tubería pesada
<i>Hz</i>	Hertz
<i>IF</i>	<i>Internal Flush.</i> Unión lisa. Tipo de conexión o junta de tubería
<i>IOC</i>	<i>Intelligent Operation Chair.</i> Silla de operación inteligente
<i>kV</i>	Kilovolts
<i>kW</i>	Kilowatts
<i>lb</i>	Libras
<i>L</i>	Litros
<i>LCD</i>	<i>Liquid crystal display.</i> Pantalla de cristal líquido
<i>LWD</i>	<i>Logging while drilling.</i> Mediciones durante la perforación
<i>LDT</i>	Línea de turbidez o fango
<i>LGA</i>	<i>Lower guiding arm.</i> Brazo guía inferior
<i>LMRP</i>	<i>Lower Marine Riser Package.</i> Paquete inferior del Riser marino, PIRM

<i>LSC</i>	Línea de suelo competente
<i>MODU</i>	<i>Mobile offshore drilling units</i> . Unidad móvil de perforación costa afuera
<i>MMMb</i>	Miles de millones de barriles
<i>MMcfgpd</i>	<i>Million cubic feet of gas per day</i> . Millones de pies cúbicos de gas por día
<i>MU</i>	<i>Mixing Unit of glycol and lubricant</i> . Unidad de mezclado de Glicol y Lubricante
<i>mbnv</i>	Metros bajo nivel del mar
<i>mvbmr</i>	Metros verticales bajo mesa rotaria
<i>OBM</i>	<i>Oil based mud</i> . Lodo a Base de aceite
<i>OD</i>	<i>Outer Diameter</i> . Diámetro externo
<i>OPEP</i>	Organización de Países Exportadores de Petróleo.
<i>PDC</i>	<i>Poly-Diamond Cutters</i> . Cortadores de poli-diamante
<i>Pemex</i>	Petróleos Mexicanos
<i>PEP</i>	Pemex Exploración y Producción. Organismo del Grupo Pemex
<i>PFF</i>	Presión de Fractura de Formación
<i>PLC</i>	<i>Programmable Logic Controller</i> . Controlador lógico programable
<i>POD</i>	Conector distribuidor submarino
<i>PSS</i>	Plataforma Semisumergible
<i>RAA</i>	Relación Agua Aceite
<i>RGA</i>	Relación Gas Aceite
<i>RHRL</i>	<i>Right hand regular lay</i> . Arreglo regular de mano derecha
<i>ROP</i>	<i>Rate of Penetration</i> . Velocidad de penetración
<i>ROV</i>	<i>Remote Operate Vehicule</i> . Vehículo operado remotamente
<i>rpm</i>	Revoluciones por minuto
<i>RTR</i>	<i>Riser Tensión Ring</i> . Anillo de tensión de Riser
<i>SBA</i>	<i>Stand Building Arms</i> . Brazos verticales de construcción

<i>SSR</i>	Sub Surface Release. Liberador de Tapones submarinos
<i>SWL</i>	<i>Safe working load</i> . Capacidad de Carga de trabajo seguro
<i>SZMS</i>	<i>Smart Zone Management System</i> . Sistema de control de zona inteligente
<i>T.A.</i>	Tirante de agua
<i>TCP</i>	<i>Tool-pusher Control Panel</i> . Panel de Control del Técnico
<i>TJ</i>	<i>Telescopic Joint</i> . Junta telescópica
<i>Tm</i>	Toneladas métricas equivalente a 1000 kg
<i>TP</i>	Tubería de perforación
<i>TR</i>	Tubería de Revestimiento
<i>UPS</i>	<i>Uninterruptible Power Supply</i> . Fuente de alimentación ininterrumpida
<i>V</i>	Volts
<i>VFD</i>	<i>Variable Frequency Drive</i> . Transmisión de frecuencia variable
<i>WP</i>	<i>Working Pressure</i> . Presión de trabajo
<i>WS</i>	<i>Warrington Seale</i> . Tipo de trenzado de los cables
<i>WRC</i>	Alma de cordón. Tipo de trenzado de los cables

Capítulo 1. Antecedentes y generalidades

Existen diversas definiciones de aguas “*profundas*” que varían según la actividad considerada. Por lo general, con respecto a la construcción de pozos petroleros, se considera profundo todo aquello que supere los 500 m o 1500 ft de profundidad. Cuando la profundidad del lecho marino es superior a los 2000 m o 7000 ft, se habla de aguas ultra-profundas (Cuvillier, y otros, 2000).

Los organismos gubernamentales y entes reguladores pueden adoptar otras definiciones con respecto al concepto de profundidad, en el caso de Pemex se considera *plataforma continental* la zona marina con tirante de agua menor a 500 m, *aguas profundas* la zona entre 500 m y 1500 m de profundidad y *aguas ultra-profundas* aquellas que superan los 1500 m de tirante de agua (SENER- Pemex, 2008).

En este capítulo se describirá un estado general de las reservas petroleras en aguas profundas en el mundo y en México, así como la evolución de la tecnología utilizada en la perforación de pozos petroleros para la exploración de ellas en México.

1.1 Reservas petroleras y explotación en el Mundo

El petróleo crudo sigue siendo la principal fuente de energía primaria en el mundo, en 2009 contribuía con 34.8% del total mundial. Para el cierre del mismo año las reservas mundiales probadas eran 1,333.1 miles de millones de barriles (MMMb) del cuál 77.2% estaba ubicado en los países de la OPEP (SENER, 2011).

Los países con mayores reservas comprobadas para inicio de 2011 eran Arabia Saudita, Venezuela y Canadá, mientras que México ocupaba el 17vo lugar (CIA Country Comparison: Oil - proved reserves, 2011). En las últimas dos décadas aumentó del 40 al 60 el porcentaje de nuevas reservas descubiertas en aguas profundas, el acceso a ellas se encuentra al límite de nuestras posibilidades tecnológicas (Ivan Sandrea. International Exploration and Production at Statoil, 2010). Sin embargo, los rápidos avances realizados en los métodos de exploración y producción en los últimos 10 años indican que en el futuro será posible perforar a profundidades aún mayores.

A finales de 1998, en los 28 campos del mundo que producían a una profundidad de entre el lecho marino y 500 m de tirante de agua, se obtenían hasta 935,000 Bpd, la mayor parte de estos campos se encuentran en el Golfo de México y en las costas de Brasil, aunque se esperan descubrir otros campos en África Occidental (Angola) y en el lejano Oriente. Según informes de los analistas, en todo el mundo se ha descubierto un volumen adicional de 43.5 miles de millones de barriles de petróleo en aguas en que el lecho marino supera los 500 m de profundidad y con una reserva potencial de otros 86.5 miles de millones (Cuvillier, y otros, 2000).

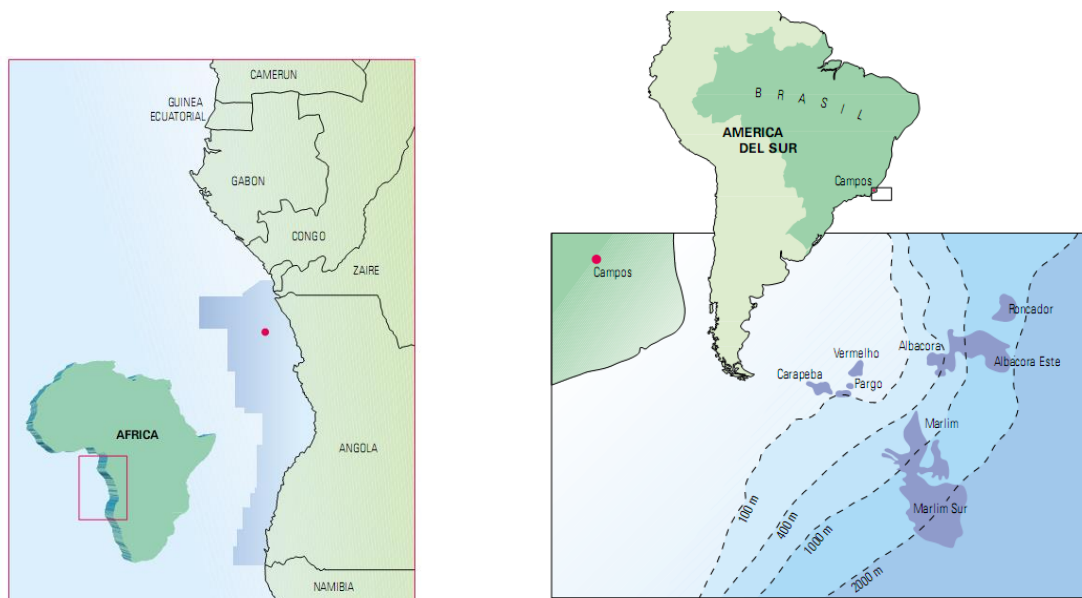


Ilustración 1 Otras provincias petroleras con desarrollo en aguas profundas (Pemex exploración y producción, 2011)

Se estima que el 90% de las reservas de hidrocarburos aún no descubiertas en el mundo se encuentran a profundidades que superan los 1000 m de tirante de agua. Solamente en el Golfo de México, en el área que corresponde a Estados Unidos donde participan las 30 principales empresas petroleras del mundo operando en 115 proyectos de explotación en 48 yacimientos con diferentes grados de desarrollo, se tenía una producción de 1.3 millones de Bpd en 2011 que podría llegar a 2 millones de Bpd en 2020 (SENER- Pemex, 2008).

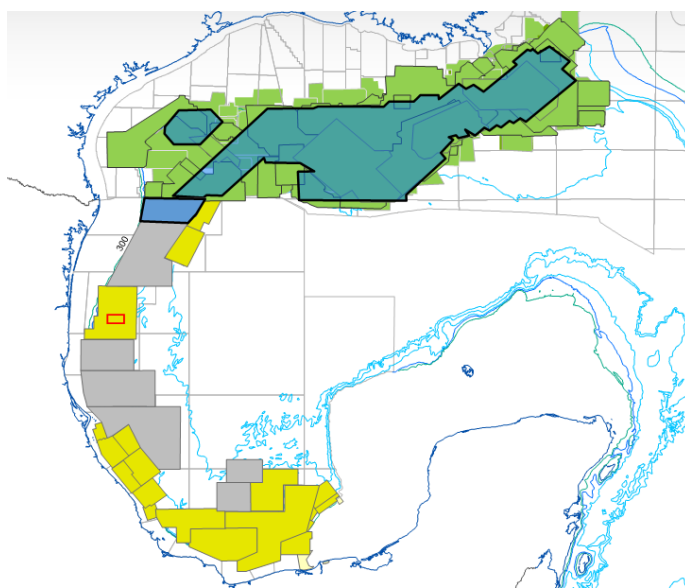


Ilustración 2 Área de oportunidad exploratoria en aguas profundas del Golfo de México (Pemex exploración y producción, 2011)

1.2 Reservas petroleras y explotación en México

En México, desde el año 2005, la producción del campo Cantarell inició su declinación junto con la de otros campos como: Complejo Bermúdez, Abkatun-Pol-Chuc, y Jujo-Tecominoacán, lo que se manifestó en una caída en la producción de hasta 300 mil Bpd, provocando que Pemex replanteara su modelo de desarrollo futuro y diera importancia en él a la exploración y explotación en aguas profundas del Golfo de México (SENER- Pemex, 2008).

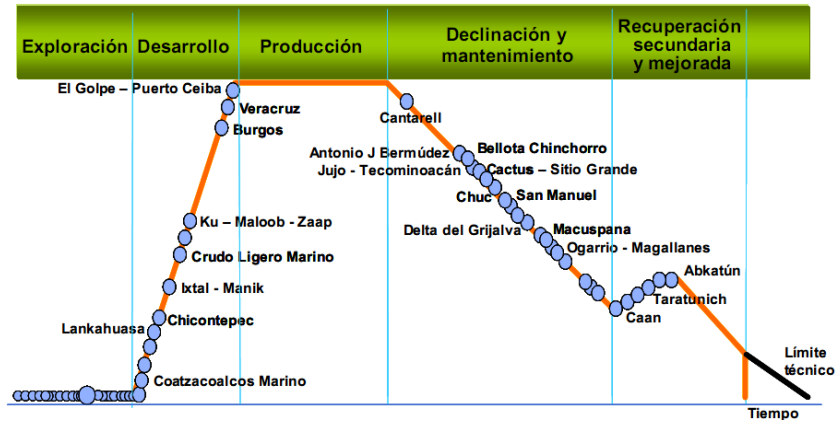


Ilustración 3 Estado de los principales campos productores de hidrocarburos en México (SENER- Pemex, 2008)

La contribución de los campos a descubrir en aguas profundas es imprescindible para permitir restituir reservas probadas y propiciar una recuperación gradual de la producción (SENER- Pemex, 2008).

Pemex definió la distribución de 12 Provincias Petroleras en la República Mexicana clasificándolas en Productoras y/o con Reservas y de Potencial Medio-Bajo. La provincia del Golfo de México Profundo pertenece al grupo de Productoras y/o con Reservas, sus recursos prospectivos para el 1 de enero de 2009 tenían una media de 29.5 miles de millones de Bpce abarcando el 56.4% de los 50 miles de millones de Bpce totales a nivel nacional (Pemex exploración y producción, 2010).



Ilustración 4 Provincias petroleras en la República Mexicana (Pemex exploración y producción, 2011)

La Provincia Petrolera de Golfo de México Profundo se extiende por más de 500 mil km², por sus características estructurales se ha subdividido en 6 subprovincias con rocas generadoras del periodo Jurásico y rocas almacenadoras del Terciario y Mesozoico: Salina del Bravo, Cinturón Plegado Perdido, Salina del Istmo, Cinturón Plegado Catemaco, Cordilleras Mexicanas y Abisal del Golfo de México (Pemex exploración y producción, 2010).

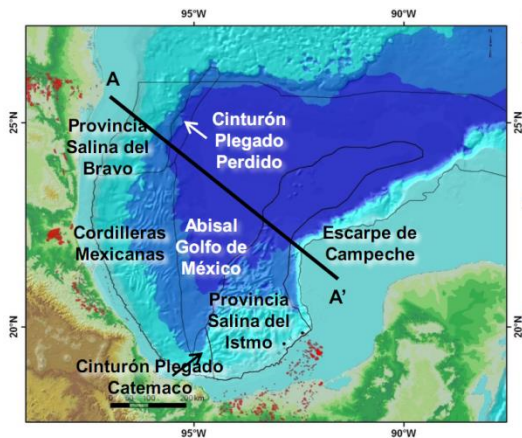


Ilustración 5 Subprovincias de lo que comprende el área exploratoria del Golfo de México (Pemex exploración y producción, 2011)

Es el área del Cinturón Plegado Perdido donde PEP ha realizado estudios de aguas profundas y subsuelo como la sísmica 3D para determinar las próximas localizaciones a perforar; como lo son los pozos Trion 1, Magnánimo 1, PEP 1, Maximino1, con tirantes de agua que oscilan entre 2535 m y 2934 m.

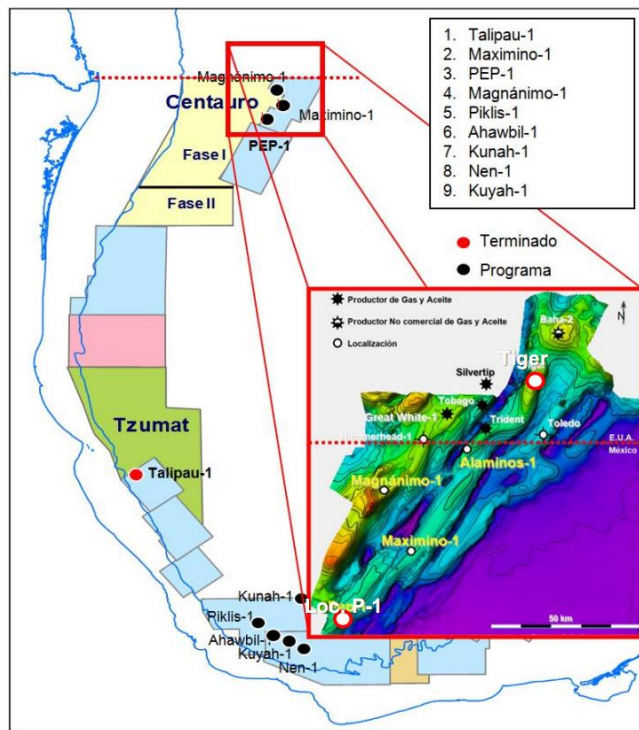


Ilustración 6 Programa de PEP para la perforación de pozos en aguas profundas y ultra-profundas del Golfo de México (Pemex exploración y producción, 2011)

1.3 Evolución en la perforación de pozos petroleros en México

El interés de Pemex por la perforación en aguas profundas y ultra-profundas se ve reflejado en los programas de pozos perforados en el golfo de México, donde debido a su capacidad y versatilidad, la utilización de las plataformas semisumergibles es una opción predominante como se muestra en la tabla No.1. En la misma tabla se observa la evolución de la perforación hacia tirantes de agua cada vez mayores. En estos momentos se está perforando con la plataforma Bicentenario el pozo Trion-1 que tiene un tirante de agua de 2535 m y el pozo Supremus-1 en un T.A. de 2,874 m situándolo como el 8vo de mayor T.A. en el mundo y el sexto en el Golfo de México (José Antonio Escalera Alcocer. Pemex exploración y producción, 2012).

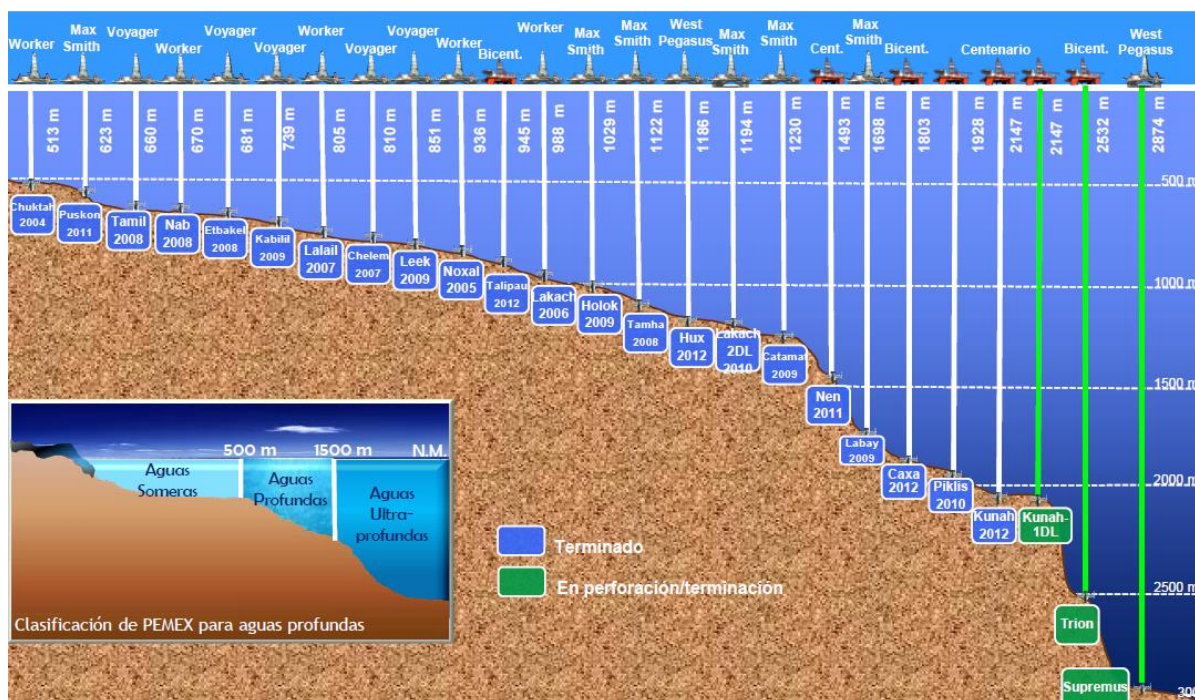


Ilustración 7 Pozos petroleros en aguas profundas

Tabla 1 Evolución de la perforación hacia tirantes de agua mayores a 500 m en Pemex

Nombre del Pozo	Plataforma	Año	Tirante de agua
Chukta-201	PSS Worker	2004	513 m
Puskon-1	PSS Max Smith	2011	623 m
Tamil-1	PSS Voyager	2008	660 m
Nab-1	PSS Worker	2008	670 m
Etbakel-1	PSS Voyager	2008	681 m
Kabilil-1	PSS Voyager	2009	739 m
Lalail-1	PSS Worker	2007	805 m
Chelem-1	PSS Voyager	2007	810 m
Leek-1	PSS Voyager	2009	851 m
Noxal-1	PSS Worker	2005	936 m
Talipau-1	PSS Bicentenario	2011	945 m
Lakach-1	PSS Worker	2006	988 m
Holok-1	PSS Max Smith	2009	1029 m
Tamha-1	PSS Max Smith	2008	1122 m
Hux-1	PSS West Pegasus	2012	1186 m
Lakach-2DL	PSS Max Smith	2010	1194 m
Catamat-1	PSS Max Smith	2009	1230 m
Nen-1	PSS Centenario	2011	1496 m
Labay-1	PSS Max Smith	2009	1698 m
Caxa-1	PSS Bicentenario	2012	1803 m
Piklis-1	PSS Centenario	2010	1928 m
Kunah-1	PSS Centenario	2012	2147 m
Kunah-1DL	PSS Centenario	*	2147 m
Trion-1	PSS Bicentenario	*	2535 m
Supremus-1	PSS West Pegasus	*	2874 m

Nota: * Pozos actualmente en perforación o terminación (José Antonio Escalera Alcocer. Pemex exploración y producción, 2012)

Los mayores retos en la construcción de pozos en aguas profundas no sólo se relacionan con las grandes profundidades, sino también con las condiciones que se encuentran en cada una de las zonas petroleras situadas en aguas profundas.

En aguas profundas y ultra-profundas la perforación se puede realizar desde una plataforma de perforación semisumergible o un barco de perforador, ambas con sistema de posicionamiento dinámico. Los equipos convencionales amarrados al fondo del mar han perforado a profundidades de lecho marino de hasta 1836 m (6023 ft) en el Golfo de México.

Las condiciones metaoceánicas pueden resultar sumamente diferentes. La zona marina de África Occidental donde la presencia de fuertes corrientes submarinas dificulta el manejo del conductor marino (Riser), a las del Golfo de México donde los huracanes y los vientos de norte también afectan el desempeño del Riser marino. Por lo que es necesario utilizar equipos de perforación mucho más grandes y potentes, capaces de mantener la posición y la estabilidad frente a las fuertes corrientes y vientos, de transportar un volumen adicional de lodo y manejar el peso del Riser (Cuvillier, y otros, 2000).

El desafío más importante con respecto a la construcción de pozos en aguas profundas consiste en perforar un agujero estable. En las cuencas sedimentarias jóvenes que presentan altos ritmos de depositarios, como en el Golfo de México y partes de las zonas marinas de Brasil y África Occidental, puede ocurrir que las presiones de poro sean elevadas y que los gradientes de fractura sean bajos en comparación con los de los pozos terrestres en las mismas profundidades, lo anterior debido a que el gradiente de sobrecarga para ambos casos es diferente, situación que se agrava con el incremento del tirante de agua y como consecuencia, la diferencia entre la presión de poro y el gradiente de fractura es reducida (Cuvillier, y otros, 2000).

Diseñar pozos seguros requiere de conocimientos avanzados respecto de la presión de poro y del gradiente de fractura, ya que para perforar un hueco hidráulicamente estable, se debe mantener el peso del lodo de perforación dentro del margen entre el gradiente de fractura y la presión de poro. El número de tuberías de revestimiento será función de los cambios de densidad que se den dentro de esos márgenes. Por lo anterior es de suma importancia planear adecuadamente el pozo y utilizar el equipo de perforación más adecuado, teniendo en mente sus capacidades y limitaciones (Cuvillier, y otros, 2000).

Capítulo 2. Descripción del Equipo

El presente capítulo presenta la descripción de los principales tipos de sistemas de perforación usados en la actualidad, se compararán los barcos de perforación con las plataformas semisumergibles y se detallarán las características de la última.

2.1 Descripción de los equipos de perforación flotantes

Los navíos flotantes de perforación se subdividen en varias categorías: barcazas, barcos perforadores, las plataformas semisumergibles (PSS), las plataformas de patas tensionadas (TLP), las plataformas de mástil tipo boya (Spar Buoy) y los navíos flotantes de producción, almacenamiento y descarga (FPSO).

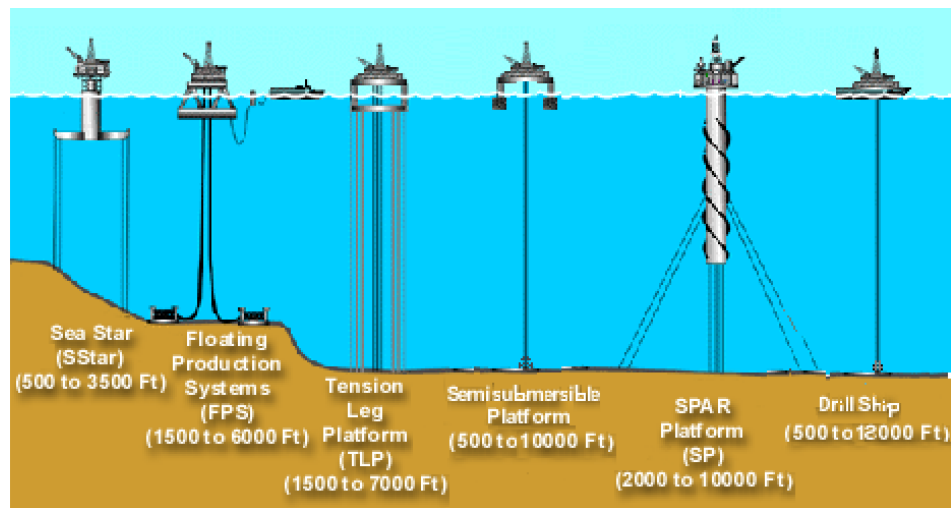


Ilustración 8 Equipos de perforación flotante y las profundidades a las que trabajan (Natural Gas Org)

Las barcazas y los barcos perforadores están caracterizados por el tradicional barco de casco único. La principal característica que distingue a un barco perforador de una barcaza consiste en que el barco perforador es autopropulsado y la barcaza no, otra diferencia característica consiste en que las barcazas son relativamente anchas y con poco calado en proporción a su longitud en comparación de un barco perforador típico.

2.1.1 Barcos Perforadores

Los barcos perforadores son equipos híbridos que están diseñados para combinar todo el equipamiento que tiene un barco grande para navegación en el océano y todo el equipo de perforación. En estos equipos es de notar la posición de la torre de perforación, la cual se ubica en el centro de la cubierta del navío, adicionalmente existe un hueco que atraviesa la embarcación desde la cubierta superior hasta llegar al casco comúnmente denominado *Moon Pool*; éste tiene las funciones del contrapozo y también es por ahí por donde pasa el Riser, los preventores y la sarta de perforación para llegar al fondo marino. Dependiendo de la profundidad, pueden utilizar un sistema de anclaje convencional de cadena y/o cable para mantener la posición sobre la localización o de posicionamiento dinámico. (Natural Gas Org).

Los barcos perforadores son usados a menudo para perforar en tirantes de agua realmente profundos (sexta generación), los más modernos de estos equipos han sido señalados por la industria para operar en tirantes de agua de hasta 12000 ft (3658 m), para lo cual se utiliza la técnica de posicionamiento dinámico, que consiste en un sistema integrado a los computadores del barco que controlan los motores de los propulsores, los cuales son acimutales, de velocidad variable y mediante un software mantiene la posición del barco respecto al centro del pozo, de acuerdo a la información recibida del satélite vía GPS.



Ilustración 9 Vista lateral de un barco perforador de sexta generación



Ilustración 10 Vista aérea barco perforador convencional

2.1.2 Plataformas semisumergibles

Las plataformas semisumergibles están consideradas como el equipo de perforación costa afuera más versátil, ya que combinan las ventajas de un equipo sumergible con la capacidad de perforar en aguas profundas y ultra-profundas. Están caracterizadas por dos o más cascos cuya estructura soporta a la cubierta principal por medio de columnas las cuales se encuentran espaciadas de tal forma que la unidad de perforación tenga buena estabilidad. Es en la cubierta principal donde se localiza el equipo de perforación y área de almacenamiento de tuberías y Riser, disponen también de un Moon Pool que es el área donde se almacenan los preventores submarinos cuando está en tránsito y se hacen las maniobras de interconexión de los equipos de control de pozo; éstas pueden ser autopropulsadas o con propulsión asistida.

La estabilidad del navío se obtiene mediante la capacidad de inundar (lastrar) o deslastrar los pontones que se ubican en la base de la plataforma con agua de mar; lo anterior para mantener un calado que le permita navegar, perforar o inclusive prepararse para una fuerte tormenta (calado de sobrevivencia).



Ilustración 11 Plataforma semisumergible en calado de tránsito



Ilustración 12 Plataforma semisumergible en calado de operación

Estos equipos, principalmente los que se construyeron antes de los 90 con capacidad de perforación de hasta 1000 m de tirante de agua (cuarta generación), normalmente mantenían su posición por medio de un sistema de anclaje convencional al fondo marino mediante 8 cadenas, anclas o cables las cuales llegaban a pesar dependiendo de su profundidad hasta 10 ton. En la actualidad las plataformas de quinta y sexta generación tienen una capacidad para perforar hasta los 10000 ft (3042 m) de tirante de agua y para mantener la posición cuentan normalmente con el sistema de posicionamiento dinámico vía GPS.

2.1.3 TLP o Plataformas de patas tensionadas

Las plataformas de patas tensionadas o TLP han sido diseñadas para resistir exitosamente fuerzas severas de vientos y oleajes combinados, con un desplazamiento de hasta 97500 ton son capaces de operar en un tirante de agua de hasta 7000 ft. Los TLP están sujetos al fondo marino por 16 cables o tendones, 4 en cada esquina, que pueden tener un diámetro de 32 in y un espesor de pared de 1.5 pulgadas, los cuales están anclados al fondo marino mediante pilotes.

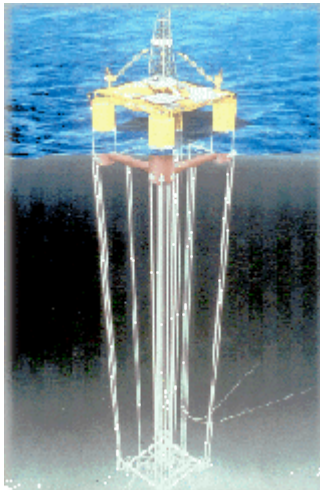


Ilustración 13 Proyección al fondo del mar de la TLP



Ilustración 14 Vista de la TLP desde la superficie

El casco está construido mediante métodos normales de fabricación marina empleados en los astilleros. El número de pozos, el espaciamiento entre los cabezales superficiales y el peso del equipamiento determina el tamaño del centro de pozo y el diámetro del casco. La forma clásica de la Spar es la cilíndrica; la sección superior está subdividida en compartimientos alrededor del centro de pozo que está inundado, conteniendo los diferentes tipos de Riser. Esta sección es la que provee la flotación del Spar. La sección intermedia es inundable, pero puede utilizarse para el almacenamiento de petróleo. La sección del fondo o quilla está subdividida en compartimientos para suministrar flotación durante su transporte y contiene la zona de lastre fijo. El diámetro aproximado de un casco típico para Spars en el Golfo de México es 130 ft (40 m) y una longitud total de aproximadamente 700 ft (213 m).

Un sistema de catenaria lateral de 6 a 20 líneas mantienen al Spar en posición, el número de líneas a utilizar depende del tamaño del casco y del tirante de agua; las líneas de anclaje son una combinación de cable con tranzado espiral y cadena, pudiendo almacenar hasta 3700 ft de cadena y cable, éstas se fijan a un pilote o pierna de anclaje de 200 ft (60 m) de longitud y 84 in de diámetro que se han fijado al fondo marino.

La cubierta puede acomodar un equipo completo de perforación de unos 3000 hp más el equipamiento completo de producción que pueda manejar hasta unos 100,000 Bpd y 325 MMcfgpd y una carga variable de 6600 ton.

2.1.5 FPSO

La unidad flotante de producción, almacenamiento y descarga o FPSO, es un conjunto de instalaciones costa afuera para el almacenamiento y producción de los hidrocarburos producidos. El diseño básico de la mayoría de las FPSO es un navío con forma de barco con equipo para el proceso de los hidrocarburos mediante superestructuras a bordo de la cubierta principal del buque. Después del procesado, una FPSO puede almacenar el aceite o gas producido abajo, en tanques especiales ubicados en su doble casco. Periódicamente se descarga la producción o el petróleo procesado a buques tanque mediante tuberías o mangueras.

Mantenidas en posición por diferentes sistemas de anclaje, las FPSO son soluciones eficaces para el desarrollo de campos, tanto en aguas profundas como en ultra-profundas. Un sistema de amarre central le permite al buque girar libremente para responder mejor a las condiciones climáticas. Debido a que se puede desconectar de sus amarras, estos navíos son óptimos para las zonas que experimentan condiciones climáticas adversas, tales como los ciclones y huracanes.

Las FPSO se vinculan a múltiples pozos submarinos reuniendo la producción de hidrocarburos de los pozos submarinos a través de una serie de oleo-gasoductos en campo que se esté desarrollando; los hidrocarburos son llevados del fondo del mar a la torre de la FPSO en superficie mediante tubos Riser.

El equipo de procesamiento a bordo de la FPSO es similar al que se encuentra en una plataforma de producción. Por lo general, construido en módulos, el equipo de producción FPSO puede constar de separación de agua, tratamiento de gases, el procesamiento de aceite, inyección de agua y de compresión de gas, entre otros. Los hidrocarburos se transfieren a embarcaciones de doble casco para el almacenamiento (Rigzone).

El petróleo crudo que se almacena a bordo se transfiere con frecuencia a los buques petroleros o barcasas oceánicas. La transferencia se hace a través de una manguera de carga de aceite desde la popa de la FPSO a la proa del buque cisterna.

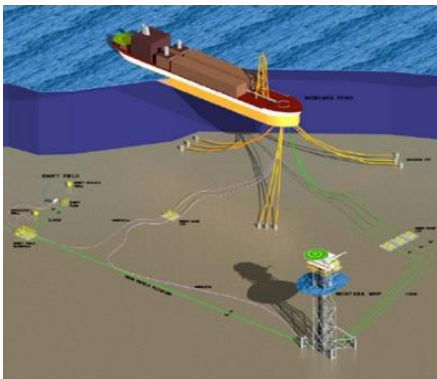


Ilustración 16 Conexiones del FPSO



Ilustración 17 Vista FPSO sobre el mar

Desde la década de 1970, las FPSO han sido utilizadas tradicionalmente en el Mar del Norte, costa afuera de Brasil, Asia Pacífico, el Mar Mediterráneo y la costa occidental de África, sobre un tirante de agua 6000 ft (1830 m) (Rigzone).

La primera FDPSO (Floating Drilling Production Storage and Offloading) del mundo fue desarrollada en 2009 por Murphy Oil para el campo costa fuera Azurita en la República del Congo. Esta FDPSO incorpora equipos de perforación de aguas profundas que le ayudarán a desarrollar el campo, se puede quitar y volver a utilizar después de haber perforado los pozos (Rigzone).

2.2 Comparativo entre los barcos perforadores y las plataformas semisumergibles de perforación

Los navíos de perforación flotante se pueden encontrar en diferentes formas, tamaños y configuraciones; los barcos perforadores y las plataformas semisumergibles difieren, no únicamente en el casco, sino también en capacidades.

A continuación se analizarán y compararán las principales características de 3 barcos perforadores y 3 semisumergibles:

Barcos perforadores

- GLOMAR PACIFIC Barco perforador convencional anclado a cadenas (Rigzone).
- DISCOVERER 534 Barco perforador de torre corta anclado a cadenas (Rigzone).
- NOBLE GLOBETROTTER 1 Barco perforador de posicionamiento dinámico de sexta generación. (Huisman Equipment B.V., 2010; HuisDrill_12000. Drill ship Brochure ,2010; Rigzone)

Plataformas semisumergibles

- **ALASKAN STAR** Plataforma semisumergible convencional anclado a cadenas (Rig zone).
- **ZAPATA UGLAND** Plataforma semisumergible convencional anclado a cadenas (Rig zone)
- **BICENTENARIO** Plataforma semisumergible con Posicionamiento Dinámico de sexta generación. (AKMH)

Tabla 2 Principales características de 3 plataformas semisumergibles

	Alaskan Star	Zapata Uglan	Bicentenario (2011)
CASCOS INFERIORES (PONTONES)			
Longitud del casco (m)	79	111	108.8
Anchura de casco (m)	15	12	17.28
Altura (m)	6	7.6	10.24
COLUMNAS DE ESTABILIDAD			
Número	6	6	4
Diámetro (m)	9.7	9.1	18.4 x 14.4
CUBIERTA PRINCIPAL			
Elevación arriba de la quilla (m)	33	42	42.5
Longitud total de cubierta (m)	65	73	119.2
Anchura total de cubierta (m)	48	56	96.7
CONDICIONES DE OPERACIÓN			
Calado de tránsito (m)	8.5	7.0	9.94
Calado de operación (m)	18.2	24.3	23
Calado de sobrevivencia (m)	13.7	19.8	19
Desplazamiento de tránsito (ton)	14500	16304	41000
Desplazamiento de operación (ton)	19652	26883	55900
Desplazamiento de sobrevivencia (ton)	17432	24755	51700
Carga en cubierta (ton)	3000	4000	9700

Tabla 3 Principales características de 3 plataformas semisumergibles (continuación)

CAPACIDADES	Alaskan Star	Zapata Ugland	Bicentenario (2011)
Personal	97	85	200
Barita y cemento granel (Sks de 42 kg)	12369	20700	22174
Material químico (sacos)	6000	4000	7000
Lodo líquido presas (m ³)	266	270	1006
Lodo en presas de reserva (m ³)	--	--	1773
Diesel (m ³)	1095	1590	3261
Fluido sintético (m ³)	--	--	748
Agua de perforación (m ³)	1940	1590	2697
Agua potable (m ³)	192	111	1327

PROPULSIÓN			
Potencia			38400 hp
No. de hélices principales y potencia	2 x 3000 hp	2 x 3000 hp	8 x 4693 hp
No. de impulsores laterales y potencia	--	--	8 acimutales
Velocidad de tránsito (Millas/ hora)	6	9	4 - 6.5

ANCLADO			
Tipo	Cadena	Cadena	Posicionamiento dinámico (DP3)
Número de líneas	8	10	--
Longitud de línea (m)	914	1219	--
Tamaño y tipo	3 in en eslabones	3 in en eslabones	--

CARACTERISTICAS DE PERFORACION			
Tirante de agua de perforación (m)	457	182	3048
Máxima profundidad de perforación (m)	9143	7600	10668

Tabla 4 Principales características de 3 barcos perforadores

	Glomar Pacific	Discoverer 534	Noble Globetrotter 1 (2011)
DIMENSIONES			
Longitud del casco (m)	138	162	189
Anchura de cubierta (m)	22	24	32.2
Profundidad (m)	10.6	9.7	23.8

CONDICIONES DE OPERACIÓN			
Calado a carga total (m)	7.1	7.3	12.0
Desplazamiento a carga total (ton)	14750	20560	54000
Peso muerto a carga total (ton)	6465	7284	20000

CAPACIDADES			
Personal	101	104	180
Barita y cemento granel (Sks de 42 kg)	16800	16000	32000
Material químico (Sacos)	12200	13000	10000
Lodo líquido presas (m3)	578	667	2385
Diesel (m3)	2504	2130	4040
Fluido sintético (m3)	--	--	1350
Agua de perforación (m3)	3047	2146	3150
Agua potable (m3)	181	159	1140

PROPULSION			
Potencia	17000 hp	31000 hp	49350 hp
No. de hélices principales y potencia	2 x 4500 hp	2 x 8000 hp	6 x 4950 hp
No. de impulsores laterales y potencia	5 x 1675 hp	6 x 2500 hp	6 Acimutales
Velocidad de transito (Millas/ hora)	10	14	12.5

ANCLADO			
Tipo	Cadena y Cable	Cadena y Cable	Posicionamiento dinámico (DP3)
Número de líneas	8	8	--
Longitud de línea tamaño y tipo	457 m – 2 ¾ in en eslabones 1828 m – en cable de 3 in	426 m – 2 ½ in en eslabones 914 m – en cable de 3"	--

CARACTERISTICAS DE PERFORACION			
Tirante de agua de perforación (m)	609	914	3650
Máxima profundidad de perforación (m)	7600	7600	12190

2.2.1 Análisis de las principales características operativas de los barcos perforadores y de las plataformas semisumergibles

- a) La principal ventaja de los barcos perforadores sobre las plataformas semisumergibles consiste en que éstos pueden navegar a velocidades mayores que las semisumergibles; por lo que los costos de la movilización del equipo se reducen ya que el barco perforador gasta menos tiempo para su arribo a la localización.
- b) La principal ventaja de las plataformas semisumergibles sobre los barcos perforadores radica en que tienen mayor estabilidad y experimentan pequeños movimientos ante oleaje y viento, por lo que pueden continuar perforando en medios de ambiente ásperos, mientras que los barcos y las barcasas son sensibles a la dirección de las olas, provocando el cabeceo del navío.
- c) Generalmente una semisumergible no tiene tanta capacidad de carga variable (tuberías, lodo y cemento a granel y en sacos, lodo líquido y otros consumibles) como los barcos perforadores.
- d) En términos de costo por día, generalmente las plataformas semisumergibles son más caras que los barcos perforadores, esto se debe a su mantenimiento y sus altos costos iniciales (costo de equipo) y de los seguros. Al hacer la evaluación económica, dependiendo de las condiciones meteorológicas imperantes en la localización, se deberán de tomar en consideración los posibles tiempos suspendidos del equipo, que en el caso de una semisumergible son prácticamente nulos, contra el costo de operación relativamente barato de un barco perforador.

Se analizarán con más detalle las características operativas y de diseño de equipos de plataformas semisumergibles en las siguientes secciones.

2.2.1.1 Movimiento

El navío de perforación flotante ideal es aquel que permanece absolutamente sin movimiento aún en las peores condiciones marinas. El navío deberá ser capaz de tolerar el movimiento inducido por diferentes magnitudes de olas durante las diferentes operaciones de perforación. Estos límites dependerán del tipo de compensador de movimiento vertical que se tenga a bordo, sistema de almacenaje de tuberías, Riser y preventores submarinos.

Las barcasas han sido diseñadas para operar en aguas relativamente calmadas como las que se encuentran en el sur de la China y el lago Maracaibo en Venezuela, dónde la variación entre mareas llega a ser máximo de 70 cm y corrientes con baja velocidad (Wisuki, 2013; Antoranz, 2001).

Los barcos perforadores pueden operar en ambientes ásperos, pero deberán suspender operaciones si el ángulo de alabeo excede los 5°, ya que se pueden dañar la junta esférica del desviador de flujo, el buje de desgaste y la flecha Kelly. Esta situación que se puede suscitar frecuentemente con los vientos de tormentas tropicales, a pesar de que se encuentren equipados sofisticadamente como con el compensador de movimiento vertical.

Estos equipos son utilizados generalmente en el Mediterráneo, África y en la costa de Estados Unidos.

Las plataformas semisumergibles están diseñadas para operar en ambientes climáticos hostiles ya que la altura de las columnas que soportan la cubierta principal permite al navío una gran estabilidad a fuertes oleajes y vientos; la mayoría de las plataformas semisumergibles pueden continuar perforando en mares con olas de hasta 6 m. Estos equipos son utilizados en el Mar del Norte, Golfo de México y Brasil.

2.2.2 Arreglo del navío

La disposición del equipo de perforación, tuberías, tanques de almacenamiento, maquinaria y otras áreas funcionales varían en diseño de un equipo a otro; estas diferencias se hacen más evidentes cuando se compara un barco perforador con una plataforma semisumergible.

Las siguientes ilustraciones muestran los perfiles y los arreglos de la cubierta para el barco perforador GLOMAR PACIFIC, Ilustraciones 18-20, y de la plataforma semisumergible BICENTENARIO, Ilustraciones 21-24.

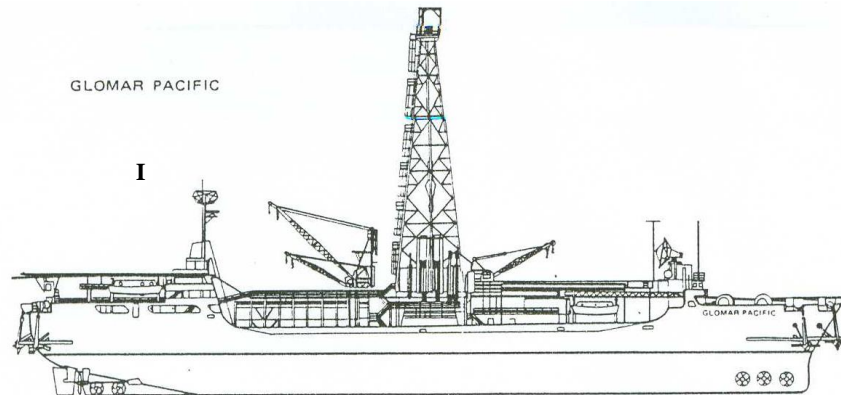


Ilustración 18 Vista lateral del barco perforador Glomar Pacific

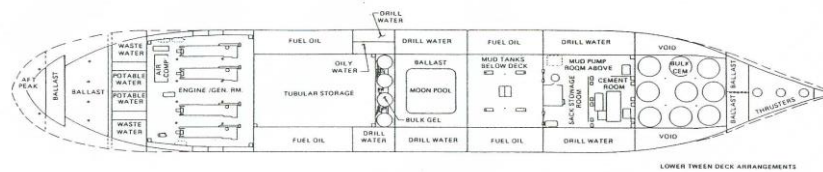


Ilustración 19 Vista aérea de la distribución del barco perforador Glomar Pacific

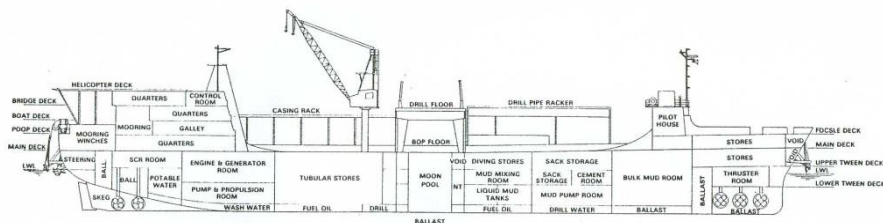


Ilustración 20 Vista lateral de la distribución del barco perforador Glomar Pacific

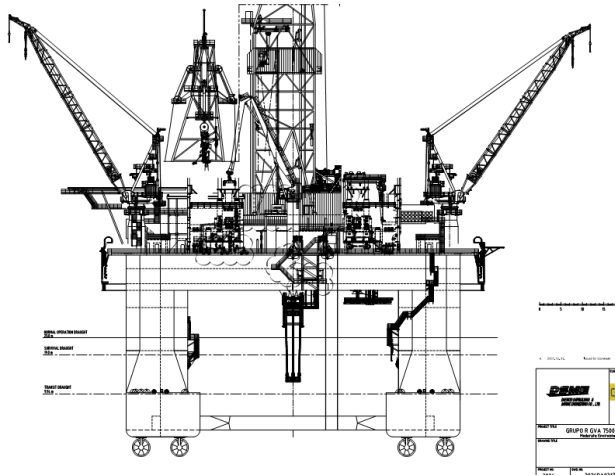


Ilustración 21 Configuración lateral de la plataforma semisumergible Bicentenario

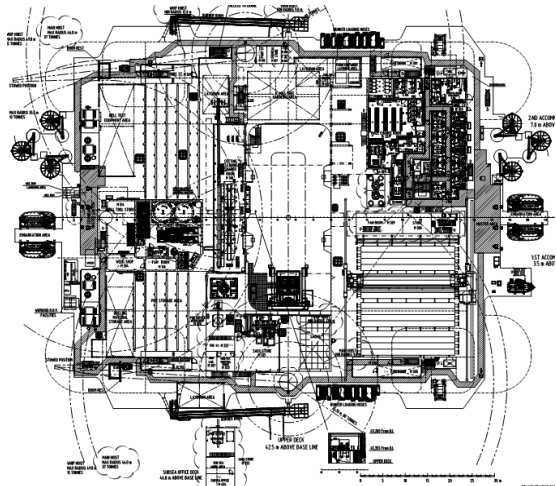


Ilustración 22 Vista de planta de la cubierta de la plataforma semisumergible Bicentenario

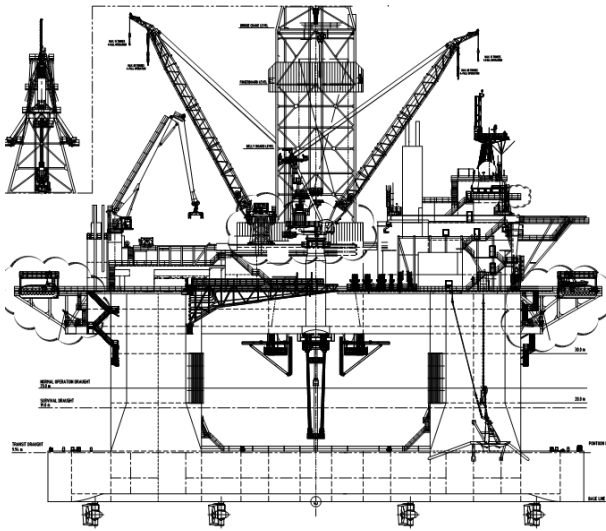


Ilustración 23 Configuración lateral de la plataforma semisumergible Bicentenario

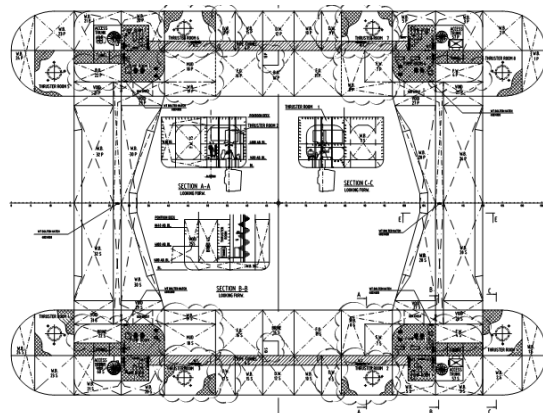


Ilustración 24 Vista de planta de los pontones de la plataforma semisumergible Bicentenario (2)

Como se puede apreciar en las figuras, el equipo, el almacenamiento, maquinaria y áreas de tanques tienen un arreglo más compacto en un barco perforador debido al limitado espacio disponible a bordo. En comparación, una semisumergible generalmente ofrece más espacio en cubierta y las áreas funcionales son más abiertas y separadas. También es de notar que en una plataforma semisumergible los arreglos de los largos pontones dobles son usados para llevar el lastre, combustible y agua de perforación. En calado de operación, generalmente de un 30 a 40 % del peso total o desplazamiento es agua de lastre.

2.2.3 Carga y capacidades de almacenamiento

Los equipos flotantes tienen dos tipos de capacidades; la capacidad de carga y la capacidad de almacenamiento, las cuales se definen como sigue:

- La capacidad de carga es el peso máximo de materiales y equipo el cual puede ser almacenado a bordo del navío. La capacidad de carga está generalmente limitada por consideraciones de resistencia y estabilidad reguladas por las sociedades clasificadoras del equipo.
- La capacidad de almacenamiento es el espacio físico que permitirá el acomodo de diferentes materiales a bordo, está limitado por el volumen debido al arreglo del equipo.

Una semisumergible o un barco, tiene asignada una línea de carga que define el máximo desplazamiento o máximo calado que el navío podrá tener en cualquier momento; esta línea de carga se refiere a la capacidad de carga del navío.

Normalmente en las plataformas semisumergibles la capacidad de almacenamiento es mayor que la capacidad de carga, lo cual permitirá mayor flexibilidad en el acomodo de las cargas en la plataforma.

El término “peso muerto” se refiere al peso total de la carga que se lleva a bordo del navío la cual no se considera como parte del navío en sí; por otro lado, el término “carga en cubierta” generalmente se refiere a la carga máxima que en una plataforma semisumergible es permitido llevar durante las operaciones de perforación y se considera sinónimo del término carga variable; este valor excluye a los líquidos que se tienen en las columnas y los pontones como el lastre y el diesel.

La capacidad de carga de un barco perforador es típicamente mayor que la de una semisumergible. Sin embargo, la capacidad de almacenamiento de una semisumergible es generalmente mayor que la de un barco perforador; por lo tanto para una misma operación de perforación dada, el barco perforador necesitará ser abastecido menos frecuentemente que una plataforma semisumergible.

Algunas plataformas semisumergibles de la tercera generación (ocupada durante la década de los ochenta) y las plataformas de la cuarta generación tienen como característica ser capaces de transportar de 3000 a 4000 ton de carga en cubierta, las plataformas nuevas de sexta generación tienen una carga variable de hasta 10000 ton.

2.3 Descripción de los equipos principales de perforación de la plataforma semisumergible de sexta generación “Bicentenario”

La plataforma semisumergible “Bicentenario” fue construida por DSME, en el astillero de Aju-Dong, Geoje, en Corea del Sur en 2011 (Aker MH AS, 2010). Su diseño es GVA 7500 DP3. Es una unidad móvil de perforación costa afuera, MODU, clase Malta Cross 1A1 unidad de perforación de columna estabilizada. Su estructura cuenta con cuatro columnas estabilizadas con capacidad para operar en tirantes de agua de 3048 m y alcanzar una profundidad desarrollada de perforación de 10668 m. En esta sección se describirán sus capacidades y equipos principales. Las descripciones de estas secciones fueron obtenidas en los cursos de introducción a las plataformas Centenario y Bicentenario, y de operación del equipo MH (Aker MH AS, 2010; Aker MH AS, 2010; Aker Solutions, 2011).



Ilustración 25 Plataforma semisumergible "Bicentenario"

Tabla 5 Capacidades de almacenamiento de la PSS Bicentenario

Aspecto	Capacidad
Área de almacenamiento de los Risers	735 m ²
Área de cubierta	7,293 m ²
Estibamiento vertical de TP y TR	12,000 m
Almacenamiento de sacos	7,000 sacos
Presas de lodo	6328 Bbl
Lodo de reserva	11158 Bbl
Salmuera	4,686 Bbl
Fluidos Sintéticos	4,709 Bbl
Agua de perforación	16,882 Bbl
Silos de cemento	9,886 ft ³
Silos de Barita/Bentonita	22,174 ft ³
Combustible	20,523 Bbl
Tanques de agua potable	8,352 Bbl
Turbosina	11,600 L

Sistema de Posicionamiento Dinámico (DPS)

Marca: Converteam.

Estándar cumplido: DNV-DYNPOS AUTRO IMO DP Class-3

Consiste en un posicionamiento dinámico principal y un sistema de DP de respaldo, ubicados en cuartos segregados e independientes funcionalmente.

El sistema principal DP Clase 3 comprende tres controladores de posicionamiento dinámico y 3 estaciones de trabajo con sensores de posición vertical, giróscopos, vientos y sistemas de referencia conectados a computadoras las cuales suministran la posición de la plataforma de manera automática. Normalmente una estación se encuentra en línea y las otras dos cumplen la función de respaldo; en caso de detección de falla, automáticamente se cambia de estación. El DP de respaldo consta de una estación de trabajo con conexión a los sensores y sistemas de referencia; todo el tiempo recibe información actualizada estando listo para adquirir el control de la plataforma.

El sistema DP Clase 3 asegura al menos 6 propulsores en caso de falla de potencia y soporta la pérdida de un cuarto de maquinas o la falla de un panel de distribución de 11 kV que afecten un cuadrante sin perder la posición.

Adicionalmente el sistema incluye una consola con 8 controles manuales con enlace de fibra óptica independientes del DP disponibles todo el tiempo.

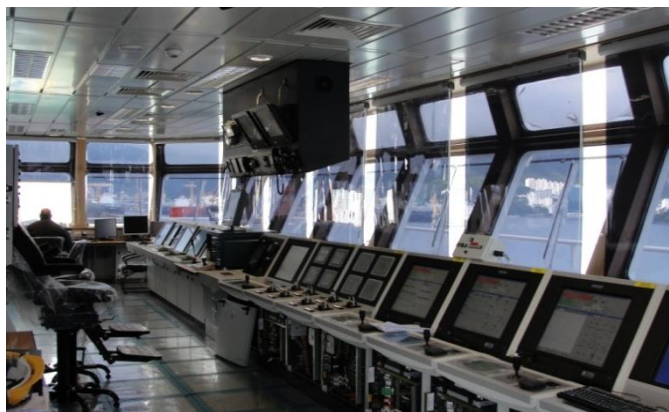


Ilustración 26 Sistema de Posicionamiento Dinámico en el puente de mando

Potencia

Número de motores principales: 8

Marca de motores principales: Caterpillar Modelo 3616 con generadores para producir 4800 kW cada uno y un voltaje de corriente alterna, AC, de 11 kV a 60 Hz.

Marca de generadores: Convertteam

Ubicación: Dos motores en cada uno de los cuatro cuartos de máquinas.

Generador de emergencia: Uno de 350 kW instalado en un cuarto separado.



Ilustración 27 Sistema de potencia de la plataforma Bicentenario

Thrusters de Propulsión (Impulsores)

Cantidad: Ocho

Marca: Flowserve

Tipo: WFDS 350-3500 Acimutal 360 grados, tip hélice con paso fijo en la boquilla

Potencia: 3500 kW de salida cada motor.

Numero de hojas en la hélice: 4 de 3.5 m de diámetro.

Torre

Marca: Aker MH

Carga en Gancho: 2,000,000 lb (907 Tm)

Capacidad de carga máxima de tubería en set back: 2,170,000 lb (984 Tm)



Ilustración 28 Torre de la PSS Bicentenario

Consta de una base de 15.85 m por 14.0 m y 64 m de altura para manejar cuatro tuberías de perforación, TP, de rango 2 junto con el Top Drive completo con corona, Block viajero y compensador de movimiento vertical montado en la corona para 7.62 m de carrera. Elevación del peine aproximado a 33 m sobre el nivel del piso de perforación, adicionalmente cuenta con un changuero ajustable para tubería de revestimiento, TR, de hasta 13 5/8 in.

Subestructura

Capacidad: 3 600 000 lb (633 Tm)

Diseñada para soportar condiciones de operación relevantes y las cargas simultáneamente aplicadas al gancho y tensión del Riser.

Corona

Capacidad de carga estática: 2,000,000 lb (907 Tm)

Capacidad máxima de carga compensada: 1,000,000 lb
(454 Tm)

Máxima presión de aire de operación: 3 000 psi

Cilindros presurizados: 6 de 2250 L (13,500 L en total)

Poleas: 8 poleas de 72 in para trabajar cable de perforación de 2 in

Compensador de movimiento vertical: DSC montado en la corona

Carrera del compensador 25 ft (7.62 m)



Ilustración 29 Corona de la PSS Bicentenario

Adicionalmente se tiene un compensador de movimiento del tipo activo, AHC, que compensa hasta 60 000 lb a presión máxima de 350 bar y se usa cuando se bajan los Bops al cabezal de pozo.

Malacate

Marca: Wirth

Tipo: GH 4500 EG-AC

Potencia: 3 de 1150 Hp

(Total 4500 Hp) GEB-22 A3 AC.

Los 3 motores eléctricos de corriente alterna, AC, son de 858 kW

Capacidad máxima: 2,651,000 lb (1202 Tm)

Guarnido máximo: 14 líneas con cable de 2 in



Ilustración 30 Malacate de la PSS Bicentenario

Cuenta con sus accesorios completos, freno EDDY, doble disco de frenado, perforador automático y sistema anticolidión.

Block Viajero

Marca: MH

Ubicación: integrado al Top Drive

Capacidad de carga: 2,000,000 lb (907 Tm)

Poleas: 7 poleas de 72 in OD, para trabajar cable de perforación de 2 in



Ilustración 31 Bloque viajero de la PSS Bicentenario



Ilustración 32 Bloque y Top Drive de la PSS Bicentenario

Top Drive

Marca: MH

Tipo: DDM-1000-AC-2M

Transmisión: 2 x 1150 Hp GEB 20B

Capacidad de carga: 2, 000,000 lb (907 Tm)

Velocidad Máxima: 240 rpm

Torque máximo continuo: 87 020 lb ft

Torque a velocidad máxima: 52 800 Nm (39 000 ft lb)

Motores: Dos motores eléctricos de corriente alterna de potencia de 1150 Hp. Marca Drilling Motors



Ilustración 33 Top Drive de la PSS Bicentenario

Cable de Perforación

Medida: 2 in
Tipo: 6x31 Tipo WS+1WRC
Grado: EEIPS
Torcido: RHRL
Longitud: 10 000 ft (3 048 m)
Fuerza para ruptura: 224 Tm



Ilustración 34 Cable de perforación

Tambor

Capacidad: 10 000 ft (3 048 m)
Diámetro de cable: 2 in
Diámetro de tambor: 3.05 m
Max Jalón de línea en el tambor: 30 kN (3 Tm)



Ilustración 35 Ancla

Ancla: Ancla de línea muerta

Capacidad de jalón: 200,000 lb (90.71 Tm)
Diámetro Tambor: 1 m OD para línea de 2 in y celda de carga.

Mesa Rotaria

Marca: Wirth
Torque: 46 KN-m
Velocidad: 0-20 rpm
Máxima apertura: 60 ½ in

Una mesa de 60 ½ in impulsada hidráulicamente con capacidad de carga de 2,000,000 lb (907.84 Tm). Completa con máster bushings, medias lunas, bushings reductores a 49 ½ in y 37 ½ in.



Ilustración 36 Mesa rotatoria

Puede utilizarse con las cuñas hidráulicas PS30 remotamente operadas para el manejo de tubería de perforación y revestimiento.

Brazo manipulador de tuberías del piso de perforación

Diseño: DFMA

Marca: MH

Brazo telescópico 5.4 m

Jalón o empuje de brazo: 79 kN

Giro: Hasta 360 °

Velocidad de Giro: 15 seg (3.5 °/seg)

Angulo de movimiento vertical: 10° arriba - 48°
abajo

Tipo de operación: operación local y remota

Diámetro de agarre para tuberías: Cabeza adaptadora para agarre de tuberías con adaptador de:

- 10-BC0713 de 30-60 in de OD (Riser)
- 10-BC0712 de 13 5/8- 34 in de OD
- 10-BC0711 de 3 ½ -13 3/8” de OD

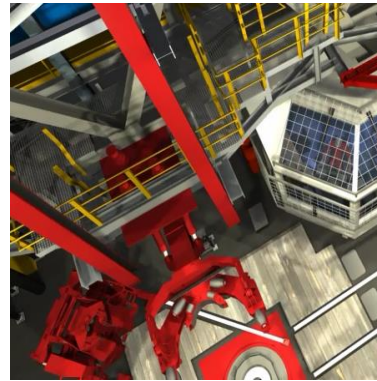


Ilustración 37 Brazo manipulador

Iron roughnecks

Marca: MH

Modelo: MH1899

Cantidad: 2. Una unidad para conexión en rotaria
y la otra unidad para armado auxiliar de
las lingadas (off line).

Torque de apriete: 100 000 lb-ft

Torque de quiebre: 125 000 lb-ft

Capacidad de manejo de tuberías desde 3 ½ in TP
a 9 ¾ in DC



Ilustración 38 Iron Roughnecks

Peine

Para tubería de perforación y lastrabarrenas

Ubicado a 33 m arriba del piso de perforación, consta de una estructura principal con dedos separadores de lingadas y seguros con actuador neumático.

Capacidad: 6 5/8 in 320 Lingadas de 4 tubos rango 2
9 1/2 in 8 Lingadas



Ilustración 39 Peine para TP y DC

Ajustable para Tubería de Revestimiento, TR

TR de 13 5/8 in 49 paradas de 135 ft 2016 m ó
TR de 9 5/8 in 72 paradas de 135 ft 2882 m ó
TR de 7 in 104 paradas de 135 ft 4279 m



Ilustración 40 Peine para TR

Peine de soporte Intermedio de tuberías

Localizado a 15 m de elevación sobre el piso de perforación, en la torre, con la finalidad de evitar el pandeo de las lingadas debido a su propio peso, consta de una estructura principal con dedos separadores de lingadas y seguros con actuador neumático.

Máquina alimentadora de tubulares (TP, DC)

Marca: MH

Máxima Capacidad de Carga: 15 Tm

Dimensiones: 21 m x 2.5 m x 2.4 m

Velocidad de desplazamiento de plataforma: 0.5 m/s

Capacidad de tubulares: 2 7/8 in - 30 in

Longitud de tubular máxima: 13.7 m (45 t)

Operación Remota

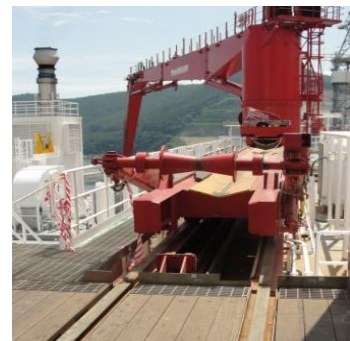


Ilustración 41 Máquina alimentadora de tubulares (TP, DC)

Máquina alimentadora de tubulares (Riser)

Marca: MH

Máxima Capacidad de Carga: 40 Tm
(Junta telescópica)

Dimensiones: 25.7 m x 2.4 m x 2.3 m

Velocidad de desplazamiento de plataforma:
0.5 m/s

Capacidad de tubulares: 2 7/8 in - 54 in

Longitud de tubular máxima: 25.29 m (83 ft)

Operación Remota.



Ilustración 42 Máquina alimentadora de tubería (Riser)

Máquina alimentadora de tubulares (Casing)

Marca: MH

Sistema Fuera de Línea.

Máxima Capacidad de Carga: 2.7 Tm

Dimensiones: 21 m x 1.2 m x 1.6 m

Velocidad de desplazamiento de plataforma: 0.3 m/s

Capacidad de tubulares: 20 in

Longitud de tubular máxima: 13.7 m (45 ft)

Operación Remota.

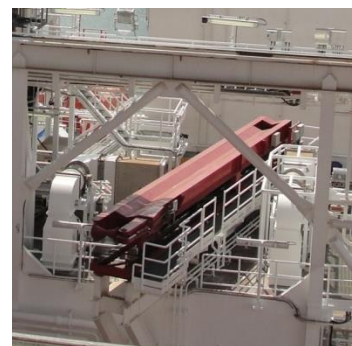


Ilustración 43 Máquina alimentadora de tubulares (Casing)

Agujeros de Ratón

Cantidad: 2

Operados desde la silla del perforador asistente, para armar TP, DC y TR sin suspender las actividades en el pozo

Agujero de ratón de 45 ft

Marca: MH

SWL: 6.4 Tm

Rango de tuberías: Hasta 13 5/8 in OD

Máxima velocidad de conejo: 0.5 m/s

Máximo viaje de conejo: 14 m

Amortiguador de golpe: 13.5 Tm

Agujero de ratón de 60 ft

SWL: 13.5 Tm

Rango de tuberías: Hasta 13 5/8 in OD

Máxima velocidad de conejo: 0.5 m/s

Máximo viaje de conejo: 18.84 m

Amortiguador de golpe: 13.5 Tm



Ilustración 44 Agujeros de ratón

Sistema auxiliar para armado de Tubulares

Cuatro tubos rango 2 por lingada

Grúa puente del mástil (BC)

Marca: MH

Diseñada para levantar y guiar tubulares de 3 ½ in a 13 5/8 in a su posición en peines

Capacidad de Carga: 15 ton

Velocidad de levante: 0.2 m/s

Brazo de construcción de lingadas (SBA)

Marca: MH

Capacidad de levante vertical: 6.4 Tm

Capacidad de levante horizontal: 3.2 Tm para tubular de 9.14 m y 1.7 Tm para tubular de 13.7 m TR

Velocidad de levante: 0.5 m/s

Rango de agarre de: 2 7/8 in a 13 5/8 in OD

Incluye riel guía para viaje vertical



Ilustración 45 SBA

Brazo guía inferior (LGA)

Marca: MH

Diseñado para guiar tubulares de 3 ½ in a 13 5/8 in a su posición en peines

Rango de giro: 180°

Velocidad de giro: 90° en 3 segundos

Radio máximo de alcance del brazo: 0.9 - 5.0 m

Fuerza de empuje: 1.53 ton



Ilustración 46 LGA

Chaqueta recolectora de lodo

Operado remotamente por 3 cilindros hidráulicos

Desplazamiento horizontal: 2.8 m

Velocidad de apertura y cierre: 2 segundos

Rango de sello en tuberías: 2 7/8 in - 6 5/8" in

Manguera de drenado de 6 in OD con descarga al tanque de viajes

Presión de trabajo: 207 bar



Ilustración 47 Chaqueta recolectora de lodo

Cabina de control de perforador y sillas de operación inteligente

La cabina de control del perforador está localizada muy cerca del centro del pozo en el piso de perforación. Fabricada en acero galvanizado con elementos anti vibración y una estructura reforzada con barras de acero al carbón, cuenta con ventanas protegidas con una malla reticular de acero inoxidable. Los cristales son de seguridad con filtro solar y limpiadores automáticos. El aire acondicionado de la cabina tiene presión positiva de 0.007 psi mayor a la presión atmosférica, con la finalidad de que en un momento dado se evite la entrada de gases del medio circundante. Incluye los paneles de control del árbol de estrangulación, de los preventores y de las sillas de operación inteligente (IOC) del perforador y su asistente.

Las IOC están diseñadas para la operación y el control a distancia de los elementos que se utilizan para la perforación, el armado y estibado de las tuberías, introducción del Riser, manejo del malacate, empleo del compensador de movimiento vertical, cuñas, levadores, máquinas de alimentación de tubulares, uso de la mesa rotaria, bombas de lodo, manejo del Top Drive, uso de los sistemas fuera de línea (Off Line) y control de pozo entre otros.

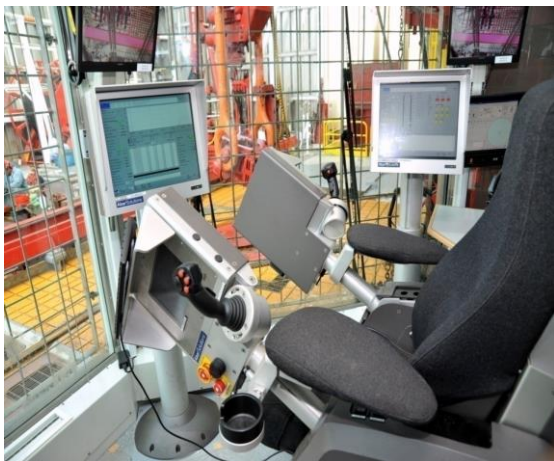


Ilustración 48 Vistas de la cabina de control del perforador y sillas de operación inteligente



Cada silla consta de dos monitores LCD que mediante sistemas computarizados como el software Drillview, muestran la información del sistema de control, monitoreo, operación y retroalimentación de la perforación, el cual está diseñado para mostrar parámetros de perforación en gráficos de alta resolución y tiempo real. También incluye dos pantallas táctiles, que tienen botones sensibles al toque y seleccionan las diferentes máquinas en menús dinámicos los cuales son activados por joysticks (2), con mouses de computador integrados, los cuales desencadenan las secuencias operativas de trabajo de los robots ubicados en el piso de perforación. La silla trabaja en diferentes modos operativos que incluyen el de mantenimiento, paro de emergencia así como la utilización del sistema anticolidión SZMS (Sistema de control de zona inteligente).

Bombas de lodos

Cuatro (4) bombas de lodos Triplex, completas con cámara de pulsaciones, válvula de seguridad, manómetros, sistema de enfriamiento y centrifugas súper cargadoras.

Marca: Wirth

Modelo: TPK 7 ½ in x 14 in – 2200

Tipo: Eléctrico VFD con caja de cambio

Potencia: 2200 hp (1640 kW)

Presión Máxima: 7500 psi (517 bar)

Gasto Máximo: 884 gpm (3346 L/min) con camisa de 7 ½ in



Ilustración 49 Bombas de lodos

Bombas supercargadoras

Marca: Mission

Cantidad: 4

Tamaño: 8x6x14

Capacidad: 200 m³/hr

Presión en la cabeza: 5.4 bar

Motor Power: 55 kW (74 hp)

Equipo de control de sólidos

El sistema cuenta con caja recolectora de gumbo y un Desviador de Flujo a temblorinas con 6 salidas de 10 in OD c/u.



Ilustración 50 Desviador de flujo

Temblorinas

Cantidad: 5

Marca: MI Swaco

Tipo: BEM 650

Gasto: 136 m³/hr (600 gpm c/u, 3600 gpm total)

Número de Mallas: 2 en cascada con ajuste angular de -3° a +5°

Área efectiva: 194.4 ft² (entre las 6)

Potencia: 2 Motores vibratorios, 3kW (4 hp) por temblorina, 690 V, 3 fases y 60 hz



Ilustración 51 Temblorinas

Una unidad limpiadora de lodo BEM 650 con desarcillador integrado

Marca: MI Swaco

Capacidad: 600 gpm

Mallas en cascada con ajuste angular de -3° a +5°

Área efectiva: 32.4 ft²

Desarcillador de la unidad

Número de conos: 20 conos de 4 in

Gasto: 1500 gpm

Bomba alimentadora 6x8x12 motor 200 hp



Ilustración 52 Unidad limpiadora de lodo con desarcillador de 20 conos

Desarenador

Número de conos: 2 conos de 12 in
Gasto: hidrociclones por cono de 500 gpm c/u
Bomba alimentadora 6x8x14 motor 100 hp



Ilustración 53 Desarenador

Centrífugas (2)

Marca: MI Swaco
Tipo: 414
Gasto: Hasta 250 gpm
Para sólidos de alta gravedad específica de 6 a 10 micrones.
Motor a prueba de explosión a 690 V/60 Hz
Con bomba alimentadora de flujo regulable



Ilustración 54 Centrífuga

Marca: MI Swaco
Tipo: 508 HV
Gasto: Hasta 220 gpm
Para sólidos de baja gravedad específica de 6 a 3 micrones
Motor a prueba de explosión a 690 V/60 Hz

Desgasificadores

Cantidad: Dos desgasificadores atmosféricos
Capacidad: 1100 gpm cada uno
Marca: MI Swaco
Modelo: CD-1400
Densidad hasta 2.2 g/cc
Descarga de gas por 1 ¼ in de diámetro
Descarga de lodo por 6 in de diámetro
Motor: 22 kw, 690 V



Ilustración 55 Desgasificadores

Árbol de estrangulación

Marca: Techdrill

Válvulas:

- 24 de 3 1/16 in y 15,000 psi, ubicadas antes de los estranguladores.
- 13 de 4 1/16 in y 10,000 psi de las cuales 3 son hidráulicas ubicadas después de los estranguladores.

1 unidad de inyección de glicol

2 estranguladores hidráulicos de 3 1/16 in y 15,000 psi

2 estranguladores manuales de 3 1/16 in y 15,000 psi



Ilustración 56 Árbol de estrangulación

Conexiones

Conexión desde la línea de cementación 5 in OD, 15,000 psi

1 línea de lodo desde el stand pipe de 4 in OD, 10,000 psi

2 líneas 5 in OD, 15,000 psi de matar y estrangular al Riser marino

2 líneas de 5 in OD, 10,000 psi de descarga a los quemadores

1 línea de 5 in OD 10,000 psi a la zona de prueba de pozo

Los sensores de presión y temperatura están conectados a los paneles de control local y remoto, este último ubicado en la caseta del perforador.

El sistema está diseñado para operar en ambientes con H₂S.

Árbol de válvulas del Standpipe

Marca: Techdrill

Cantidad: 12 válvulas de 5 1/8 in

Presión de trabajo: WP de 7 500 psi

Dos tubos verticales

Manómetros conectados al DCMS (Sistema modular del control del perforador).



Ilustración 57 Árbol de válvulas del Standpipe

Conectado mediante dos líneas de suministro de 6 in y 10 000 psi desde las bombas de lodos hasta el cuello de ganso y manguera de lodo.

Manifold de Cementación

Marca Techdrill

Cantidad de válvulas: 8 válvulas de 3 1/16 in

Presión de trabajo: WP de 15 000 psi

Tubo vertical con manguera de cementación

Manómetros conectados al DCMS (Sistema modular del control del perforador).



Ilustración 58 Manifold de cementación

Conectado mediante dos líneas de suministro de 5 in y 15 000 psi desde la Unidad de Alta.

Grúa Articulada

Una grúa de cubierta articulada para levante de las tuberías que abastecen a las máquinas alimentadoras de tuberías al piso de perforación o a los agujeros de ratón.

Marca: MacGregor

Diámetros de Tubería a manejar: 3-20 in

Número de tubos para agarre simultáneo: 2 piezas de 3 ½ in a 6 5/8 in

Capacidad de levante:

En el winche: 15 ton a 25 m y hasta 10 ton a 35 m

En el Gripper: 5 ton a 35 m, 5 ton a 14 m.



Ilustración 59 Grúa articulada

Grúas principales de levantamiento de equipo

Cantidad: 2

Tipo: marino Marca Liebherr.

Ubicación: una a babor y otra a estribor.

Giro: 360 grados

Capacidad de Carga de trabajo seguro (SWL):

○ Gancho principal:

SWL = 80 Tm, (88.1 T cortas) @ 9 m de radio

SWL = 39.6 Tm, (43.6 T cortas) @ 46 m de radio

○ Gancho auxiliar:

SWL = 15 Tm, (16.5 T cortas) @ 10.7-51m de radio



Ilustración 60 Grúas principales de levantamiento de equipo

2.4 Descripción del sistema submarino, Subsea

El sistema submarino de una plataforma semisumergible de sexta generación consta de equipo montado en la plataforma o equipo de control en superficie, el equipo instalado en el Moon Pool, el Riser y el conjunto de preventores submarinos.

2.4.1 Equipo de control en superficie

El equipo de control en superficie consta de los siguientes elementos:

- Dos paneles de control digitales.
- La unidad de potencia hidráulica, HPU.
- La unidad de control del diverter, DCU.
- La unidad de mezclado de glicol y lubricante, MU.
- La unidad de suministro de potencia in-interrumpible.
- Los acumuladores con sus soportes.

2.4.1.1 Paneles de control

Son pantallas electrónicas usadas para activar la operación remota de todos los componentes de los preventores. La pantalla digital tiene botones iluminados que se deben de oprimir para lograr activar la función seleccionada.

Se dispone de dos paneles de control, los cuales están ubicados en la cabina del perforador (DCP) y el otro en la oficina de técnico (TCP), están abastecidas por corriente eléctrica de 223 VAC y un respaldo de baterías en caso de falla en el suministro eléctrico.

Básicamente, la pantalla muestra un gráfico esquemático del arreglo del conjunto de preventores, pero también puede mostrar el diverter y la unidad de mezclado. Las luces indican el estatus de los componentes del conjunto de preventores y cada elemento del arreglo tiene un botón de apriete para su operación (Cameron , 2010).



Ilustración 61 Paneles de control

Normalmente el color verde indica que los componentes están en la función de perforación normal, como sería el caso de los rams abiertos, los anulares abiertos y los conectores con candados cerrados. La luz roja indica que el elemento no está en una posición normal en perforación.

Como medida de seguridad existe un botón adicional de apriete denominado “de permiso de enlace”, ubicado en el gabinete donde están montadas las pantallas de control; el cual se deberá oprimirse simultáneamente con el botón digital del elemento de los Bops que requieran activarse.

Cada panel de control tiene dos pantallas digitales como redundancia operacional y están conectados a una computadora vía Ethernet denominada “Registro de Eventos”, ésta tiene capacidad de monitorear al sistema de control de los Bops.

2.4.1.2 Unidad de potencia hidráulica, HPU

Se encarga de suministrar una mezcla de fluido hidráulico a presión hacia la unidad de control del diverter, a los bancos de acumuladores superficiales y a la bomba de prueba de los preventores. Consta de 3 bombas eléctricas principales Triplex a 690V AC, 1 de respaldo, conectadas a dos fuentes de suministro eléctrico independiente, las cuales están montadas en la unidad y son capaces de bombear la mezcla de fluido hidráulico a 28 gpm con una presión de 5000 psi (Cameron , 2010).

La capacidad de las tres bombas permite recargar las 86 botellas acumuladoras en superficie en menos de 15 minutos, tal como es requerido en el API 16D. Adicionalmente cada bomba es capaz de cargar los acumuladores en 30 minutos por sí misma.



Ilustración 62 Unidad de Potencia Hidráulica

El equipo incluye dos bombas de recirculación de fluido de mezcla que pueden bombear el fluido hidráulico a un gasto de 30 gpm y una presión de 50 psi. El propósito de estas bombas es circular periódicamente el fluido en el tanque de mezcla para evitar la coagulación y filtrar las partículas que hayan entrado al contenedor.

El tanque del fluido de mezcla tiene una capacidad de almacenamiento de 1650 galones bombeables, que es el doble de la capacidad necesaria para los acumuladores. El fluido hidráulico de los Bops es un fluido a base agua, con concentrados mezclados con agua potable que suministran un nivel correcto de protección contra la corrosión, lubricidad y bacterias.

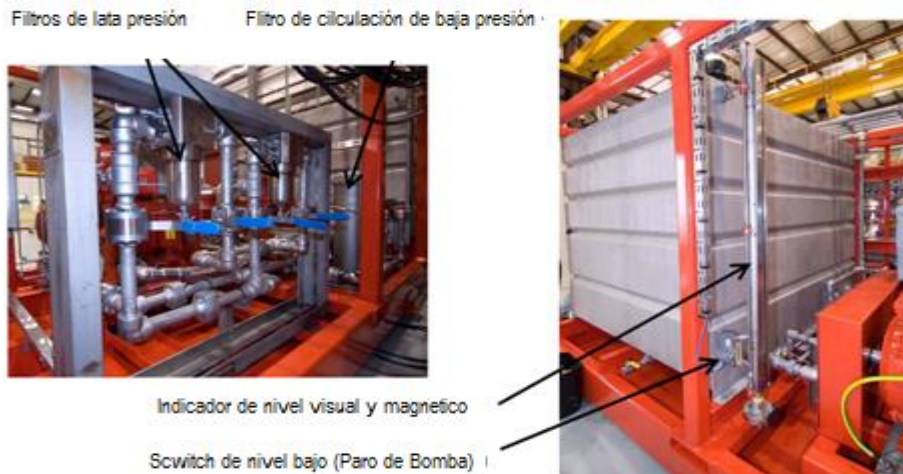


Ilustración 63 Unidad de Potencia Hidráulica

La HPU, también incluye controles de apagado local, transmisores de presión, válvulas, tuberías, switches de nivel, de presión, indicadores de falla, módulos PLC, filtros, etc. La unidad tiene un dimensionamiento de 5.8 m x 2.6 m x 2.5 m y un peso de 15.4 ton.

2.4.1.3 Unidad de control del diverter, DCU

Esta unidad actúa como una central de proceso eléctrico para la HPU, para la unidad de mezclado y para la unidad de recuperación de fluido. Hidráulicamente permite la distribución de la cantidad requerida de fluido hidráulico a la presión requerida para todas las funciones submarinas de los Pods azul y amarillo, las funciones del diverter, la unidad de prueba de alta presión y los interruptores de presión para las secuencias de “interlock” (Cameron , 2010).



Ilustración 64 Unidad de Control del Diverter

Su fuente primaria de fluido hidráulico es la HPU y 6 botellas acumuladoras de 15 galones de uso exclusivo para la DCU precargadas con N₂ a 1950 psi, 2 acumuladores de 5 galones precargados entre 500-1000 psi y 2 tanques de 2.6 galones precargados con aire comprimido como respaldo para las funciones hidroneumáticas críticas de la unidad.

La DCU controla el flujo de fluido a las válvulas piloto por medio de válvulas solenoides, reguladores y dispositivos de seguridad; la mayoría de las operaciones piloto se activan neumáticamente a través del aire suministrado por el equipo de perforación.

Dentro de las principales funciones que controla está la apertura y cierre del empaque del diverter, de sus válvulas de desfogue al mar de babor y estribor, de las de degasificador, de la válvula de autollenado del Riser, de los empaques de la junta telescópica, de los candados de la junta telescópica, de las válvulas del diverter hacia el tanque de viajes y del suministro hidráulico al tambor de la línea caliente. El DCU mide 3.2 m x 2.7 m x 2.5 m y pesa 4.8 ton.

2.4.1.4 Unidad de mezclado de Glicol y Lubricante, MU

Suministra glicol, lubricante y agua potable a la unidad de potencia hidráulica, HPU, en baches para su operación automática. Consta de dos recipientes de fluido montados en la unidad acumuladora, uno almacena el lubricante concentrado y el otro almacena glicol.

El sistema de mezclado de fluido está montado en los tanques y es operado por un switch de nivel flotante ubicado en el tanque de mezclado de la HPU; cuando el nivel de fluido en el tanque disminuye a cierto nivel, el flotador cae y enciende el sistema de mezclado, el cual permite que agua potable fluya dentro del tanque y también permite que fluya el lubricante al agua potable en una proporción correcta.

En el panel de la unidad de control del diverter hay interruptores que pueden seleccionar glicol y concentrado; el operador selecciona la cantidad en porcentaje de glicol y concentrado que quiere agregar al bache en base de 100 litros de agua potable. Cuando el tanque de fluido mezclado se llena, un segundo flotador apaga el sistema de mezclado.

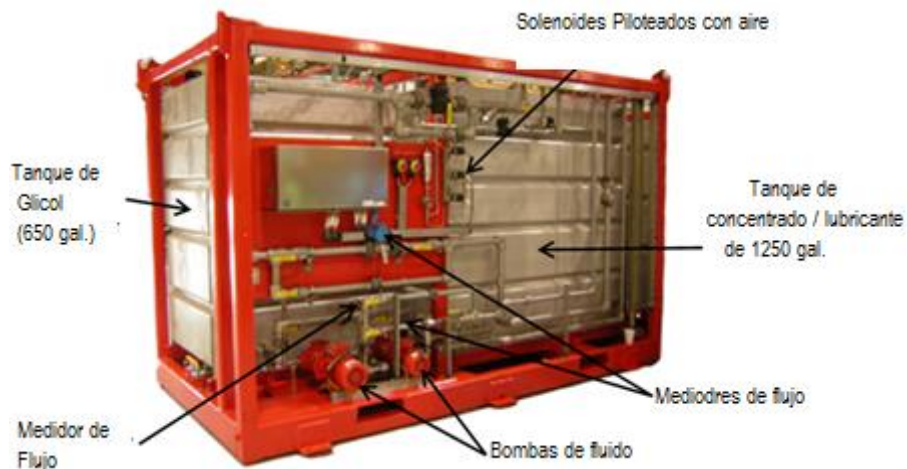


Ilustración 65 Unidad de mezclado de Glicol y Lubricante (MU)

Los principales componentes incluyen al tanque de glicol de 650 galones, el tanque de concentrado para los Bops de 1250 galones, bombas de circulación (30 gpm de glicol y 13 gpm de concentrado), módulos PLC, solenoides, switches interruptores de nivel, medidores de flujo, manómetros, etc. La unidad tiene un dimensionamiento de 3.8 m x 1.9 m x 2.5 m y un peso de 15.4 ton (Cameron , 2010).

2.4.1.5 Unidad de recuperación de fluido, FRU

Este equipo recibe los retornos del fluido hidráulico del sistema submarino y los almacena en un tanque de 1650 galones para posteriormente circularlo por bombeo al sistema de filtrado. Está conectado hidráulicamente a la HPU de tal manera que, una vez filtrado, puede regresarse al tanque de mezclado de esa unidad cuando sea requerido.

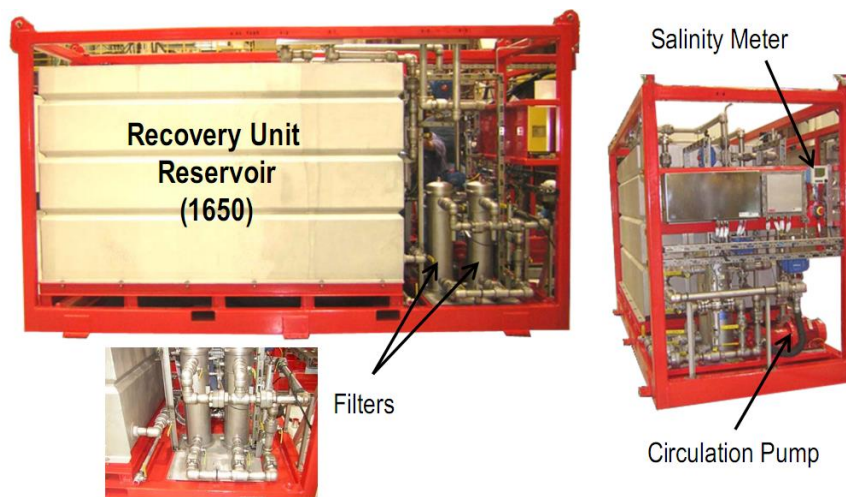


Ilustración 66 Unidad de recuperación de fluido (FRU)

La unidad de recuperación de fluido está equipada con sensores de nivel los cuales, en el caso de identificar el llenado del tanque, pueden re-direccionar el fluido entrante al navío para evitar rebosar el tanque.

Este sistema es muy útil como protección ambiental al operar en el mar. Sus principales componentes son: Bomba de transferencia y recirculación de 70 gpm, tanque de 1650 galones, manómetros, sensores de nivel, switch de presión diferencial, unidad de suministro y retorno, detector de salinidad, etc. Las dimensiones de este equipo son de 4.4 m x 1.7 m x 2.5 m y pesa 7.2 ton (Cameron , 2010).

2.4.1.6 Unidad de suministro de potencia interrumpible A y B

Se cuenta con un sistema redundante de paneles de distribución de energía eléctrica y de comunicación con los componentes del sistema de control de superficie y suministra comunicación a cada pod de control submarino a través de módems vía red de tipo Ethernet.

El procesamiento y comunicación de cada panel incluye dos modems y componentes PLC con interfase de fibra óptica. Cada panel monitorea el estatus de la fuente de alimentación ininterrompible asociada (UPS) e incluye las interfases para la secuencia de desconexión de emergencia (EDS), la cual puede ser activada desde la plataforma (Cameron , 2010).

Sus principales componentes son las fuentes de energía, CPU, switch de ethernet, modems, interruptores de circuito, etc; están protegidos por fusibles y transformadores aislados, y son monitoreados por isometros para verificar la integridad de los circuitos.



Ilustración 67 Unidad de suministro de potencia interrumpible A y B

2.4.1.7 Botellas acumuladoras de fluido para el conjunto de preventores

El ensamble de acumuladores de la plataforma consiste de 3 racks de 24 botellas de 15 gal y otro rack adicional de 10 botellas. Mide 146.38 in x 27.6 in x 96.54 in y pesa 15000 lb. El número de botellas depende del requerimiento de volumen funcional del sistema necesario para la operación segura del conjunto de preventores y del diverter. En el caso de la plataforma Bicentenario son 82 las botellas necesarias.

El banco de acumuladores se encuentra conectado a la unidad de recuperación de fluido, a la unidad de control del diverter (para la cual hay 6 botellas de uso exclusivo) y a la unidad de potencia hidráulica (la cual recarga todas las botellas acumuladoras).

En general, los acumuladores de 15 galones tipo vejiga de la plataforma son usados para almacenar fluido hidráulico en las botellas, las cuales deben estar precargadas con nitrógeno a 1950 psi para forzar la salida de fluido del acumulador a un alto gasto.



Ilustración 68 Botellas acumuladoras de fluido para el conjunto de preventores

En este tipo de acumuladores, una vejiga de hule precargada con nitrógeno separa al nitrógeno del fluido; como la bomba HPU incrementa el volumen de fluido en el acumulador, la vejiga se comprime causando en el nitrógeno precargado un incremento de presión. El fluido llega hasta las 5000 psi que es valor de la presión de trabajo del sistema.

Al momento de liberar la presión, la vejiga de hule se expande forzando al fluido hidráulico a salir de la botella acumuladora. En la Ilustración 69 se muestra la configuración de las botellas tipo vejiga.

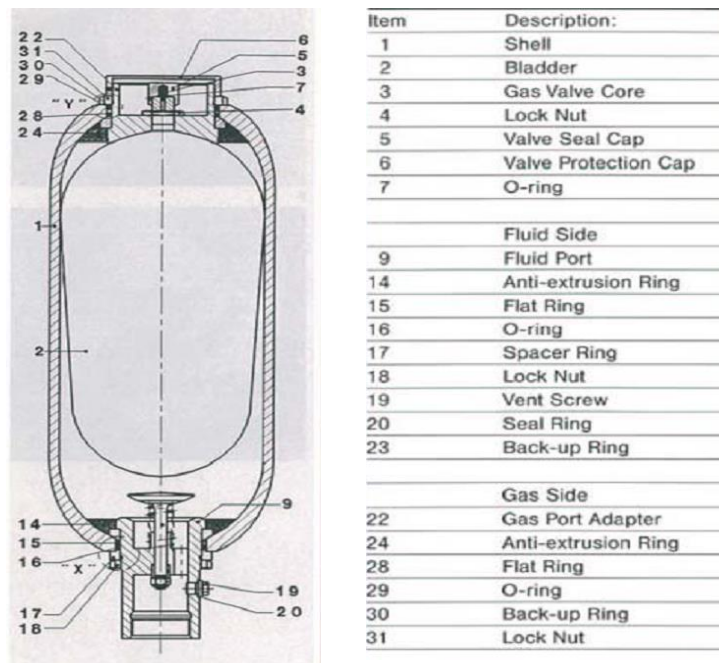


Ilustración 69 Diagrama esquemático mostrando los componentes principales de la botella acumuladora tipo vejiga

2.4.2 Equipos ubicados en el contrapozo, Moon Pool.

Los principales equipos ubicados en el Moon Pool o contrapozo, para manejo del Riser y de los preventores en una plataforma de sexta generación constan de los siguientes elementos:

- Transportador de Preventores
- Grúa del viajeta del x-mas tree
- Transportador del árbol de producción
- Unidad ahorradora de viajes
- Tensionadores de acción directa, DAT
- Los carretes de cable: carrete de cable multiplexado azul, carrete de cable multiplexado amarillo, carrete de la manguera de la línea caliente y el carrete de cable de la válvula de auto-llenado.
- Poleas y abrazaderas para manejos de los cables y mangueras

Transportador de preventores

Este equipo se utiliza para alojar los preventores cuando no están sumergidos y para moverlos hacia el centro del pozo.

Marca: MH

Capacidad de levante: 520 Tm

Altura de levante: 6.31 m

Velocidad de levante: 30 cm/min

Longitud de viaje al centro de pozo:

15.054 m

Velocidad de viaje horizontal: 1 m/min



Ilustración 70 Transportador de preventores

Grúa viajera del X-Mas Tree

Se utiliza para mover el árbol de producción hacia el carro viajero del Moon Pool, así como cualquier elemento que sea necesario bajar al contrapozo.

Marca: DREGGEN

Altura de levante: 20 m

Distancia entre soportes: 19.2 m

Velocidad de levante: 2 m/min

Máxima capacidad de carga:

200 Tm (2 motores de 00 Tm)

2 elevadores auxiliares de 5 Tm



Ilustración 71 Grúa viajera del X-Mas Tree

Plataforma inferior móvil del X-Mas Tree, Moon Car

Este equipo se utiliza para mover el árbol de producción hacia el centro de pozo y como base para la colocación del Mud Mat de la tubería de revestimiento conductora, por lo que debe soportar el peso de esa TR y la sarta del Drilling Ahead.

- Marca: MH
- Apertura máxima: 30 in
- Velocidad: 2 m/min
- Capacidad de carga: 150 Tm X-mas Tree (entre soportes)



Ilustración 72 Plataforma inferior móvil del X-Mas Tree (Moon Car)

Unidad Ahorradora de Viajes

La unidad ahorradora de viajes está colgada de la subestructura debajo del piso de perforación y montada en rieles que permiten el movimiento de los seis cilindros tensionadores (3 de cada lado del Moon Pool) de babor a estribor con capacidad de carga de hasta 3,600,000 lb en centro de pozo en operación y de 2,000,000 lb cuando se esté moviendo el equipo.



Ilustración 73 Unidad Ahorradora de Viajes

Fue diseñada para soportar el peso colgado de los preventores, la junta flexible inferior, las juntas del Riser, la junta telescópica y los 6 cilindros tensionadores.

La distancia de viaje al centro del pozo es de 6 m por babor y 7.5 m por estribor.

Sistema de tensionadores de acción directa del Riser, DAT

Las unidades tensionadoras del Riser son usadas para aplicar una fuerza vertical en la parte superior del Riser marino y para controlar el esfuerzo y desplazamiento del Riser mientras la plataforma se mueve vertical y lateralmente en respuesta de los vientos, oleaje y corrientes marinas.

Los cilindros tensionadores y la unidad ahorradora de viajes deben estar diseñados para soportar el peso de los preventores y del Riser considerando la máxima profundidad de tirante de agua de operación de la plataforma. Estas unidades generalmente mantienen la tensión a través de la energía transferida desde un banco cilindros de aire a alta presión hacia los cilindros hidráulicos de los tensionadores.

El sistema trabaja cuando los pistones de los DAT aplican tensión al barril exterior de la junta telescópica mediante el anillo tensionador que conecta a los cilindros tensionadores. Normalmente se ajusta a la media carrera del pistón, de tal manera que permita el máximo de movimiento recíprocante.

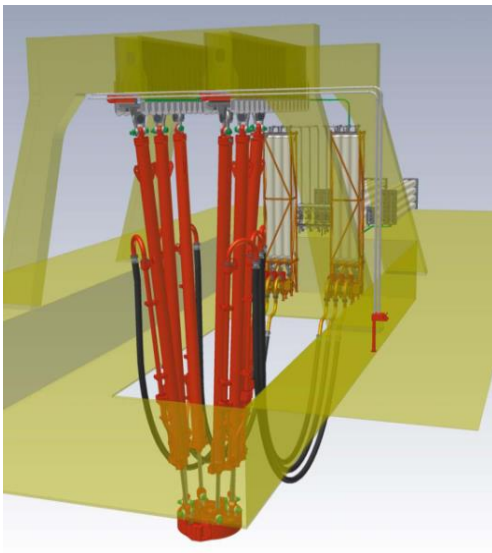


Ilustración 74 Sistema de tensionadores de acción directa del Riser



Posee seis cilindros tensionadores, cada uno con un pistón que tiene una carrera máxima de 50 ft (15.24 m), conectados mecánicamente al anillo de soporte de tensión de la junta telescópica del Riser y mediante un sistema hidroneumático a los tensionadores.

Cuenta con un sistema completo para control de tensión: 24 cilindros presurizados de trabajo (207 bar) y 8 de respaldo (307 bar), 12 botellas acumuladoras de interface aire líquido y sistema de control anti retroceso en caso de desconexión.

- Marca: MH
- Capacidad de carga máxima: 3,790,000 lb (16861 kN)
- Capacidad de carga máxima individual: 920 Kips
- Ángulo máximo del Riser: 7°

Carretes de cable

Pueden almacenar arriba de 10 000 ft, 3000 m, de cable eléctrico. El cable conecta el suministro de energía y la electrónica del equipo de superficie con la electrónica y energía del equipamiento submarino (Cameron , 2010).

Son requeridos 4 carretes para los siguientes elementos:

- Cable Multiplex Azul
- Cable Multiplex Amarillo
- Manguera de la línea caliente
- Manguera de la válvula de autollenado

Los carretes de los cables multiplexados son 2, el azul y amarillo, ambos sistemas son redundantes. Estos carretes son útiles para almacenar y liberar el cable umbilical cuando se corren los Bops.

Los cables están diseñados para resistir altos esfuerzos compresivos debido al tirante de agua de operación. Por medio del cable de los carretes es posible transmitir la energía y los datos electrónicos a los componentes submarinos, aún en el evento de estar bajando o recuperando los preventores.

El diámetro del tambor del carrete es del doble del valor mínimo del radio de curvatura por efecto de doblamiento.

Los carretes se mueven mediante un motor neumático, tienen velocidad variable por un juego de engranes y se pueden operar manualmente y desde un panel remoto ubicado en el Moon Pool.



Ilustración 75 Carrete de cable multiplexado amarillo



Ilustración 76 Carrete de cable multiplexado azul

La manguera de la línea caliente conduce fluido hidráulico a una presión de 5000 psi hacia los Pods de control submarino, lo cual permite el arranque inicial de los preventores submarinos, hacer funcionar todas las válvulas de operación de los preventores y la operación del equipamiento de emergencia del stack y del LMRP (Cameron , 2010).



Ilustración 77 Manguera de la línea caliente

La tripulación debe manejar estos cables con cuidado ya que se pueden dañar.

El carrete para la válvula de autollenado suministra el fluido hidráulico al sistema de control. La válvula puede ser operada manualmente desde el panel de control del diverter (DCU).



Ilustración 78 Carrete para la válvula de autollenado

Poleas y abrazaderas

Existen en el contrapozo dos tipos de poleas: las tipo banana y las tipo rueda; cada una de ellas está diseñada para permitir el alojamiento en su sección interior de un tipo específico de cable o manguera. Estos equipos están colgados en el Moon Pool mediante cable de acero, lo que le permite tener libertad de movimiento en 3 direcciones, soportar el peso de estos elementos y le facilita la corrida y recuperación del cable umbilical o mangueras desde los carretes.

Normalmente se deja una curva, seno de manguera o cable llamado “curva de tormenta” que permite compensar el movimiento de la plataforma. (Cameron , 2010)

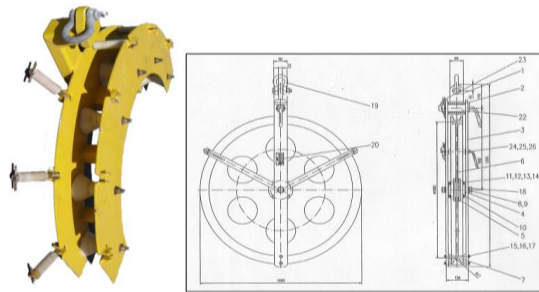


Ilustración 79 Polea

Las abrazaderas que se colocan en las líneas de matar y estrangular del Riser, se utilizan para sujetar los cables multiplexados, las mangueras de la línea caliente y de la válvula de auto llenado.



Ilustración 80 Abrazadera

2.4.3 Riser Marino.

El Riser marino conecta el conjunto de preventores submarinos al paquete de perforación del navío. Es una continuación del cabezal del pozo hacia la superficie.

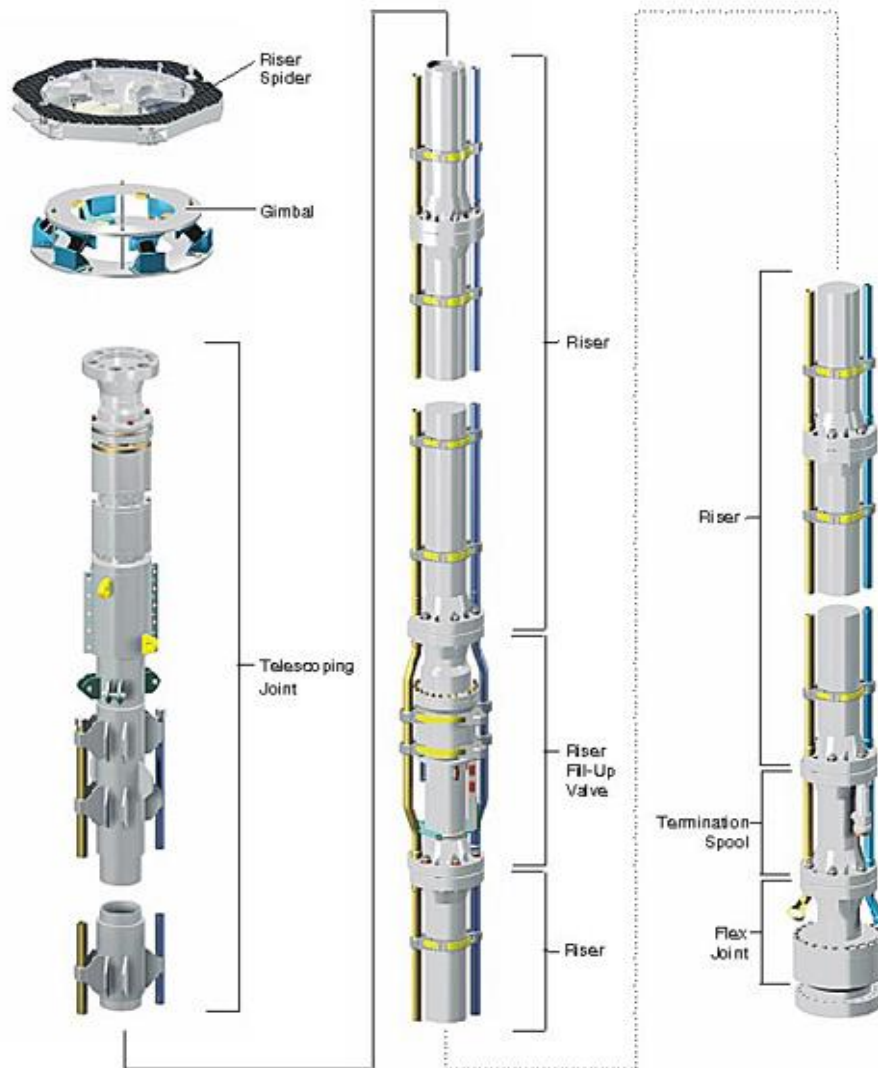


Ilustración 81 Riser marino y sus componentes principales

Las funciones primarias del sistema del Riser marino son:

1. Suministrar comunicación de los fluidos entre el navío de perforación, el conjunto de preventores y el pozo:
 - A través del agujero principal durante las operaciones de perforación.
 - A través de las líneas de matar y estrangular, cuando el conjunto de preventores está siendo usado para el control del pozo.
 - A través de las líneas auxiliares, tales como las de suministro de fluido hidráulico y la línea de empuje de lodo (Mud Booster Line).
2. Sirve como guía de las herramientas al pozo.
3. Se utiliza como sarta para correr y recuperar el conjunto de preventores submarinos.

El dimensionamiento básico y la intercambiabilidad son fundamentales para el diseño del Riser marino de perforación.

Los componentes del sistema de Riser marino de una plataforma de perforación y los procedimientos de operación requieren ser examinados por compatibilidad; esto incluye que el diámetro mínimo interior de todos los componentes del Riser permita el paso de la barrenas, colgadores de TR, bujes de desgaste y cualquier otro equipo necesario en el pozo; el diámetro máximo del Riser debe pasar por la mesa rotaria, donde se aloja el diverter; otras dimensiones básicas incluyen a la longitud de la junta telescópica y la de su barril interior.(Larsen Oil & Gas)

El peso que soportará el Riser debe ser considerado dentro de los cálculos, ya que únicamente la carga de los preventores es de 420,000 lb (sumergido) y se puede llegar a un nivel de tensión de hasta 1,362,000 lb al agregar 2500 m de Riser y agua de mar dentro de él como es caso del Pozo Trión 1(Drilling Riser Preliminary Study Trion-1).

Un Riser marino debe ser diseñado de tal forma que resista con seguridad los efectos del medio ambiente y de operación. Las olas, mareas y fuertes corrientes que actúan en el Riser crean fuerzas significativas y algunas veces vibración.

El Riser es una parte muy costosa del equipo de la plataforma que debe ser manejado cuidadosamente.

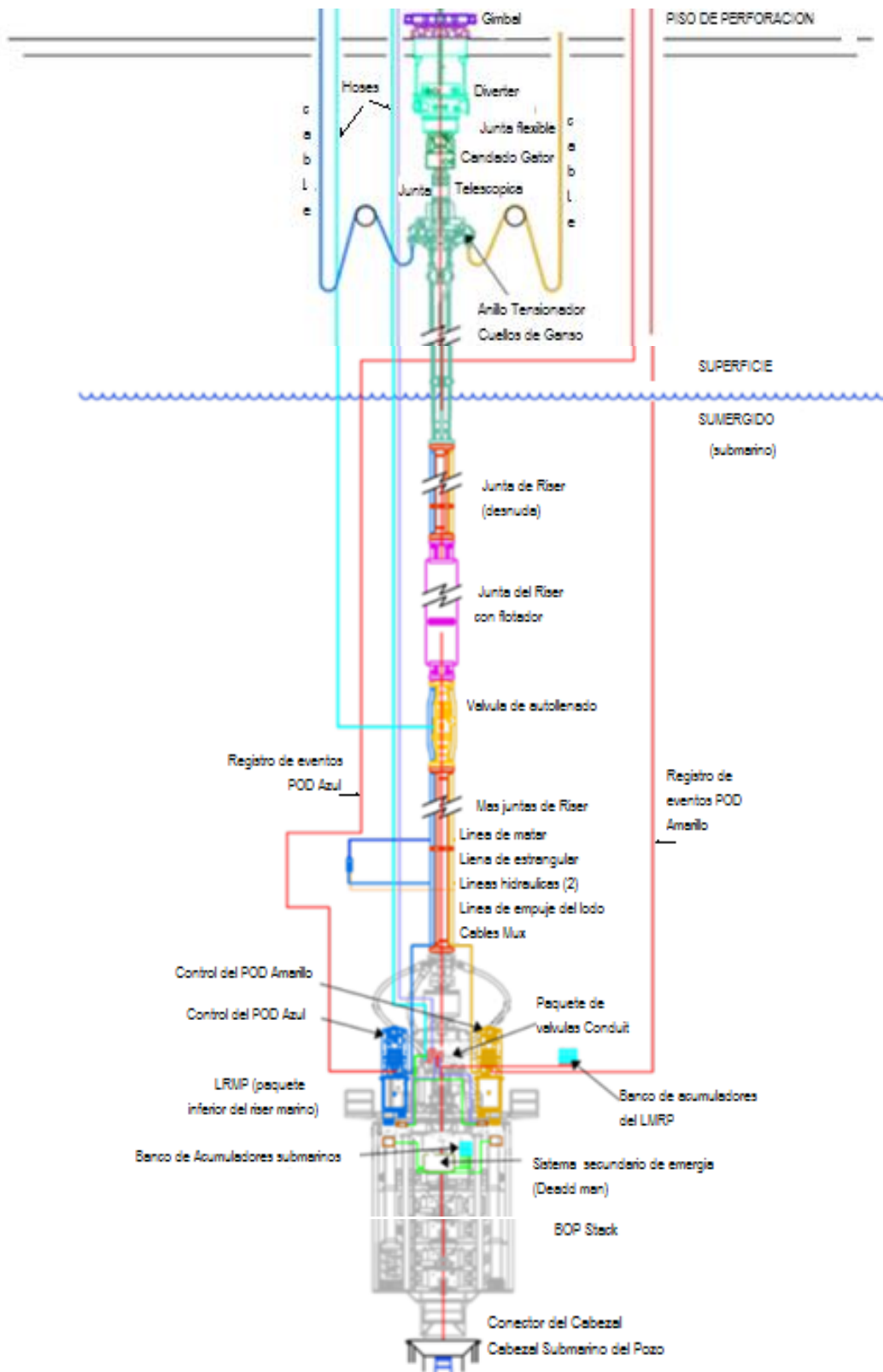


Ilustración 82 Arreglo submarino típico de última generación

Sus principales componentes son:

- Araña del Riser
- Gimbal o soporte nivelador
- Diverter
- Junta esférica
- Junta telescópica, empaques y candado
- Anillo de tensión del Riser
- Juntas del Riser y elementos de flotación
- Válvula de autollenado
- Junta de terminación
- Junta flexible inferior

La siguiente figura muestra un arreglo submarino típico de última generación.

Araña del Riser

Este equipo es usado para soportar el peso del Riser y preventores, cuando se corre o recupera el conjunto. Cuando está en uso la araña se coloca sobre la mesa rotaria en el piso de perforación. Consiste de un plato base y un plato soporte superior, con una serie de brazos con candados entre ellos. Unos pernos con candado son los elementos que soportaran el peso del Riser, ya que se deslizan debajo de las bridas de soporte. Cilindros hidráulicos dan el empuje necesario para extender y retraer los pernos de soporte del Riser (Cameron , 2010).

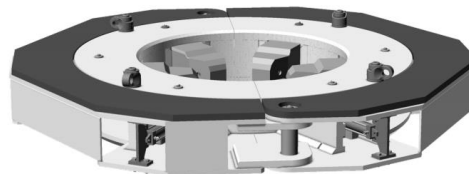


Ilustración 83 Perspectiva de la araña para correr el Riser

Gimbal o soporte nivelador

En aguas profundas, la base soporte Gimbal se coloca entre la mesa rotaria y la araña del Riser. Este equipo tiene elementos flexibles que soportan el peso completo del Riser y preventores. Esta flexibilidad compensa la inclinación que pudiera tener el Riser causada por las corrientes y balanceo de la plataforma, manteniendo la brida de la junta del Riser nivelada al piso de perforación para hacer las conexiones y amortigua los esfuerzos impartidos al sistema absorbiendo los golpes y vibraciones de la araña y del Riser.

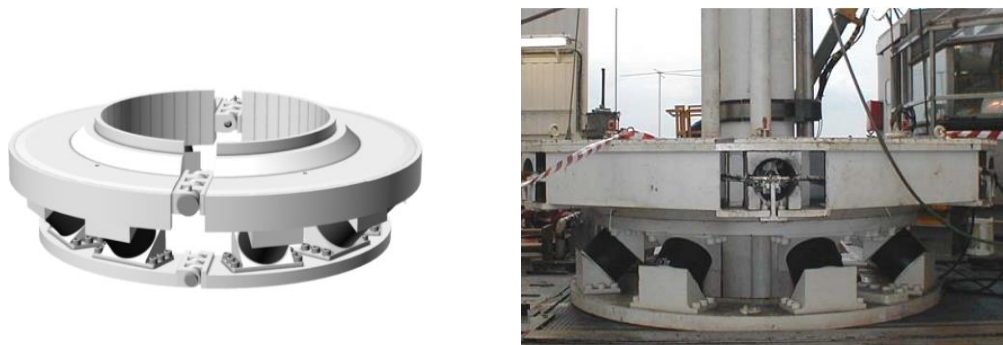


Ilustración 84 Detalle del sistema nivelador (Gimbal)

Diverter

Durante las operaciones de perforación, sobre todo al inicio del pozo, es posible que la sarta de perforación penetre formaciones someras que puedan contener grandes volúmenes de gas a presión, el cual pueda mezclarse con el lodo, se expanda y salga superficie.

El diverter es un sistema que protege al personal y al equipo de perforación ya que al cerrar su elemento anular, se desvía el flujo de gas somero superficial hacia los desfogues localizados fuera de borda de la plataforma.

Se logra que el flujo de gas no salga directamente hacia el piso de perforación, sino que se envíe a cualquiera de los lados de la plataforma, babor o estribor; preferentemente se desfoga con la salida que está a favor de la dirección del viento.

Otras funciones del diverter son:

- Conectar el Riser con la plataforma de perforación.
- Hermetizar el espacio entre Riser y sarta de perforación.
- Conducir el lodo de perforación vía línea de flote al área de temblorinas.

El sistema está diseñado de tal manera que una serie de candados en modo de intellock aseguran que si el diverter se cierra, automáticamente segundos antes, se abrirá una o las dos válvulas de desfogue hacia fuera de borda y cerrará las válvulas de la línea de flote y de llenado de pozo.

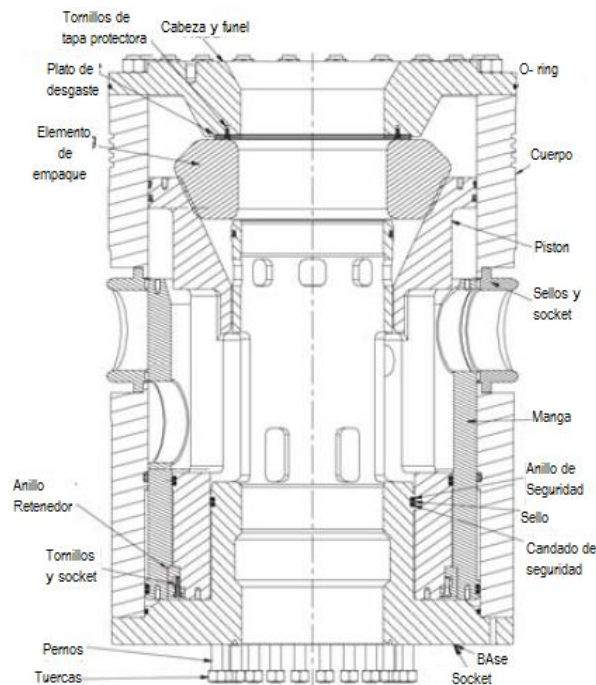


Ilustración 85 Detalle de los elementos principales del Diverter

Los componentes y sellos de un ensamble típico de diverter pueden manejar con seguridad 500 psi de presión de trabajo y una carga de hasta 2,000,000 lb.

Recibe comunicación hidráulica desde las botellas acumuladoras de los preventores que están previstas para el uso exclusivo del diverter en superficie a través de la unidad de control del diverter. Las botellas suministran fluido a presión en un rango que puede variar de 1500 psi hasta un máximo de 3000 psi.

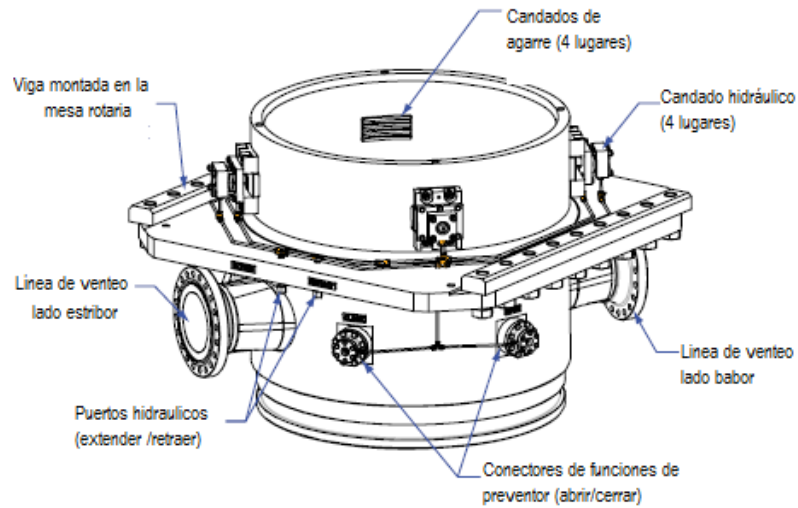


Ilustración 86 Housing del Diverter

El diverter en su parte superior es una estructura sólida que tiene una brida de apoyo con agujeros para la tornillería de anclaje, va alojado en el espacio que para tal efecto existe debajo de la mesa rotaria (housing del diverter) y se sujeta con 4 gatos hidráulicos que salen del master de la mesa rotaria. Este mecanismo de anclaje tiene un juego de candados que reciben fluido a través de 2 puertos hidráulicos que permiten su anclaje con el housing. Están diseñados para soportar hasta 2,000,000 lb con o sin presión sobre ellos.

Cuando el Riser y el diverter se están instalando, los pernos hidráulicos de anclaje deben estar retraídos para evitar cualquier daño.

Para actuar las funciones de apertura y cierre del diverter, el fluido hidráulico a presión viaja dentro del cuerpo del diverter hacia las cámaras de apertura o cierre, en donde se activa el pistón viajero. Si el pistón viajero se mueve hacia arriba, cerrará el elemento empacador y se abrirán las válvulas de desfogue.

El sistema de control del diverter deberá ser capaz de operar las válvulas de la línea de venteo, de flujo y cerrar el empaque anular en un máximo de 45 segundos.

Junta esférica

La junta esférica está construida por medio de dos cuerpos (superior e inferior) que están interconectados; en su interior hueco tiene la forma de una superficie esférica en la cual se aloja un cuerpo interior con la misma forma y está conectado a un cople bridado. El cople se puede conectar con el tubo interior de la junta telescópica por medio de pernos. Los cuerpos inferior e interior crean una rotula esférica, la cual esta hermetizada con retenes y lubricada por medio de graseras. La junta esférica y el diverter están unidos entre si y se logra un sello hermético por medio de un anillo protector.

La principal función de la junta esférica es absorber el momento flexionante entre el Riser y el equipo de perforación. El ángulo máximo que se puede alcanzar con la junta esférica en condiciones de operación es de 6°, pero su límite angular es de 15°.

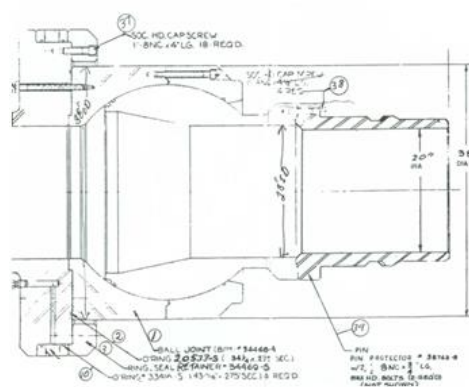


Ilustración 87 Junta esférica

Junta Telescópica

La junta telescópica es uno de los elementos más importantes del Riser marino, sirve para compensar el movimiento vertical y horizontal causado por las mareas, movimiento del navío o factores similares entre la plataforma de perforación o barco perforador, y el conjunto de preventores localizado en el fondo marino.

La junta telescópica está conectada al diverter mediante la junta flexible en la sección superior del Riser marino, provee el punto de apoyo que sostiene el peso del Riser mediante el anillo de tensión, el cual está conectado al barril exterior de la junta telescópica y a los pistones del sistema tensionador.

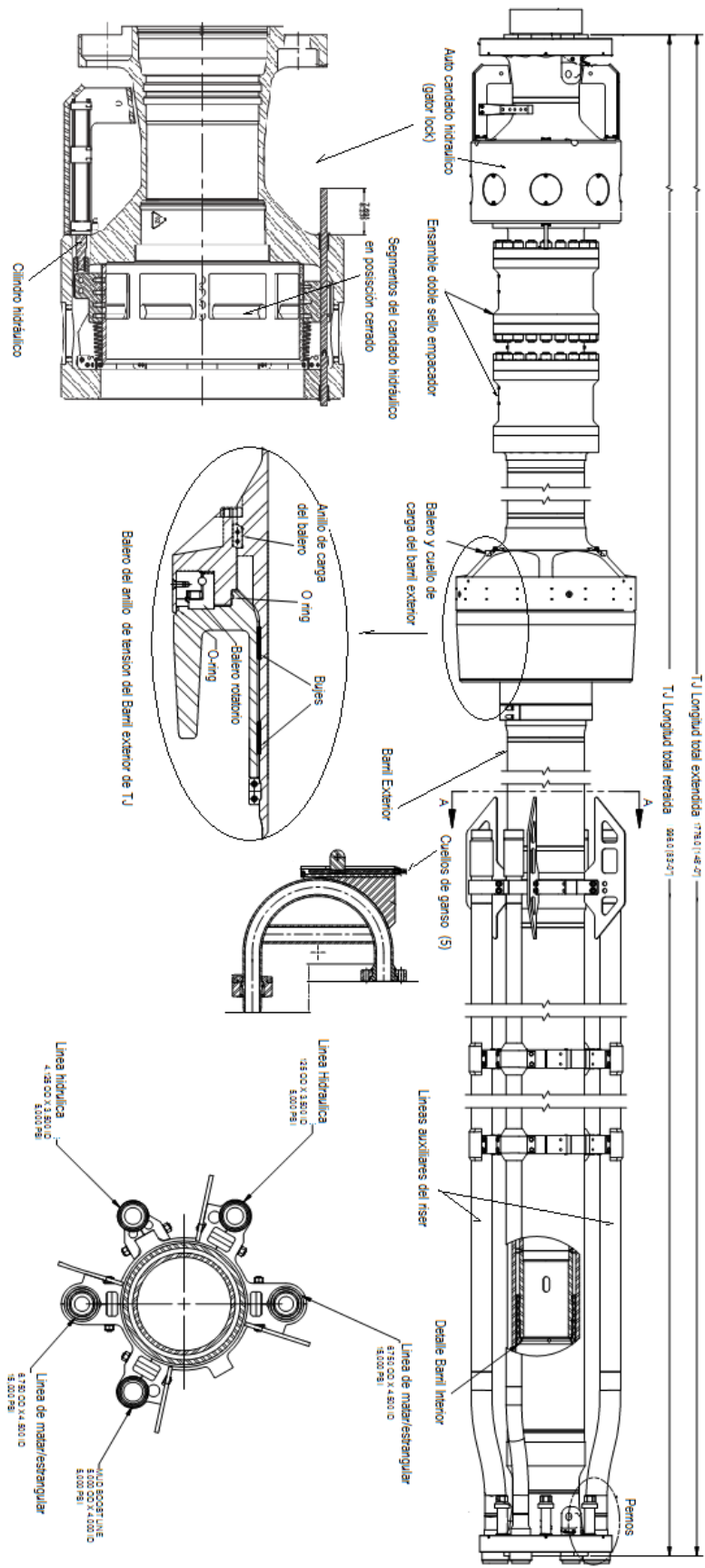


Ilustración 88 Detalle de la junta telescópica

La junta telescópica está compuesta básicamente por dos tuberías concéntricas y un sello anular hermético. La tubería exterior se mueve hacia arriba o abajo según sea el movimiento de la plataforma. Estos dos elementos son llamados el barril exterior y barril interior. La parte superior del Riser marino se conecta con la junta de la parte inferior del barril exterior, el más largo de los dos barriles.

Durante su operación, conforme el barril interior se extiende, la distancia ente el navío y el conjunto de preventores aumenta, deben extenderse también las líneas auxiliares del Riser que conectan fluido como son las mangueras de las líneas de matar y estrangular, las mangueras de las líneas hidráulicas de los Pods, la línea caliente, la manguera de la válvula de autollenado y los cables de los Pods; esto se logra por medio de poleas y líneas flexibles que se conectan a los cuellos de ganso de la junta telescópica.

La parte superior de la junta telescópica, barril interior, tiene una brida especial para conectarse con la junta flexible superior conectada con el diverter.

El sello del espacio anular entre el barril interior y exterior se logra mediante el uso de empaques, los cuales pueden ser hidráulicos o neumáticos; dos cámaras de hule de nitrilo se inflan con aire a una presión de 15 a 25 psi desde el equipo de perforación, este sello alinea y centra el barril interior y su principal función es evitar la fuga del fluido de perforación, manteniéndolo dentro del barril interior. La vida útil de este sello se incrementa mediante el reten de lubricación que humedece la parte “seca” del espacio arriba de los sellos.

Las juntas telescópicas están disponibles con elementos de expansión, barril interior, de 30 a 75 ft y su presión de trabajo es de 500 psi. Normalmente son transportadas con el barril interior cerrado y con candado al barril exterior.

La manera correcta de usar la junta telescópica es tal que después de haber efectuado el ajuste del Riser, el barril interior quede a media carrera, es decir, que tenga la posibilidad de moverse la misma distancia hacia arriba que hacia abajo.

Características técnicas de la Junta Telescópica:

- Longitud efectiva: 75 in
- Carrera del barril interior: 60 in
- Capacidad de carga de tensión del Barril interior: 2.4×10^6 lb, 21 in OD x 19.25 in ID
- Capacidad de carga de tensión del Barril exterior: 3.5×10^6 lb, 25 in OD x 23 in ID
- ID mínimo de la TJ: 19.19 in
- 5 cuellos de ganso para las líneas auxiliares
- Máxima Presión de trabajo de los empaques del barril interior: 500 psi
- Peso: 35 ton

Sistema de auto-candado de la junta telescópica

La función principal del mecanismo de auto-candado hidráulico, *Gator Lock*, de la junta telescópica consiste en evitar que el barril interior de la junta telescópica se deslice fuera del barril exterior, ello se logra mediante el cierre de los segmentos del mecanismo del candado hidráulico sobre la brida que conecta a los elementos empacadores.

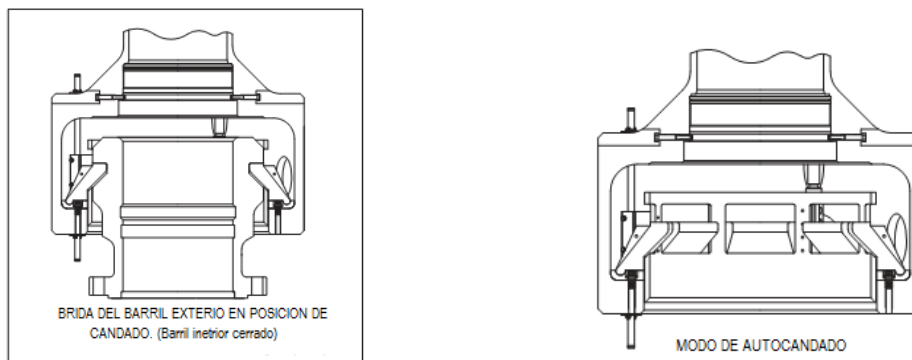


Ilustración 89 Detalle de sistema de auto-candado

Lo anterior es útil cuando se está bajando el conjunto de preventores para sentarlo en el cabezal, justo antes de que el peso del Riser y preventores se coloque en el anillo tensionador todo el peso del conjunto esta soportado en ese candado, el cual mantiene cerrada a la junta telescópica.

Este candado también es útil cuando se efectúa la desconexión de emergencia del paquete inferior del Riser marino (LMRP) y el stack de Bops; ya que debido a que los tensionadores están jalando al anillo de tensión del Riser al retraerse los pistones, el barril interior de la junta telescópica también se cierra, y el candado procederá a cerrarse para evitar el resorte de la sarta del Riser.

Capacidad de carga: 3,500,000 lb

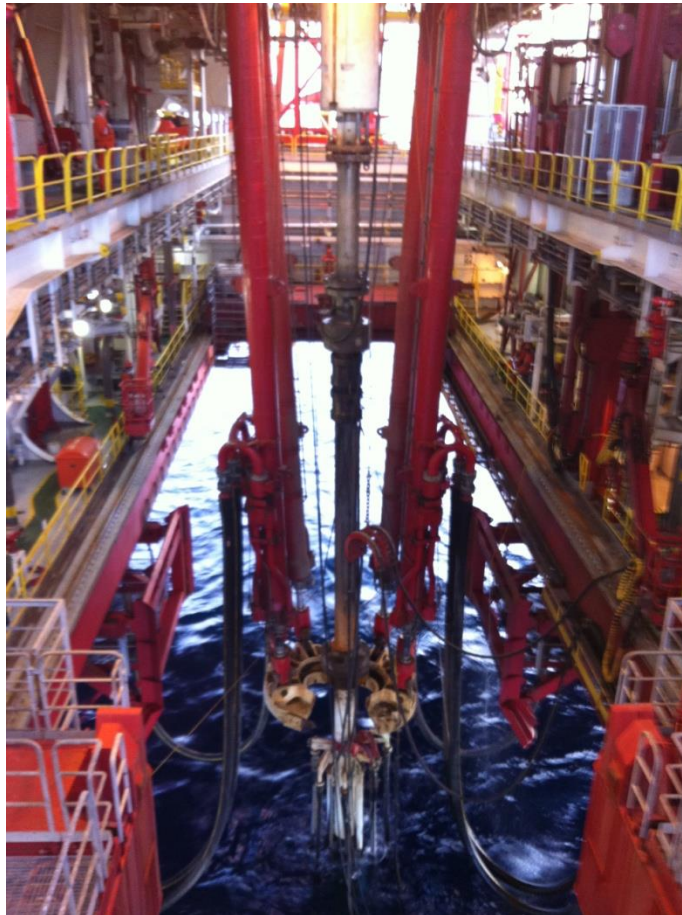


Ilustración 90 Detalle del momento en que cerrará el anillo de tensión de los DAT sobre la TJ

Anillo tensionador del Riser

El anillo de tensión de Riser, *RTR* por sus siglas en inglés, provee los medios para transferir la tensión desde el sistema tensionador de la plataforma al barril exterior de la junta telescópica del sistema del Riser marino, el cual soporta el peso del Riser. Está diseñado para estar colgado de los pines de sujeción del pistón de los tensionadores de acción directa (DAT); los cuales, junto con el barril interior de la junta telescópica, absorberán el movimiento de la plataforma.



Ilustración 91 Detalle del anillo tensionador del Riser

Su apertura y cierre se opera hidráulicamente debajo del balero de carga de la junta telescópica, una vez que se ha cerrado, se asegura el cierre mediante su candado.

En el sistema integral del anillo de tensión del Riser y el balero de carga de la junta telescópica, si las mangueras de las líneas auxiliares están conectadas a los cuellos de ganso mediante uniones giratorias, será posible que la plataforma pueda girar teniendo como eje a la junta telescópica del Riser, sin transmitirle torque a las mangueras.

Una vez cerrado el barril interior y desconectado el conjunto de preventores del cabezal submarino, es posible mover, mediante el uso de la unidad ahorradora de viajes, toda la sarta hacia un lado para liberar el centro de pozo sin necesidad de recuperar el conjunto a superficie.

Capacidad de carga del anillo de tensión: 3,500,000 lb

Juntas del Riser y elementos de flotación.

Las juntas de Riser son tuberías de gran diámetro y longitud, soldadas o integrales (sin costura), fabricadas con aleaciones de acero de gran resistencia y con conectores en sus extremos. La longitud típica de una junta de Riser oscila entre los 50 y 75 ft y su diámetro exterior sin flotadores es de 21 in.

Una junta de Riser típica consta de los siguientes elementos: cuerpo del Riser, coples (caja y piñón), líneas de matar y de estrangular, líneas auxiliares, soportes y elementos de flotación.

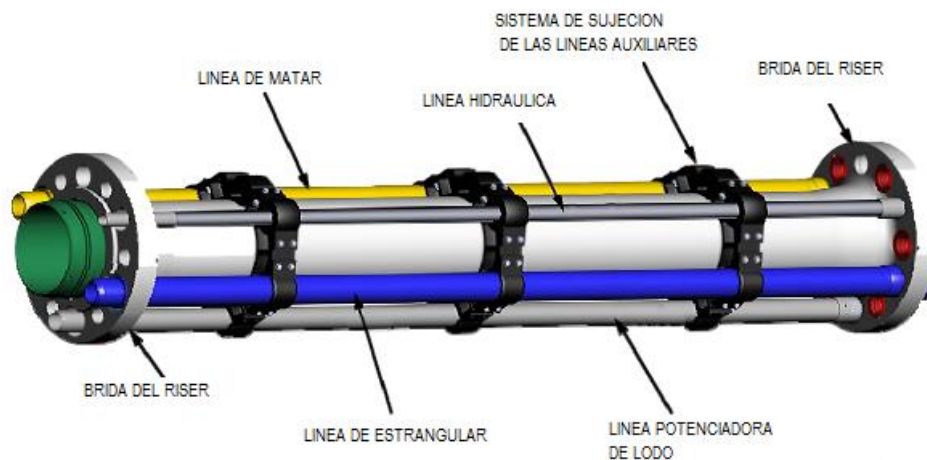


Ilustración 92 Detalle de Riser de perforación marino

Las líneas de matar, estrangular, hidráulicas, de lodo y cables multiplexados corren paralelos a toda la longitud de Riser y terminan en los preventores, donde se utilizan para control y funciones de los preventores.

Cuando se está corriendo el Riser marino, se procede a conectar las juntas del Riser a nivel del piso de perforación e iniciar a bajar dentro del agua.

Los conectores del Riser son los principales elementos del sistema, ya que su hermeticidad permite la funcionalidad del Riser, de manera adicional deben ser bastante resistentes a la tensión. La caja y el piñón de Riser normalmente tienen un hombro de asiento que soporta las cargas estática y dinámica del Riser marino y preventores cuando está colgado de la araña (durante la corrida del sistema submarino).

Los módulos de flotación se le agregan al Riser marino con el propósito de quitar o disminuir el peso del Riser cuando está sumergido en el mar; ello con la finalidad de reducir la carga al DAT, lo cual es de gran ayuda cuando estamos en tirantes de aguas ultra profundas (Cameron , 2010).



Ilustración 93 Detalle de Riser y elemento de flotación

Los más comunes son los fabricados con espuma sintética, que consisten de pequeñas micro esferas de vidrio dentro de una matriz de resina termo plástica, mezcladas con grandes micro esferas de fibra de vidrio para hacer más resistente al plástico. La densidad de la espuma es función del tirante de agua en donde se vaya a colocar el elemento flotador, ya que la presión hidrostática lo puede colapsar.

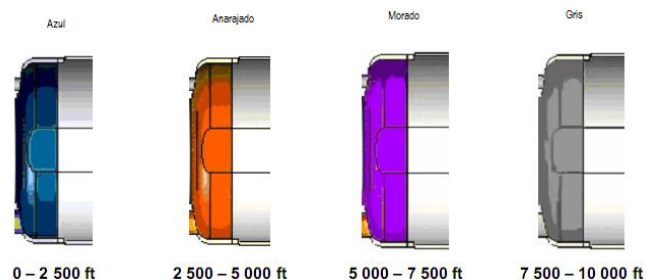


Ilustración 94 Riser y elementos de flotación segregados por resistencia a la compresión (colores)

Para evitar confusión los rangos de profundidad en los que pueden trabajar los elementos de flotación del Riser son identificados con diferentes colores.

Características principales del Riser y conector:

Longitud: 50- 75 ft

Grado de acero: X-80

Capacidad de carga en el conector: 3.5×10^6 lb

Diámetro exterior del tubo de Riser (solo acero): 21 in

Diámetro exterior del tubo de Riser con flotador incluido: 54 in

2 líneas de matar y estrangular de 6.75 in x 4.5 in x 15 000 psi

2 líneas hidráulicas de 4.15 in x 3.5 in x 5000 psi

Una línea de 5 in x 4 in x 5000 psi (Mud Booster) con servicio para H₂S

Diámetro Exterior del tubo de Riser marino: 21 in

Diámetro Interior para un tubo de 0.875 in de espesor de pared: 19.25 in

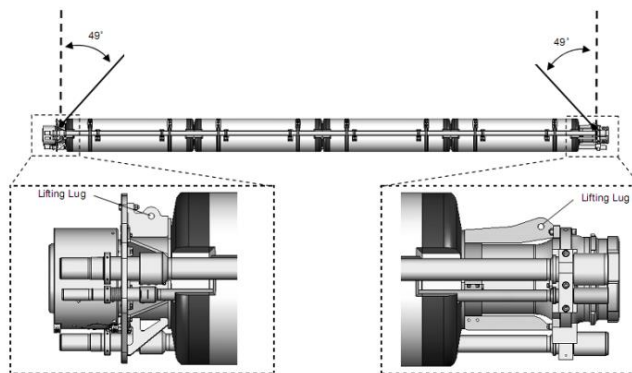
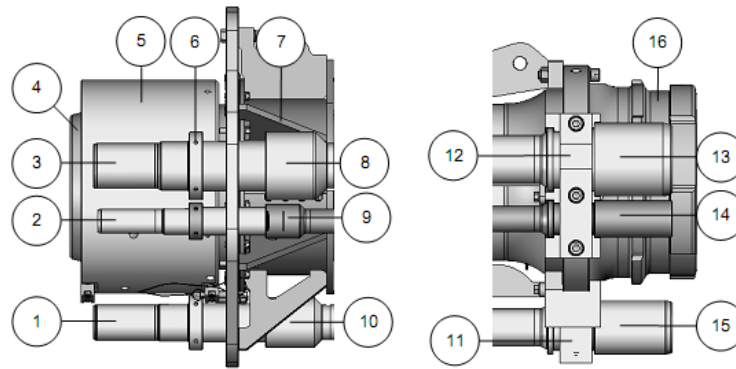


Ilustración 95 Detalle de coples del Riser

Los coples del Riser marino proveen los medios para la rápida conexión y desconexión de las juntas del Riser, está diseñados para soportar hasta 3.5 millones de libras. Los hay en diferentes tipos: los tipo brida, que son muy comunes, y los tipo clip, que operan con ¼ in de vuelta, como el que se muestra en la Ilustración 95.



1	Booster Line Pin
2	Hydraulic Line Pin
3	C&K Line Pin
4	Male CLIP Connector Pin (Male Connector Pin)
5	Lock Ring
6	Nut, Stop (Stop Nut)
7	Clip Riser Guide Support (Guide Plate Support)
8	C&K Line Receptacle
9	Hydraulic Line Receptacle
10	Booster Line Receptacle
11	Bracket, Single
12	Bracket, Double
13	Box C&K Line
14	Box Hydraulic Line
15	Box Booster Line
16	Female CLIP Connector (Female Connector Box)

Ilustración 96 Clip conector de la Cía. Aker.

Válvula de autollenado

La válvula de autollenado del Riser está diseñada para evitar que el sistema del Riser se colapse en el caso de una pérdida súbita del nivel del fluido de perforación o de la accidental desconexión de una línea.

La válvula de autollenado se abre automáticamente cuando la presión dentro del Riser disminuye de 225 psi a 325 psi respecto de la presión hidrostática del agua de mar circundante. Cuando la válvula se abre, el agua de mar rápidamente inunda el Riser, equilibrando la presión y evitando que el Riser colapse.

La válvula también puede ser operada desde la superficie para abrir o cerrar, dependiendo de la señal enviada a la válvula de presión piloto, abrir o desconectar, desde la unidad de control del diverter (DCU) (Cameron , 2010).

Características:

Longitud: 150 in

Diámetro máximo: 49 ¾ in

Presión diferencial: 225-325 psi

Tiempo de respuesta de cerrado a abierto total: 5 segundos

Capacidad de los acumuladores para operación: 3 ciclos

Profundidad de operación de la válvula: 1200 ft bnm

Presión de suministro: 3000 psi

Modos de operación:

Apertura: Automático o remoto.

Cierre: Remoto únicamente.



Ilustración 97
Válvula de autollenado

Junta de terminación

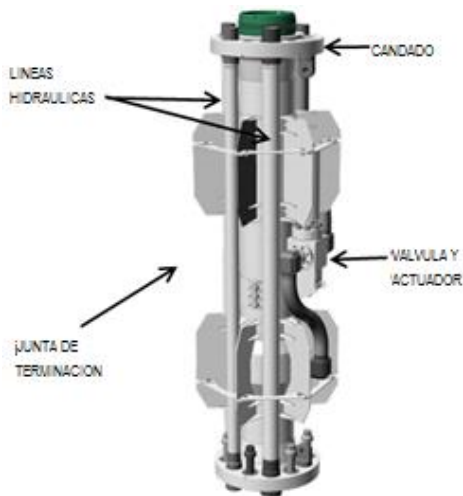


Ilustración 98 Junta de terminación

La junta de terminación está instalada en el aparejo del Riser, justo arriba de la junta flexible inferior. Esta junta es la primera que se conecta arriba del conjunto de preventores. Incluye una válvula automática tipo “Check” y actuador conectado a una abertura en la pared de la junta del Riser, la cual permite la conexión de la línea potenciadora del lodo (Mud Booster). Esta línea es muy útil cuando el Riser es muy largo, como sucede en aguas profundas y ultra-profundas, ya que el bombeo de lodo a través de esta tubería incrementa el flujo dentro del Riser hacia arriba, ayudando a la eliminación de los recortes y mejorando el valor de la densidad equivalente de circulación (Cameron , 2010).

2.4.4 Descripción del conjunto de preventores submarinos

En esta sección se describirán los componentes del conjunto de preventores submarinos anulares, de ariete submarino, Pods y la junta flexible inferior, poniendo especial énfasis en el sistema de control de última generación multiplexado. Los principales fabricantes de preventores y sistemas de control son Cameron Iron Works, NL Shaffer, Koomey y la Valvcon Division de Hydril (Aberdeen Drilling School & Well Control, 2002).

2.4.4.1 Junta flexible inferior

La junta flexible inferior está instalada en la parte superior del conjunto de preventores para compensar el movimiento lateral de la plataforma, está disponible en una gran variedad de tamaños, presiones de trabajo, además de poderse utilizar en aguas someras y ultra-profundas con un de tirante de agua de hasta 3000 m. Tiene una capacidad de carga a la tensión de 2,000,000 lb y un elemento flexible el cual puede girar en todas direcciones; está fabricada en acero laminado, recubierto en capas con un elastómero de Nitrilo que le permite tener un movimiento entre el conjunto de preventores y el Riser marino de hasta 10° respecto de la vertical (Oil States Industries, 2013).

Aunque el Riser marino del equipo de perforación esté trabajando a la tensión, no toda la carga se elimina sobre la junta flexible, ya que parte de ésta y la presión ejercida por el lodo colocan el elemento elastomérico de la junta flexible en compresión, lo que redundará en un mejor sello entre el elemento flexible y el área de sello del cuerpo de la junta (Oil States Industries, 2013).

La junta flexible está diseñada para trabajar con presiones diferenciales de hasta 5000 psi, no tiene partes que se puedan pegar o atorar, es libre de fricción, no requiere de lubricación, puede trabajar con lodos base aceite y en ambientes sulfhídrico (H₂S).

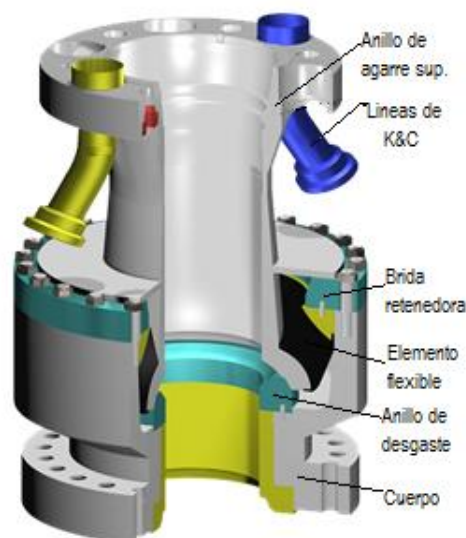


Ilustración 99 Detalle de la junta flexible inferior de 18 ¾ in

2.4.4.2 Preventores Submarinos, BOPs

El conjunto de preventores de una plataforma semisumergible se caracteriza por ser submarino, todo el sistema se ubica directamente sobre el cabezal submarino del pozo y conectado a la plataforma por medio de los diferentes elementos que conforman el Riser marino.

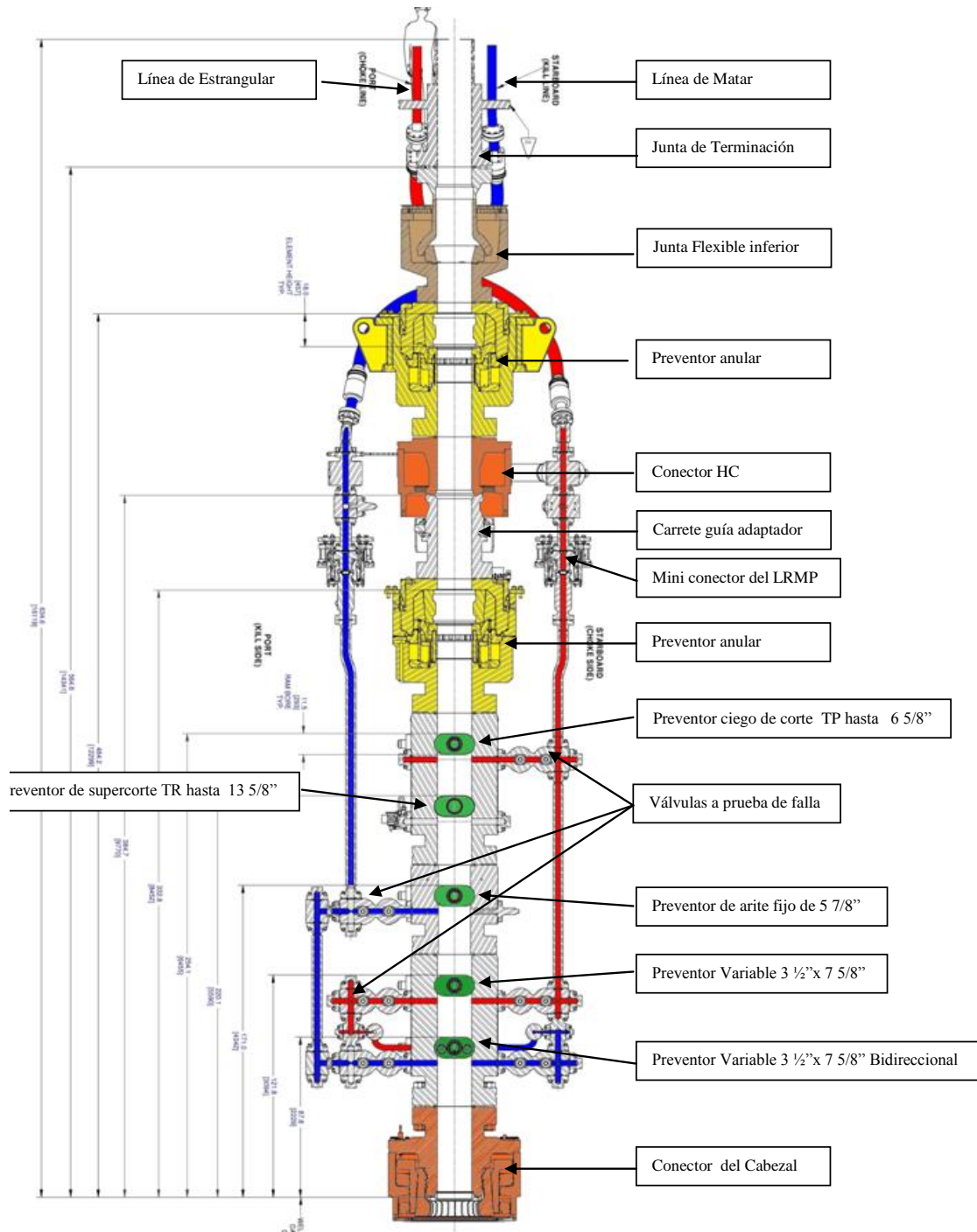


Ilustración 100 Diagrama de preventores de una plataforma semisumergible de sexta generación (DSME; Cameron, 2010)

La función principal de los preventores es permitir mantener el control de la presión a boca de pozo, ya sea para efectuar pruebas en las formaciones y tuberías o para controlar un brote; permiten que el fluido de perforación circule a través de las líneas de matar y estrangular y así poder acondicionarlo para regresar el pozo a una condición estática.

Los preventores submarinos se encuentran a una enorme distancia de la plataforma, por ello y con la finalidad de disminuir la tensión y los efectos de doblamiento generados por factores como corrientes, mareas y movimientos del equipo que actúan sobre el conjunto de preventores, éstos están subdivididos en dos secciones principales que les permiten cierta flexión, desconectarse y acoplarse nuevamente; estas subdivisiones son: Paquete Inferior del Riser Marino LMRP (Lower Marine Riser Pack) y el BOP Stack (Cameron, Larsen Oil & Gas, 2008).

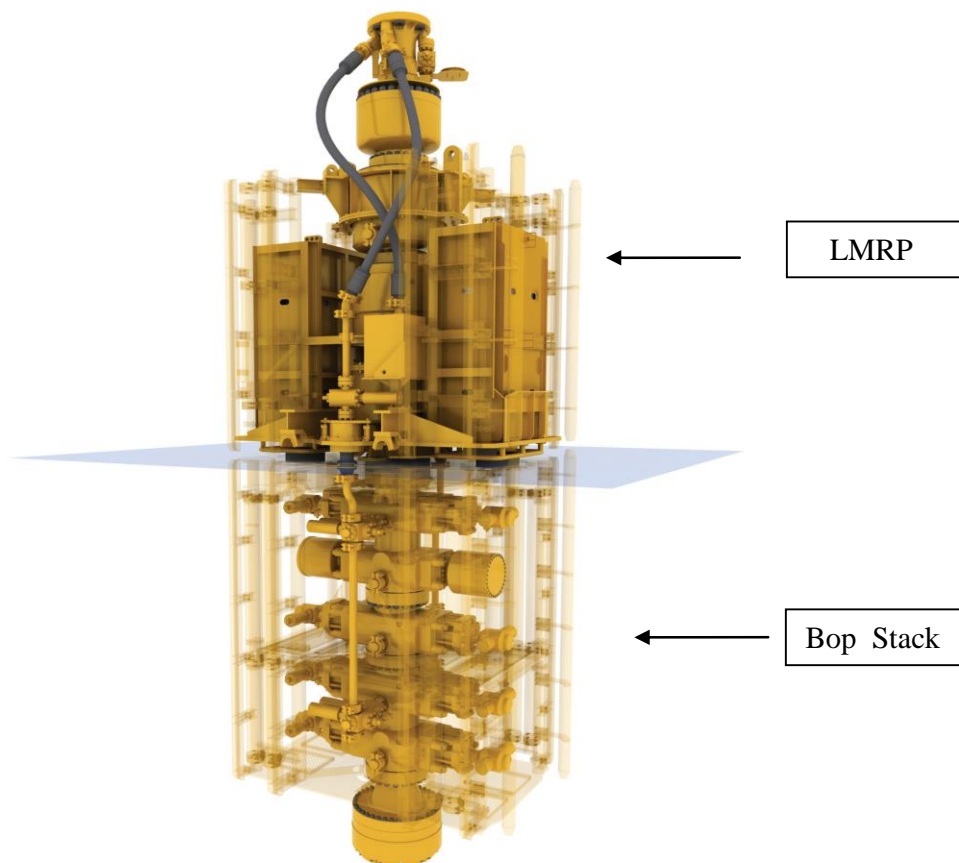


Ilustración 101 Conjunto de preventores de una plataforma de sexta generación

A. LMRP

El Paquete Inferior del Riser Marino, LMRP, consta de los siguientes elementos (Cameron, Larsen Oil & Gas, 2008):

1. Junta de terminación
2. Junta flexible inferior
3. Preventor anular superior 10 000 psi
4. Mangueras coflexip de las líneas de matar y estrangular 15 000 psi
5. Control Pod's multiplexado (2)
6. Conector de agrupamiento "HC" 18 ¾in x 10000 psi del LMRP
7. Mini conectores de LMRP
8. Carrete guía adaptador
9. Módulo de inclinómetros del Riser

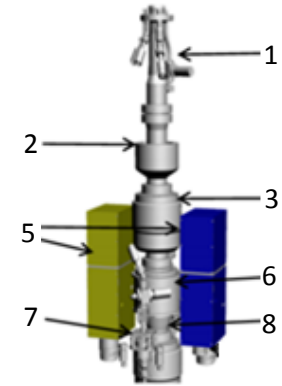


Ilustración 102 Paquete Inferior del Riser Marino o LMRP

B. BOP strack

El resto del conjunto de preventores es conocido como "BOP Stack", consta de los siguientes elementos (Cameron, Larsen Oil & Gas, 2008):

1. Un conector HC de 10 000 psi
2. Preventor anular inferior 10 000 psi
3. Un preventores doble de 18 ¾ in, 15 000 psi
 - Ciego de corte.....(a)
 - Supercorte de TR.....(b)
4. Un preventor sencillo de 18 ¾ in, 15 000 psi
 - Ram superior (fijo)
5. Un preventores doble de 18 ¾ in, 15 000 psi
 - Ram intermedio tipo variable(c)
 - Ram de prueba tipo variable bidireccional(d)
6. Sistema de control acústico
7. Conector de 18 ¾ in del cabezal del pozo
8. Acumuladores submarinos de 80 gal c/u 7500 psi WP (10 en total).
9. Válvulas a prueba de falla.

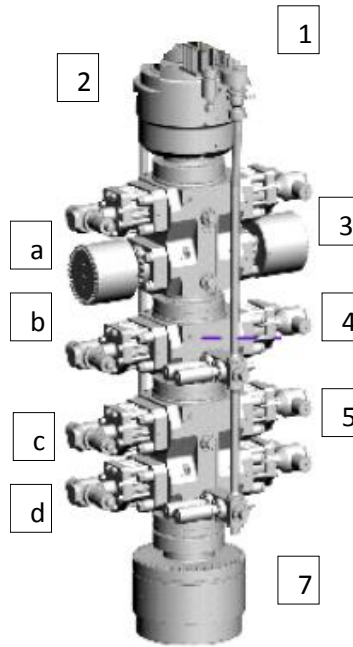


Ilustración 103 Diagrama del stack de preventores

Los preventores submarinos de 18 ¾ in y 15 000 psi de trabajo para aguas profundas y ultra-profundas trabajan con un sistema electrohidráulico multiplexado que controla la operación de las diferentes funciones que puede ejecutar, incluyendo las de sus sistemas secundarios de emergencia (Cameron, Larsen Oil & Gas, 2008).

El Riser marino y conjunto de preventores se bajan y conectan al cabezal submarino, éste baja como un paquete integral; sin embargo, en caso de una emergencia o por condiciones meteorológicas adversas como huracanes, se puede desconectar el paquete inferior del Riser marino, LMRP; la desconexión de emergencia se realiza mediante la función denominada EDS, el LMRP se recupera en la cubierta de la plataforma, dejando el grupo del stack de preventores Tipo “U” conectado al cabezal submarino del pozo con el preventor ciego de corte cerrado con la finalidad asegurar el pozo (Jaynee Redding, Cameron, 2009).

La redundancia y la duplicación son un criterios clave para el diseño de los preventores y sistemas submarinos; un conjunto típico de preventores submarinos puede presentar 6 rams más 2 preventores anulares, así como 2 conectores de distribución Pod’s (azul a amarillo), dos líneas hidráulicas, la línea de matar y la de estrangular (Aberdeen Drilling School & Well Control, 2002).

Las líneas de matar y de estrangular son utilizadas para proporcionar un flujo controlado de aceite, gas o de fluido de perforación desde el pozo perforado hasta la superficie cuando el conjunto de preventores está cerrado. Estas líneas van desde la plataforma, a lo largo del Riser alrededor de la junta flexible inferior, hasta el conjunto de preventores. Las líneas de estrangular y de matar se utilizan en el control de brotes a fin de prevenir que lleguen a ser reventones. Cuando se detecta un brote, se bombea fluido de perforación por la línea de matar hasta el conjunto de preventores para restaurar el balance de presión en el pozo. Cuando ocurre un brote de gas, se cierran los preventores de arietes alrededor de la sarta de perforación. El gas de invasión se libera en el múltiple de estrangulación mediante el manejo adecuado de la línea de estrangular sobre el Riser (Well Control School (WCS), 2002).

2.4.4.3 Sistemas de control submarino de los preventores

Un sistema de control submarino puede ser tan simple como un sistema hidráulico o tan complicado como un sistema electrohidráulico multiplexado. Pero en ambos casos, un sistema de control se define simplemente como un grupo de elementos que interactúan para activar componentes de un sistema.

Los sistemas de control de pozos submarinos se consideran la parte más crítica de una instalación submarina. Las aplicaciones para los sistemas de control submarinos pueden ser en cabezales, conjuntos de preventores, múltiples de válvulas, árboles, actuadores submarinos, etcétera. Adicionalmente, se pueden incluir aditamentos de seguridad que automáticamente prevengan situaciones peligrosas o que puedan provocar contaminación al medio ambiente.

En la actualidad existen cinco tipos de sistemas de control disponibles para la operación de los preventores submarinos. Recientemente, se han comenzado a desarrollar nuevos tipos de sistemas de control, utilizando tecnología de fibra óptica. Sin embargo, esta tecnología aún se encuentra en etapa experimental.

Los cinco tipos de sistemas de control utilizados para la operación de los sistemas submarinos son (Well Control School (WCS), 2002):

- Hidráulico Directo
- Hidráulico con Válvulas Piloto
- Hidráulico Secuencial
- Electrohidráulico
- Electrohidráulico Multiplexado

A continuación se revisará el sistema de última generación que tienen los preventores modernos.

2.4.4.3.1 Sistema electrohidráulico multiplexado

Este sistema es el más usado de los controles electrohidráulicos y es una versión mejorada del sistema electrohidráulico convencional.

Existen dos tipos de sistemas de control electrohidráulico propuestos por la mayoría de los fabricantes de sistemas de control: el electrohidráulico multicableado y el electrohidráulico multiplexado. El término multicableado significa que tiene por lo menos uno, o quizás dos, cables por solenoide. El sistema de control multiplexado utiliza por lo menos de seis a veinte cables para todos los solenoides. Esto significa que la señal que se envía a cada solenoide debe ser una señal codificada.

Los sistemas de control multiplexados son fabricados para trabajar con señales eléctricas, donde la corriente es enviada a los actuadores mediante un conductor conectado a cada Pod de control (Vujasinovic, McMahan, & Inc., 1988).

Este sistema de control es capaz de controlar un gran número de componentes rápidamente, utilizando solamente una pequeña línea umbilical. Para realizar ello utiliza una línea de suministro de energía eléctrica con conductores comunes o dedicados a suministrar señales de control y energía para la operación de todas las funciones submarinas; codificaciones y decodificaciones electrónicas lógicas son requeridas en la

superficie y en el fondo marino, están acopladas a un multiplexor para manipular una gran cantidad de válvulas solenoide piloto. Esta aproximación reduce el cable eléctrico y la complejidad de la conexión eléctrica submarina y permite por sí mismo el uso de coples inductivos debajo del agua, haciendo y rompiendo circuitos. La presión del fluido hidráulico se obtiene a través de una línea de suministro de fluido hidráulico (Cameron, Larsen Oil & Gas, 2008).

Cuando una señal digital es enviada al multiplexor, éste acciona la válvula solenoide seleccionada, dirigiendo el fluido hidráulico desde la línea umbilical de suministro hacia el componente asociado para ejecutar la función requerida (Earl Shanks, Andrew Dykes, Marc Quilici, & John Pruitt, 2003).

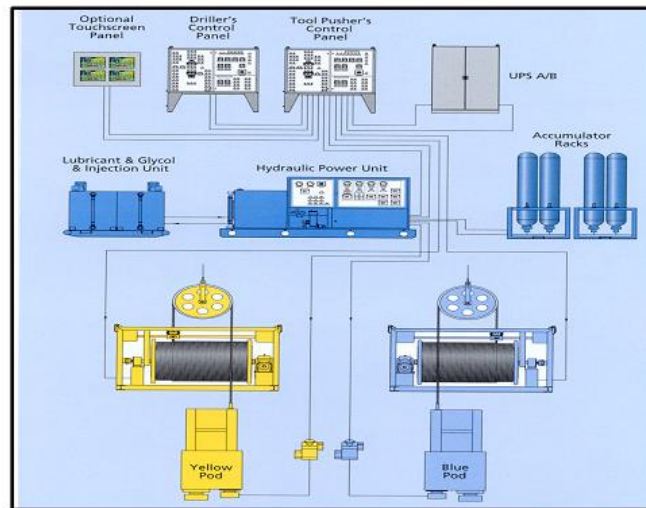
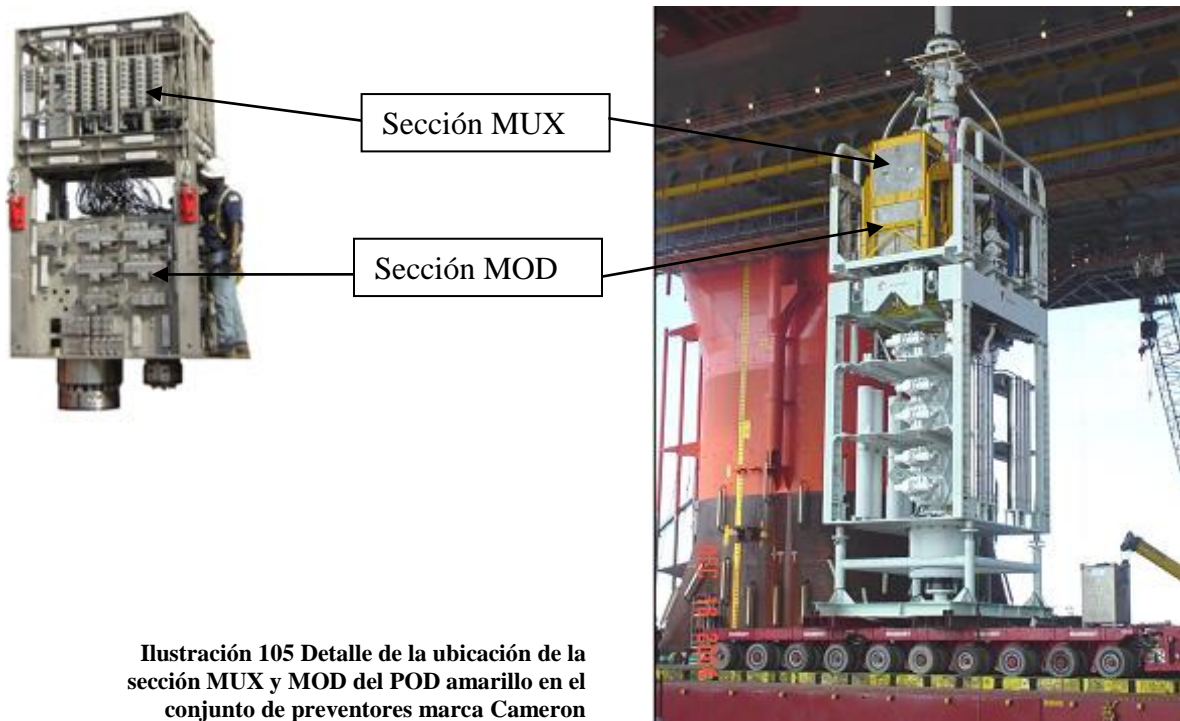


Ilustración 104 Diagrama de un sistema de control electrohidráulico multiplexado

Para tirantes de agua profundos se deberá usar una fuente abastecedora de fluido hidráulico adicional ubicada sobre el conjunto de preventores acumuladores, los cuales contienen un volumen adecuado de fluido hidráulico a la presión de operación de los diferentes elementos del conjunto, para poder activarlo se requiere del uso de las funciones disponibles en los Pods (Earl Shanks, Andrew Dykes, Marc Quilici, & John Pruitt, 2003).

Adicionalmente la presencia de un multiplexor introduce la capacidad de monitorear presiones, temperaturas y posiciones de válvulas por medio de señales eléctricas, sin complicar las conexiones eléctricas en la línea umbilical.

El control modular multiplex normalmente está instalado en una estructura fija montada sobre el LMRP, el cual está dividido en 2 secciones denominadas la sección MUX y la sección MOD (Cameron, Larsen Oil & Gas, 2008).



La sección MUX consiste en una estructura de acero inoxidable en la cual se localizan los módulos de electrónica submarina, las válvulas solenoides y los transmisores de presión; en el módulo MOD, se localizan los reguladores hidráulicos, las válvulas de los Pods y stingers (Cameron, Larsen Oil & Gas, 2008).

Operacionalmente, el sistema electrohidráulico multiplexado reduce los requerimientos de espacio en la plataforma o barco, con respecto a los otros sistemas y suministra la capacidad de monitoreo necesaria, la cual no está disponible en ningún otro sistema hidráulico.

Ventajas de los sistemas multiplexados:

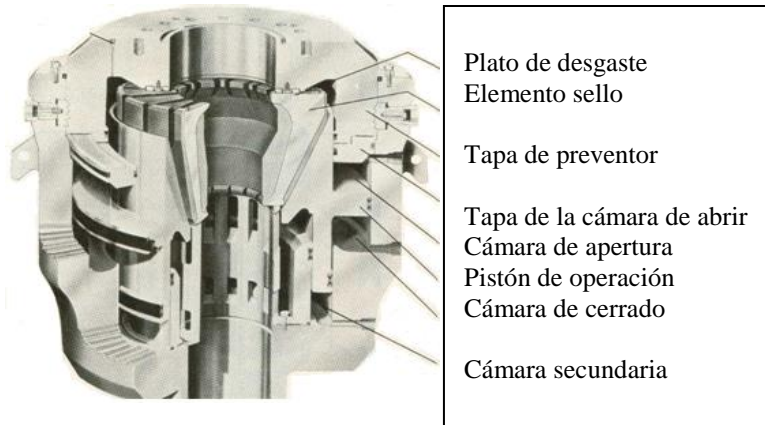
- Funciones de control para gran número de componentes
- Fácil de implementar secuencias de control automáticos
- Tiempos de respuesta rápidos a gran profundidad
- Menos costos en el control umbilical

Desventajas de los sistemas multiplexados.

- Más costoso que el sistema de control hidráulico
- Menos confiabilidad y más complejo que los sistemas hidráulicos
- Reparaciones difíciles y costosas
- Conexiones eléctricas submarinas

2.4.4.4 Preventores anulares

Los preventores anulares han sido desarrollados tanto para uso de instalaciones superficiales como submarinas, éstos pueden cerrar y hacer sello sobre cualquier tubería que se encuentre dentro del preventor, inclusive puede hacerlo sobre el agujero abierto cuando se aplica el 100% de la presión de trabajo (1500 psi). El sello efectivo se logra cuando un pistón se levanta y comprime el elemento empacador de hule neopreno superior. El pistón se eleva mediante la aplicación de fluido hidráulico a presión a la cámara de cerrado. La presión óptima de cierre es la mínima presión que logra mantener un sello efectivo bajo las condiciones operacionales existentes. La tubería de perforación puede ser rotada y sus juntas estripadas a través del elemento empacador cerrado y aún mantener el sello efectivo sobre la TP. El tiempo de cierre del preventor está determinado por el gasto al cual el fluido hidráulico pueda llenar la cámara de cierre (GE Hydril, 2012).



- Plato de desgaste
- Elemento sello
- Tapa de preventor
- Tapa de la cámara de abrir
- Cámara de apertura
- Pistón de operación
- Cámara de cerrado
- Cámara secundaria

Ilustración 106 Detalle de un Preventor anular De Hydril

2.4.4.5 Preventores de ariete submarino

El primer preventor de Rams fue desarrollado en 1920; en los últimos 90 años, el principio de operación básica no ha cambiado mucho de su concepto original (Whitby, Mayo 2007).

En un diseño típico, un conjunto de 2 exclusas (Rams) son mecánicamente o hidráulicamente cerradas alrededor del cuerpo de un tubular por medio de pistones, formando un sello a presión contra el tubo conteniendo adicionalmente la presión de los fluidos del pozo.

Los Rams de corte fueron desarrollados por los años de 1960 y tenían la capacidad de cortar la tubería con la que se estaba trabajando en el pozo, pero se hizo necesaria una cavidad adicional para un conjunto de Rams ciegos que fueran capaces sellar y mantener la presión del agujero. Posteriormente estas funciones fueron combinadas en lo que se conoce actualmente como los Rams ciegos de corte (SBR) reduciendo el número de cavidades o cuerpos de los preventores.

Sin embargo, el mayor salto tecnológico se ha visto en la manera de controlar las funciones de operación de estos equipos, ya que en la actualidad los preventores submarinos deben operar en tirantes de agua de 10000 o más pies y soportar presiones de 15000 o más psi (Whitby, Mayo 2007).

El procedimiento de operación de los preventores es el siguiente:

Se inicia con una orden en el sistema de control Subsea en superficie (panel digital de control de BOP). Después, si por ejemplo esa instrucción requiere que un Ram del preventor sea cerrado, la señal es multiplexada y enviada hacia abajo a través del cable umbilical al Pod de control submarino donde es decodificada, confirmada y ejecutada a través de un solenoide que se abrirá eléctricamente y podrá enviar una señal hidráulica piloto a la válvula hidráulica correspondiente. Esta señal causará que la válvula hidráulica cambie y envíe fluido hidráulico almacenado a presión al Ram del preventor y éste sea cerrado (Earl Shanks, Andrew Dykes, Marc Quilici, & John Pruitt, 2003).

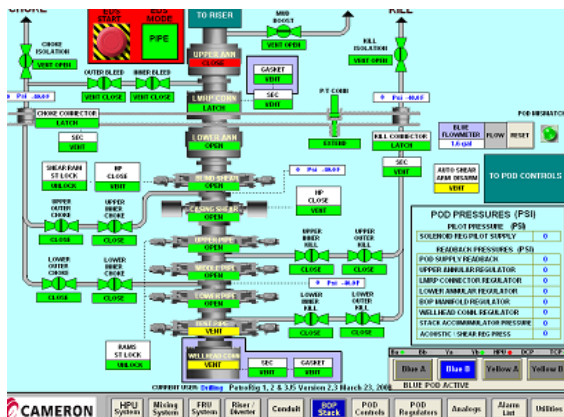


Ilustración 107 Panel de control digital de los preventores marca Cameron (Cameron, Larsen Oil & Gas, 2008)

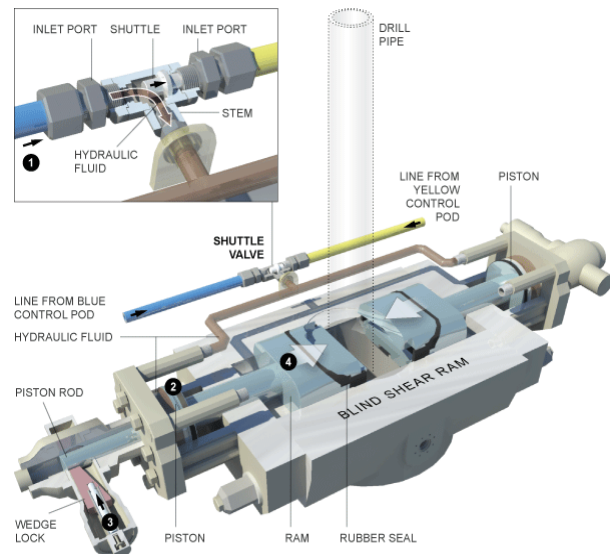


Ilustración 108 Detalle de funcionalidad del preventor de corte SBR

Los preventores de arietes están conformados por los siguientes equipos principales: bonete, candado y rams (exclusas) de corte o cierre y el cuerpo del preventor (Cameron, Larsen Oil & Gas, 2008).



Ilustración 109 Detalle de los componentes principales de un preventor doble de Cameron

Dentro de sus características principales están (Cameron, Larsen Oil & Gas, 2008):

- Permite el cambio de bonetes de forma lateral, reduciendo el tiempo de mantenimiento del equipo, adicionalmente incluye una función para que su apertura sea hidráulica.
- El área de pistón es mayor, lo que le permite incrementar su capacidad de corte como es el caso del bonete de supercorte de TR.
- La mayoría de los empaques de sello de los Rams se pueden cambiar con el bonete en posición cambio de Ram sin quitar el bonete.

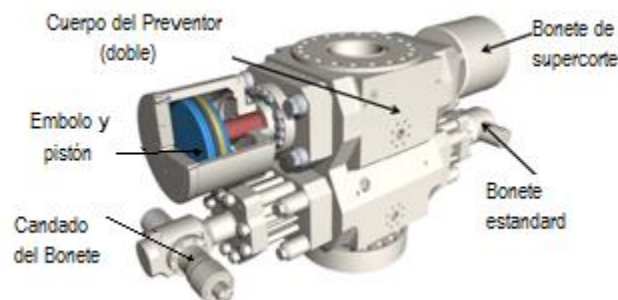
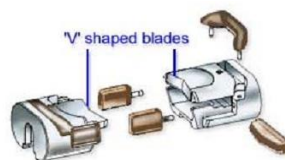


Ilustración 110 Detalle de un bop doble mostrando el bonete de supercorte de TR

Los principales tipos de Rams son: Ram fijo de tubería, Ram ciego de corte y Ram variable (Cameron, Larsen Oil & Gas, 2008).



Ram fijo de tubería



Ram ciego de corte



Ram variable

Ilustración 111 Principales tipos de Rams

2.4.5 Sistemas secundarios de emergencia

Los sistemas secundarios de emergencia pueden ser definidos como medios alternativos para operar las funciones de los preventores en el evento de pérdida total de los sistemas de control o para apoyar al personal durante inminentes fallas de equipo o problemas de control del pozo. Estos sistemas pueden ser completamente independientes o ser utilizados con componentes primarios del sistema del control primario de los BOPs.

Los sistemas secundarios son de mayor importancia ya que ofrecen una última línea de defensa para prevenir y minimizar incidentes ambientales y de seguridad. Los sistemas y prácticas varían considerablemente de equipo a equipo, área geográfica y agencias regulatorias.

Los sistemas secundarios principales son (WEST Engineering Services Inc., 2003):

- Hombre muerto
- Respaldo electrohidráulico
- Secuencia de desconexión de emergencia, EDS
- Auto-desconexión
- Auto-corte
- Sistema acústico
- Intervención del vehículo remotamente operado, ROV

El desenvolvimiento exitoso de tales sistemas es crítico y depende de dos variables: el tipo de sistemas de control (hidráulico o multiplexado) y el método en que está ubicada la plataforma sobre el pozo (anclado o posicionamiento dinámico). Los elementos más importantes del diseño de sistemas secundarios son (WEST Engineering Services Inc., 2003):

- Respuesta rápida
- Capacidad suficiente
- Independencia del sistema primario

- Independencia de condiciones de ambiente adversas
- Activación automática por la pérdida de capacidad hidráulica y eléctrica en el conjunto submarino
- Trabajo en presencia del lodo o ruido
- Contención de los fluidos del pozo si el LMRP es accidentalmente desconectado y existe fuga.
- Manualmente asegurar que el pozo no fluya.

La siguiente tabla muestra una comparación de los elementos de diseño mencionados de acuerdo a evaluaciones basadas en las especificaciones API 16D sección 2.2.2.1 y API RP53 sección 13.3.5 (WEST Engineering Services Inc., 2003).

	Hombre muerto	Respaldo electro- hidráulico	EDS	Auto- desconexión	Auto- corte	Sistema acústico	ROV
Respuesta rápida	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	No
Capacidad suficiente	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Depende del las tasas de flujo	No
Independencia del sistema primario	Sí	Usa cables MUX	Usa sistema MUX	Sí	Sí	Sí	Sí
Independencia de condiciones de ambiente adversas	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	No
Activación automática por separación del cables y Riser	Sí	No	No	No	No	No	No
Activación automática por la pérdida de capacidad hidráulica y eléctrica en el conjunto submarino	Sí	No	No	No	No	No	No
Trabajo en presencia del lodo o ruido	Sí	Sí	Sí	No, debe combinarse con auto-corte	Sí	Depende de los sistemas	Sí
Contiene al pozo si el LMRP es accidentalmente desconectado y existe fuga	Sí	No	No	No, debe combinarse con auto-corte	Sí	Sí	Depende de la tasa de flujo
Manualmente asegura que el pozo no fluya	No	Sí	Sí	No	No	Sí	Sí

2.4.5.1 Categorías y breve descripción

Hombre muerto, Dead Man

Aplicación: MUX y piloteo hidráulico

Función: Secuencia

Activación: Automática en caso de pérdida de señales hidráulica y eléctrica

Extensiones comunes al sistema primario: Independiente

Es un sistema de control completamente automático el cual está instalado en el BOP Stack, es independiente de los pods y no requiere de la intervención humana. Para que este sistema funcione debe primero ser armado y dejarlo en modo de espera. El sistema permanecerá inactivo si hay suministro hidráulico y/o cualquiera de los pods mantiene comunicación con la superficie.

En el caso de un evento catastrófico que incluya la pérdida total de señal de comunicación eléctrica (MUX) y falla en el suministro hidráulico desde la superficie, se activará la secuencia del Dead Man, operando solamente el ram de ciego de corte y los sistemas de candado. Si está equipado con la función de corte de TR, ésta puede ser iniciada al principio dependiendo de las operaciones de la plataforma.

El modo de falla más común está basado la separación o rotura del Riser de la plataforma; situación que se pudiera dar si la plataforma pierde la posición respecto del pozo. Es un sistema completamente independiente que no comparte ningún componente con el control primario. Debido a tal independencia, el sistema requiere del diseño e instalación de acumuladores y equipo delicado. A pesar de que es típicamente encontrado solamente con controles MUX, también puede ser usado con sistemas de control hidráulico convencionales.

Respaldo electrohidráulico, EHBU (Electro Hydraulic Back Up)

Aplicación: MUX

Función: Secuencia

Activación: Manual

Comodidad: Cables MUX, válvulas solenoides, etc.

Es un sistema de control alternativo que utiliza acumuladores específicos e independientes para su función y provee un tercer nivel de redundancia de cableado para utilizarse en el evento de falla en el sistema primario de comunicación. No es un sistema completamente independiente, ya que requiere de componentes del control primario incluyendo los cables del MUX y válvulas solenoide. El respaldo electrohidráulico se encuentra en las generaciones de sistemas de control MUX, y no en los sistemas de fibra óptica. Es una redundancia electrónica de comunicación en ambos pods y en la Unidad de Control Central en superficie. Puede operar las funciones básicas de cierre de Bops y conectores, etc.

Secuencia de desconexión de emergencia, EDS

Aplicación: MUX

Función: Secuencia

Activación: Automática, circulo de alerta de posición de la plataforma.

Extensiones comunes al sistema primario: Todas

Este sistema de control es parte del sistema de control primario. Consiste en una secuencia de funciones pre-programadas en un mínimo tiempo que puede ser de 30 a 40 segundos y que se inicia cuando la plataforma se mueve significativamente fuera de la locación, situación que puede ser provocada por fallas en el sistema de posicionamiento dinámico de la plataforma. Opera funciones específicas del conjunto de BOPs en secuencia que dependen del modo de operación que se está efectuando en ese momento, asegura el pozo al cortar la tubería y desconectar el LMRP. Debido a que la programación se logra mediante sistemas PLC, el EDS solo se encuentra en sistemas de control MUX.

La secuencia básica es:

- Cerrar ariete ciego de corte
- Armar auto-corte
- Bloquear ariete de corte ciego
- Cerrar válvulas de matar y estrangular
- Desconectar el mini-conector
- Des-energizar las conexiones
- Retraer las conexiones
- Desconectar el conector LMRP

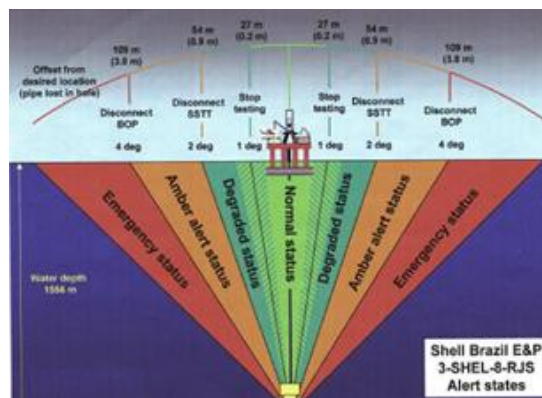


Ilustración 112 Círculo de alerta de la posición de la plataforma por DP

Auto-desconexión (auto disconnect system)

Aplicación: Piloto hidráulico y posiblemente MUX.

Función: Desconexión del conector del LMRP

Activación: Automática dependiendo del ángulo de la junta flexible

Extensiones comunes al sistema primario: Independiente

Este sistema se inicia mecánicamente, utiliza un conjunto independiente de acumuladores en el LMRP para efectuar la desconexión de emergencia cuando el equipo se mueve significativamente fuera de locación. En el análisis de riesgo se muestra que el cabezal sería el primero en fallar en caso de perder posición en combinación con falla de la desconexión. Después de que el sistema es habilitado por el ROV bajo el mar, se activará la válvula del piloto hidráulico operada mecánicamente cuando el ángulo de la junta flexible alcance un ángulo predeterminado, iniciando la desconexión del LMRP. Este sistema por sí sólo no puede proveer contención al pozo, por lo que se debe combinar con un circuito de auto-corte. Es principalmente encontrado usado en sistemas de piloto hidráulico, pero puede ser usado con sistemas de control MUX.

Auto-corte (auto-shear)

Aplicación: MUX y piloto hidráulico

Función: Corte

Activación: Automática por la separación del LMRP

Extensiones comunes al sistema primario: Independiente

Es un sistema de control completamente independiente que automáticamente cierra el ram ciego de corte cuando hay una desconexión accidental o intencional del conector del LMRP. Si el Riser se parte durante la perforación, el sistema no se activará, al igual que el sistema Dead Man, este sistema deber estar armado y en modo de espera, así el sistema estará en modo funcional. Se puede armar en superficie o por medio del ROV cuando ya se ha bajado el conjunto de preventores. Tiene dos estados: armado y desarmado. Si está armado, cuando el LMRP se separa del Bop stack, se activará el auto-corte. La activación cierra los rams ciego de corte y/o el ram de corte de TR. La potencia hidráulica se obtiene de los acumuladores montados en conjunto bajo de BOPs. El paquete de auto-corte es típicamente activado de forma mecánica y usa un sistema de control hidráulico independiente. Este sistema es usado tanto en los sistemas del control hidráulico pilotado convencional y como en el sistema MUX.

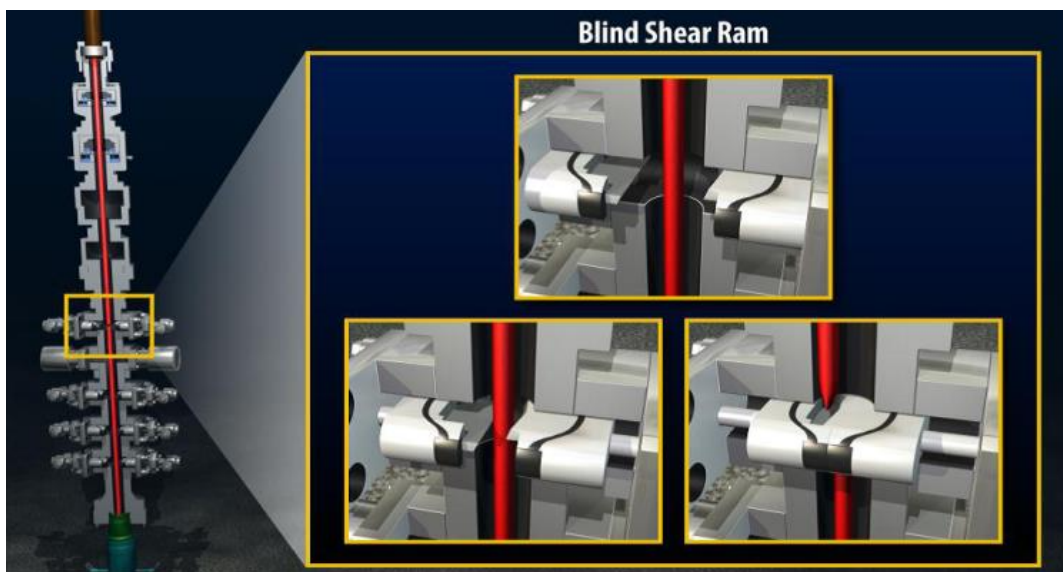


Ilustración 113 Ariete de corte ciego

Sistema acústico

Aplicación: MUX y posiblemente en piloto hidráulico

Función: Algunas, específicas

Activación: Manual

Extensiones comunes al sistema primario: Independiente

Es un sistema de control secundario completamente independiente que tiene la capacidad de operar funciones críticas del conjunto de BOPs, se puede operar desde unidades fijas colocadas debajo de los pontones de la plataforma o por medio de unidades portables que envían señales acústicas codificadas transmitidas a través del agua que pueden llegar a los solenoides ubicados en el stack y desencadenar la secuencia de cierre de pozo y desconexión de LMRP. Es capaz de operar hasta en tirantes agua de 4000 m. El sistema requiere de sensible equipo marino, software, acumuladores e hidrófonos. Sus componentes típicos son la unidad de control submarina con cabeza remota con transductor (ubicada en el Bop Stack), panel de control en superficie e hidrófonos sumergibles. Es usado en ambos sistemas, el MUX y de control hidráulico convencional.

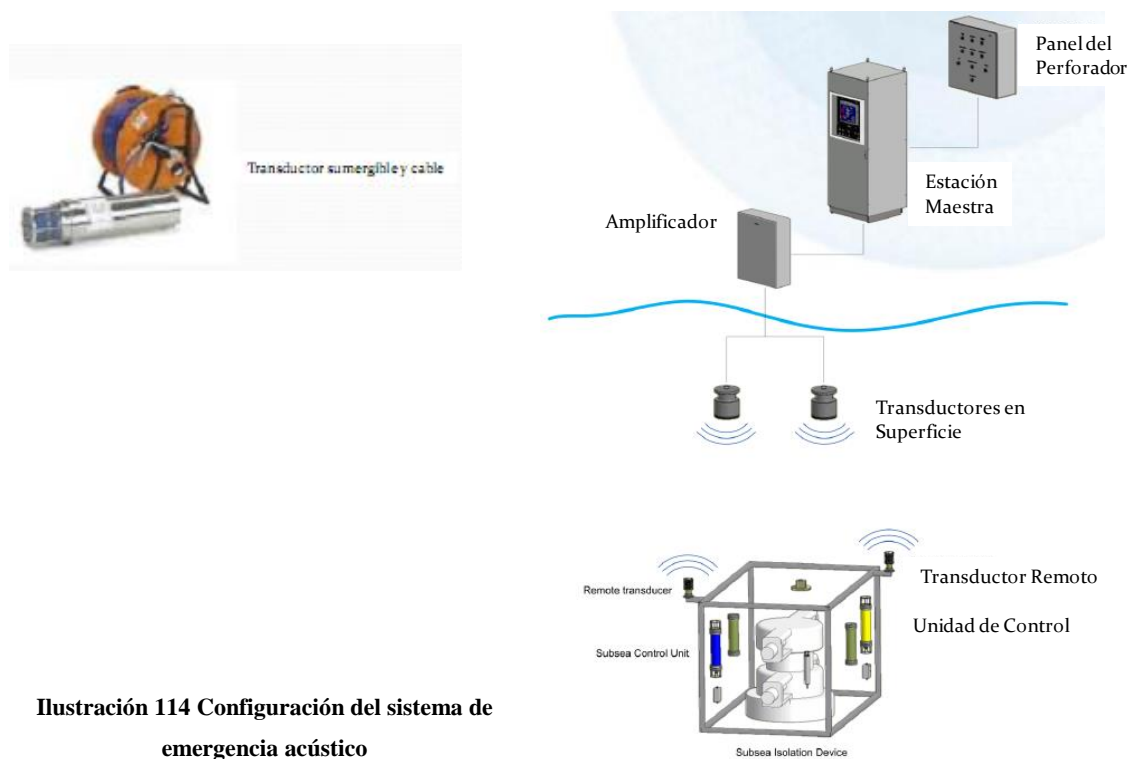


Ilustración 114 Configuración del sistema de emergencia acústico

Intervención del vehículo remotamente operado, ROV

Aplicación: Hidráulica y MUX

Función: Discreta y severa

Activación: Manual

Extensiones comunes al sistema primario: Independiente

Es el sistema de control completamente automático más simple y básico, por lo que ha sido utilizado por muchos años. Este equipo consta de 2 brazos manipuladores de 5 y 7 funciones, radar, cámaras y es autopropulsado. El ROV puede ser utilizado para efectuar la desconexión primaria y secundaria del conector del cabezal, cierre del ariete de tubería intermedio, cierre del ariete ciego de corte, activación de los candados ST en los arietes de la tubería, aislado de las válvulas de desfogue de los acumuladores, liberación de sello del cabezal y operar cualquier otra función del conjunto de BOPs equipada con conexión al ROV. También puede ser útil para operaciones mecánicas como reemplazar juntas de los conectores y limpieza de hidratos. Para propósitos de control de pozo, el ROV es equipado con una bomba hidráulica y tiene la capacidad de insertar una guía de conexión rápida en el receptor instalado directamente para tal función en el BOP (hot stab). Puede ser equipado con un depósito hidráulico para funciones que requieran inyección de pequeños volúmenes de glicol o metanol, pero funciones que requieran mayor cantidad de líquido son operadas con agua de mar. La Ilustración 115 muestra el panel de operación del ROV que está montado en el conjunto de preventores y al ROV operando sobre el panel.



Ilustración 115 Panel del ROV en el conjunto del BOP

2.5 Descripción del sistema de herramientas y cabezales marinos

La sección 2.5 describe el equipo y herramienta necesarios para correr cabezales submarinos, tubería de revestimiento, ensambles y bujes de desgaste en plataformas semisumergibles y barcos perforadores para:

- Unidades ancladas
- Unidades de perforación en aguas profundas y ultra-profundas usando el equipo de posicionamiento dinámico, DP.

2.5.1 Equipo y herramientas necesarios para correr cabezales submarinos, TR, ensambles y bujes desgaste en Plataformas Semisumergibles y Barcos Perforadores (Unidades ancladas)

En esta sección se describirá:

- Base guía temporal, BGT, y la herramienta para correrla
- Base guía permanente, BGP, y su herramienta para meter y recuperar
- Cabezal del conductor de 30 in de baja presión
- Herramienta para correr el cabezal de conductor de 30 in
- Cabezal de 18 ¾ de alta presión y la herramienta para correrlo y probarlo
- Herramienta para correr la tubería de revestimiento, los colgadores y el ensamble sello (CHSART)
- Colgador de tubería de revestimiento
- Ensamble sello
- Bujes de desgaste y la herramienta para correrlo y recuperarlo
- Herramientas Weight Set Test
- Herramienta Boll Weevil

2.5.1.1 Base guía temporal, BGT

La base guía temporal es una estructura sólida soldada de aproximadamente 3.35 m de diámetro exterior y 97 cm de diámetro interior, la cual está seccionada en pequeñas cajas para recibir cemento y/o pedazos de hierro que sirven para darle peso. En su parte interior existen unas hendiduras para alojar la herramienta que se utiliza para correrla, J sencilla o doble J. Es comúnmente usada como una base para guiar la sarta de perforación y aparejo de fondo de 36 in dentro del agujero, ésta tiene 4 puntos para sujetar los cables guías y puede recuperarse a superficie así como servir de soporte de la base guía permanente, su utilización se da principalmente en pozos con un tirante de a agua profundo y/o con corrientes marinas fuertes.

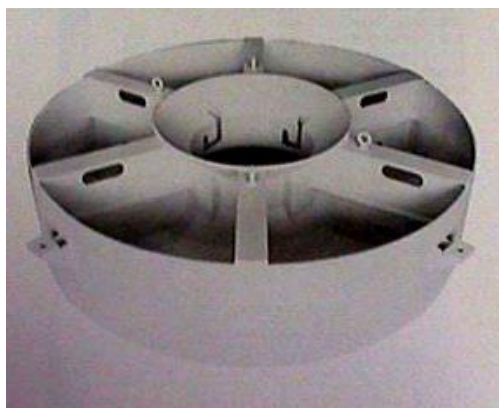


Ilustración 116 Templete de perforación o base guía temporal

2.5.1.2 Herramienta para correr la base guía temporal

La herramienta para meter y recuperar la base guía temporal o templete de perforación es una estructura circular de 37.69 in de diámetro con 4 dados que le permiten atorar la BGT en el alojamiento tipo J que dispone, tiene una longitud de 1.02 m y una conexión caja 6 5/8 in regular.

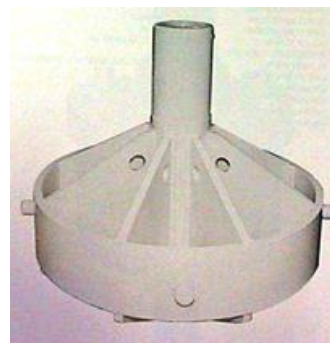


Ilustración 117 Herramienta para correr la Base guía Temporal

2.5.1.3 Base guía permanente, BGP

La base guía permanente es una estructura soldada que consiste de un círculo en el centro en el cual se aloja el cabezal de 30 in y el armazón estructural que contiene cuatro postes guías removibles. El círculo central tiene una hendidura para el anillo de retención en la cual se ancla el cabezal de 30 in. Un manguito actuador concéntrico guía el anillo de retención hacia adentro, formando el hombro de anclaje del cabezal. Para recuperarlo, un movimiento de la herramienta hacia arriba, levantará el manguito actuador y dejará que el anillo de retención de expanda y libere la base guía para recuperarla.

Los postes guía están en su receptáculo asegurados por clavijas de 2 in, 51 mm, para su fácil instalación y remoción. Una clavija tiene un perno para prevenir la rotación. Cuando son tensionadas las líneas guía, los postes guía se extienden hacia arriba seis pulgadas, 152 mm, y proporcionan una amortiguación para anclar el equipo.

La unidad se lleva al fondo marino conectada con el cabezal de 30 in usando cuatro seguros los cuales se enganchan al interior del cabezal de 30 in, los seguros también impiden que la base guía rote en el housing de 30 in. Los cuatros postes guías tienen una ranura especial para las líneas guías que los alojan y sostienen, lo que hace fácil el remplazo de la línea guía por un buzo o robot (ROV).



Ilustración 118 Base guía permanente con sus postes guía

La función primaria de la base guía es proporcionar una guía rígida para sentar el conjunto de preventores. Esta también puede ser usada para sentar los arboles de producción submarina y para guiar la herramienta de los Riser. El seguro del perno evita soltar prematuramente la base por vibraciones y otras fuerzas. La base proporciona una estructura para la brújula de balancín o una guía para la reinstalación. El radio de las líneas guía es de 72 pulgadas, 1829 mm, y el diámetro mínimo interior de la circunferencia central es de 34.62 pulgadas, 897 mm.

2.5.1.4 Herramienta para meter y recuperar la BGP

La herramienta para meter y recuperar la base guía permanente es un ensamble de dos piezas cilíndricas: la superior que es una madrina de levante con una doble caja de 6 5/8 in regular x 4 1/2 in API y la inferior, que es un mango cilíndrico de 35.3 in de diámetro con cuatro “dados” los cuales se pueden acoplar a la BGP y con el movimiento ascendente de la herramienta liberar y recuperar la BGP.

2.5.1.5 Cabezal del conductor de 30 in de baja presión

El cabezal del conductor de 30 in tiene un perfil externo con cuatro ranuras fresadas, las cuales se acoplan a los pernos de seguridad de la base guía permanente. Seis puertos para el retorno del cemento con un diámetro de tres pulgadas, 76 mm, se proveen para que la T.R. de 20 in pueda retornar el cemento al fondo marino. Los perfiles internos aceptan la herramienta para correr en 30 in y el anillo de cierre del cabezal de 18 3/4 in.



Ilustración 119 Cabezal de 30 in

2.5.1.6 Herramienta para correr el cabezal del conductor de 30 in

La herramienta para correr el cabezal del conductor de 30 in tiene una combinación 6 5/8 in regular caja arriba y una 4 1/2 in IF API piñón abajo. Es usada para correr, soltar y cementar la tubería conductora de 30 in, tiene un anillo de cierre seccionado que actúa radialmente hacia fuera en un perfil que proporciona el D.I. del cabezal del conductor de 30 in por ocho clavijas roscadas. Las clavijas actúan hacia fuera por una rampa de soporte en la tubería de perforación. Dos resortes anti rotatorios impiden que el cuerpo exterior de la herramienta gire en el cabezal del conductor de 30 in. Al girar el vástago seis vueltas aproximadamente a la izquierda se accionarán los pernos y la herramienta cerrará en el cabezal. Para liberar la herramienta y recuperar dar vueltas a la derecha (seis vueltas aproximadamente). Cuatro tapones ciegos pueden quitarse para retornar el fluido y asegurar que la TR se ha llenado, después proceda a poner los tapones ciegos. Lo anterior es muy importante, sobre todo si se va cementar la TR de 30 in utilizando un stinger, ya que si queda aire entrampado, éste se puede comprimir bajo el efecto de la presión de bombeo de la lechada de cemento y la cima teórica calculada quedaría arriba, dejando abierta una gran posibilidad de que quede atrapada la punta de stinger con cemento.

En el cuerpo de la herramienta sellan dos O- ring en el cabezal de 30 in y por los orificios retornará el cemento al lecho marino.



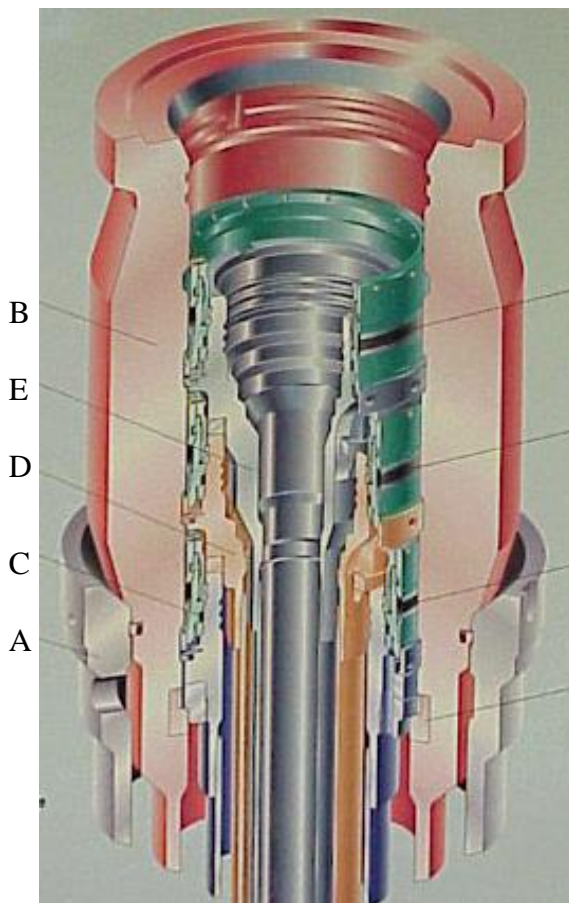
Ilustración 120 Herramienta para correr el cabezal de 30 in y TR de 30 in

2.5.1.7 Cabezal de 18 3/4 in de alta presión

El cabezal de 18 3/4 in se corre usualmente con la T.R. de 20 in, se ancla y cierra dentro del cabezal del conductor de 30 in. Éstos soportan los múltiples colgadores de tuberías de revestimiento y el colgador de tubería de terminación en el pozo. Dos ranuras anulares en la parte superior del cabezal permiten aceptar la herramienta para correrlo y probar los preventores. La presión máxima de trabajo de este cabezal de 18 3/4 in es de 10,000 excepto el sistema del colgador de la T.R. de 16 in cuya presión máxima es de 3,000 psi.



Ilustración 121 Cabezal de 18 3/4 in



- (A) - Tubería de revestimiento conductora de 30 in
- (B) - Cabezal de 18 3/4 in y TR de 20 in
- (C) - Colgador y TR de 13 3/8 in
- (D) - Colgador y TR de 9 5/8 in
- (E) - Colgador y TR de 7 6 7/8 in
- (F) - Ensamble sello de 13 3/8 in
- (G) - Ensamble sello de 9 5/8 in

Ilustración 122 Detalle de cabezal submarino Modelo STC-10 Cameron mostrando sus elementos

2.5.1.8 Herramienta para correr y probar el cabezal de 18 3/4 in

La herramienta para correr y probar el cabezal de 18 3/4 in tiene arriba una cuerda 4 1/2 in API IF (NC-50) ó 6 5/8 in API regular caja y tiene abajo de una cuerda 4 1/2 in API (NC-50) piñón. La herramienta asienta en posición vertical sobre el buje de desgaste. La sarta se rota a la derecha para activar los cuatro seguros que cierran y enganchan el perfil interno del cabezal. Un resorte anti rotatorio extiende 4 seguros que enganchan en la ranura interior del cabezal y previene que el cuerpo de la herramienta gire. En la posición cerrada, dos sellos delgados de polipak al ser energizados radialmente, sellan el área de flujo entre la herramienta y el cabezal. La herramienta permite probar el conjunto de preventores sin necesidad de recuperar los bujes de desgaste.



Ilustración 123 Herramienta para correr el cabezal de 18 3/4", TR de 20" y probar el conjunto de preventores

2.5.1.9 Herramienta para correr la tubería de revestimiento, los colgadores y el ensamble sello (CHSART).

La herramienta para correr la tubería de revestimiento, los colgadores y el ensamble sello, CHSART, de 18 ¾ in es una herramienta multipropósito que corre y prueba todos los colgadores y ensambles de sellos de 13 3/8 in, 9 5/8 in, y 7 in del cabezal submarino en un solo viaje, además de permitir en su parte inferior el acoplamiento del equipo submarino de cementación.

La “CHSART” tiene conexión 6 5/8 in regular o 4 ½ in IF caja y 4 ½ in IF piñón abajo; 4 seguros enganchan en las ranuras anulares del colgador y soportan el peso de la sarta de tubería de revestimiento. Dando vuelta a la derecha se desenganchan los seguros liberando la herramienta del colgador de la TR, continuando con rotación a la derecha también se libera el ensamble de sellos, permitiendo cargarle el peso de la tubería de perforación y poner en posición de candado el ensamble sello.



Ilustración 124 Herramienta para correr y probar la TR, colgador y ensamble sello (CHSART).

2.5.1.10 Colgador de tubería de revestimiento

El colgador de TR tiene como función principal soportar el peso de la tubería de revestimiento y soportar la presión en superficie junto con el cabezal; en su parte interior tiene unas ranuras anulares que le permiten recibir los seguros de la herramienta soltadora y en la caja inferior tiene roscada la misma cuerda que tiene la tubería de revestimiento. La cara superior tiene dos ranuras las cuales reciben los pernos anti rotación de la herramienta CHSART, y el buje de desgaste. El anillo de amarre dispone de orificios para el flujo de tal manera que cuando se reciba el ensamble sello, se logre un buen sello. Los colgadores pueden ser corridos con un anillo candado inferior el cual se aloja en el nido del cabezal para prevenir el movimiento del colgador por expansión térmica, lo cual podría dañar los sellos.



**Ilustración 125 Colgador de la TR de 9
5/8 in**

2.5.1.11 Ensamble sello

El ensamble sello es un cuerpo cilíndrico con dos elementos de sello y un anillo candado que cuando es energizado por el peso de la sarta de perforación se engancha en un perfil del diámetro exterior del colgador de TR. El elemento sello exterior es energizado radialmente y sella sobre el interior del cabezal de 18 ¾ in; el elemento sello interior sella sobre el colgador.

Un anillo de apoyo con tres pernos de corte retienen el sello exterior en su posición retraída antes de ser sentado, pernos de corte adicionales aseguran la función de candado hasta recuperar el ensamble si se desea.

La principal función del ensamble sello es aislar el espacio anular entre la TR y el cabezal de 18 ¾ in.



Ilustración 126 Ensamble sello

2.5.1.12 Bujes de desgaste

El buje de desgaste es un elemento cilíndrico que se aloja en el interior del cabezal de 18 ¾ in para proteger las superficies de sello contra el desgaste y posibles ralladuras durante la perforación. Cuando se coloca, los anillos ubicados en la parte exterior del buje enganchan en las ranuras del colgador de la TR sosteniéndose por fricción.

Podemos encontrar bujes en los diferentes diámetros de cada etapa de perforación como: 18 ¾ in x 13 3/8 in, 9 5/8 in y 7 ó 7 5/8 in.



Ilustración 127 Bujes de desgaste de 18 ¾ in x 13 3/8 in y de 9 5/8 in

2.5.1.13 Herramienta para correr y recuperar los bujes de desgaste

La herramienta para correr y recuperar el buje de desgaste consiste en 4 dados de torque, 4 bolas dentadas, seguros y resortes cargados para retraer los seguros. Esta herramienta es usada para correr y recuperar todos los bujes de desgaste, tiene caja y piñón 4½ in IF.



Ilustración 128 Herramienta para correr y recuperar los bujes de desgaste

2.5.1.14 Herramientas Weight Set Test

La herramienta Weight Set Test se utiliza para probar el conjunto de preventores, estando instalados los bujes de desgaste sobre los colgadores. Consta de un cuerpo superior y un cuerpo inferior unidos por insertos en su parte central; cuando se coloca el peso de la sarta de perforación sobre la herramienta, comprime el sello de metal anular que rodea el cuerpo de la herramienta energizándolo radialmente y haciendo un sello efectivo sobre el cabezal.



Ilustración 129 Herramienta "Weight set test"

2.5.1.15 Herramientas Boll Weevil

La herramienta Boll Weevil consiste de un cuerpo al cual se le conecta tubería de perforación tanto arriba como abajo y un anillo de carga roscado al cuerpo. Ésta se utiliza tanto para probar el conjunto de preventores, el anillo AX del cabezal, así como para probar todos los colgadores y ensambles sello cuando los bujes de desgaste no están instalados. Cuando se van a probar los preventores, dos anillos sellan la herramienta contra el cabezal y ésta se sienta en el hombro del anillo de carga cuando no hay colgadores instalados. Con uno o más colgadores instalados la herramienta, se sienta en la parte superior del cuerpo del colgador.



Ilustración 130 Herramienta Boll Weevil

2.5.2 Equipo y herramientas necesarios para correr cabezales submarinos, TR, ensambles sello y bujes desgaste en Plataformas Semisumergibles y Barcos Perforadores. (Equipo para aguas profundas y ultra-profundas con sistema de posicionamiento dinámico DP)

En esta sección se describirá:

- Cabezal submarino Deep-Water Metal Sealing DMS-700 de 27 in OD y cabezal submarine Super Metal Sealing SMS-800 de 30 in OD
- Geometrías de pozo disponibles para cada arreglo de cabezal
- Herramienta para usar los cabezales y colgadores de TR

2.5.2.1 Cabezal submarino Deep-Water Metal Sealing DMS-700 de 27 in O.D. y cabezal submarino Super Metal Sealing SMS-800 de 30 in O.D. Marca Vetco

En aguas profundas y ultra-profundas del Gofio de México, los sistemas que actualmente están siendo utilizados por Pemex para trabajar en tirantes de agua de hasta 3000 m son los cabezales y herramientas de la Cía. Vetco Gray denominados DMS 700 y SMS 800. Éstos se han destacado por cumplir con los nuevos requerimientos de geometría de pozo, resistencia a la presión interna y al efecto de doblamiento a los que estarían expuestos cuando las cargas de Riser, preventores y corrientes marinas de los tirantes profundos y ultra-profundos actúen sobre el cabezal submarino.

2.5.2.1.1 Características del cabezal DMS-700

Resistencia al doblamiento: 4 millones de libras.

Capacidad de carga certificada de 7 millones de libras.

3 millones de libras de peso de tuberías.

4 millones de libras de carga cuando se tenga una P_{int} de 15 000 psi.

Máxima presión de servicio: 15 000 psi.

Diámetro exterior del cabezal: 27 in

Perfil: H4

Sello: Metal

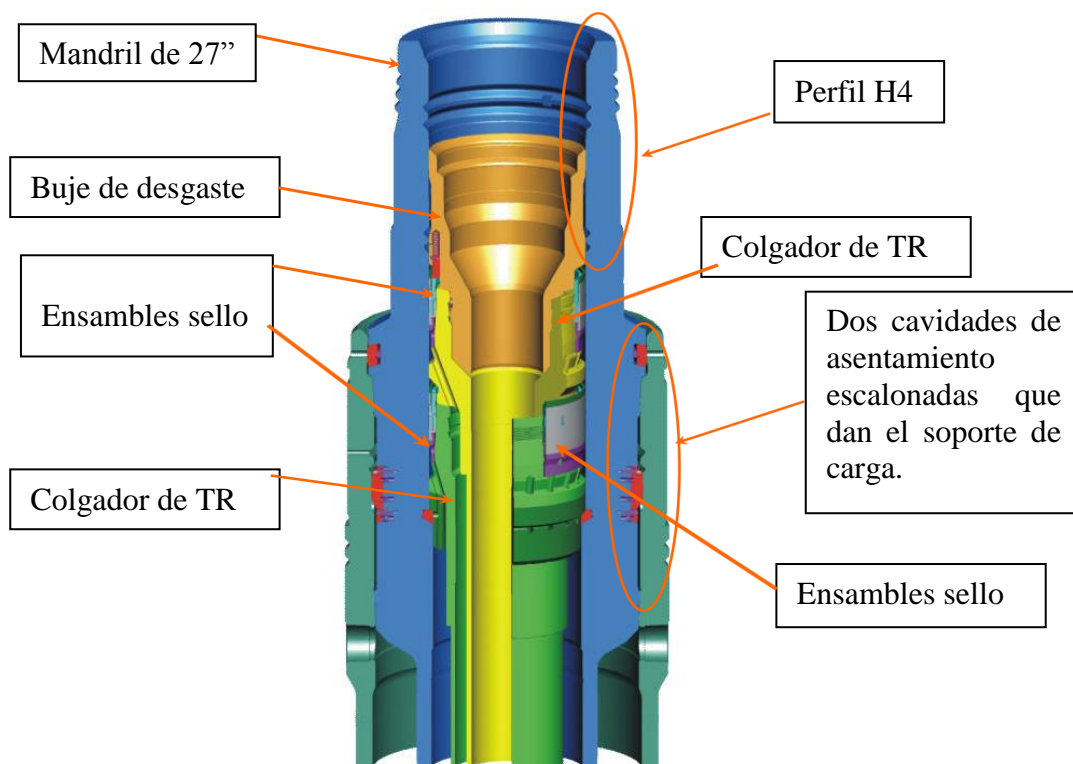


Ilustración 131 Cabezal submarino DMS-700

2.5.2.1.2 Características del cabezal SMS-800

Resistencia al doblamiento: 7 millones de libras.

Capacidad de carga certificada de 8 millones de libras.

4 millones de libras de peso de tuberías.

4 millones de libras de carga cuando se tenga una P_{int} de 15 000 psi

Máxima presión de servicio: 15 000 psi

Diámetro exterior del cabezal: 30 in

Perfil: H4

Sello: Metal

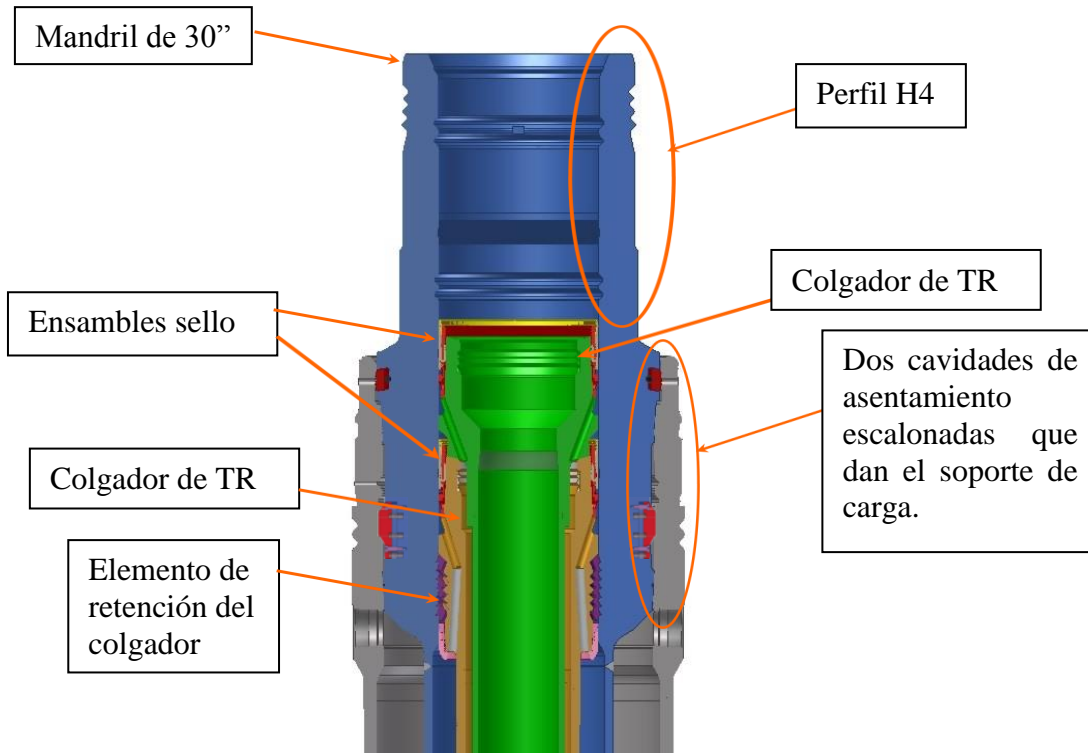


Ilustración 132 Cabezal submarino SMS-800

2.5.2.2 Geometrías de pozo disponibles para cada arreglo de cabezal

	Cabezal DMS-700	Cabezal SMS-800
Arreglo	36" x 28"/26" x 20" x 16" (sub-mudline) x 13 5/8" x 9 5/8" ó 9 7/8" liner	36" x 28" x 22" x 18" (sub-mudline) x 16" (sub-mudline) x 13 5/8" x 10 3/4" liner ó 9 7/8" liner

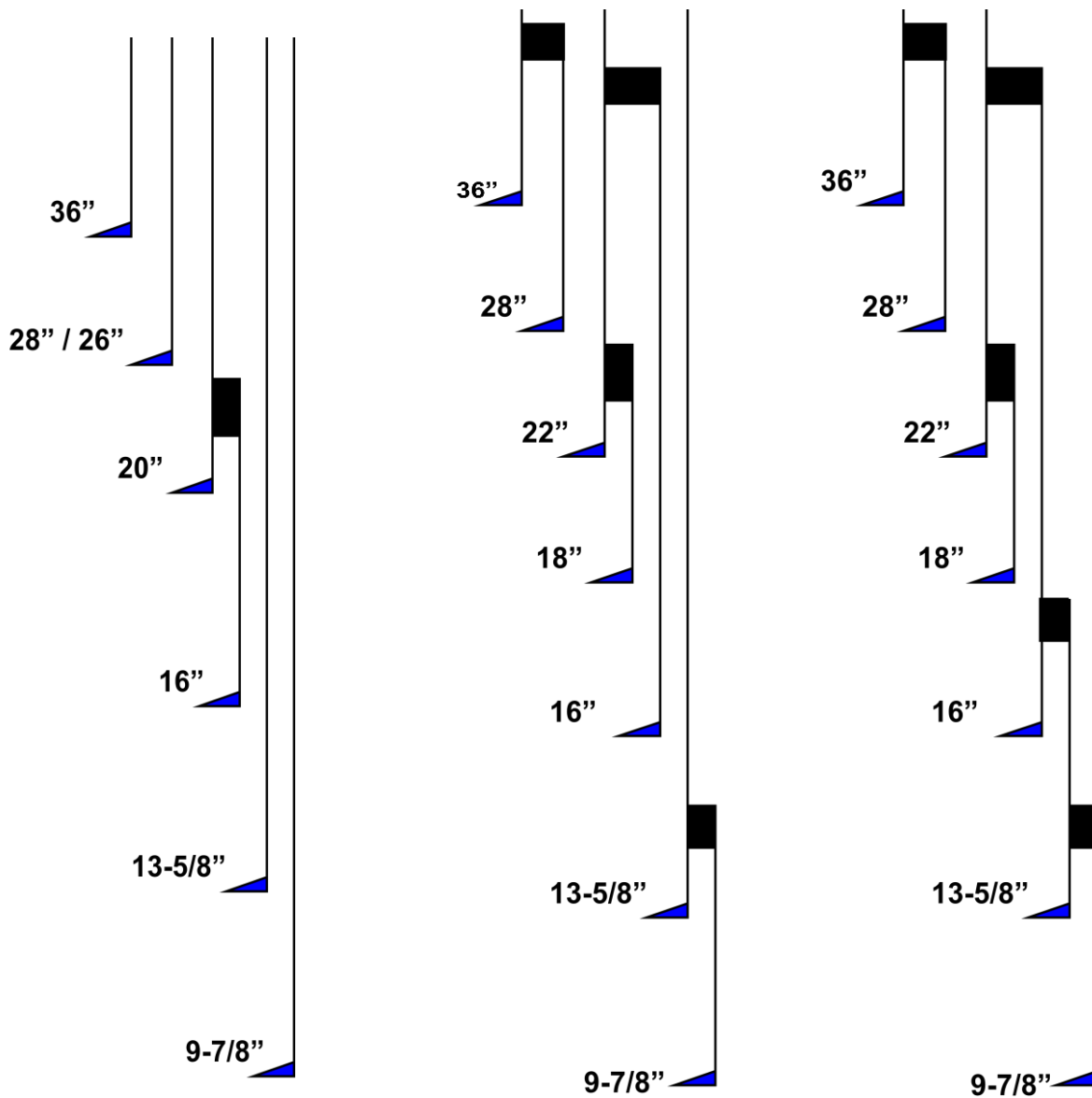


Ilustración 133 Diferentes geometrías de los cabezales de pozos DMS 700 y SMS 800

2.5.2.3 Herramientas para usar con los cabezales y colgadores de TR

2.5.2.3.1 Mud Mat

Plataforma perimetral de asilamiento de la zona de fango marino. Las principales funciones del mud mat son (GE Oil and Gas Drilling and Production, 2010):

- a) Desviar los gases de metano que pueden generar hidratos del conector H4 y de los preventores.
- b) Confirmar la correcta posición del cabezal y proveer un área de 3.65 m x 3.65 m que ayuda como soporte del sistema del cabezal cuando se asienta a nivel de la zona de lodo, mud line.
- c) Soportar el peso suspendido de la TR conductora sobre el transportador del árbol de navidad en el contrapozo (moon car), mientras se corre la sarta de perforación (drilling ahead) y de jeteo.



Ilustración 134 Mud mat

2.5.2.3.2 Cabezal de baja presión de 36 in

El cabezal de baja presión de 36 in tiene un diámetro interior con un doble perfil que acepta los candados de la herramienta rotatoria para correr la TR de 36 in, Cam Tool. La parte inferior del cabezal tiene un diámetro y perfiles internos que aceptan los sellos elastoméricos de la Cam tool. El cabezal está soldado en su base a un tramo corto de la TR de 36 in a correr en el pozo. El diámetro exterior de la parte superior del cabezal incluye el perfil para conectarse al anillo candado del cabezal de alta presión de 18 ¾ in (GE Oil and Gas Drilling & Production, 2010).

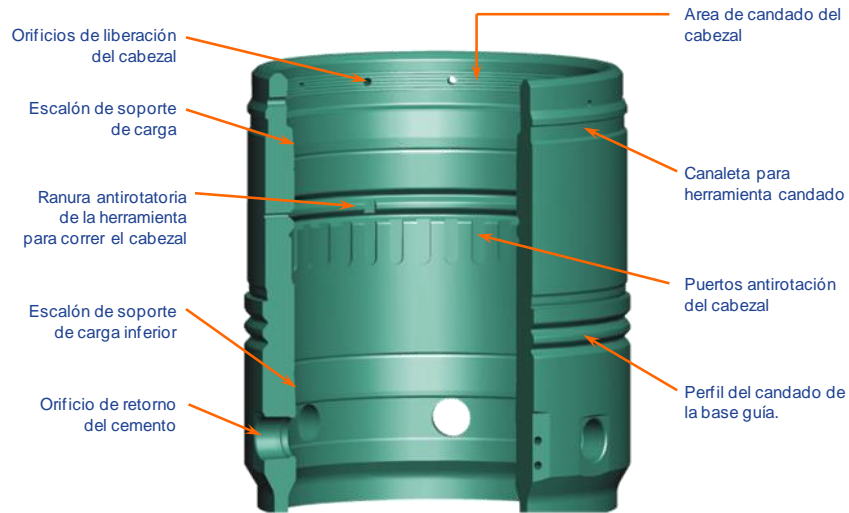


Ilustración 135 Detalle del cabezal de baja presión de 36 in

2.5.2.3 Herramienta para correr el cabezal de baja presión de 36 in, con capacidad para continuar perforando. (Cam Actuated Drill Ahead running Tool) CADAT.

La herramienta para continuar perforando (Drilling Ahead) CADAT, está diseñada para correr cabezales de baja presión de 30 in ó 36 in. Esta herramienta se utiliza para jetear la tubería conductora y después de alcanzar la profundidad total, la flecha eje retenedora de la herramienta es liberada y se puede perforar la siguiente sección de agujero.

Para forzar los 8 candados radialmente opuestos de la herramienta y conectarse dentro del perfil correspondiente dentro del cabezal de baja presión, se requiere girar 2 vueltas y media a la izquierda. Para desconectar los seguros de la herramienta se debe girar a la derecha 2 vueltas y media, con una rotación adicional de 1/8 de vuelta se liberará la J del seguro de la herramienta y se podrá continuar con la operación de perforación.



Ilustración 136 Herramienta CADAT entrando al cabezal de baja presión de 36 in

Algunas de las características que hacen especial a esta herramienta son la de bajar la tubería conductora y el cabezal de baja presión para la operación de Jeteo y ahorrar el viaje necesario para meter el aparejo de perforación de la siguiente etapa, ya que con la conexión J de la herramienta se puede seguir la perforación. Tiene un pin anti-rotatorio, un elemento sello con el cabezal e indicador de la posición del seguro visible con el ROV.

Principales Especificaciones Técnicas de la herramienta CADAT:

- Máxima presión nominal de trabajo: 1000 psi
- Máxima carga total: TR conductora más el aparejo de jeteo : 1,150,000 lb
 - Conductor de 36 in : 1,000,000 lb
 - BHA de jeteo : 150 000 lb
- Junta de perforación: 6 5/8 in Reg. (7 3/4 in OD x 3 in ID)
- RPM máxima en modo de perforación (drilling ahead): 100 rpm
- Área de paso de flujo disponible: 237 pulgadas cuadradas
- Tapones para los puertos de flujo de 3 in

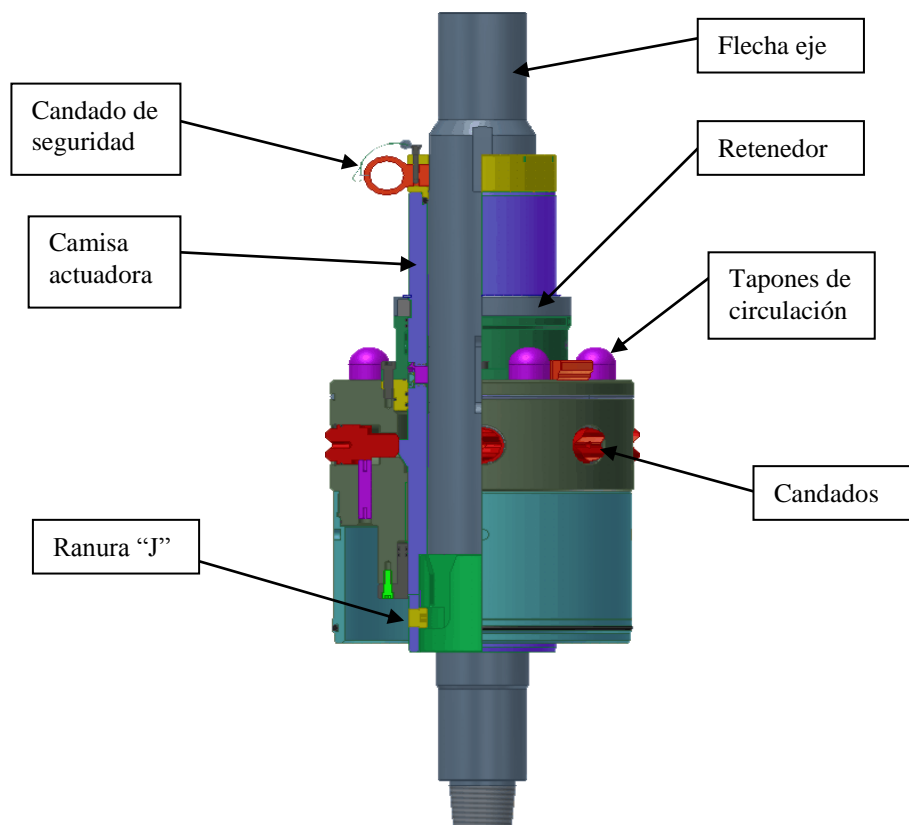


Ilustración 137 Herramienta para continuar perforando después de jeteo CADAT 36 in

2.5.2.3.4 Herramienta para correr el colgador y TR de 28 in Casing hanger running tool (CHRT)

Esta herramienta se utiliza para bajar y asentar el colgador y la TR de 28 in en tramo de TR ubicado debajo del Mud Mat que tiene el perfil de carga y área de alojamiento para el anillo candado del colgador.

La razón principal de la utilización de esta tubería consiste en ser una solución para contener el flujo de agua somera que pudiera existir en la localización, cuyas principales consecuencias son desestabilizar la fundamentación del pozo y causar un daño a las operaciones de cementación.

La CHRT adicionalmente permite efectuar los trabajos de cementación de la TR de 28 in; ya que una vez que se ha terminado la cementación, se procede a bajar el colgador, asentar y asegurarlo dentro de su alojamiento.

La herramienta es de fácil operación, ya que se opera con giro a la izquierda para apriete y a la derecha para retraer los candados de agarre.

Características principales:

- Capacidad de carga de TR de 28 in: 750 000 lb
- Capacidad de carga para el Stinger: 150 000 lb
- Conexión: 6 5/8 in Reg (caja) por NC 50 (piñón)
- Presión máxima de trabajo: 1000 psi
- Agujeros de circulación de 3 ½ in
- Ranura anti-rotación.

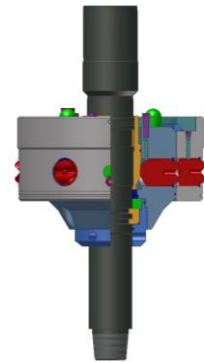
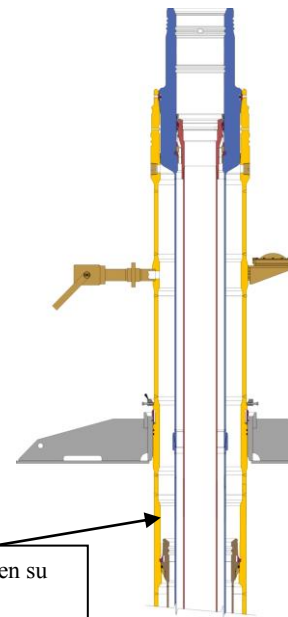


Ilustración 138
Herramienta CHRT



Colgador de TR de 28" en su alojamiento

Ilustración 139 Detalle del
Colgador de TR de 28"
ubicado debajo de Mud Line

2.5.2.3.5 Cabezal de 18 ¾ in de alta presión sistema DMS-700 y SMS-800

El cabezal de 18 ¾ in de alta presión tipo DMS-700, se corre usualmente con la TR de 20 in, se ancla y cierra dentro del cabezal de baja presión del conductor de 36 in. Estos soportan los múltiples colgadores de tuberías de revestimiento y el colgador de tubería de terminación en el pozo.

Su geometría interior le permite aceptar la herramienta para correrlo CART, colgadores y ensambles sello de los diferentes arreglos de tubería del pozo.

La presión máxima de trabajo de este cabezal es 15 000 psi, lo que le permite que se puedan probar los preventores a ese valor de presión. Su resistencia al doblamiento es de 4,000,000 de libras.

El caso del cabezal de 18 ¾ in de alta presión tipo SMS-800 se corre usualmente con la TR de 22 in, se ancla y cierra dentro del cabezal de baja presión del conductor de 36 in y, de la misma manera que el DMS 700, soporta los múltiples colgadores de tuberías de revestimiento y el colgador de tubería de terminación en el pozo.

La máxima presión de trabajo de este cabezal es de 15 000 psi y su resistencia al doblamiento es de 7,000,000 de libras.

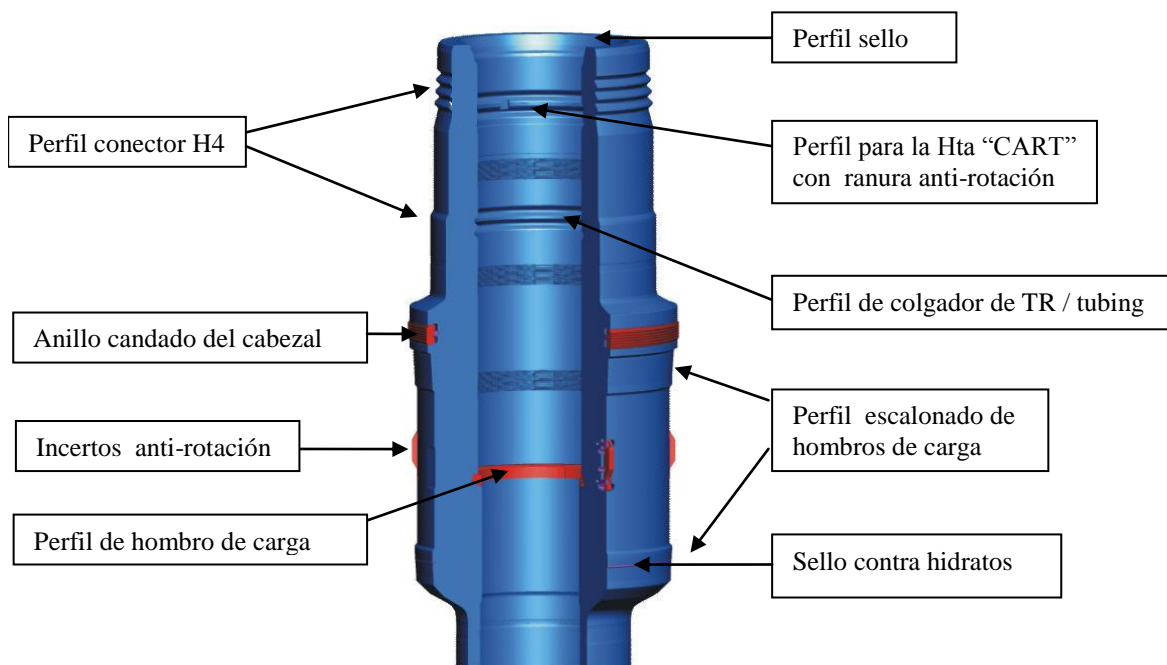


Ilustración 140 Detalle del cabezal de 18 ¾" de alta presión DMS - 700

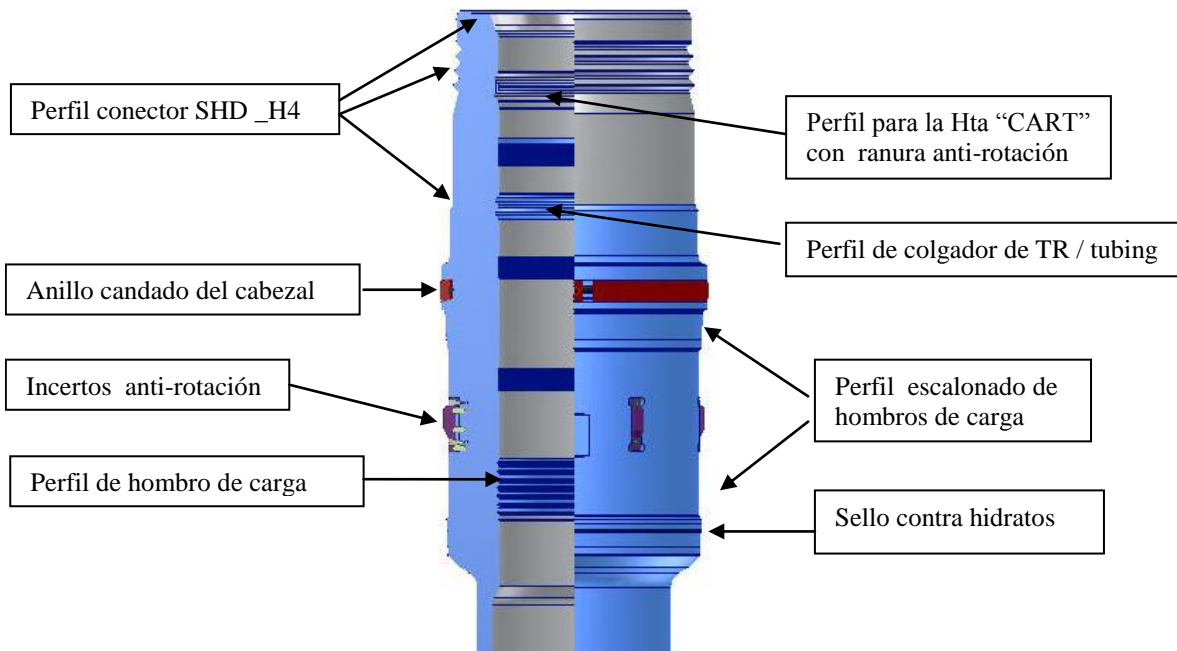


Ilustración 141 Detalle del cabezal de 18 3/4" de alta presión SMS - 800

2.5.2.3.6 Herramienta actuadora para correr cabezal de alta presión de 18 3/4 in (Cam actuated running tool – CART)

Esta herramienta se utiliza para bajar, asentar y cementar la TR de 20/22 in y el cabezal de alta presión de 18 3/4 in en el cabezal de baja presión de 36 in.

El piñón de la herramienta es 4 1/2 in IF-NC 50, permite la colocación de tubería de perforación que puede ser utilizada como stinger para hacer más rápido el trabajo de cementación.

Sus principales características son:

- Para el cabezal DMS:
 - Resistencia a la tensión (Peso de TR 20 in):
700 000 lb
- Para el cabezal SMS
 - Resistencia a la tensión (Peso de TR 22 in): 1 250 000 lb
- Presión de cementación: 2 500 psi
- Torque Max: 25 000 ft-lb
- Junta de Perforación: 6 5/8 in Reg. Caja x NC 50 Piñón

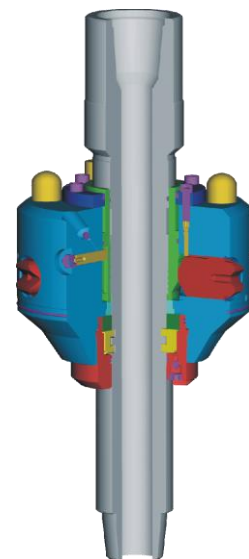


Ilustración 142
Herramienta CART

2.5.2.3.7 Colgadores de TR

El colgador de TR tiene como función principal soportar el peso de la tubería de revestimiento y soportar la presión interna que se le aplique junto con el cabezal; en su parte interior tiene unas canaletas anulares que le permiten recibir los seguros de la herramienta soltadora y en la caja inferior tiene roscada la misma cuerda que la tubería de revestimiento. En su cara superior se puede alojar el buje de desgaste.

Por fuera dispone de orificios de 16 pulgadas cuadradas de área de flujo, adicionalmente incluye un anillo asiento de carga de alta resistencia y tiene el perfil para recibir el ensamble sello.



Ilustración 143 Colgador de TR de 13 5/8 in

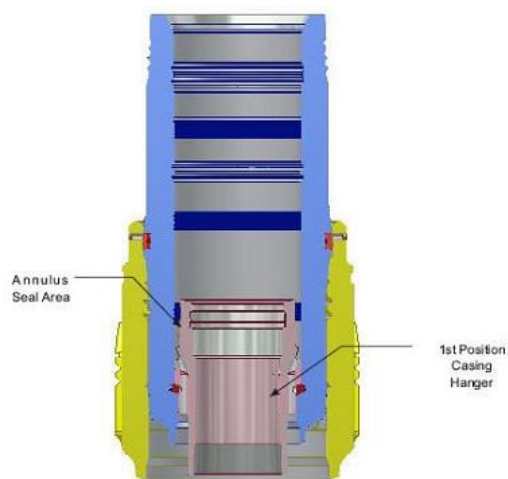


Ilustración 144 Posición del Colgador de TR de 9 5/8 in

2.5.2.3.8 Ensamble sello

La principal función del ensamble sello es aislar el espacio anular entre la TR y el cabezal de 18 3/4 in. La máxima presión de trabajo que soporta son 15 000 psi. El ensamble sello se puede correr con o independientemente del colgador de TR. El ensamble se energiza cuando el anillo es forzado a bajar dentro del anillo tipo U, expandiéndose contra el cabezal de alta presión.

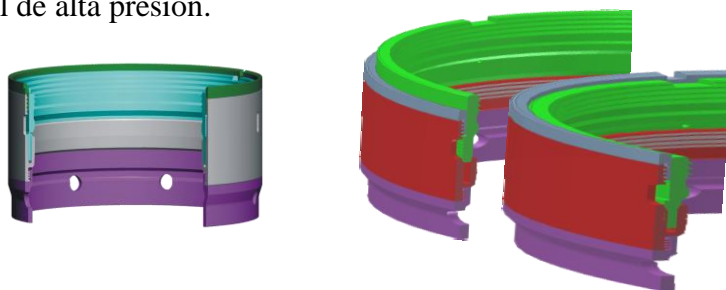


Ilustración 145 Ensamble sello mostrando empaque energizador desactivado y activado

2.5.2.3.9 Bujes de desgaste

La función principal del buje de desgaste es proteger el perfil interior del colgador de TR y al cabezal del daño, ralladuras y desgaste que pudiera sufrir con la barrana y el giro de la sarta de perforación. Protege adicionalmente las superficies de sello y está disponible en los tamaños que corresponden a los diámetros de los colgadores de TR.

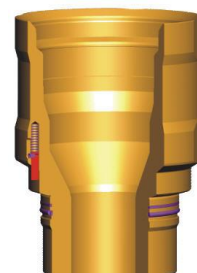


Ilustración 146 Bujes de desgaste

2.5.2.3.10 Herramienta para correr los bujes de desgaste

Esta herramienta se utiliza para instalar y recuperar los bujes de desgaste y permite probar los preventores en el mismo viaje.

Unos resortes cargados agarran las cuñas del buje de desgaste y también sirven para retraer los seguros de la herramienta. Una ranura interna con forma de “J” se utiliza como candado de la herramienta

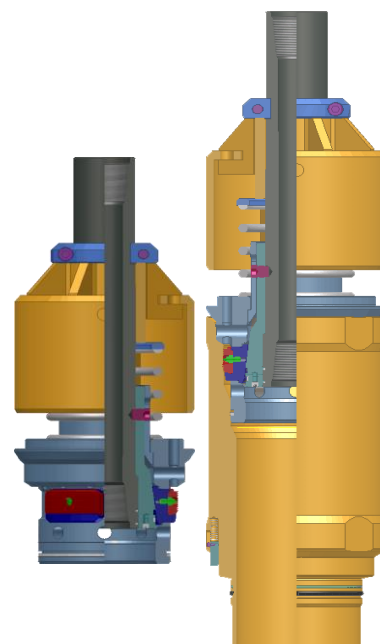


Ilustración 147 Herramienta para correr buje de desgaste sin y con buje instalado

2.5.2.3.11 Herramienta para correr colgador de TR con presión asistida en tubería de perforación - Pressure Assist Drill Pipe Running Tool (PADPRT)

La herramienta PADPRT se utiliza para correr la tubería de revestimiento, colgador de TR y ensamble sello con la tubería de perforación, lo que permite efectuar la cementación y probar con presión en un solo viaje.

El ensamble sello se puede energizar mediante la combinación de peso y presión desde el conjunto de preventores. La rosca de la parte inferior de la herramienta permite el uso del sistema de liberación de los tapones para la cementación.

Está diseñada para ser usada en el cabezal de 18 ¾ in con los colgadores de TR de 13 3/5 in y 9 7/8 in.

Sus principales características son:

- Máxima Capacidad de carga 2000 Kips
- Máxima presión de prueba: 15,000 psi
- Diámetro mínimo de paso 2.97 in
- Área de flujo de desalojo 16 in²

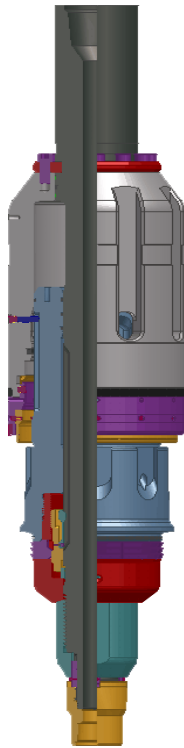


Ilustración 148 Herramienta para correr colgador de TR con presión asistida en tubería de perforación

2.5.2.3.12 Herramienta de prueba con aislado. Isolation test tool (ISOT)

La herramienta para el asilado y prueba de preventores, ISOT, es usada para probar el conjunto de preventores cuando se instala en el cabezal de alta presión de 18 ¾ in.

La herramienta sella dentro de la cavidad superior del cabezal y asila el sello del colgador de la TR de la presión que se aplica para la prueba del BOP.

Se puede probar el conjunto de preventores hasta con 15 000 psi, ya sea que el buje de desgaste y colgador de TR estén instalados o no, ya que la presión actuará directamente en el cabezal de alta presión (arriba del buje de desgaste).

La herramienta trabaja con movimiento vertical y giro de hasta 284 grados. El movimiento vertical cierra la herramienta energizando el elemento sello y expandiendo el anillo “C”. La acción de rotación permite que la herramienta sea corrida en posición extendida evitando la prematura energización de anillo “C”.

Una ranura interna “J” de liberación y el pin anti-rotación evita el giro de ésta.

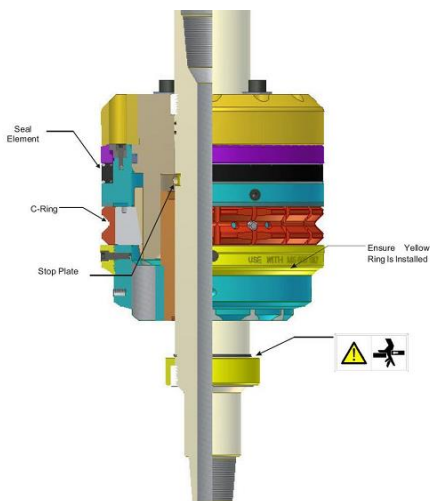


Ilustración 149 Herramienta de prueba con aislado

Capítulo 3. Planeación

El objetivo de la planeación de un pozo petrolero es formular un programa de perforación que permita elaborar un pozo con seguridad al costo mínimo y cumpliendo las condiciones de control y utilidad, a pesar de las restricciones como la geología, presiones anormales, temperatura de fondo, limitaciones de resistencias en las tuberías de revestimiento y de perforación, diámetro del pozo, tirante de agua, etc.

La seguridad debe ser el aspecto de más alta prioridad en la planeación de un pozo, debido a que durante su perforación situaciones imprevistas pueden poner en peligro a la tripulación, al equipo y al pozo en sí. El programa de perforación debe estar diseñado para reducir el riesgo de descontroles, zonas de presión anormal y otros factores que puedan crear problemas.

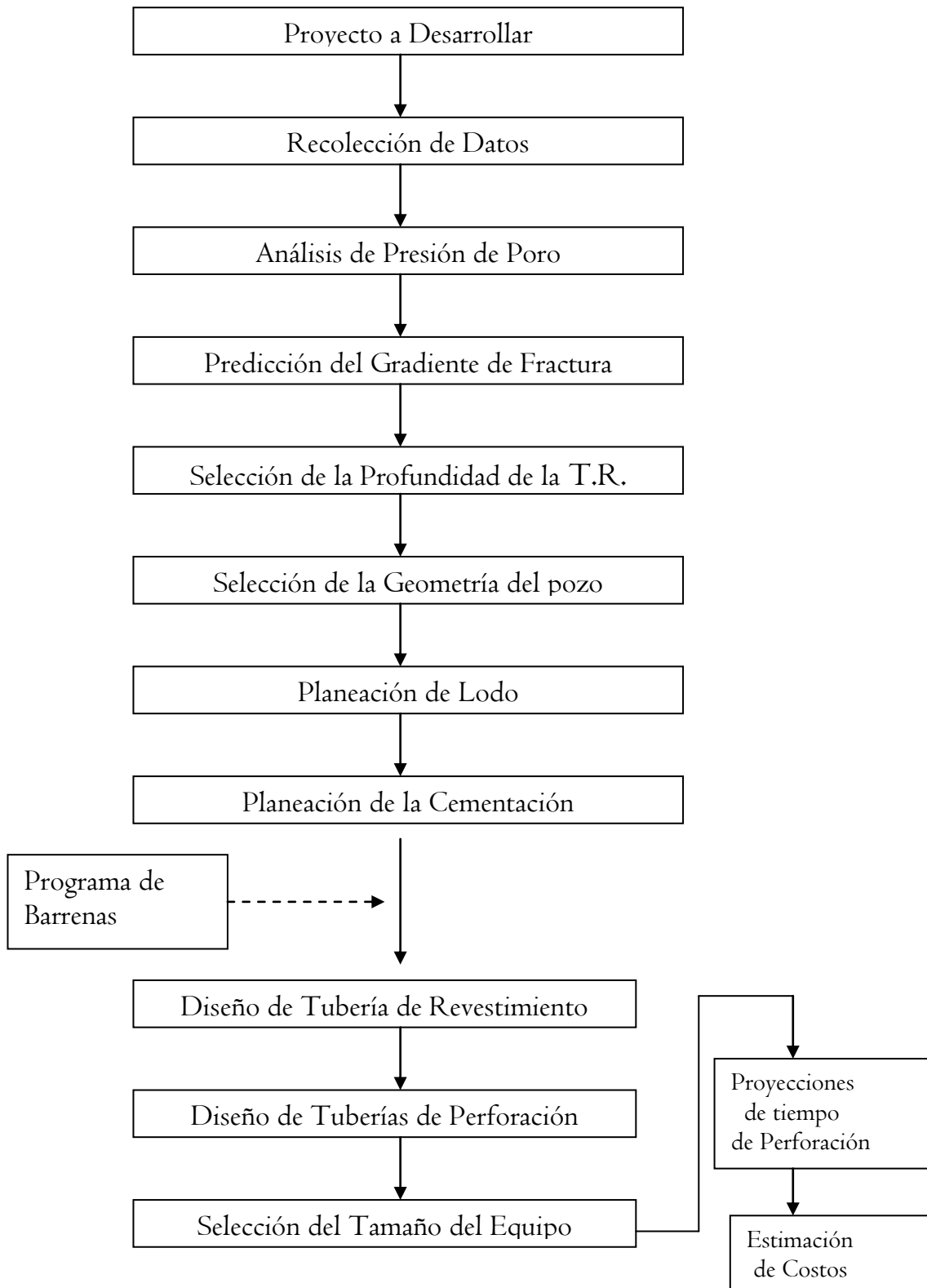
Durante el proceso de planeación es válido minimizar el costo del pozo sin incurrir en el deterioro de la seguridad.

La utilidad del pozo es un parámetro que se debe observar, ya que la configuración final del mismo deberá permitir que se pueda efectuar una terminación adecuada así y reparaciones menores y mayores subsecuentes.

La planeación del pozo es un proceso ordenado, requiere que algunos aspectos sean desarrollados antes de diseñar otros, por ejemplo: la densidad del lodo se deberá conocer antes de diseñar las tuberías de revestimiento, el programa de barrenas deberá ser elaborado después de analizar los datos históricos de los pozos correlativos (ya que podría verse afectado por el tipo de lodo) y la terminación del pozo deberá visualizarse de manera temprana en el proceso ya que los diámetros del revestimiento pueden afectar el diámetro de la tubería de producción y el de los empacadores a usarse.

A continuación se muestra un diagrama de flujo que define de manera ordenada el proceso para la planeación de un pozo:

Diagrama de Flujo para Planeación de un Pozo Petrolero.



3.1 Recopilación de la información

El más importante aspecto para la preparación del programa de perforación y la subsecuente ingeniería consiste en determinar las características y problemas que probablemente serán encontrados durante la perforación del pozo. Cuando se desconoce el medio ambiente en el que se desarrollará la perforación, ésta no se podrá planear correctamente, por lo que inicialmente se debe de recopilar toda la información posible para efectuar el mejor diseño y proyecto del pozo.

A continuación se desarrollaran uno a uno los principales conceptos que proporcionarán información para el desarrollo de un proyecto:

- Geología
- Récord de barrenas
- Récord de lodo
- Récord del registro de hidrocarburos
- Reportes de perforación
- Registros geofísicos
- Historia de la producción
- Estudios sísmicos

3.1.1 Conocimiento geológico del área

Aunque no es posible seleccionar los sitios en dónde perforar, es importante conocer el trabajo de los geólogos para:

- a) Conocer y entender las características geológicas esperadas en el área como la definición de fallas, estructuras y bloques que podrían ser de naturaleza similar a las del pozo prospecto.
- b) Identificación de anomalías geológicas que podrían ser encontradas en el pozo a perforar.
- c) Conocimiento del tipo de litología a perforar.

Esta información se puede obtener en las cartas geológicas de isopacas para un estrato o formación de interés; también se puede disponer de gráficos tridimensionales que dan una imagen telemétrica de la formación de interés o cima del objetivo, de los registros geofísicos de cuya interpretación se puede inferir la litología así como tipo de fluidos y por su puesto de los estudios sísmicos cuyas reflexiones dan idea de los principales cambios en los estratos a perforar.

3.1.2 Registro de barrenas

Es una excelente fuente de información sobre la perforación ya que contiene datos y condiciones de perforación que es de mucha utilidad sobre todo si se trata de pozos vecinos. Los principales datos que se obtienen de un record de barrenas son los siguientes:

- Operador
- Contratista
- Número de equipo
- Localización de pozo
- Características de la sarta
- Características de la bomba

Adicionalmente encontraremos la siguiente información:

- Número y tipos de barrenas
- Tamaño de toberas
- Metros perforados y velocidad de penetración
- Condiciones operativas de peso sobre la barrena y rotaria
- Desviación de pozo
- Datos de la bomba
- Propiedades del lodo
- Tipo de desgaste en la barrena
- Comentarios

El análisis de los records de barrena proveerá más información que permitirá detectar cambios en la litología de las formaciones, así como obtener la presión de poro y de fractura por métodos indirectos y el análisis del costo por metro.

Para calcular el costo por metro se puede emplear la siguiente ecuación:

$$\frac{\$}{m} = \frac{c_b + c_r T_t + c_r T_r}{Y} \quad \text{Ecuación 3.1.2-1}$$

Donde $\$/m$ es el costo por metro en dólares, C_b es el costo de barrena en dólares, C_r es el costo del equipo en dólares/hora, T_r es el tiempo de rotación horas, T_t es el tiempo de viaje en horas y Y son los metros perforados por corrida de barrena.

Ejemplo

Calcular el costo por metro de una barrena que inició a perforar a 1829.2 m y terminó a 2179.8 m en 23 horas de rotación, asumiendo que el costo del equipo es de \$ 12,000 /día y la barrena costo \$ 1,650 dólares.

Aplicando la ecuación 3.1.2-1 tenemos:

$$\frac{\$}{m} = \frac{\$1650 + \left(\frac{\$12000}{24 \text{ hrs}}\right)(23 \text{ hrs}) + \left(\frac{\$12000}{24 \text{ hrs}}\right)(5.96 \text{ hrs})}{2179.8 \text{ m} - 1829.2 \text{ m}}$$

$$\frac{\$}{m} = \frac{\$46}{m}$$

Nota: El tiempo de viaje se calculará dividiendo la profundidad entre el tiempo que se tarda en sacar el aparejo a superficie; la velocidad promedio para sacar la barrena a superficie de una cuadrilla de perforación entrenada es de 365 m/hr. (Adams, N. 1985)

En un estudio comparativo de secciones vecinas perforadas se podrán analizar las condiciones operativas y se podrá elegir implementar aquellas cuyo costo sea menor para el pozo en proyecto.

3.1.3 Reporte de lodos

Los reportes de lodos describen las características físicas y químicas del sistema de lodo. Estos reportes se hacen, comúnmente, a diario e incluyen las propiedades del lodo, características del agujero y condiciones de perforación. El ingeniero de lodos es el encargado de preparar dicho reporte y entre la información que se puede obtener se encuentra lo siguiente:

- Profundidad del pozo
- Volumen de presas
- Equipo de control de sólidos
- Número y diámetro de barrenas
- Datos de las bombas
- Datos del aparejo
- *Propiedades del lodo:*
 - Peso del lodo
 - Ph
 - Viscosidad Marsh
 - Viscosidad plástica
 - Punto cedente
 - Gel
 - Contenido de cloruros
 - Contenido de calcio
 - Contenido de sólidos
 - Capacidad de intercambio cationico o MBT
 - Fluido perdido
 - Filtrado

Del análisis de la información contenida en estos reportes, teniendo como contexto las condiciones de perforación, se puede proveer información sobre problemas en el pozo o cambios en el medio ambiente que se está perforando.

Por ejemplo, si se está perforando con un lodo base agua y se observa incremento en el punto cedente, pérdida de agua y aumento en el contenido de cloruros, puede sugerirse la idea de que con sal o agua salada se ha contaminado el lodo. Por otro lado en un problema de pérdida de circulación parcial o total, dependiendo del volumen perdido de lodo reportado, se puede inferir la magnitud de la pérdida de circulación. También de los valores que se tengan del filtrado se puede inferir la eficiencia del enjarre del lodo.

Todo lo anterior ayudará a tomar mejores decisiones para la selección del tipo de lodo a utilizar durante la perforación así como prever la problemática del pozo en cuestión.

3.1.4 Registro de hidrocarburos

La mayoría de las mediciones importantes se hacen durante la perforación, a diferencia de los registros eléctricos con cable que requieren efectuar un viaje al fondo del pozo para recuperar la información, estas mediciones se pueden hacer usando el lodo de perforación y los recortes perforados por el sistema con vehículos que transportan información. Estas mediciones resultan en una detección directa porque los hidrocarburos se mezclan en con el lodo, o en los recortes de formación que suben a la superficie. La profundidad de diferentes estratos también se puede obtener mediante el monitoreo del ritmo de penetración.

La misión básica del lodo de perforación en la perforación convencional es mantener los fluidos de las formaciones en su lugar para prevenir descontrol. Por esta razón, la presión hidrostática de la columna de lodo se opone directamente a la de las formaciones, debiendo ser mayor que la presión de los fluidos intersticiales.

El filtrado del lodo invade las formaciones justo al frente de la barrena, los hidrocarburos contenidos en las rocas son levantados por el fluido de perforación, ya sea como roca virgen o como roca invadida, dependiendo de las condiciones de permeabilidad de la roca y naturaleza de los hidrocarburos. Una porción de estos hidrocarburos permanecerá en los recortes, y el restante se mezclará por disolución o en forma de burbujas. Identificar el mecanismo mediante el cual el lodo se contamina es uno de los parámetros más importantes que se debe identificar durante la perforación.

Las principales funciones que se pueden realizar usando el registro de hidrocarburos son las siguientes:

- Búsqueda e identificación del gas
- Determinación del gasto, densidad, temperatura, resistividad y presión a la que se encuentra el lodo a la entrada y a la salida del pozo

- Medición de niveles de presas
- Detección de fluorescencia
- Parámetros de perforación como peso y torque
- Parámetros de seguridad como contenido de gas y presiones de fondo (presiones de poro, porosidad y exponente “D”)

De los recortes se puede obtener información precisa concerniente a las formaciones:

- Identificación y descripción litológica
- Análisis y contenido de gas
- Contenido de aceite y fluorescencia
- Densidad
- Contenido de carbonatos

3.1.5 Reporte de perforación

El contratista de perforación comúnmente lleva un reporte diario de las operaciones que se conoce como reporte IADC. Éste describe las operaciones de perforación por hora, el aparejo de perforación, las propiedades del lodo, el estado mecánico del pozo, el tipo de bombas así como las camisas que utiliza, las condiciones de operación sobre la barrena, el nombre del pozo, las fechas de inicio y terminación del pozo y los contactos geológicos.

Del análisis de esta información se puede inferir la problemática presentada durante la perforación del pozo en cuestión, como son problemas de atrapamiento de tuberías, pérdidas de circulación y su magnitud. Asociando esta información con la litológica reportada, la geometría del pozo y la sarta utilizada, se valida o descarta un problema de pegadura por presión diferencial.

Del análisis de las presiones de poro y fractura contra la densidad del lodo utilizada y con apoyo de la información obtenida de los registros geofísicos se puede verificar la existencia de presiones anormales y validar los asentamientos de las tuberías de revestimiento.

De la revisión de los contactos geológicos de las formaciones perforadas y tiempos de perforación se verifica la eficiencia de las barrenas utilizadas, se valida que los tipos utilizados sean acordes con la dureza de las formaciones a perforar y se analiza la perforabilidad de la formación.

Del análisis de los datos de lodos se verifica que las densidades utilizadas sean correctas y acordes con los datos de las presiones de poro y fractura, y se revisa que las reologías se encuentren dentro de los rangos normales para el tipo de lodo usado.

De la revisión de los tiempos utilizados para la perforación de la etapa en cuestión, se puede inferir la eficiencia del equipo (tiempos perdidos debidos a fallas de máquinas) y la eficiencia operativa (análisis de las operaciones fallidas). Con esta información se puede elaborar la gráfica de tiempos por etapa de perforación y el análisis de costos.

Ejemplo de un reporte de perforación

GENERAL	WELL		RIG		DATE		REPORT NO.		
			West Atlas		07-Mar-09		7		
Drilling Supervisors		OIM		Country		Permit			
						AC/L7			
24:00 DEPTH (MD)	3,796.0 m	RT - Seabed	113.5 m	LAST CASING (mm)	244	HOLE SIZE (mm)	311		
24:00 DEPTH (TVD)	2,654.0 m	RT - AHD	35.2 m	SHOE Ø (mMD)	3786.1 m	CONTRACT DAYS	81.60		
24 HR PROGRESS	0.0 m	WELLHEAD DATUM		SHOE Ø (mTVD)	2654.0 m	DAYS SINCE SPUD	48		
24 H SUMMARY	RIH 244mm casing from 3676m to 3754, MUJ MLS assembly and RIH to 3775m and hung up in wear bushing. POH to investigate, removed wear bushing from damaged MLS and P/U back up unit, RIH and land casing out Ok, adjusted landing string due to CDS tool failure, Cemented casing per programme, WOC (4hrs) due to float failure, R/D cement head, RIH and set corrosion cap. Retrieved diverter assembly and prepared to skid to well H4.								
CURRENT FORMATION / GEOLOGY:	Montara / 90% Sand, 10% Argillaceous Siltstone.								
APPROVED AFE	\$13,442,794	CUMULATIVE COST	\$14,055,748	DAILY COST	\$671,904				
SAFETY & ENVIRONMENT	CUMULATIVE DAYS SINCE LAST LTA		179	STOP CARDS (day)	38	DRILLS	Fire & Abandon Drill - 4th Mar 09		
	INCIDENTS		0	STOP CARDS (Mn)	326	STOP CARDS (Total)	9153		
	LAST SAFETY MEETING		01-Mar-09	COMMENTS Seadrill - 28, PTTEPAA - 3, 3rd Party - 7.					
MUD DATA	TYPE	Aqua - Drill	20	3.35	5.27	OIL/WATER (% vol)	0.00	Cl (mg/l)	0
	WEIGHT (SG)	1.18	FANN Ø rpm	10		DIL/WATER (% Ratio)	0.00	KCl (%)	8
	VIS (Sec/ft)	87	Corr SOLIDS (% v)	6		API FL (ml/30min)	4.8	Pm	0.3
	Temp (°C)	N/A	LGS (% vol)	3.55		HTHP @ 300° F	0.00	P / Ml	0.1/0.5
	PV (mPa.s)	29	SAND (% vol)	0.5		CAKE API (mm)	1	Glycol (%)	3.00
	YP (Pa)	20.11	MBT (kg/cm ²)	21.4		pH	8.8	Dich Magnet (Kg) cuml	
BIT DATA	BIT NO.	SIZE (mm)	SERIAL NO.	MAKE	TYPE	IADC CODE	JETS (mm)	TFA (cm ²)	
	DEPTH IN (m)	DRILLED (m)	ON BTM TOT. HRS	ROP (m/hr)	K.REVS	DEPTH OUT	GRADING (In, Out, DuL, Loc, Brg, Grg, Oh, Reas)		
		0.0							

DRILLING PARAMETERS	INTERVAL	ROT. Wt (t)	Wt Up / Down (t)	WOB (t)	RPM (string/bit)	TQ, On Btm (Nm)	TQ, Off Btm (Nm)	ROP (m/hr)			
HYDRAULICS	LINER (mm)	SPM	FLOW (lpm)	TOTAL FLOW (lpm)	0	DC Ann. VEL (m/min)					
	PUMP #1	165.1		0	PRESSURE (kPa)	DC 2 Ann. VEL (m/min)					
	PUMP #2	165.1		0	JET VEL (m/sec)	HWDP Ann. VEL (m/min)					
	PUMP #3	165.1		0	HHP/IN2	ECD (SG)					
BHA	BHA NO.					LENGTH (m)					
						WEIGHT (t)					
						WT BELOW JARS (t)					
	BHA NO.					LENGTH (m)					
						WEIGHT (t)					
						WT BELOW JARS (t)					
MISC. DOWN HOLE TOOLS	SERIAL NO.	CUM. CIRC HRS	MISC. DOWN HOLE TOOLS	SERIAL NO.	CUM. CIRC HRS						
WELL CONTROL	PORE PRESS (SG)	1.06	LAST BOP TEST	19-Feb-09	SCR at mMD	PUMP	SCR @ 30spm	SCR @ 40spm	SCR @ 60spm		
	LOT/FIT (SG)	1.25	NEXT BOP TEST	12-Mar-09		#1					
	MAASP (kPa)	1820 kPa	PIT/KICK DRILL		SCR MW (SG)	#2					
OPERATIONS	TIME	HRS	PHASE	CODE	CLS	DEPTH	SEQUENTIAL OPERATION (00:00 hrs - 24:00 hrs)				
	00:00	01:00	1.00	I-CSG	12	P	3,796 m	RIH 244mm casing from 3676m to 3726m and encountered restricted hole at 3726m (casing collar at R/T) POH with joint to confirm clear from 3726m to 3714m -Ok, attempted to RIH and unable to go down past 3714m, work string with up 312t (Weight Indicator Reading) down to 80t WIR while circulating at 1-2m3/min at 3-58MPa and passed 3714m, continued to RIH casing from 3726 to 3754m.			
	01:00	02:00	1.00	I-CSG	8	P	3,796 m	Attempted to remove FMS, while attempting to pull hinge pin the handle came away from the pin, held PJSM and pulled FMS 1.5m above R/T, installed rotary bushing and set slips on casing, disengaged CDS and lifted FMS over the top of the casing coupling. Note: Continued to circulate at 1-2m3/min 3-58MPa at all times possible.			
	02:00	03:00	1.00	I-CSG	12	P	3,796 m	P/U MLS assembly, B/O running tool and inspected 'O' rings - Ok. MU and applied 2-7Knm LH torque. P/U and RIH with landing string from 3754m to 3779m and observed hung up at 17m below RKB = surface well head/wear bushing made several attempts to pass with out success. POH to inspect MLS from 3779m to 3775m. Disengaged the CDS and P/U on TDS to engage single joint elevators, while doing so the single joint elevators took string weight on coupling below 1-8m X/O pup joint and parted 2 x 4-75t shackles connecting the single joint elevators to the CDS bail arms.			
	03:00	04:00	1.00	I-CSG	12	TT	3,796 m	TOFS. Retracted blocks and lowered to the drill floor, performed inspection of equipment - Ok. Changed out lifting equipment and single joint elevators for back out set, P/U TDS and re-engaged CDS into casing string and continued to circulate with 1-2m3/min at while investigation continued.			
	04:00	05:00	1.00	I-CSG	12	TT	3,796 m	L/D combined landing string joints (1 x 11-43m joint and 1 x 1-8m pup joint) POH MLS to surface and observed wear bushing wedged on same with MLS latch assembly damaged, cut wear bushing free and L/D 1x landing joint and MLS assembly consisting of 1 x pup joint above and below. Concurrently deck crew assembled back up MLS assembly.			
	05:00	06:00	1.00	I-CSG	12	P	3,796 m	P/U back up MLS assembly and MU same, RIH casing on landing string to 3775m and pass slip lock wellhead - Ok. RIH and land MLS at 28.8m -Ok.			
	06:00	08:00	2.00	I-CSG	12	P	3,796 m	Circulated 110% x casing volume with 1.66m3/min at 2.64kPa.			
	08:00	09:00	1.00	I-CSG	21	TT	3,796 m	Attempted to release CDS from casing string without success, trouble shoot and make several attempts to release, all with out success. Note: Sheave block parted due to incorrect rating.			
	09:00	09:30	0.50	I-CSG	21	TT	3,796 m	Continued to circulate casing while consult with shore based personnel on CDS failure.			
	09:30	10:00	0.50	I-CSG	21	TT	3,796 m	Backed out landing string from MLS and pull first 244mm casing pup joint to surface, B/O pup from landing string and leave attached to CDS. MU spare pup joint with power tong and RIH with landing string on single joint elevators, re-engage MLS.			
	10:00	10:30	0.50	I-CSG	12	P	3,796 m	R/U cement head (Plugs loaded) and surface lines on landing string.			
	10:30	14:00	3.50	I-CSG	12	P	3,796 m	Pumped 12.7m3 of tuned spacer with rig pump, switch to Halliburton and pumped 0-8m3 DW and tested surface lines to 34-5MPa - Ok. Pumped 12.7m3 of tuned spacer with rig pump, switch to Halliburton and drop bottom plug and chase with 0-5m3 of DW, Halliburton mix and pumped 60.7m3 of 1.44sg (lead) cement slurry plus additives followed by 21m3 of 1.89sg (tail) cement slurry plus additives and displaced with 3.8m3 of DW. Switch to rig pumps and displaced cement with 126m3 of inhibited SW with 1.9m3/min at 1.73 - 9.06MPa, slowed down pump to 0-78m3 m3 at 7.9 - 10MPa and bumped plug with 13.7MPa.			
	14:00	15:00	1.00	I-CSG	12	P	3,796 m	Switched back to Halliburton and pressure tested casing to 27.6Mpa x 10mins - Ok Bled off test pressure to 1.37MPa then observed pressure rapidly increase to 8.96MPa. Note: Pumped 1.47m3 and bled off 2.62m3, suspected float valve failure. Pumped 2.54m3 back into casing at 9.3MPa.			
	15:00	18:00	3.00	I-CSG	13	TT	3,796 m	Waited on cement. Concurrently maintenance department changed oil and filters on TDS, drill crew cleaned out flow lines and prepared to skid.			
	18:00	18:30	0.50	I-CSG	12	P	3,796 m	Open casing annulus to atmosphere and confirm no back flow - Ok R/D cement head.			
	18:30	19:30	1.00	I-CSG	12	P	3,796 m	Back out of MLS with 7 RH turns, POH and L/D landing string			
	19:30	21:00	1.50	I-CSG	12	P	3,796 m	R/D Tesco power tong, casing equipment and CDS and clear drill floor.			
	21:00	22:00	1.00	I-CSG	21	P	3,796 m	Re-install TDS lipped guide and change dies on pipe handler, R/U bails and elevators.			
	22:00	23:00	1.00	I-CSG	21	P	3,796 m	MU corrosion cap assembly and RIH same, landed same at 28m. Engaged with 8 LH turns and applied torque via 2 x 1.8m chain tongs.			
23:00	24:00	1.00	I-CSG	21	P	3,796 m	PJSM, MU diverter assembly running tool, latched into diverter and retrieved same, racked diverter assembly and overshot mandrel in derrick. Deck crew removed access stairs and prepare to skid.				

Ilustración 150 Reporte de perforación

3.2 Análisis de presiones anormales

Se considera que una geopresión es normal cuando su valor corresponde con la presión que genera una columna de agua de formación evaluada a la profundidad de interés. Una presión anormal es cualquier geopresión diferente de la establecida como normal para un área y profundidad dada.

Cuando una formación con presión anormal es alcanzada, la densidad del fluido de perforación debe incrementarse para mantener la presión de fondo arriba de la presión de poro y prevenir que los fluidos de las formaciones permeables entren al pozo; sin embargo, la presión en el pozo debe mantenerse baja para no fracturar las formaciones más someras y relativamente débiles. Las formaciones expuestas justo debajo de la zapata de la tubería de revestimiento deberán tolerar la densidad máxima del fluido de perforación aunque esto signifique que se aproxime al valor de la densidad de fractura. Lo anterior significará que se ha alcanzado la máxima profundidad dentro de la zona de presión anormal y que puede ser perforada con seguridad sin cementar otra tubería de revestimiento en el pozo. (Applied Drilling Engineering- Bourgoyne Millheim y otros).

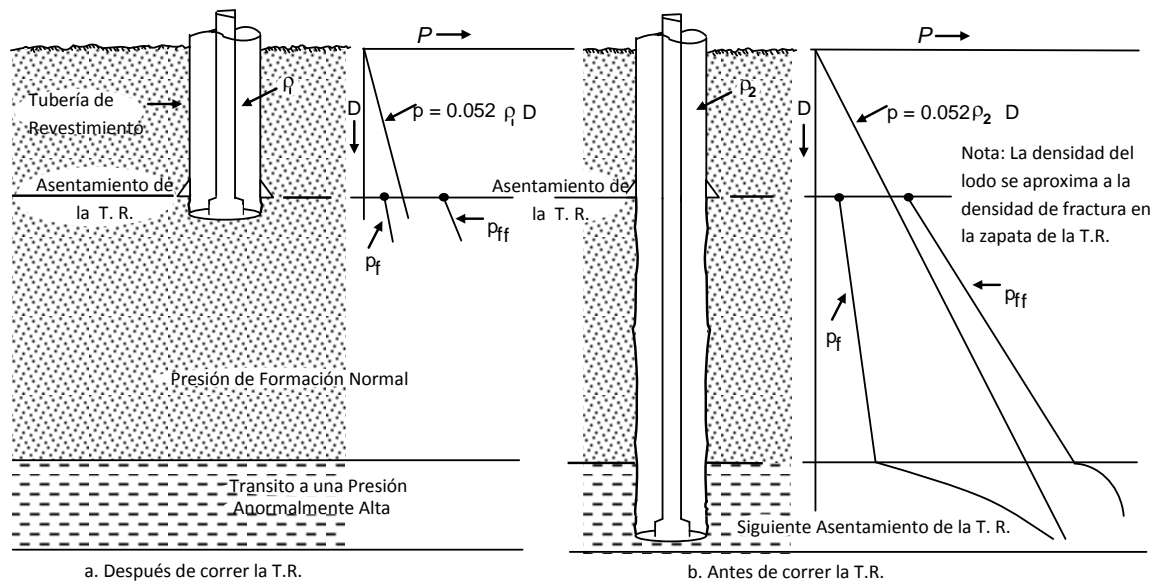


Ilustración 151 Comportamiento típico de la presión de formación y fractura en pozos con presión anormal

3.2.1 Métodos para la estimación de la presión de poro

Para entender las fuerzas responsables por la presión subterránea de fluidos en un área específica se debe de entender el proceso geológico previo. Una de las más sencillas distribuciones de presión subterráneas ocurre en los sedimentos de baja profundidad que van cayendo lentamente, como sucede en un ambiente de deposición deltaico.

Mientras que el detrito es liberado de la suspensión y depositado en el mar, se van formando los sedimentos que inicialmente no están consolidados ni compactados y tienen alta porosidad y permeabilidad. El agua de mar se mezcla con los sedimentos y hay comunicación con los fluidos en los poros de la sedimentación, generando una presión hidrostática (Laporte, 1974).

Una vez la que la deposición ha ocurrido, el peso de las partículas sólidas es soportado en puntos de contacto “grano a grano” y los sólidos consolidados no tienen influencia en la presión hidrostática de fluidos debajo, de tal manera que la presión hidrostática de los fluidos contenidos dentro de los espacios porosos de los sedimentos dependerá solamente de la densidad de fluido.

A mayor profundidad, como continúa la deposición, los granos de roca previamente depositados son sometidos a un incremento de carga a través de los puntos de contacto grano con grano, causando un reacomodo de los mismos y reduciendo el espaciamiento entre ellos, generando una compactación y reducción de la porosidad del sedimento. Conforme la compactación ocurre, el agua es continuamente expulsada por la reducción del espacio de poro. Sin embargo, mientras exista una tendencia relativamente continúa de flujo permeable a la superficie, la fuerza de flujo ascendente requerida para liberar el agua de compactación puede ser despreciada y el equilibrio hidrostático se mantiene, por lo que la presión de poro puede ser calculada mediante la siguiente ecuación (Bourgoyne, Chenevert, Millheim, & Young, 1991):

$$p_{@D} = 0.052\rho D + p_0 \quad \text{ó} \quad p_{@D} = \frac{\rho D}{10} + p_0 \quad \text{Ecuación 3.2.1-1}$$

Donde para la primer ecuación $p_{@D}$ es la presión a la profundidad D , en psi, D es la profundidad a la que se desea calcular la presión en pies y p_0 es la presión en la superficie (en $D=0$), ρ es la densidad del fluido en libras masa por galón. O para la segunda ecuación D está en m, ρ en g/cc, y $p_{@D}$ en Kg/cm².

Sin embargo, si algún mecanismo impide el escape de los fluidos de los poros como lo hacen las secciones de arcilla limpia; la matriz rocosa no podrá incrementar el contacto grano a grano o de sobrecarga, de tal manera que los fluidos en los poros de roca soportarán parte de la sobrecarga, resultando en valores de presión de poro anormalmente altos (Adams, 1985).

Cuando la presión de poro o de formación es aproximadamente igual a la presión hidrostática teórica dependiente de la profundidad vertical, se dice que la presión de poro es normal, generalmente está dada en términos de un gradiente hidrostático (psi/ft). Para términos prácticos, se considera de 0.465 psi/ft como gradiente de presión normal. A presiones menores se les denomina como presión de formación subnormal; cuando la presión de formación es mayor de la presión de formación normal, se le denomina presión de formación anormal.

Los principales mecanismos que tienden a causar las presiones anormales son los efectos de compactación que genera la actividad tectónica (fallas, domos salinos, erosión) el ritmo de sedimentación, los procesos diagenéticos y de migración de fluidos entre otros (Adams, 1985; Bourgoyne, Chenevert, Millheim, & Young, 1991).

El modelo de mecánica de materiales que ilustra este principio, fue propuesto inicialmente por Terzaghi (Fooshee, 2008). Establece que cuando existe un flujo natural del agua de formación a la superficie a una profundidad dada, el esfuerzo de sobrecarga (σ_{ob}) está soportado por el esfuerzo vertical grano a grano, llamado esfuerzo matricial (σ_z), y por la presión de poro (P_f) por lo que:

$$\sigma_{ob} = \sigma_z - P_f$$

Ecuación 3.2.1-2

En mar adentro, el esfuerzo de sobrecarga que considera el cambio de la porosidad con la profundidad puede ser estimado mediante la siguiente ecuación:

$$\sigma_{ob} = \rho_{sw} g D_w + \rho_b g D_s - \frac{(\rho_b - \rho_w) g \phi}{K} (1 - e^{-K D_s}) \quad \text{Ecuación 3.2.1-3}$$

Donde D_w es el tirante de agua en pies, D_s es la profundidad de la formación de sedimentos debajo del fondo del mar, ρ_b es la densidad de grano, ρ_w es la densidad del agua de formación, ρ_{sw} es la densidad del agua de mar, ϕ es la porosidad promedio en superficie, g es la constante gravitacional y K es la constante de declinación de la porosidad dentro de la formación (Bourgoyne, Chenevert, Millheim, & Young, 1991).

La presión de fluido dentro de una formación a perforar, establece uno de los parámetros más críticos para la planificación y perforación de un pozo. El factor principal a considerar para la planificación de una perforación es la evaluación de las presiones anormales, estableciendo la profundidad a la que comienzan su efecto y su magnitud. Esta información permitirá determinar el rango de presión necesario para perforar el pozo, consecuentemente los valores de densidades y la determinación de las profundidades para el asentamiento de tuberías, su peso, potencia requerida del equipo, etc.

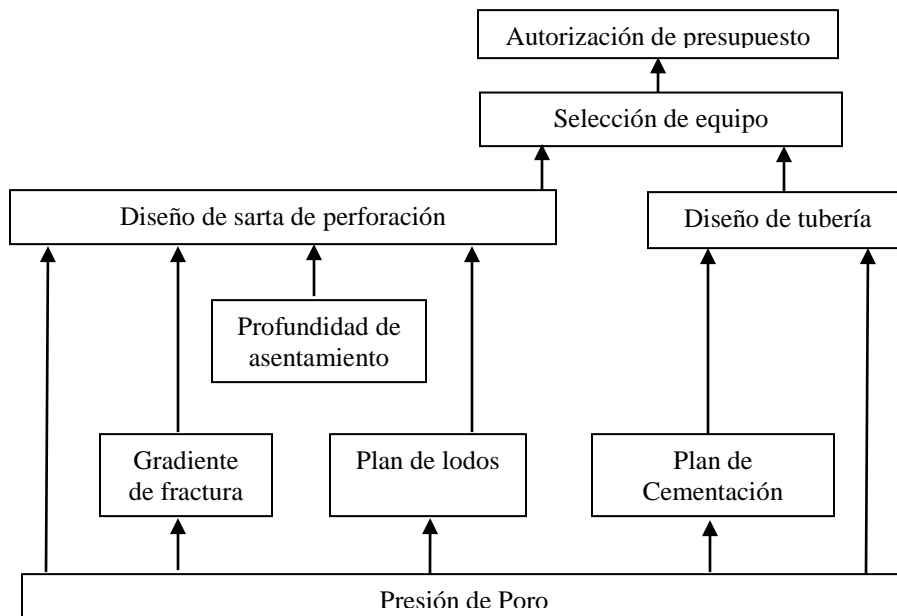


Ilustración 152 Influencia de la correcta evaluación de la presión de poro en los procesos de mayor impacto de la planeación del pozo

Aunque que la disponibilidad de esta información es de interés para la planeación y ejecución del pozo, es limitada y costosa por lo que las evaluaciones directas se realizan solamente en zonas de interés, generalmente se hace uso de estimaciones indirectas para su predicción.

La mayoría de los métodos para estimación de las presiones anormales se basan en el hecho de que las formaciones con presiones anormales tienden a ser menos compactas y a tener mayor porosidad que formaciones similares con presión normal a la misma profundidad, por lo tanto, cualquier medición de cambio en la porosidad de formación indicará un cambio en la presión anormal.

En la literatura se indica que existen dos estrategias para realizar estimaciones cuantitativas de la presión de poro:

- A. La primera aproximación se basa en asumir que formaciones similares que tienen el mismo valor de porosidad en su variable dependiente, están bajo el mismo esfuerzo matricial efectivo σ_z . Por lo tanto, el esfuerzo matricial efectivo de una formación con presión anormal, σ_z , a una profundidad dada, D , es el mismo que el esfuerzo matricial efectivo de una formación normalmente presurizada más somera, σ_{zn} , a una profundidad dada, D_n , que dé el mismo valor de porosidad de en su variable dependiente como se muestra en la Ilustración 153 (Bourgoyne, Chenevert, Millheim, & Young, 1991).

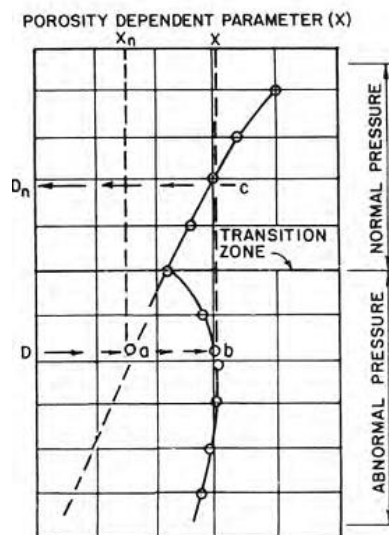


Ilustración 153 Gráfica de formación anormalmente presurizada

Así que se determinan las dos profundidades: D y D_n , después se calcula el esfuerzo matricial efectivo de una formación normalmente presurizada en la profundidad D_n mediante la ecuación 3.2.1-2:

$$\sigma_{zn} = \sigma_{ob@D_n} - P_{fn@D_n}$$

Donde $P_{fn@D_n}$ es la presión esperada en una formación normalmente presurizada a la profundidad D_n y $\sigma_{ob@D_n}$ es el gradiente sobrecarga evaluado a la profundidad D_n . Dado que $\sigma_z = \sigma_{zn}$ despejando la ecuación 3.2.1-2 a la profundidad D , se obtiene el valor de la nueva presión de formación.

$$P_{f@D} = \sigma_{ob@D} - \sigma_{zn}$$

La porosidad se puede calcular con la siguiente expresión (Mioc. Sup Texas Frio):

$$\Phi = \left\{ \frac{339}{e^{0.000085D}} - \sqrt{\left(\frac{339}{e^{0.000085D}}\right)^2 - \left[\frac{720(T_{tr}-50)}{e^{0.00017D}}\right]} \right\} \div \frac{360}{e^{0.00017D}} \quad \text{Ecuación 3.2.1-4}$$

Donde T_{tr} es el valor del tiempo de transito en 10^{-6} s/ft y D es el valor de profundidad (Bourgoyne, Chenevert, Millheim, & Young, 1991).

- B. La segunda aproximación se basa en calcular las presiones de poro de las gráficas de un parámetro dependiente de la porosidad contra profundidad usando correlaciones empíricas, sin embargo requirieron grandes cantidades de datos para ser desarrolladas. En los pozos exploratorios donde prácticamente no hay información de pozos correlativos, básicamente se tiene la información de tiempos de transito de los registros sísmicos como única herramienta para la estimación de las geopresiones antes de perforar el pozo. Sin embargo se han elaborado varias correlaciones empíricas para su determinación como la desarrollada por Pennebaker a partir de datos sísmicos.

Ejemplo

La información de intervalos de tiempo de transito mostrada en la Tabla 6 fue medida de estudios sísmicos en una locación propuesta para la perforación de un pozo al sur de Texas Frio. Estimar la presión de formación a 9000 ft usando las dos estrategias descritas.

Asuma que la densidad del agua de formación es de 1.074 g/cc, un promedio de densidad de los sedimentos de 2.6 g/cc, determine el promedio de la porosidad y asuma que la constante de declinación de porosidad, K , es igual a 0.000085 ft^{-1} .

Tabla 6 Registros y tendencias de compactación ejemplo

Profundidad del intervalo ft	Tiempo de tránsito promedio [E-6 s/ft]	Profundidad promedio (trend de compactación normal ft)	Tiempo de tránsito (trend de compactación normal E-6 s/ft)	Porosidad calculada
1500 - 2500	137	2000	137	0.364
2500 - 3500	122	3000	122	0.315
3500 - 4500	107	4000	107	0.262
4500 - 5500	104	5000	104	0.269
5500 - 6500	98	6000	98	0.257
6500 - 7500	95	7000	95	0.261
7500 - 8500	93	8000	93	0.27
8500 - 9500	125	9000	125	
9500 - 10500	132	10000	132	
10500 - 11500	130	11000	130	
11500 - 12500	126	12000	126	

Estrategia A

Primero se grafican los datos de T_{tr} vs profundidad con la finalidad de detectar el inicio de la zona de alta presión en una curva semi-logarítmica. Una vez que se han graficado los puntos de T_{tr} vs profundidad, se traza la recta de tendencia normal de compactación, NTC, la cual se puede también ajustar con mínimos cuadrados. Al graficar los valores de T_{tr} se identifican los puntos que se apartan de la NTC, que son los correspondientes a los valores de la zona de alta presión, por lo que la tendencia normal de compactación llega hasta los 8000 ft.

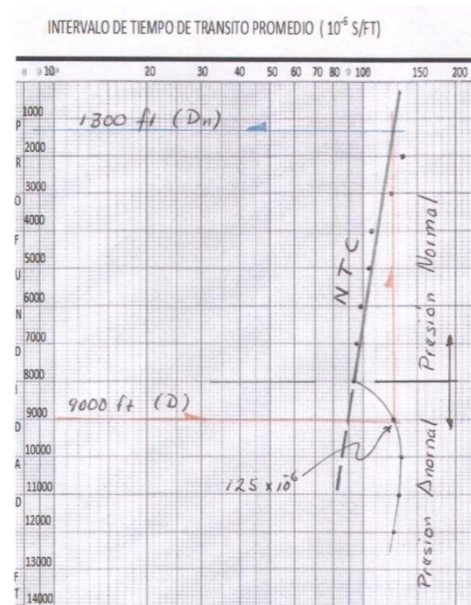


Ilustración 154 Tendencia normal de compactación basada en tiempo de tránsito sísmico

Posteriormente se traza una línea horizontal desde el valor de profundidad al que se quiere evaluar la presión de poro, al cual se denominará D , hasta interceptar su valor de T_{tr} correspondiente. De ese punto se traza una línea vertical hacia arriba hasta interceptar la NTC y se evalúa a que valor de profundidad le corresponde, ese valor se denominará D_n .

Para este caso se tiene que a 9000 ft, D , corresponde un T_{tr} de $125 E^{-6}$ s/ft. Realizando los movimientos anteriormente descritos, la profundidad aproximada de D_n es de 1300 ft.

Se procede a calcular la porosidad de cada valor de la zona con tendencia normal, lo cual incluye los valores de superficie hasta los 8000 ft utilizando la Ecuación 3.2.1-4, y posteriormente se obtiene su promedio.

Para el primer valor de T_{tr} de $137 E^{-6}$ s/ft correspondiente a 2000 ft se tiene:

$$\Phi = \left\{ \frac{339}{e^{0.000085 \cdot 2000}} - \sqrt{\left(\frac{339}{e^{0.000085 \cdot 2000}} \right)^2 - \left[\frac{720(137 - 50)}{e^{0.00017 \cdot 2000}} \right]} \right\} \div \frac{360}{e^{0.00017 \cdot 2000}}$$

$$\Phi = 0.364$$

Y así sucesivamente se calculan los valores de porosidad y se obtiene su promedio, únicamente de la tendencia de compactación normal, para el caso es de 0.285.

La presión de sobrecarga resultante se calcula mediante la ecuación 3.2.1-3, dado que se trata de un pozo terrestre, el primer término de la ecuación referente al tirante de agua para pozos costa afuera, se considera cero, quedando para su evaluación únicamente el segundo término.

Evaluando $\sigma_{ob@D_n}$ se obtiene $\sigma_{ob@1300}$

$$\sigma_{ob@1300} = \rho_b g D_s - \frac{(\rho_b - \rho_w) g \phi}{K} (1 - e^{-K D_s})$$

$$\sigma_{ob@1300} = 0.052 * 2.6 * 8.33 * 1300 - \frac{0.052(2.6 - 1.074) * 8.33 * 0.285}{0.000085} (1 - e^{-0.00085 * 1300})$$

$$\sigma_{ob@1300} = 1464 - 232 = 1232 \text{ psig}$$

La presión de poro a 1300 ft con tendencia normal de compactación se evalúa con la Ecuación 3.2.1-1, la densidad del fluido de formación es de $1.074 \text{ g/cc} = 8.96 \text{ ppg}$

$$P_{fn@D_n} = 0.052\rho D_n$$

$$P_{fn@D_n} = 0.052 * 8.96 * 1300 = 605 \text{ psi}$$

Otra manera de evaluar ese punto es utilizando el gradiente de presión normal en las costas del Golfo de México, cuyo valor es 0.465 psi/ft , por lo que:

$$P_{fn@1300} = \frac{0.465 \text{ psi}}{\text{ft}} 1300 \text{ ft} = 605 \text{ psi}$$

El esfuerzo matricial efectivo a 1300 ft, D_n , será:

$$\sigma_{zn} = \sigma_{ob@D_n} - P_{fn@D_n}$$

$$\sigma_{zn@1300} = \sigma_{ob@1300} - P_{fn@1300} = 1232 - 605 = 627 \text{ psi}$$

Dado que el esfuerzo matricial efectivo de la presión anormal a 9000 ft corresponde con el de una formación normalmente presurizada a 1300 ft, se tiene que:

$$\sigma_{zn@1300} = \sigma_{z@9000}$$

Ahora, calculado la presión de sobrecarga a 9000 ft se tiene:

$$\sigma_{ob@9000} = 0.052 * 2.6 * 8.33 * 9000 - \frac{0.052(2.6 - 1.074) * 8.33 * 0.285}{0.000085} (1 - e^{-0.00085*9000})$$

$$\sigma_{ob@9000} = 10136 - 1185 = 8951 \text{ psi}$$

Lo que generará una presión de poro en la zona de presión anormal que soluciona el problema de:

$$P_f@9000 = \sigma_{ob@9000} - \sigma_{z@9000} = 8951 - 627 = 8324 \text{ psi}$$

$$P_f@9000 = 8324 \text{ psi}$$

Estrategia B

Esta estrategia se basa en la utilización de una relación empírica entre las mediciones de intervalos de tiempo de transito y el gradiente de presión de poro, como la que se muestra en la Ilustración 155 que fue desarrollada por Pennebaker.

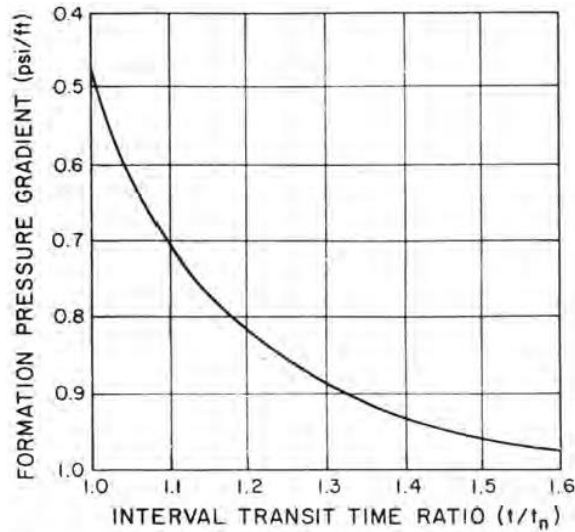


Ilustración 155 Relación de Pennebaker entre la presión de poro y los intervalos de velocidad de transito sísmicos para Texas Frio

Con el intervalo de tiempo de transito, t , medido a 9000 ft se calcula la relación:

$$\frac{t}{t_n} = \frac{125}{90} = 1.39$$

De la gráfica mostrada en la Ilustración 155, se determina el gradiente de presión de poro como 0.93 psi/ft y se calcula la presión de poro a 9000 ft:

$$P_{f@9000} = 0.93 * 9000 = 8370 \text{ psi}$$

El resultado solamente difiere por 46 psi al obtenido en el método previo.

3.2.1.1 Método de Eaton

En 1971 Eaton publicó una técnica para la predicción de poro basada en la relación de Terzaghi y en una propuesta realizada por Hottman y Johnson. La propuesta de Hottman y Johnson asociaba la presión de poro a solamente un parámetro litográfico ya fuese resistividad, R , o intervalo de tiempo de transito, t , pero a pesar de reconocer la relación de Terzaghi, no distinguía los efectos de sus variables (Fooshee, 2008).

Eaton integró las dos relaciones mediante la solución del gradiente de presión de poro. Refutó la asunción de que el gradiente de sobrecarga es constante e insignificante para una zona dada, contra argumentando que el esfuerzo de sobrecarga es una función de la profundidad donde las presiones de compactación y sobrecarga aumentan al incrementarse las cargas de sobrecarga con profundidad. Su aproximación inicialmente realizada mediante iteraciones de datos empíricos, ahora puede ser descrita de forma general como:

$$\frac{P_f}{D} = \frac{\sigma_{ob}}{D} - \left(\frac{\sigma_{ob}}{D} - \frac{P_{fn}}{D} \right) \left(\frac{R_{ob}}{R_n} \right)^{1.2} \quad \text{Ecuación 3.2.1.1-1}$$

Donde R_{ob} es la resistividad esperada por en una formación anormalmente presurizada a una profundidad dada y R_n es la resistividad que se esperaría a la misma profundidad en una formación normalmente presurizada (Fooshee, 2008).

La conductividad, C , y resistividad, R , se relacionan de la siguiente manera:

$$C = \frac{1000}{R} \quad \text{Ecuación 3.2.1.1-2}$$

Por lo que la relación de Eaton puede ser reescrita en términos de conductividad como:

$$\frac{P_f}{D} = \frac{\sigma_{ob}}{D} - \left(\frac{\sigma_{ob}}{D} - \frac{P_{fn}}{D} \right) \left(\frac{C_n}{C_{ob}} \right)^{1.2} \quad \text{Ecuación 3.2.1.1-3}$$

También existe una relación para los intervalos de tiempo de transito que puede ser utilizada tanto para datos sónicos como sísmicos:

$$\frac{P_f}{D} = \frac{\sigma_{ob}}{D} - \left(\frac{\sigma_{ob}}{D} - \frac{P_{fn}}{D} \right) \left(\frac{t_n}{t_{ob}} \right)^3 \quad \text{Ecuación 3.2.1.1-4}$$

3.2.1.2 Método de Bowers

El método propuesto por Bowers usa la tendencia de compactación y encuentra la diferencia en mediciones para determinar la presión de poro. Bowers observó que algunas presiones anormales que comenzaban cerca o en la línea de lodo en aguas profundas, mostraban una tendencia de compactación normal. Analizó el caso de la información de intervalos de velocidad sísmica, concluyendo que la presión de poro se podía aproximar por la ecuación:

$$P_f = \sigma_{ob} - \left(\frac{t_{ob} - t_{línea\ de\ lodo}}{a} \right)^{-b} \quad \text{Ecuación 3.2.1.2-1}$$

Donde $t_{línea\ de\ lodo}$ es el intervalo de velocidad en la línea de lodo (muchas veces asumido como 5000 ft/s), a y b son coeficientes de tendencia de compactación (Sayers, Johnsonz, & Denyer, 2002).

La aplicación de éste y otros métodos que utilizan la información de los registros geofísicos o sísmicos, se puede visualizar en las diferentes curvas de presiones de poro que se encuentran implementadas en los softwares de predicción de presiones anormales, uno de ellos es el Predict. Los programas tienen la facilidad del manejo de una gran cantidad de información y de la rapidez en su uso.

3.2.2 Métodos para la estimación de la presión de fractura

La estimación de las presiones de formación y de fractura es necesaria para la buena planeación de un pozo, ya que una vez determinadas se minimizarán los problemas de pérdidas de circulación, pegaduras por presión diferencial e inadecuada selección del asentamiento para las tuberías de revestimiento.

Se han desarrollado algunas ecuaciones de campo para aproximar los gradientes de fractura y formación, pero estos métodos se basan en la suposición de que el área geológica en cuestión es un basamento tectónicamente estable, conteniendo arcillas plásticas con intercalaciones de arenas, con sedimentación normal y comportamiento elástico.

En este trabajo se analizarán las ecuaciones de:

- Hubbert y Williams
- Matthews y Kelly
- Ben A. Eaton

3.2.2.1 Métodos de Hubbert y Williams

Hubbert y Willis introdujeron los fundamentos principales que se utilizan en la actualidad. La mínima presión del fluido del pozo requerida para extender una fractura existente será dada como la presión necesaria para vencer el esfuerzo matricial principal mínimo:

$$P_{ff} = \sigma_{min} + P_f \quad \text{Ecuación 3.2.2.1-1}$$

Donde P_{ff} es la presión de fractura, σ_{min} es el esfuerzo matricial mínimo y P_f es la presión de poro.

Sin embargo si el esfuerzo principal mínimo ocurre en el plano horizontal y los esfuerzos matriciales horizontales σ_x y σ_y son iguales, la concentración local de esfuerzo en la pared del pozo σ_{Hw} , es el doble del esfuerzo regional horizontal, σ_H . Así, la presión requerida para iniciar una fractura en una formación homogénea e isotrópica será:

$$P_{ff} = \sigma_{Hw} + P_f = 2\sigma_H + P_f \quad \text{Ecuación 3.2.2.1-2}$$

Los análisis de los experimentos de laboratorio realizados por Hubbert y Willis concluyeron que en regiones con fracturamiento normal, como en la costa del Golfo de México (U.S.), el esfuerzo matricial horizontal σ_x es el esfuerzo mínimo. También concluyeron que en sedimentos someros el esfuerzo mínimo matricial es aproximadamente la tercera parte del esfuerzo matricial vertical σ_z , el cual es resultado del peso de sobrecarga. De esta manera la presión de fractura para esta situación es aproximadamente:

$$P_{ff} = \sigma_{min} + P_f = \frac{\sigma_z}{3} + P_f \quad \text{Ecuación 3.2.2.1-3}$$

Por otro lado, el esfuerzo matricial vertical, σ_z , está dado por:

$$\sigma_z = \sigma_{ob} - P_f \quad \text{Ecuación 3.2.2.1-4}$$

Donde σ_{ob} es el esfuerzo de sobrecarga y P_f es la presión de formación.

Por lo que la presión de fractura será:

$$P_{ff} = \frac{\sigma_{ob} + 2P_f}{3} \quad \text{Ecuación 3.2.2.1-5}$$

Para calcular el esfuerzo de sobrecarga se puede utilizar la siguiente ecuación generalizada:

$$\sigma_{ob} = (0.052 * \rho_{sw} * 8.33 * TA) + (0.052 * \rho_b * 8.33 * Z) - \left(0.052 * (\rho_b - \rho_w) * 8.33 * \frac{\phi}{K}\right) * (1 - e^{-KZ})$$

$$\text{Ecuación 3.2.2.1-6}$$

Donde TA es el tirante de agua en pies, Z es la profundidad de la formación de interés en pies, ρ_b es la densidad de grano en g/cc, ρ_w es la densidad del agua de formación en g/cc, ρ_{sw} es la densidad del agua de mar en g/cc, ϕ es la porosidad promedio en superficie y K es la constante de declinación de la porosidad dentro de la formación en ft^{-1} (Bourgoyne, Chenevert, Millheim, & Young, 1991).

En los casos en que se evalué el gradiente de esfuerzo de sobrecarga en pozos terrestres, el primer factor será cero y la ecuación se reduce a:

$$\sigma_{ob} = (0.052 * \rho_b * 8.33 * Z) - \left(0.052 * (\rho_b - \rho_w) * 8.33 * \frac{\phi}{K}\right) * (1 - e^{-KZ})$$

Ecuación 3.2.2.1-7

Ejemplo

Calcule la máxima densidad de lodo para una formación a 3000 ft, a la que se le puede exponer sin fracturar, utilice el método de Hubbert y Willis, asuma que la porosidad ϕ de la formación es de 41%, la densidad de grano es de 2.60 g/cc y la constante K para las costas del Golfo de México de 0.000085 ft^{-1} (Bourgoyne, Chenevert, Millheim, & Young, 1991).

Solución:

El esfuerzo de sobrecarga es de:

$$\sigma_{ob} = (0.052 * \rho_b * 8.33 * Z) - \left(0.052 * (\rho_b - \rho_w) * 8.33 * \frac{\phi}{K}\right) * (1 - e^{-KZ})$$

$$\sigma_{ob} = (0.052 * 2.6 * 8.33 * 3000) - \left(0.052 * (2.6 - 1.074) * 8.33 * \frac{0.41}{0.000085}\right) * (1 - e^{-0.000085 * 3000})$$

$$\sigma_{ob} = 3378 - 718 = 2660 \text{ psi}$$

La presión de formación está dada por:

$$P_f = 0.465 \frac{\text{psi}}{\text{ft}} (3000 \text{ ft}) = 1395 \text{ psi}$$

Aplicando la ecuación 3.2.1.1-5 se tiene:

$$P_{ff} = \frac{2600 + 2 * 1395}{3} = 1817 \text{ psi}$$

Por lo que la densidad con la que se puede perforar a 3000 ft sin fracturar será:

$$\rho = \frac{1817}{(0.052)(3000)} = 11.6 \frac{\text{lb}}{\text{gal}} = 1.39 \frac{\text{g}}{\text{cc}}$$

3.2.2.2 Correlación de Matthews y Kelly

La experiencia en perforación muestra que los gradientes de formación y fractura se incrementan con la profundidad, aún en las formaciones con gradiente normal, por lo que la Ecuación 3.2.1.1-5 no es válida para formaciones profundas, por lo que Matthews y Kelly reemplazaron la suposición de que el máximo esfuerzo era la tercera parte del esfuerzo de sobrecarga por:

$$\sigma_{min} = F_{\sigma} \sigma_z \quad \text{Ecuación 3.2.2.2-1}$$

Donde F_{σ} es el coeficiente de esfuerzo matricial y fue determinado empíricamente por datos de campo tomados en formaciones normalmente presurizadas. La Ilustración 156 muestra correlaciones empíricas que fueron presentadas para el sur de la costa del Golfo de Texas y Louisiana.

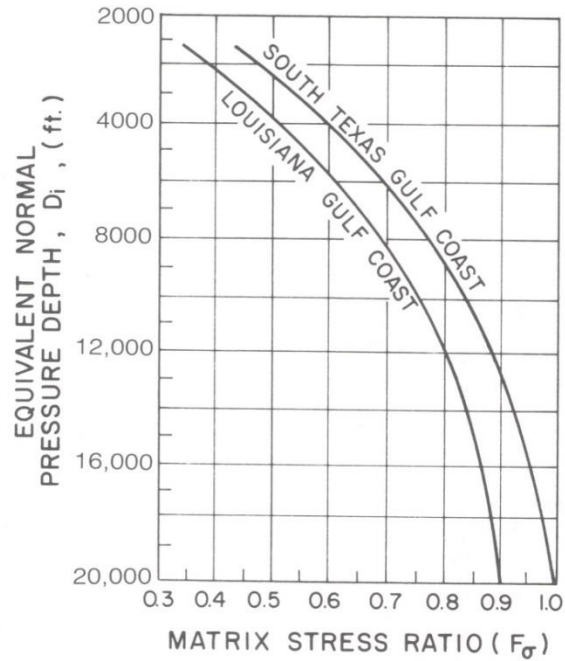


Ilustración 156 Relación de Mathews y Kelly para el coeficiente de esfuerzo matricial

Para usar estas curvas de correlación en formaciones anormalmente presurizadas, la profundidad D_i a la cual la formación normalmente presurizada tendría el mismo valor del esfuerzo matricial vertical que una formación anormalmente presurizada, es usada en la Ilustración 156 en vez de la profundidad actual cuando se determine el coeficiente de esfuerzo matricial F_σ .

Por simplicidad se asume que el gradiente promedio del esfuerzo de sobrecarga σ_{ob} es de 1 psi/ft y el promedio de gradiente de presión normal de 0.465 psi/ft. De esta manera el esfuerzo matricial vertical normal será:

$$\sigma_z = \sigma_{ob} - P_f$$

$$\sigma_z = \Delta\sigma_{ob}D_i - \Delta P_f D_i$$

$$\sigma_z = \left(1 \frac{psi}{ft}\right) D_i - \left(0.465 \frac{psi}{ft}\right) D_i$$

$$\sigma_z = D_i \left(1 \frac{\text{psi}}{\text{ft}} - 0.465 \frac{\text{psi}}{\text{ft}} \right)$$

$$\sigma_z = \left(0.535 \frac{\text{psi}}{\text{ft}} \right) D_i \quad \text{Ecuación 3.2.2.2-2}$$

La profundidad D_i a la cual una formación normalmente presurizada tiene el mismo esfuerzo matricial vertical presente en una formación anormalmente presurizada es:

$$|D_i = \frac{\sigma_z}{0.535} = \frac{\sigma_{ob} - P_f}{0.535}$$

$$D_i = \frac{D - P_f}{0.535} \quad \text{Ecuación 3.2.2.2-3}$$

Donde D es la profundidad total de la formación.

Por lo que la ecuación quedará:

$$P_{ff} = P_f + \sigma_{min} \quad \text{Ecuación 3.2.2.2-4}$$

Sustituyendo la Ecuación 3.2.1.2-1 en la Ecuación 3.2.1.2-4 se tiene:

$$P_{ff} = P_f + F_\sigma \sigma_z \quad \text{Ecuación 3.2.2.2-5}$$

o en forma de gradiente:

$$\frac{P_{ff}}{D} = \frac{P_f}{D} + F_\sigma \frac{(D - P_f)}{D} \quad \text{Ecuación 3.2.2.2-6}$$

Ejemplo

A una formación a 10000 ft de profundidad se le determinó una presión de formación de 8000 psi, calcule la presión de fractura usando la correlación de Matthews y Kelly.

Con la Ecuación 3.2.1.2-3:

$$D_i = \frac{D - P_f}{0.535} = \frac{10000 - 8000}{0.535} = 3738 \text{ ft}$$

Con el valor de D_i se obtiene el valor de F_σ de la Ilustración 156, que para el caso es de 0.59 y aplicando la Ecuación 3.2.1.2-6 se obtiene la presión de fractura:

$$P_{ff} = P_f + F_\sigma(D - P_f)$$

$$P_{ff} = 8000 + 0.59(10000 - 8000)$$

$$P_{ff} = 8000 + 1180 = 9180 \text{ psi}$$

Por lo que la densidad máxima para no fracturar la formación será:

$$\rho = \frac{9180}{(0.052)(10000)} = 17.65 \frac{\text{lbs}}{\text{gal}} = 2.1 \frac{\text{gr}}{\text{cc}}$$

3.2.2.3 Correlación de Ben A. Eaton

La correlación de Eaton extiende los conceptos de la correlación de Matthews y Kelly al introducir el módulo de Poisson en el cálculo de presión de fractura.

Asume que el esfuerzo de sobrecarga y el Modulo de Poisson varían con la profundidad y que la relación entre la matriz de esfuerzo horizontal y vertical es válida:

$$\sigma_x = \sigma_y = \sigma_H = \frac{\mu}{1 - \mu} \sigma_z$$

Debido a lo anterior, el esfuerzo horizontal matricial es el mínimo esfuerzo matricial que se tiene:

$$\sigma_{min} = \sigma_H = \frac{\mu}{1 - \mu} \sigma_z \quad \text{Ecuación 3.2.2.3-1}$$

Por lo que sustituyendo las ecuaciones 3.2.1.3-1 y 3.2.1.1-4 en la Ecuación 3.2.1.1-1, la presión de fractura será de:

$$P_{ff} = P_f + \sigma_{min}$$

$$P_{ff} = P_f + \frac{\mu}{1-\mu} \sigma_z$$

$$P_{ff} = P_f + \frac{\mu}{1-\mu} (\sigma_{ob} - P_f)$$

Ecuación 3.2.2.3-2

Los valores del módulo de Poisson necesarios para predecir gradientes de fractura fueron procesados basándose en los datos de campo del Este de Texas y de la costa del Golfo de Lousiana, resultando la correlación mostrada en la Ilustración 157, donde se muestran los casos límite:

- El esfuerzo de sobrecarga vertical es constante e igual a 1 psi/ft
- El esfuerzo de sobrecarga vertical es variable y obtenido de la integración logarítmica del volumen de densidad.

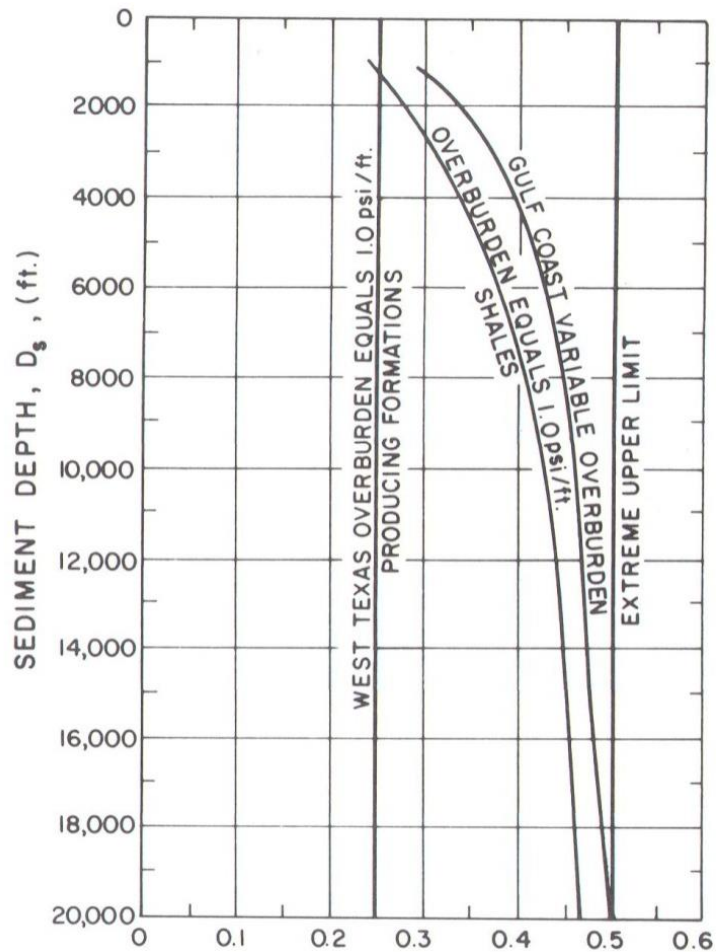


Ilustración 157 Correlación de Eaton para el módulo de Poisson

Ejemplo

Se perforará un pozo en la costa de Louisiana con 2000 ft de tirante de agua y penetrará en una formación a 10000 ft de profundidad, donde se tiene una presión de poro de 6500 psig. Calcule el gradiente de fractura de la formación, asumiendo que el equipo semisumergible usado para perforar tendrá un espacio de aire entre el nivel de la línea de flotación del fluido de perforación y la superficie del mar de 80 ft. Calcule el gradiente de sobrecarga vertical asumiendo que la densidad del agua de mar es de 1.0204 g/cc, un promedio de densidad de los sedimentos de 2.6 g/cc. La porosidad de superficie, ϕ , es de 0.45 y la constante de declinación de porosidad, K , es igual a 0.000085 ft⁻¹.

Solución

A 10000 ft bajo el fondo marino, la longitud de sedimentos es de 8000 ft. De la Ilustración 157 se saca el valor del módulo de Poisson a una profundidad de 8000 ft, que es de 0.44.

El esfuerzo de sobrecarga será:

$$\sigma_{ob} = (0.052 * 1.0204 * 8.33 * 2000) + (0.052 * 2.6 * 8.33 * 3000) - \left(0.052 * (2.6 - 1.074) * 8.33 * \frac{0.45}{0.000085} \right) * (1 - e^{-0.000085 * 8000})$$

$$\sigma_{ob} = 884 + 9010 - 1727 = 8167 \text{ psig}$$

El esfuerzo matricial mínimo utilizando la ecuación 3.2.1.3-1, será:

$$\sigma_{min} = \frac{0.44}{1 - 0.44} (8167 - 6500) = 1310 \text{ psi}$$

La presión de fractura estará dada por:

$$P_{ff} = 1310 + 6500 = 7810 \text{ psig}$$

Por lo que el gradiente de fractura será:

$$\frac{7810}{10000 + 80} = 0.775 \text{ psi/ft}$$

3.2.3 Predicción de presiones de poro y fractura mediante el uso del Software Drillworks Predict

Petróleos Mexicanos en un afán de ir a la vanguardia en la evaluación de formaciones ha adquirido licencia para el uso software *Drillworks Predict* que fue desarrollado inicialmente por la compañía *Knowledge Systems Incorporation* perteneciente a *HitecVision Private Equity III AS*. En 2008, su propiedad intelectual fue adquirida por *Halliburton's Drilling and Evaluation Division* (Halliburton, 2008).

Las principales funciones del *Drillworks Predict* son la predicción de la presión de poro y el análisis geo-mecánico de un pozo, la integración de ambas es de interés de las compañías petroleras porque su correcta utilización reduce los riesgos y costos inherentes a trabajar con ventanas operativas reducidas, así como permite un mejor desarrollo del proceso de perforación (Halliburton, 2013). Halliburton provee servicios adicionales para análisis en tiempo real y post-perforación, sin embargo en esta sección se explicarán solamente las funciones relacionadas con procedimiento básico para el análisis de geopresiones.

Existen varios métodos de cálculo integrados al software para el análisis de las geopresiones, los cuales están basados en modelos matemáticos y en los registros geofísicos de los pozos correlativos como son:

- Registro de Rayos Gamma o GR (indicador de litología)
- Registro de Resistividad , Conductividad y Sónico (indicadores de porosidad)
- Registro de Densidad (indicador de sobrecarga)

En el caso de pozos exploratorios donde no se tiene información de pozos vecinos, el análisis se realiza a partir de los datos de velocidad sísmica.

Al concluir el análisis se tiene como resultado final un gráfico “profundidad vs presiones”. Las presiones son expresadas como gradiente de densidad equivalente de lodo a lo largo de la sección del pozo que se está analizando. El gráfico muestra los valores de la presión de poro, presión de fractura y gradiente de sobrecarga calculados.

Con esta información se puede visualizar el tamaño de la ventana operativa, la cual se define como la diferencia entre los valores de la presión de poro y fractura en un punto dado. Dependiendo de los deseos del analista, se pueden realizar combinaciones de diferentes métodos de análisis que se incluirán en el procedimiento básico.

El procedimiento básico para el análisis de presiones para el software Predict es el siguiente (Linda Kellner. Knowledge systems Inc, 2000):

1. Se crea un nuevo proyecto.

En este paso se define el proyecto, sus pozos, las vistas deseadas con sus “carriles” y las unidades a utilizar.

2. Se importa o inserta la información para crear conjuntos de datos necesarios para el análisis.

La función de importar es compatible con los formatos LAS 2.0, ASCII, LIS, DEX. Al importar la información se debe especificar el formato de entrada, la profundidad utilizada en registro de datos, configurar los valores de profundidad vertical o desarrollada (TVD ó MD) así como de inclinación y de ángulo acimutal.

3. Seleccionar los intervalos de lutitas limpias de la curva de rayos gama.

En este paso se seleccionan los intervalos de lutitas limpias usando la curva de rayos gama. Primero se ajusta la escala y se limitan los valores máximo y mínimo del GR; después, se crea un grupo de líneas las cuales se asociarán a los valores máximos de GR con la finalidad de seleccionar los intervalos de lutita limpia en la curva de litología. En la Ilustración 158 se observa la vista de varios carriles con los datos de registro geofísico GR, resistividad y sónico.

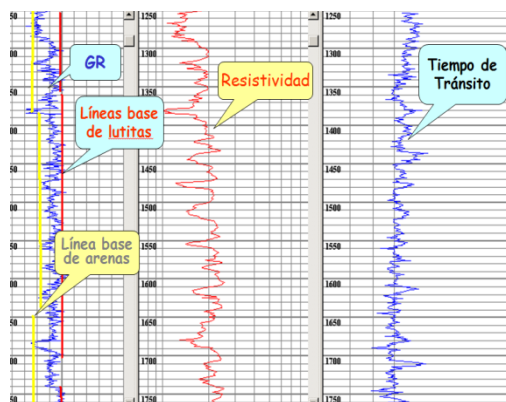


Ilustración 158 Vista de varios carriles con los datos en Predict

4. Transferir los intervalos de lutitas limpias a los datos de la porosidad.

En este paso se validan los valores de lutita limpia y sus correspondientes valores con un registro de datos susceptible a los cambios de la porosidad, que puede ser un registro resistivo o sónico. Tal análisis se denomina “shale point” y resultará en un nuevo conjunto de datos que ha eliminado todas las lecturas de los intervalos de lutitas limpias que no correspondieron al registro de datos susceptible a los cambios de la porosidad. En la Ilustración 159 el nuevo conjunto de datos validados de porosidad del registro de resistividad se nombró SHPT_RES (shale point resistivity) y se graficó como puntos blancos en el tercer carril.

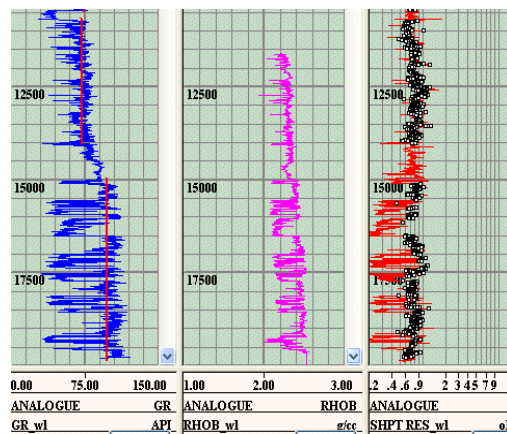


Ilustración 159 Ejemplo de conjunto de datos validados de porosidad

5. Refinar los registros de datos que indican porosidad.

En este paso se filtran los registros de datos susceptible a la porosidad creado en el paso anterior y se procede a unirlos con una línea. La Ilustración 160 muestra un ejemplo de valores de resistividad refinados y unidos en el tercer carril.

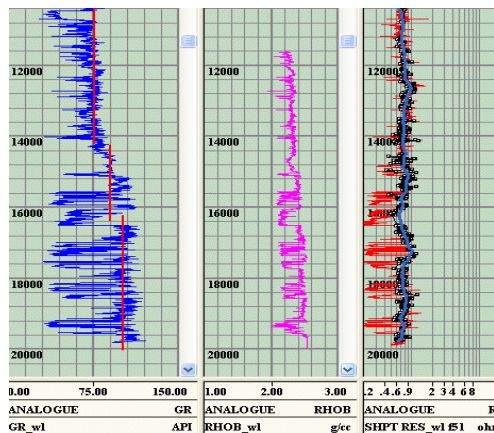


Ilustración 160 Registro de datos refinado.

6. Cálculo del gradiente de sobrecarga (OBG)

Para calcular el gradiente de sobrecarga se requiere, o bien tener un registro de datos de densidad o tener la posibilidad de sintetizar uno. El software permite sintetizar el registro de datos de densidad mediante los métodos de intervalos de velocidad de Gardner, Gardner Sónico o Miller; así como la creación de un registro de datos compuesto mediante la unión de otros registros, con lo cual se generará un nuevo carril con valores de densidad de la roca.

Una vez determinado el registro de datos de densidad, se realiza el cálculo del para la generación del gradiente de sobrecarga utilizando uno de estos métodos:

- Bulk Density (densidad de volumen)
- Density porosity (porosidad de densidad)
- Amoco

En la Ilustración 161 se muestra un ejemplo donde en el carril 2 se encuentra el registro de la densidad de roca y en carril 5 el gradiente de sobrecarga.

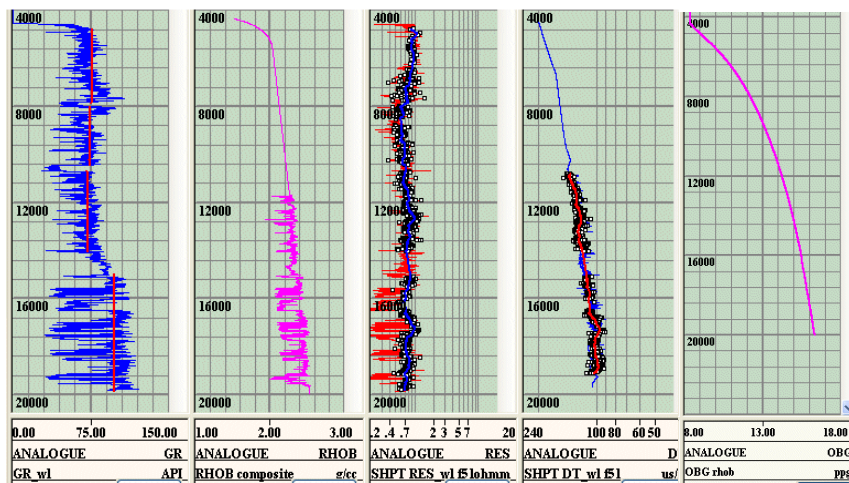


Ilustración 161 Ejemplo de densidad de la roca y gradiente de sobrecarga.

7. Desarrollar la línea normal de tendencia de compactación

Con toda la información reunida, ahora se puede desarrollar la línea normal de tendencia de compactación, cuya forma debe ser una línea recta del tipo:

$$y = mx + b.$$

El software ofrece varios métodos para generarla dependiendo de la información disponible. Uno de los métodos es crearla a partir del registro de datos de resistividad, otro es a partir del método de datos sínicos de Bowers. Ambos métodos pueden ser usados para predecir las presiones de poro.

Para trazar una tendencia normal, es necesario que se respete el comportamiento normal del indicador de porosidad que se está utilizando: si es resistividad, la TNC debe aumentar con respecto a la profundidad, si es sínico debe disminuir con respecto a la profundidad. En la Ilustración 162 se muestran las tendencias normales de compactación dependiendo del

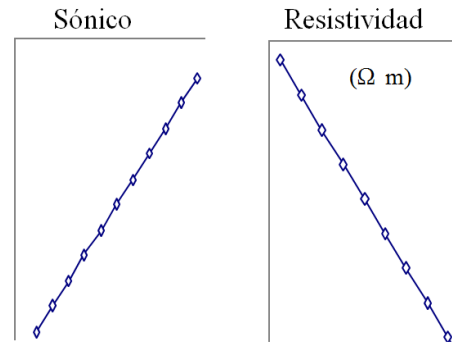


Ilustración 162 tendencias normales de compactación dependiendo del indicador

indicador utilizado para el análisis (Linda Kellner. Knowledge systems Inc, 2000).

Por ejemplo, si calculamos la tendencia normal de compactación usando la resistividad obtendremos la primer grafica y usando el registro sínico tendremos la segunda grafica que se muestran en la Ilustración 163.

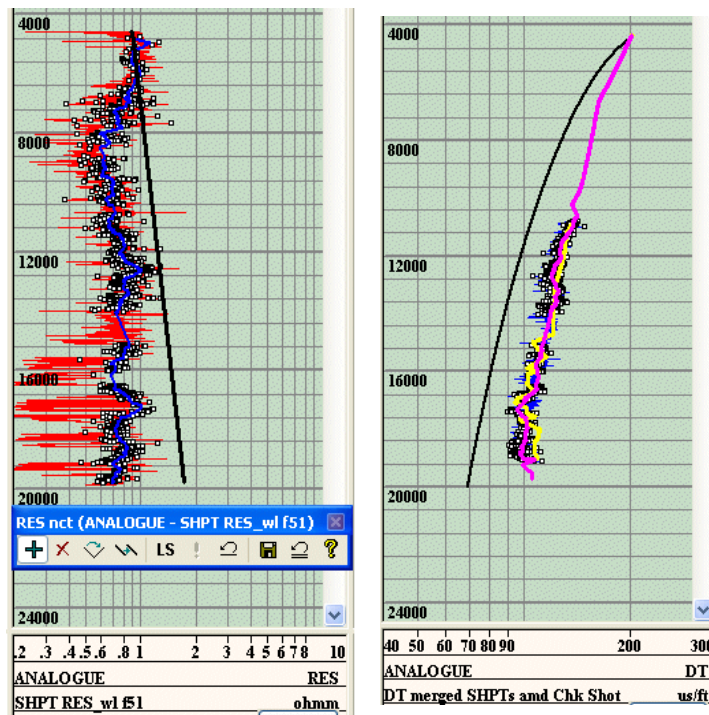


Ilustración 163 Tendencias normal de compactación utilizando los registros de resistividad y sínico.

8. Cálculo de presión de poro.

Después de haber realizado los análisis para los cálculos anteriores, se puede calcular la presión de poro mediante un método o programa definido por el usuario o bien, alguno de los siguientes modelos matemáticos integrados al software:

- Eaton
- Bowers
- Miller

En la Ilustración 164 mostrada abajo, se observan los resultados del cálculo de la presión de poro utilizando los métodos: resistivo de Eaton y sónico de Bowers. Ambos métodos arrojan valores muy aproximados de presión de poro, la cual en las gráficas se representa como densidad de lodo equivalente.

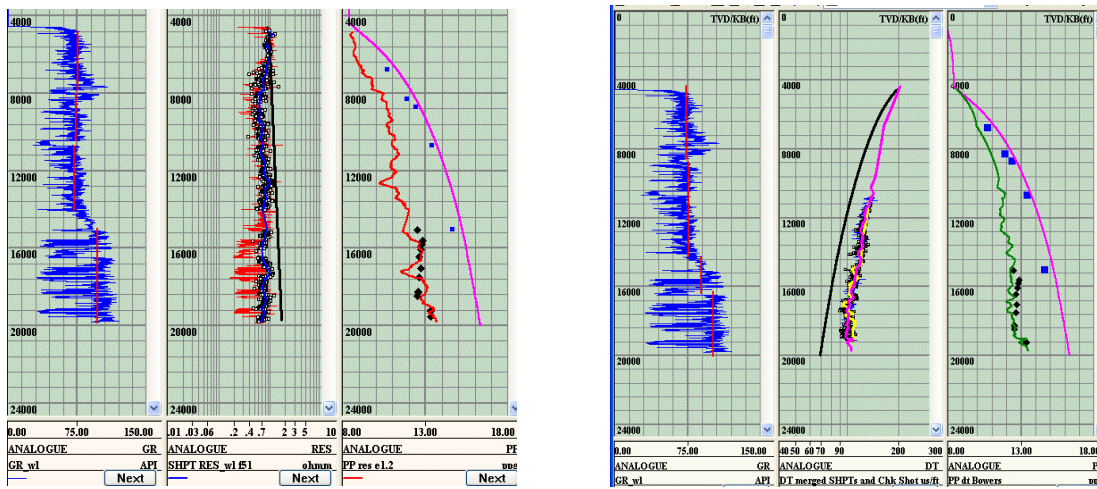


Ilustración 164 Ejemplo de presión de poro mediante los métodos de Eaton y Bowers

9. Cálculo del gradiente de fractura

El software permite el cálculo del gradiente de fractura mediante los métodos integrados: Eaton, Daines, Matthews and Kelly o Breckels and Van Eekelen; también permite que el usuario defina su propio método o programa.

Para la aplicación de estos métodos, es necesaria la utilización de los cálculos que se efectuaron previamente, ya que a partir de los valores de presión de sobrecarga, de formación y de la relación de Poisson, se obtiene la presión de fractura de la formación. La línea azul de la Ilustración 165 es un ejemplo el gradiente de fractura.

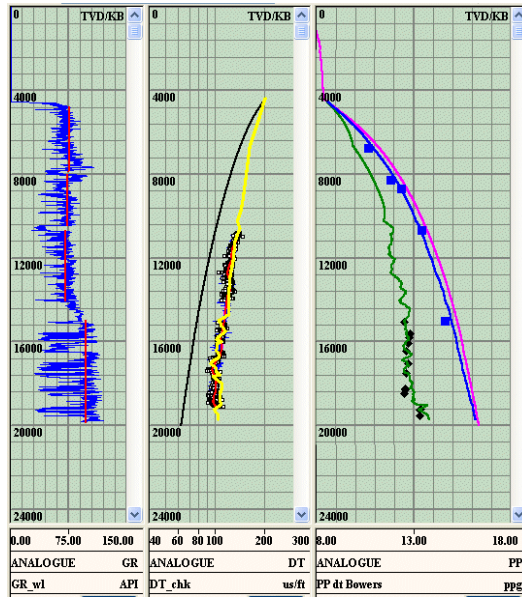


Ilustración 165 Cálculo de presión de Fractura utilizando el métodos de Eaton

A continuación se muestra un ejemplo del uso del software Predict para el análisis de geopresiones en aguas ultra-profundas, con un tirante de agua de 2953 m.

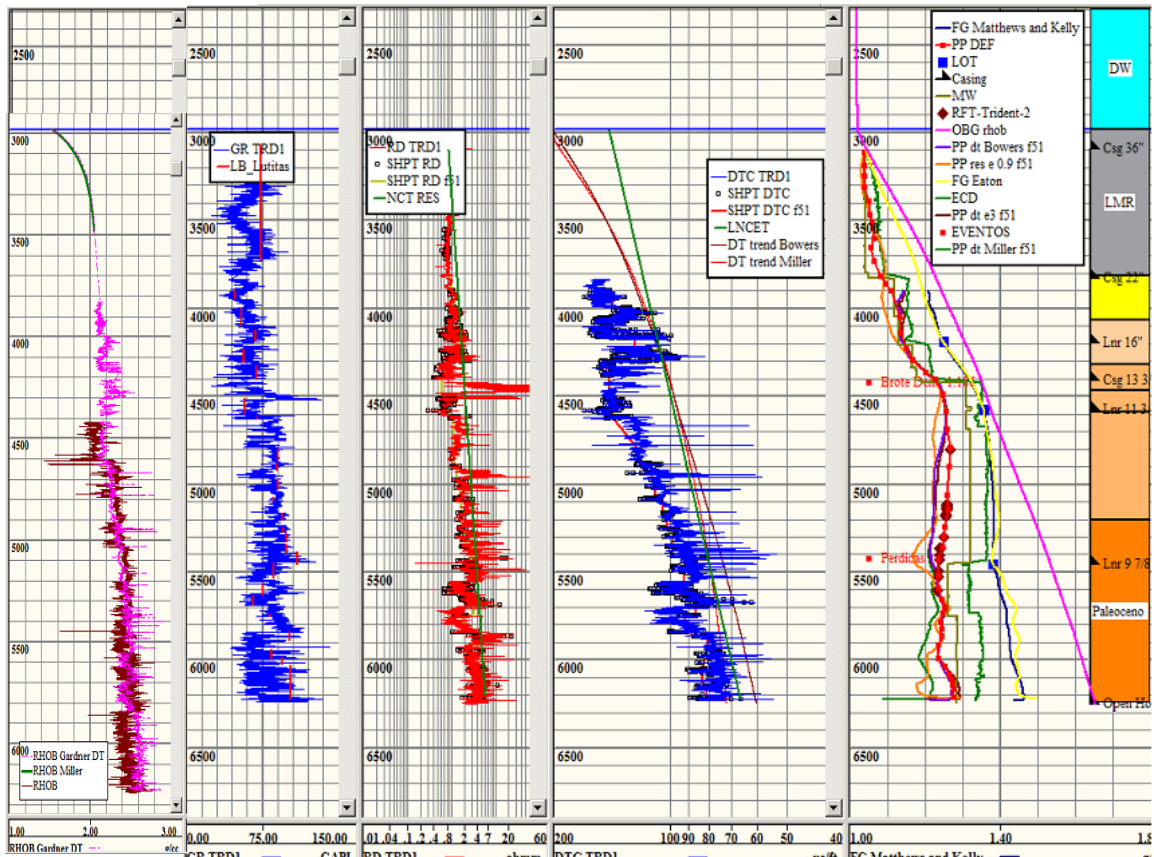


Ilustración 166 Resume de manera grafica resultado del análisis de presiones de un pozo ultra-profundo

En el ejemplo, en el carril 5 la línea de color rosado es el gradiente de sobrecarga calculado a partir de la integración del registro de densidad compuesto, en el carril 1 se muestra la línea sólo. En el carril 2 la línea color rojo representa la discriminación litológica a partir del registro GR, estableciendo para ello una línea base de lutitas.

En el carril 3 y 4 se muestra la tendencia normal de compactación, en la línea verde del carril 3 utilizando el método de Eaton resistivo y en la línea marrón utilizando el método sónico de Bowers.

En el carril 5 se muestra los perfiles de presión de poro obtenidos a partir de los métodos de resistividad Eaton, sónico Eaton y sónico Bower de color naranja, marrón y violeta respectivamente.

La curva de presión de poro definitiva se muestra en color rojo, suavizada y siguiendo el comportamiento de la curva de Bowers y Eaton resistividad. Con amarillo está graficada la presión de fractura de acuerdo con el método de Eaton y en color negro con Matthews y Kelly.

Para la calibración y validación de valores se puede utilizar información de pozos vecinos como pruebas de goteo, valores de densidad equivalente de circulación y RFT.

Se puede apreciar que la ventana operativa es notablemente reducida a la profundidad de 4400 m donde la presión de poro es 1.23 g/cc y la de fractura es 1.32 g/cc. Por lo que el valor de densidad a utilizar en esa etapa, incluyendo la densidad equivalente de circulación, no podrá exceder una variación de 0.9 g/cc.

La industria petrolera cuenta actualmente con herramientas que nos permiten minimizar el riesgo operativo de bajos gradientes de presión de formación, como la PWD (Pressure While Drilling), que consiste en manómetros de cuarzo de alta precisión que miden la presión anular y son capaces de enviar la información a superficie en tiempo real y/o almacenar datos en su unidad de memoria interna (Halliburton, 2013).

Es de gran utilidad en la medición precisa de la densidad equivalente de circulación (DEC), pruebas de goteo o de integridad de formaciones, detección de brotes incluyendo flujo de agua somero, presión hidrostática, monitoreo de la limpieza de lodo, presiones de swab/surge en los viajes de la herramienta, etc. Esta herramienta normalmente va integrada en le BHA de fondo y es mandataria su utilización en los pozos de aguas profundas (Halliburton, 2013).

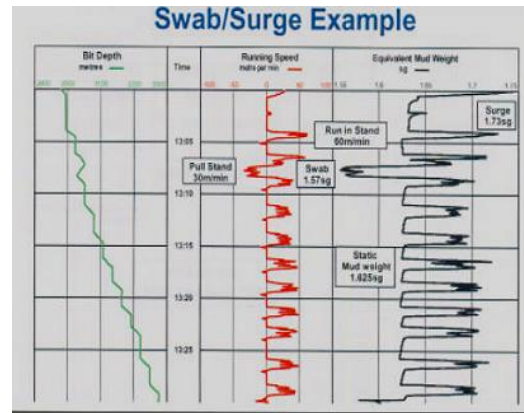
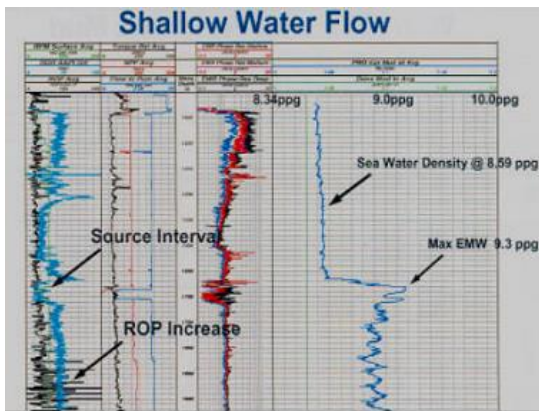


Ilustración 167 Ejemplos de aplicación le la herramienta PWD

3.3 Determinación del asentamiento de las tuberías de revestimiento y densidad del lodo

La selección del asentamiento para cada una de las tuberías de revestimiento que se instalarán el pozo es quizás una de las decisiones más críticas que se hacen al efectuar la planeación del pozo, especialmente cuando se sabe que se va a perforar en una zona donde es probable la existencia de presiones anormales y zonas de pérdida de circulación.

Una decisión incorrecta en la profundidad del asentamiento de la tubería de revestimiento puede traer serias consecuencias; por ejemplo, si el asentamiento queda innecesariamente profundo, traerá consecuencias económicas adversas que van desde el tiempo necesario para la perforación de la etapa a los sobrecostos en materiales en exceso como el acero, lodo, cemento, servicios, etc. Si la TR queda somera respecto de su correcto asentamiento, se tendrán problemas de bajo gradiente o zona débil y se requerirán costosos trabajos adicionales para reforzar la formación, o sacrificar otro revestidor para cubrir la zona débil.

La clave para una selección satisfactoria del asentamiento de la TR consiste en la evaluación lo más precisa posible de las presiones de poro y de fractura a lo largo del pozo a perforar. Una evaluación geológica, si se dispone de ella, optimizará la decisión de capacidades del equipo de perforación, permitirá cumplir con las regulaciones gubernamentales y hacer el pozo costeable (Tan Nguyen. New Mexico Tech University, 2011).

El procedimiento consiste en graficar el gradiente de presión de poro y el gradiente de presión de fractura, valores expresados en densidad de lodo equivalente g/cc ó lb/gal, contra la profundidad vertical verdadera.

Primero se establecen los gradientes de presión de formación y fractura a partir de registros geofísicos de pozos vecinos o datos de velocidad sísmica. Estos valores serán afectados por los márgenes de seguridad que corresponden al margen de viaje o presión de suaveo, para la presión de poro y al margen de tolerancia al brote, en la presión de fractura.

Valores comúnmente usados son 0.06 g/cc (0.5 lb/gal) más que la curva de presión de formación y 0.06 g/cc (0.5 lb/gal) menos que la curva de presión de fractura (Bourgoyne, Chenevert, Millheim, & Young, 1991; Adams, 1985).

Una vez hecho lo anterior, se procede a trazar una línea (entre las curvas de presión de poro y fractura afectada por sus factores de seguridad), la cual corresponderá a la densidad de lodo de la etapa y también al asentamiento de la misma, es decir, el asentamiento de ademe correspondiente a esa etapa. Se traza una línea vertical desde el fondo (punto de la densidad máxima del lodo) hacia arriba, hasta donde intercepte la nueva curva de gradiente de fractura afectada por su margen de seguridad; para el ejemplo mostrado en la Ilustración 168 referente al pozo Máximo-1, ese punto corresponde a un valor de densidad de 1.45 g/cc y podría fracturar la formación a aproximadamente a los 6070 m o arriba de esta profundidad (Pemex unidad de perforación y mantenimiento de pozos). Ahora se trazará una línea horizontal desde la profundidad donde se seleccionó asentar la zapata de la tubería de revestimiento previa (punto anterior) hasta la curva presión de poro afectada por su factor de seguridad. Ese nuevo valor corresponderá a la densidad de lodo requerida a esa profundidad que para el ejemplo será de 1.38 g/cc. Partiendo desde el punto, se extiende hacia arriba una línea vertical hasta interceptar la curva de gradiente de fractura, que en el ejemplo corresponde a una profundidad de 5260 m y de esa forma se continua el trazo de la línea de densidad del lodo hasta llegar a la superficie.

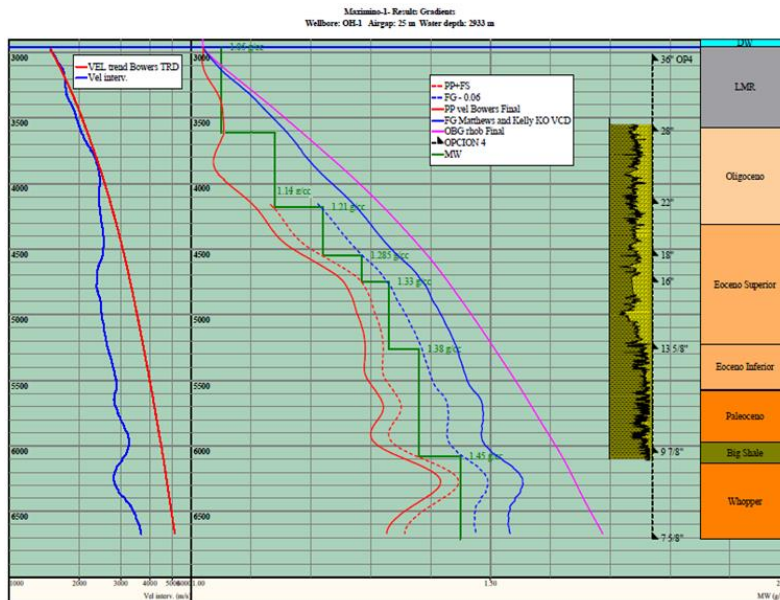


Ilustración 168 Determinación del asentamiento de las tuberías de revestimiento y densidades de lodo del pozo Máximo 1 con un tirante de agua de 2958 mvbmr

En este caso las profundidades resultantes y las densidades de lodo a utilizar son (Pemex unidad de perforación y mantenimiento de pozos):

- 6665- 6070 m.v.b.m.r corresponden a una densidad de 1.38-1.45 g/cc
- 6070-5260 m.v.b.m.r. corresponden a una densidad de 1.33-1.38 g/cc
- 5260-4750 m.v.b.m.r. corresponden a una densidad de 1.29-1.33 g/cc
- 4750-4550 m.v.b.m.r. corresponden a una densidad de 1.21-1.28 g/cc
- 4550- 4150 m.v.b.m.r. corresponden a una densidad de 1.14-1.21 g/cc
- 4150-3600 m.v.b.m.r. corresponden a una densidad de 1.05-1.14 g/cc riserless, que se perforará con agua de mar y baches de lodo viscoso; y con la técnica de “Pump and Dump” vía mixing on the fly con una densidad de 1.35 g/cc. Llenando el pozo con densidad de 1.50 g/cc al final.
- 3600-3060 m.v.b.m.r. corresponden a una densidad de 1.05 g/cc riserless, que se perforará con agua de mar y baches de lodo viscoso.
- 3060-2958 m riserless, que se perforará con agua de mar y baches de lodo viscoso, vía técnica de jeteo.

Una vez definidas las diferentes profundidades de asentamiento y las densidades correspondientes de lodo para cada etapa, se añade la información que corresponde a la geología esperada de la localización y se hace algún ajuste si es necesario para la definición de la geometría de pozo.

Básicamente el asentamiento de la tubería de revestimiento debe adaptarse a las presiones de formación esperadas, las condiciones geológicas y la función del revestidor.

De la manera descrita se puede planear la profundidad de asentamiento de las tuberías de revestimiento y la densidad de lodo requerida y así, obtener un programa de perforación seguro.

En la Ilustración 169 se ejemplifica el caso del pozo ultra-profundo Pep-1 que tiene un tirante de agua de 2918 mbnv (Subdirección de Perforación y Mantenimiento de Pozos, PEMEX, 2012)

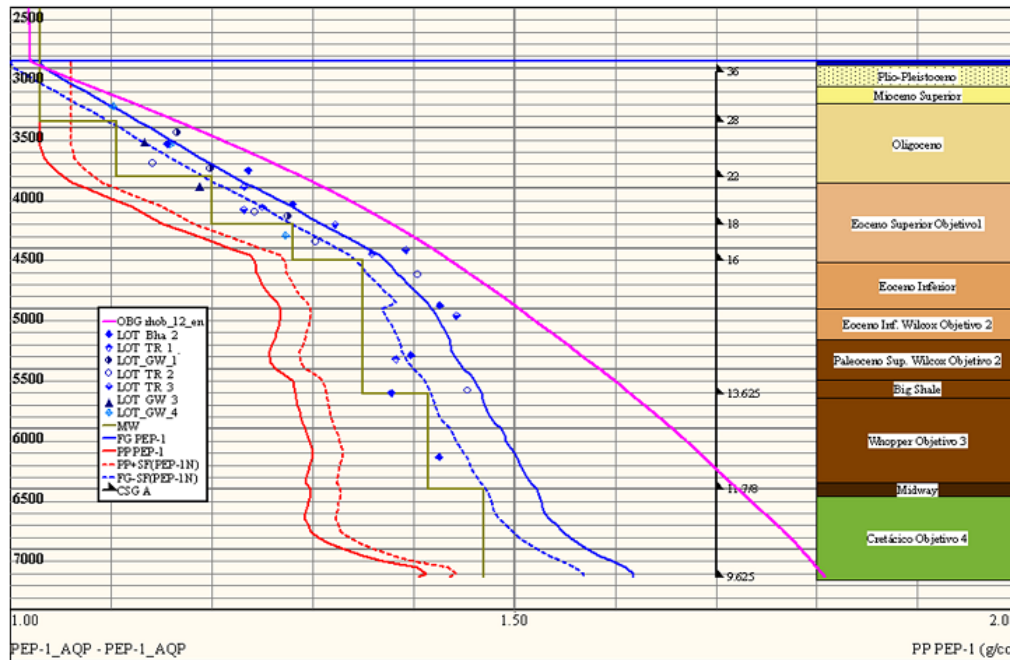


Ilustración 169 Determinación de los asentamientos TR y densidades de lodo para el pozo ultraprofundo Pep1

3.4 Determinación de la geometría de pozo.

A continuación se describen las principales problemáticas necesarias a considerar para la definición de una geometría del pozo adecuada:

- Los diseños de secciones muy largas de las tuberías de revestimiento que necesitarán resistir valores de presión de formación altos, sobretodo de las tuberías superficiales o intermedias, requerirán también de un libraje alto. Consecuentemente, el diseño a la tensión será afectado severamente por el peso de la TR. Lo anterior tendrá un impacto en la selección del tamaño del equipo de perforación, ya que la torre y subestructura de equipo de perforación deberán de ser capaces de manejar tales cargas.
- Cuando el espacio anular entre la TR y el agujero es muy pequeño, se pueden tener problemas durante la cementación debido a que las caídas de presión por fricción del cemento al viajar en un espacio anular reducido se incrementan, pudiendo provocar pérdidas parciales de circulación del cemento y no alcanzar las alturas requeridas. Para evitar tales problemas, las compañías cementadoras recomiendan un claro de entre tuberías de 0.5 hasta 0.75 in a cada lado de la TR.
- También es necesario considerar que si tamaño del área de la sección transversal entre la sarta de perforación y el agujero, ya que espacios anulares grandes conducirán a una inadecuada limpieza del agujero y, en el espacios anulares pequeños, debido al flujo turbulento que se puede producir entre el BHA y el agujero en zonas someras, puede causar la erosión de la formación afectado la limpieza del agujero y también al trabajo de cementación.
- La técnica del uso de los ampliadores es útil cuando se requiere agrandar el tamaño del agujero respecto de la barrena que se está utilizando, es común su uso cuando es necesario instalar una TR de contingencia en el agujero y el espacio anular es reducido. Por ejemplo, no es aceptable meter un liner de TR de 11 7/8 in en un agujero de 12 1/4 in, por lo que será necesario usar un amplificador hidráulico de 12 1/4 x 14 3/4 in. El gran inconveniente de estas herramientas es que a veces se rompen los brazos quedando como pez en el agujero.

En la industria se pueden tener diferentes arreglos de geometrías de pozo; los convencionales como un arreglo 30 in x 20 in x 13 3/8 in x 9 5/8 in x 5 1/2 in o arreglos esbeltos como 10 3/4 in x 9 7/8 in x 6 5/8 in x 4 1/2 in. Sin embargo, en el caso de aguas profundas, las principales compañías proveedoras de los cabezales submarinos tienen sus geometrías predeterminadas de acuerdo al número de alojamientos que son capaces de manejar a nivel de la línea de lodos.

En Pemex actualmente se están utilizando para aguas profundas los cabezales MS 700 y MS 800 cuyas características y arreglos fueron discutidos en la sección 2.5.2.1. sus arreglos son los siguientes:

	Cabezal DMS-700	Cabezal SMS-800
Arreglo	36" x 28"/26" x 20" x 16" (sub-mudline) x 13 5/8" x 9 5/8" ó 9 7/8" liner	36" x 28" x 22" x 18" (sub-mudline) x 16" (sub-mudline) x 13 5/8" x 10 3/4" liner ó 9 7/8" liner

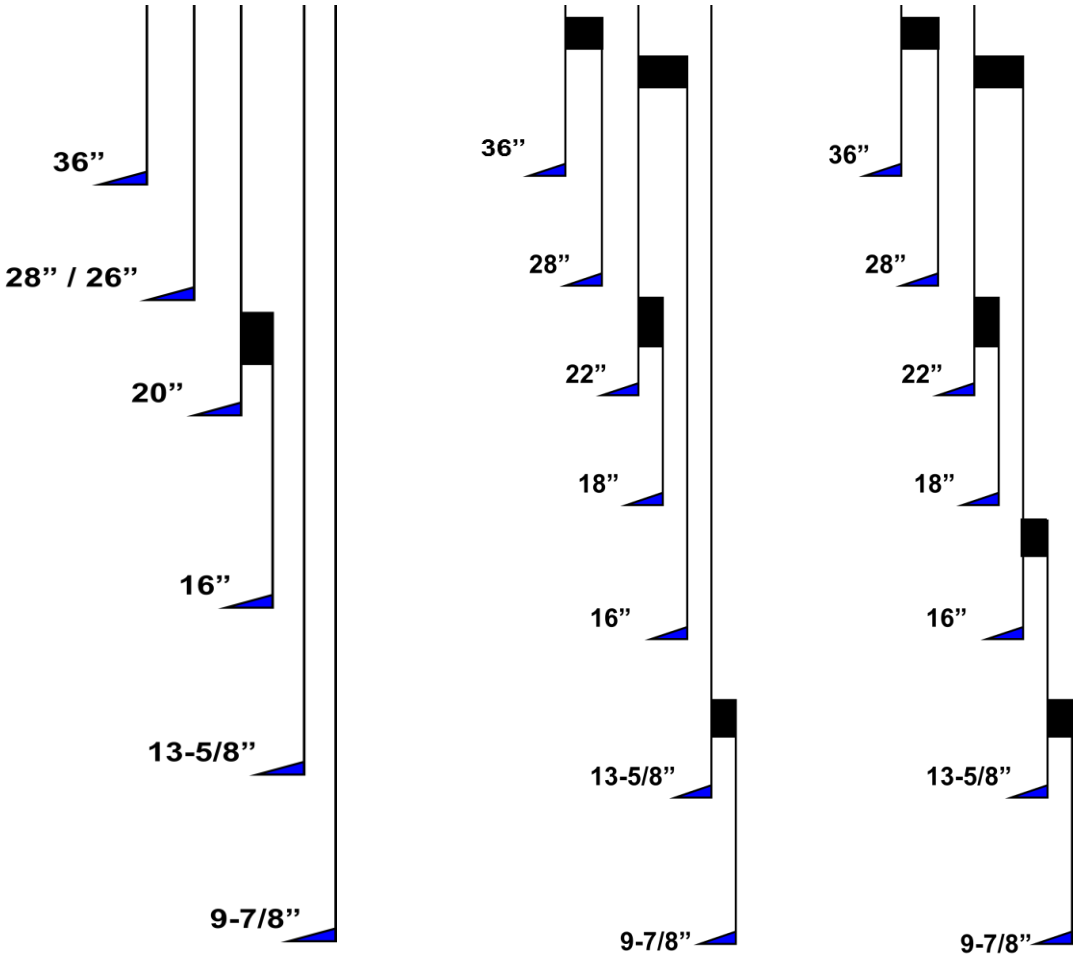


Ilustración 170 Diferentes geometrías de los cabezales de pozos DMS 700 y SMS 800

Para ejemplificar la definición de la geometría de un pozo en aguas ultra-profundas, se revisarán los requerimientos de los asentamientos del ejemplo del inciso anterior. Se comparará el requerimiento de tuberías contra la disponibilidad de alojamientos en el cabezal submarino y se definirá la geometría del pozo.

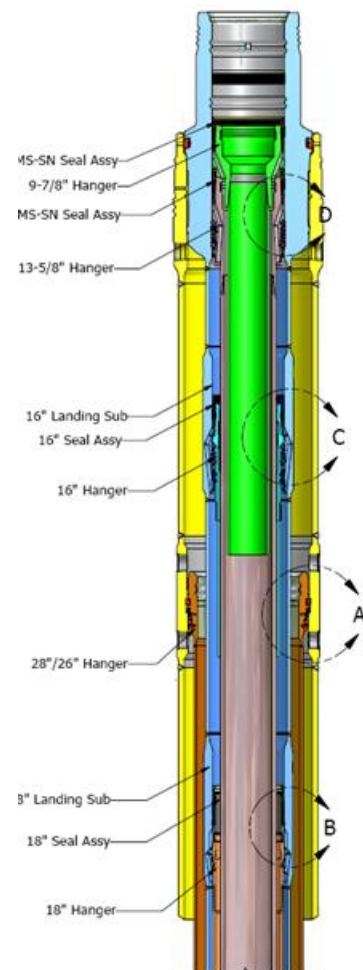
Primero, se toma la decisión de qué cabezal se utilizará. Tanto el MS 700 como el MS 800 han sido diseñados para trabajar en aguas profundas, pero debido a que el cabezal MS 800 reúne los requerimientos de resistencia al doblamiento, a la presión interna y tiene disponibilidad de un mayor número de tuberías que el MS 700, será el utilizado.

Se procede a asociar las TRs de acuerdo a su tipo y funciones con los alojamientos disponibles en el cabezal submarino, longitud de sección, profundidad, densidades, geología y se define una geometría de pozo preliminar.

El estado mecánico preliminar queda definido de la siguiente manera:

Tuberías	Longitud de la sección	Tubería de revestimiento
1	2958-3060 m	36" TR conductora, cabezal de baja presión
2	3060-3600 m	28" TR conductor
3	3600-4150 m	22" TR superficial , cabezal de alta presión
4	4150-4550 m	18" liner intermedio
5	4550-4750 m	16" liner intermedio
6	4750-5260 m	13 5/8" tubería de producción
7	5260-6070 m	9 7/8" tubería de producción
8	6070-6665 m	7 5/8" Liner de producción

Ilustración 171 Arreglo de un cabezal MS 800 mostrando en sección, la geometría posible para la distribución de tuberías de revestimiento y sus colgadores.



Por lo anterior, el estado mecánico preliminar queda definido de la siguiente manera, donde se puede observar la definición de las tuberías con sus profundidades, densidades de lodo y geología asociada.

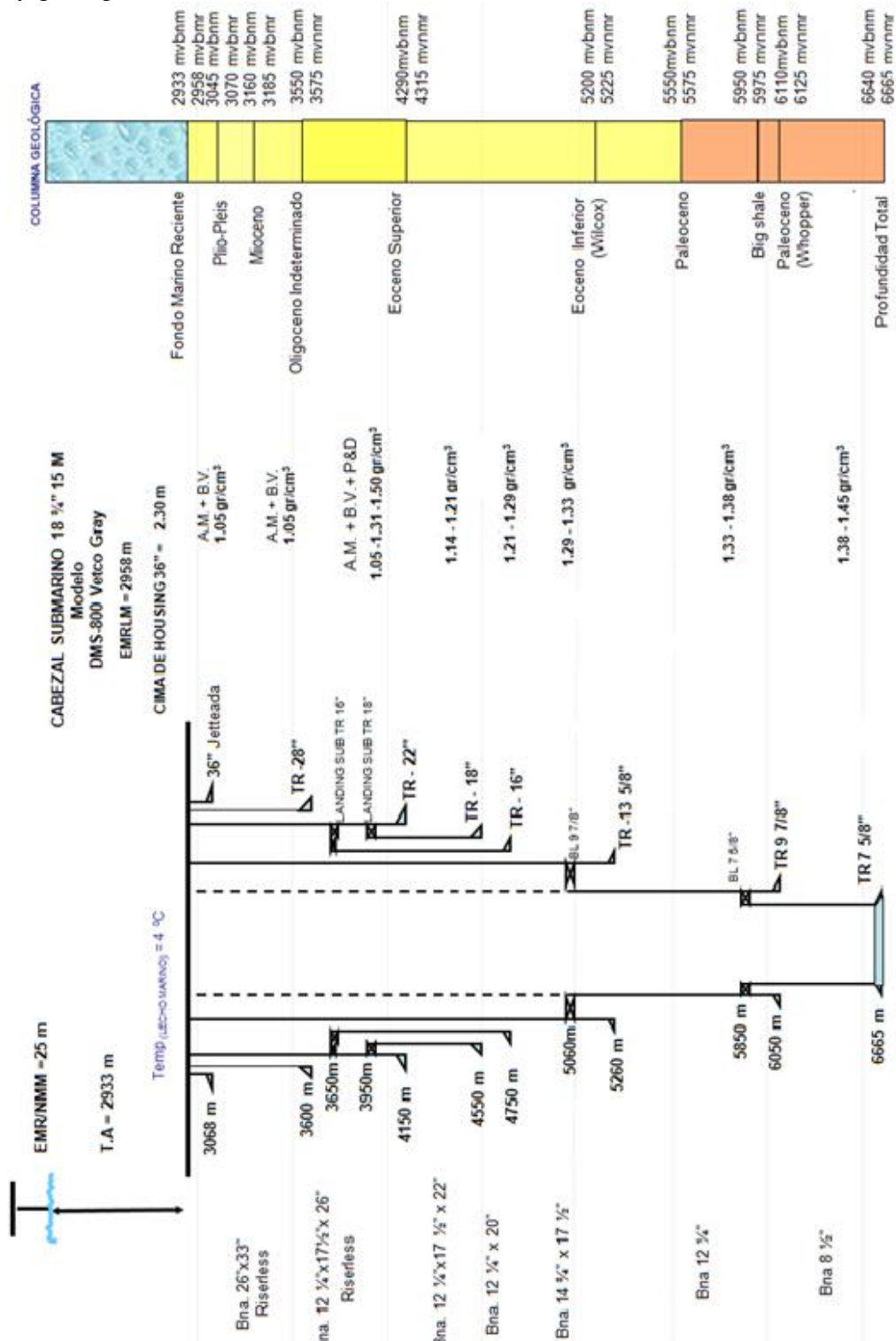


Ilustración 172 Arreglo de un cabezal MS 800 mostrando en secciones la geometría posible para la distribución de tuberías de revestimiento y sus colgadores.

3.5 Determinación del fluido de perforación adecuado en aguas profundas

Una apropiada planeación del fluido de perforación ayudará a minimizar las dificultades que se pueden encontrar durante la perforación de pozos en aguas profundas y ultra-profundas. Los retos de planeación de fluidos incluyen los perfiles de viscosidad del fluido base, la inhibición de hidratos (cuya formación está directamente relacionada con bajas temperaturas, altas presiones, gas y agua libre en la formación), los flujos de agua somera superficial, mitigación al problema de pérdidas de circulación inherentes a las baja ventanas operativas entre la presión de poro y de fractura. Otro reto adicional en aguas profundas consiste en el manejo correcto de la densidad equivalente de circulación, *DEC*, mediante el uso de herramientas tecnológicamente avanzadas con transmisión de datos a superficie en tiempo real como PWD, LWD, ello con la finalidad de mantener el pozo seguro respetando al medio ambiente.

La principal consideración es el efecto de la presión y temperatura sobre el sistema de lodo. A medida que la profundidad del tirante de agua se incrementa, la temperatura disminuye y la presión aumenta.

Una grafica típica de temperatura contra profundidad para el Golfo de México indica que el promedio de temperatura en el fondo marino puede ser menor de 4.4 °C (40 °F) a profundidades mayores de 4000 ft (Dieffenbaugher, y otros, 2005).

El enfriamiento combinado con la presión actúa sobre la composición química del fluido de perforación incrementado su viscosidad. Por esta razón es importante revisar el comportamiento del perfil de viscosidad del fluido propuesto para evitar problemas potenciales como la fracturación de la formación, pérdidas de circulación y tiempos no productivos.

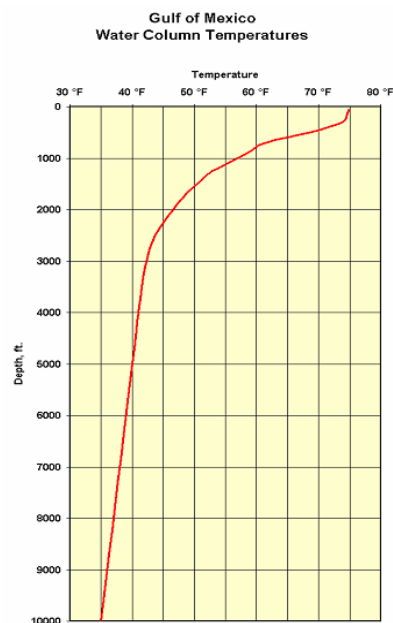


Ilustración 173 Gráfica de Profundidad contra temperatura

Dentro de los principales criterios de selección del fluido de perforación destacan los de orden técnico, ambientales, regulatorios, logísticos y comerciales.

Los fluidos de emisión inversa utilizados en aguas profundas pueden tener como fluido base al aceite mineral o al aceite sintético formando la fase continua. El agua, salmueras y glicoles serán la fase dispersa.

Los fluidos base en los sistemas de emulsión inversa pueden ser los ésteres, olefinas, parafinas o el aceite mineral (Martha L. Cecopieri Gómez, Instituto Mexicano del Petróleo). Los ésteres son producto de la condensación de un ácido carboxílico y un alcohol; los ésteres de glicerina y sus ácidos grasos como el ácido oleico son comunes en la naturaleza.

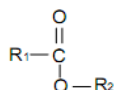


Ilustración 174 Fórmula general de un ester

Las olefinas lineales, C₁₆₋₁₈, son alquenos que contienen un doble enlace en cualquier posición de su cadena. La base de estos aceites es sintética y puede obtenerse a partir de n-parafinas por cualquiera de los métodos siguientes: Cloración/deshidrocloración de parafinas y por deshidrogenación catalítica (Martha L. Cecopieri Gómez, Instituto Mexicano del Petróleo).

Las parafinas son alcanos con un mayor o menor número de isomerización, son sustancias que se encuentran naturalmente el petróleo crudo. Se emplean como base para la obtención de olefinas y alcoholes, además pueden participar en la composición de surfactantes biodegradables. (Martha L. Cecopieri Gómez, Instituto Mexicano del Petróleo)

El aceite mineral se obtiene directamente de la destilación del petróleo.

El empleo de lodos de EI formulados con aceites sintéticos ofrece las siguientes ventajas:

- Son sistemas reutilizables.
- Inhibición de arcillas que mejora la estabilidad del agujero obteniéndose geometrías más homogéneas.
- Menores problemas al perforar formaciones salinas, anhidritas y arcillas reactivas.
- Reologías y propiedades de los fluidos más estables.
- Formulaciones más resistentes a contaminaciones de CO₂, H₂S, sal/evaporitas y agua.

Debido principalmente a la alta reactividad de las lutitas presentes durante la perforación en aguas profundas del Golfo de México, a los altos estándares de control ambiental exigido por las áreas gubernamentales y su uso exitoso en otros pozos de aguas profundas; la selección de los fluidos de perforación sintéticos de reología plana han sido la mejor opción para la perforación en aguas profundas del Golfo de México (Dieffenbaugher, y otros, 2005).

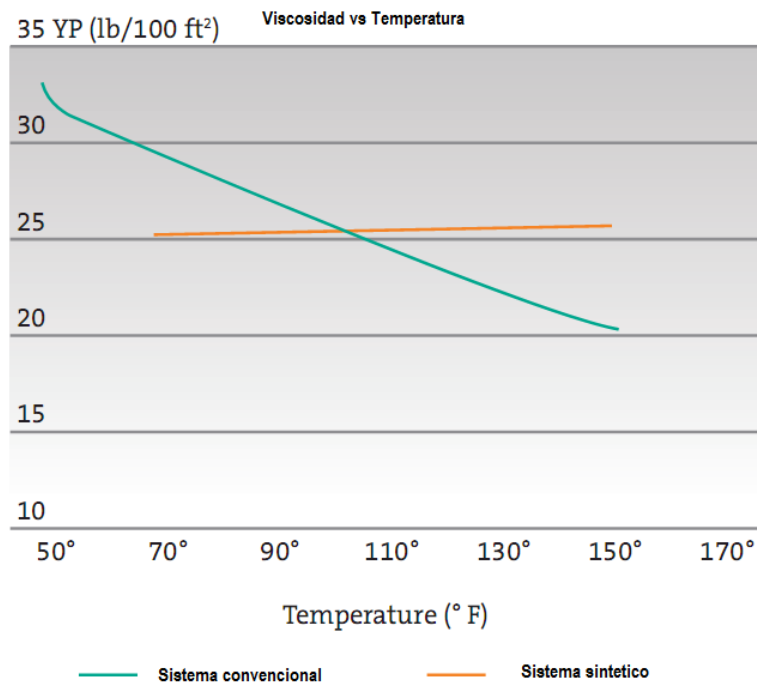


Ilustración 175 Viscosidad de un sistema convencional como un sintético

Actualmente, los fluidos sintéticos predominantemente usados en el Golfo de México son a base de olefinas, típicamente C₁₆₋₁₈, mezcladas con un éster.

Los sistemas de fluidos sintéticos disponibles en el mercado son los siguientes (Martha L. Cecopieri Gómez, Instituto Mexicano del Petroleo):

- Rheliant. Es un fluido de perforación base sintética que mantiene las propiedades reológicas con mínima variación dentro de un amplio intervalo de temperaturas, de 65 °C hasta 1.5 °C. Características: Perfil reológico plano, estructuras de gel frágiles, contenido de arcillas bajo y ambientalmente aceptable (Schlumberger-Mi Swaco, 2003).
- Novaplust/Novatec. El sistema consiste en fluidos de perforación sintéticos a base de olefinas de baja viscosidad, adecuados para perforar en aguas profundas y en aéreas ambientalmente sensibles. Tiene reología ajustable de baja viscosidad, buena estabilidad térmica, disminuye el riesgo de hidratos, y son formulaciones de baja toxicidad.
- Paraland/Paradill y Versaclean. Los dos sistemas están constituidos por una amplia variedad de parafinas y aceites minerales y son compatibles con diferentes salmueras como fase dispersa.

3.6 Cementación

La cementación primaria es el proceso de colocar una lechada de cemento en el espacio anular entre la tubería de revestimiento y el agujero de la formación expuesto. Desde su origen en 1903, su objetivo principal ha sido aislar las formaciones que contienen petróleo, gas y agua del pozo. Para lograr tal objetivo se debe obtener un sello hidráulico entre la TR y el cemento, y entre el cemento y la formación para evitar canales de flujo a través de la capa de cemento. Adicionalmente la cementación produce el anclaje, la sustentación y protección a la corrosión de la sarta de revestimiento (De Rozieres, Griffin, & Schlumberger, 1990).

El proceso básico de cementación primaria usa el método de doble tapón para bombear y desplazar. Después de perforar el agujero a la profundidad deseada, la sarta de perforación es removida y una tubería de revestimiento es corrida dentro del pozo hasta que alcance el fondo del agujero. La TR tiene en su extremo inferior una zapata guía (sin válvula de retención) o una zapata flotante en forma de bala. Antes de bajar la TR, el agujero está lleno de fluido de perforación y los cortes de formación producidos durante la perforación del agujero están aún en él por lo que se deberá circular un tiempo de atraso para limpiar el pozo; al introducir la TR, se procede a desplazar el fluido de perforación fuera de la TR y del pozo, colocar la lechada de cemento en el espacio anular y llenar el interior de la TR con fluido de desplazamiento. El proceso para lograrlo es mediante el uso de dos tapones que se usan para aislar el cemento como se va bombeando debajo de la sarta para prevenir su contaminación; el tapón inferior separa la lechada del fluido de perforación y el superior la separa del fluido de desplazamiento. El cemento calculado y suficiente es bombeado por la tubería para llenar la columna anular del fondo del pozo a la superficie hasta cubrir al menos las zonas productivas. Típicamente, el cemento es llevado a una altura mayor en el agujero, incluso a superficie. El proceso de cementación se completa cuando la presión incrementa en la superficie, indicando que el tapón superior ha alcanzado el cople de asentamiento o el flotador, a ese fenómeno se conoce como alcanzar presión final de la operación (Nelson E. B., 2012).

El pozo es cerrado por un tiempo para permitir el cemento fragüe antes de continuar con el trabajo de terminación o la siguiente etapa de perforación.

La cementación secundaria o remedial se realiza en una fase posterior; consiste en la inyección forzada de lechada en operaciones como el sellado de perforaciones, abandono de pozo, cementación de anillos del conductor, reparación de fugas en la TR, colocado de tapones para forzar la zapata de revestimiento, entre otras (PEMEX Superintendencia de ingeniería petrolera, 1997).

En los anexos A1 al A6 de este trabajo se muestran ejemplos de cementaciones primarias de tipo submarino y terrestre, así como remediales.

3.6.1 Cementación en aguas profundas

La cementación en aguas profundas implica dificultades técnicas que no se tienen en aguas superficiales, las principales diferencias son (Martin, 2009):

- Costo del equipo. El costo de operaciones en aguas profundas es mayor. En 2009 el equipo en aguas superficiales costaba aproximadamente 81 mil dólares al día mientras que para aguas profundas el costo era de 300 a 500 mil dólares al día.
- Equipo. En aguas profundas se requiere de equipo especializado que soporte las presiones.
- Temperaturas. En aguas superficiales el promedio de temperatura en superficie es de 80 °F (26.6 °C), mientras que en aguas profundas en línea de lodo al fondo o lecho marino las temperaturas van de 38 a 40 °F (3.3 – 4.4°C), aumentando la posibilidad de formación de hidratos de gas y agregando la dificultad de la planeación de la cementación que considere la diferencia de temperaturas entre el lecho marino y el fondo.

La Ilustración 176 muestra el comportamiento simulado de un perfil de temperatura en aguas ultra-profundas. En ella se pueden identificar la temperatura a nivel del mar, en la línea de lodo o fondo marino (1900 m) y a la profundidad total del pozo (2680 m).

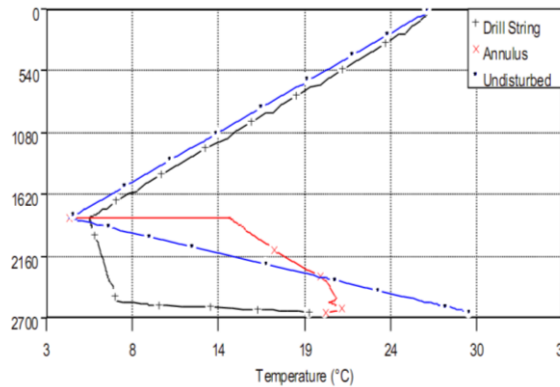


Ilustración 176 Perfil de temperatura en aguas profundas

- Presión hidrostática. Los gradientes de fractura en aguas profundas son bajos. La diferencia entre la presión de poro y el gradiente de fractura es pequeña y a menudo se requiere de mezclas más livianas que en pozos convencionales.

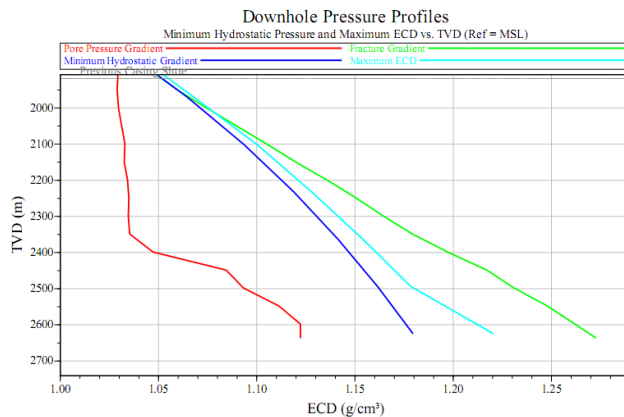


Ilustración 177 Ventana operativa (Densidad de poro y densidad de fractura)

- Hidratación de gas. Los hidratos de gas son sólidos formados con el HC gaseoso y el agua que pueden formarse a temperaturas sobre el punto de congelamiento del agua. Si la presión aumenta, pueden formarse a temperaturas tan altas como 20 °C.
- Inclusión de aguas superficiales. La deposición de sedimentos en la sección superior del agujero produce condiciones para el flujo de fluido sobre-presurizado. Cuando sedimentos con bajo esfuerzo de corte son perforados en condiciones bajo balance, el flujo puede llegar a superficie y desestabilizar el pozo.
- Secciones salinas. Existe la posibilidad de encontrar secciones salinas masivas por ello se requiere de espaciadores y mezclas especiales para prevenir lavar las zonas salinas como mezclas con alta viscosidad y corto tiempo de transito.

Las principales consideraciones para cementaciones en aguas profundas son:

- Temperatura de la línea de lodo. Puede llegar a ser de 38 °F (3.33°C), por lo que se requiere de mezclas que desarrollen el esfuerzo compresivo en poco tiempo y con mínima concentración de retardador.
- Zonas no consolidadas. En zonas con derrumbes se requiere cementar hasta la línea de lodo por lo que se gastan grandes volúmenes de mezcla. En zonas de pobre adherencia se recomiendan aditivos con propiedades expansivas y cementos con esfuerzo compresivo mayor del de la formación.
- Enfriamiento de la mezcla desde la superficie hasta la línea de lodo.
- Zonas con inclusión de aguas superficiales. Requieren que el cemento tenga una pérdida de fluido menor de 50 cc/30 min y 0% de agua libre, que se tenga el mínimo tiempo de tránsito y se usen aditivos de compensación para reducir problemas asociados con formación de hidratos como aditivos expansivos o uso de cementos espumados. La siguiente tabla muestra los factores críticos a mitigar la inclusión de aguas superficiales y la capacidad de controlarlos de diferentes tipos de cemento:

	Espumoso	Esferas	Extendidos
Tiempo de transición menor a 25 minutos	Sí	Sí	Sí
Filtrado menor a 40 cc y 0% de agua libre	Sí	Sí	Sí
Densidad ajustable	Sí	Sí	Sí
Mejora la eficiencia de desplazamiento	Sí		
Compensación del volumen por hidratación	Sí		

3.6.2 Cementos espumosos

Los cementos espumosos son los únicos que cumplen los cinco factores críticos para mitigar la inclusión de aguas superficiales.

El cemento espumoso podría ser la solución a los problemas relacionados con la formación como bajo gradiente de fractura, alta permeabilidad, vesicular o cavernoso. Los fluidos del pozo ejercen presión hidrostática en el fondo del agujero, ésta depende de la altura de la columna y de la densidad del fluido. Algunas formaciones atravesadas por el pozo pueden ser débiles o contener hoyos o cavernas, lo que solamente les permitirá soportar la presión hidrostática de fluidos muy ligeros.

En tales casos, es frecuente que no sea posible ubicar los cementos convencionales por su exceso de densidad; para hacer posible la cementación se han desarrollado cementos con densidad muy baja que se obtienen de la mezcla de cementos convencionales con micro-esferas o con gas.

Los cementos espumosos son una dispersión de gas, generalmente nitrógeno, en una lechada que contiene un surfactante que actúa como un agente espumoso y otro producto químico con la función de mejorar la estabilidad de la espuma. Son menos caros que los sistemas de micro-esferas, sus lechadas son más fáciles de diseñar y mantienen mejor sus propiedades, entre otras de sus ventajas se encuentra su relativamente alta resistencia a la compresión, el menor daño a las formaciones sensibles al agua, la capacidad de reducir la probabilidad de flujo de gas y que permiten que el cemento pase en las zonas que experimentan pérdidas totales. Al mezclar la lechada base de densidad entre 1.80 g/cc y 1.92 g/cc, con el nitrógeno cuya densidad es prácticamente cero, se pueden generar cementos espumados con densidades de entre 1.32 g/cc y 1.55 g/cc (11 a 13 ppg) (De Rozieres, Griffin, & Schlumberger, 1990)

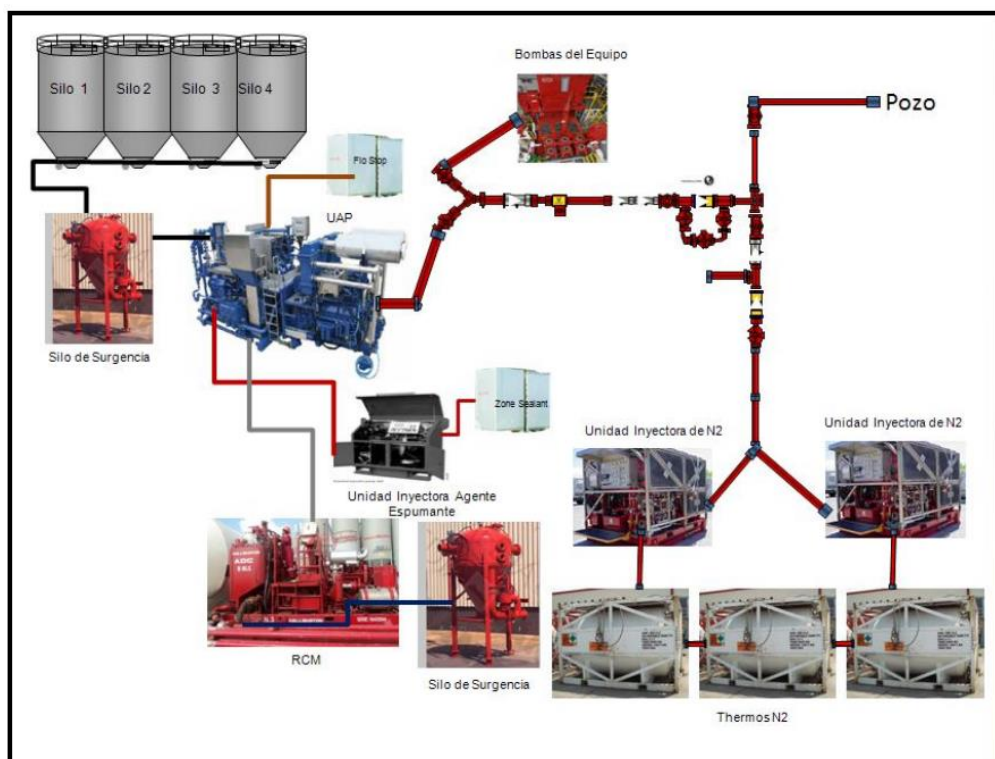


Ilustración 178 Arreglo típico para efectuar una cementación primaria nitrogenada

Las espumas son caracterizadas por su calidad, definida como la relación en porcentaje entre el volumen ocupado por el gas y el volumen total de la espuma. Dependiendo de la calidad puede haber espumas concentradas, que se encuentran prácticamente en estado gaseoso separadas por delgadas películas líquidas, o espumas diluidas con paredes gruesas de líquido viscoso como lo son los cementos espumosos cuya calidad se encuentra entre 50% y 80%. Debido a que los cementos espumosos son fluidos compresibles, su calidad variara durante su circulación por el pozo debido a los cambios de presión.

Mientras propiedades como el tiempo de fraguado se han reportado como independientes de la calidad, se ha mostrado que espumas de la misma calidad sometidas a mayor presión promueven la formación de burbujas más pequeñas. El cemento espumoso es un sistema de tres fases: sólido-líquido-gaseoso, su integridad depende del mantenimiento de las interfaces entre ellas. Eventualmente las fuerzas externas causarán la ruptura de algunas de las interfaces, produciendo la interconexión de burbujas y espacios almacenadores de gas mayores, resultando en estructuras esponjosas con menor resistencia a la compresión, mayor permeabilidad y propiedades de adherencia inferiores. Por la otra parte, sistemas espumosos estables muestran estructuras porosas esféricas y discretas con una matriz de cemento bien definida.

A pesar de que no se cuenta con un completo entendimiento de la reología del cemento espumoso, se ha generado conocimiento basado en estudios y experiencia que permite su uso satisfactorio en la práctica. Entre los puntos importantes a considerar de acuerdo a Erick Nelson, se encuentran (De Rozieres, Griffin, & Schlumberger, 1990):

- Como regla general se considera una espuma como un pseudo-plástico, cuya viscosidad aumenta al aumentar su calidad y presión, y disminuye al aumentar la temperatura y velocidad de corte.
- Fluyendo, su comportamiento es de pseudo-plástico, mientras que estático posee una resistencia de gel medible que es mayor mientras mayor sea su calidad.
- Su tensión de fluencia varía inversamente con el tamaño de burbuja y temperatura, y directamente con la calidad y presión.

- La lechada debe siempre ser mezclada con la relación de agua óptima, además, como regla de dedo no se recomienda diseñar la lechada usando una relación agua-cemento ya que no será constante en una lechada espumosa.
- Los químicos seleccionados como agentes espumantes y estabilizadores deben ser efectivos a elevadas temperaturas y presiones en medios alcalinos y a contenedores de calcio que se crean en la fase líquida de la lechada; también deben ser estables más tiempo del requerido para el fraguado.
- En ocasiones se requiere de una lechada de tapón colocada arriba del cemento espumoso para comprimir el gas en las etapas superiores y prevenir el escape de gas de la espuma a la superficie y/o de una lechada no espumosa en la base después de la cementación espumosa para proveer soporte a la zapata y/o aislar la zona del fondo del pozo.
- La experiencia ha mostrado que la compresión del gas en combinación de la fricción y presión hidrostática pueden resultar en mayor densidad de espuma y más bajo tope de cemento del calculado en condiciones estáticas. Debido a la dificultad de modelar el comportamiento del cemento, los cálculos de cantidades de cemento, densidades a alcanzar, etc., se basa en la experiencia y las limitaciones. Existen dos métodos para el diseño de la columna de cemento:
 - Seguir una relación constante entre el nitrógeno y la base. Es operacionalmente fácil de inyectar una cantidad constante de nitrógeno a la mezcla, pero produce una calidad variable de espuma a lo largo de la columna. La densidad del cemento espumoso que aumenta al incrementarse la profundidad, siendo la parte superior más débil y permeable, por lo tanto se corre el riesgo de invasión de fluidos y corrosión.
 - Seguir una densidad constante. En este procedimiento se divide la columna en varias etapas, cada una con una relación nitrógeno-base diferente; al incrementarse la profundidad, aumenta la cantidad de nitrógeno y se mantiene la densidad prácticamente constante. Las desventajas son la dificultad de coordinación del bombeo y control del pozo, la posibilidad de derrumbar formaciones débiles en las primeras etapas y la dependencia de las mediciones precisas de la geometría del pozo.

La cementación espumosa es operacionalmente más compleja que las cementaciones convencionales, para completar profesionalmente tal tipo de trabajos empresas como Baker Hughes, Halliburton y Schlumberger han desarrollado sistemas especializados que permiten la cementación espumosa y su control como DeepSet, LeanSet, Opticem, CemCADE, etc (Martin, 2009).

Estos softwares son capaces de simular el comportamiento de la temperatura en la tubería y en el espacio anular, además permiten calcular valores de gastos y presiones durante la operación de cementación de tal manera que no rebasen la limitada ventana operativa de la formación en aguas profundas, también calculan otros parámetros como los volúmenes de líquidos totales, el volumen necesario de nitrógeno, calidad de la mezcla, volumen de fluido espumado, presión de inyección, gasto de nitrógeno, gasto de lechada, densidad del cemento (fluido base), rango de densidades de mezcla espumada, volúmenes totales y volumen de exceso requerido entre otras variables.

3.7 Diseño de la tubería de perforación aplicada en aguas profundas.

El diseño y fabricación de una tubería de perforación para pozos ultra-profundos de alcance extendido con una conexión para alto torque fue desarrollada recientemente por la Compañía National Oil Well Varco. Consiste en la tubería 5 7/8 in conexión XT-57, la cual representa un tamaño de tubería intermedio entre 5 1/2 in y la de 6 5/8 in tradicionales. Está disponible en los grados de acero convencionales de API incluyendo el S-135 y V-150.

Por sus características fue rápidamente adoptada como la tubería ideal para la perforación de los pozos de aguas profundas que tienen diámetros grandes en la geometría de pozo y permite no estar cambiando la sarta de perforación cada vez que se tiene un cambio de etapa, reduciendo así los costos de tiempo de equipo (Workstrings International, 2011).

Las principales ventajas operativas de la tubería de perforación de 5 7/8 in son:

- Rendimiento hidráulico. La TP de 5 7/8 in proporciona un rendimiento hidráulico mejorado en comparación con la tubería de perforación de 5 1/2 in para los pozos de alcance extendido así como para pozos ultra-profundos, ello se debe a que su diámetro interior es mayor que el de una tubería de 5 1/2 in, por lo que las caídas de presión por fricción son menores como se puede ver en la gráfica comparativa adjunta.

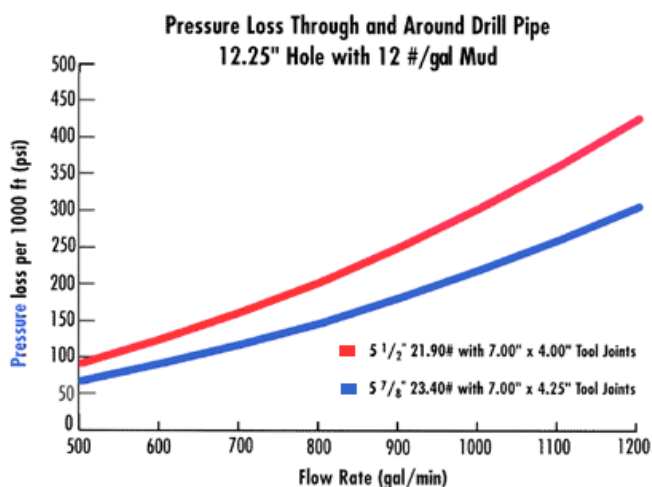


Ilustración 179 Comparativo de las caídas de presión en las tuberías 5 1/2" y 5 7/8" a diferentes gastos

- Geometría. La configuración geométrica de la TP de 5 7/8 in utiliza un diámetro exterior de 7 in, arreglo que le permite ser utilizado para perforar dentro de TR de 9 5/8 in y en secciones de pozo abierto de 8 ½ in, de manera adicional mantiene la capacidad poder ser pescada en el diámetro de agujero de 8 ½ in.
- La resistencia a la tensión del tubo y el alto torque de la conexión XT 57 tienen valores bastante altos, lo que permite que el diseño de la sarta sea capaz de cubrir tramos largos y no se requiera de muchas secciones (NOV Grant Prideco Drilling Tubulars XT).

Drill pipe performance characteristics (Workstrings International, 2011)						
Pipe Size and weight: 5.875x 4.375 in , 41.052 lb/ft						
Clase:	New (nominal)	Premium (nominal)	Pipe grade: S-135			
			Range :2			
OD (in):	5.875	5.875	Tool Joint: 7.250"x 3.500 XT57			
Wall Thickness (in):	0.750	0.600	Clase:	New (nominal)	Premium (nominal)	
Pipe ID (in) :	4.375	4.375				
Plain End Weight (lb/ft):	41.052	31.880	Sectional Area of Pipe Body (in²)		12.075	9.378
Tensile strength (lb):	1,630,200	1,266,000	Cross Sectional Area of OD (in²)		27.109	24.411
Burst pressure (psi):	30,160	27,574	Cross Sectional Area of ID (in²)		15.033	15.033
Collapse Pressure (psi):	30,068	25,931	Max Torque 81500 ft-lb	Adjusted Weight (lb/ft)	46.53	46.53

Drill pipe performance characteristics (Workstrings International, 2011)						
Pipe Size and weight: 5.875x 4.5 in , 26.3 lb/ft						
Clase:	New (nominal)	Premium (nominal)	Pipe grade: S-135			
			Range :2			
OD (in):	5.875	5.875	Tool Joint: 7.250"x 4.500 XT57			
Wall Thickness (in):	0.415	0.332	Clase:	New (nominal)	Premium (nominal)	
Pipe ID (in) :	5.045	5.045				
Plain End Weight (lb/ft):	24.2	19.066	Sectional Area of Pipe Body (in²)		7.119	5.608
Tensile strength (lb):	961,000	757,100	Cross Sectional Area of OD (in²)		27.109	25.598
Burst pressure (psi):	16,688	15,258	Cross Sectional Area of ID (in²)		19.99	19.99
Collapse Pressure (psi):	14,892	9,368	Max Torque 72500 ft-lb	Adjusted Weight (lb/ft)	29.75	29.75

Drill pipe performance characteristics (Workstrings International, 2011)						
Pipe Size and weight: 5.875x 4 in , Tri-spiral heavy weight						
Clase:	New (nominal)		Pipe grade: 55 Ksi Standard Heavy Weight			
			Range :2			
OD (in):	5.875		Tool Joint: 7.250"x 4.000 XT57			
Wall Thickness (in):	0.938		Clase:	New (nominal)		
Pipe ID (in) :	4.000					
Plain End Weight (lb/ft):	49.385		Sectional Area of Pipe Body (in²)		14.542	
Tensile strength (lb):	799,800		Cross Sectional Area of OD (in²)		27.109	
Burst pressure (psi):	15,359		Cross Sectional Area of ID (in²)		12.566	
Collapse Pressure (psi):	14,752		Max Torque 72500 ft-lb	Adjusted Weight (lb/ft)	57.42	

Fórmulas

Factor de flotación, Ff

$$Ff = 1 - \frac{\rho l}{\rho a} \quad \text{Ecuación 3.7-1}$$

Donde ρl es la densidad de lodo (g/cc), ρa es la densidad del acero (g/cc) y Ff es el factor de flotación (adimensional) (Pemex unidad de perforación y mantenimiento de pozos, 2004).

Longitud de Herramienta Pesada, Drill Collars

$$Ldc = \frac{Wob \times FS}{Pdc \times Ff} \quad \text{Ecuación 3.7-2}$$

Donde Ldc es la longitud de Drill Collars (m), Ff es el factor de flotación (adimensional), FS es el factor de seguridad, Wob es el máximo peso sobre barrena (kg) y Pdc es el peso por metro de los Drill Collars (kg/m).

Longitud de la primera sección, L₁

$$L_1 = \frac{Rt_1 - [Wdc + Mpj]}{WaTp_1 \times Ff}$$

Ecuación 3.7-3

Donde L_1 es la longitud de la sección 1 que corresponde con la tubería de menor resistencia dada en m, Rt_1 es la resistencia a la tensión de la primera sección de tubería en kg, Mpj es el margen para jalar deseado en kg, $WaTp_1$ es el peso ajustado de la TP de la primera sección en kg/m y Wdc es el peso de los Dc en el lodo en kg (Pemex unidad de perforación y mantenimiento de pozos, 2004).

Longitud de la segunda sección, L_2

$$L_2 = \frac{Rt_2 - Rt_1}{WaTp_2 \times Ff}$$

Ecuación 3.7-4

Donde L_2 corresponde a la longitud de la segunda sección de TP, que conecta directamente a la primera sección y está dada en m; Rt_2 corresponde con la resistencia a la tensión de la segunda sección de TP en kg y $WaTp_2$ es el libraje ajustado de la tubería de la segunda sección en (kg/m) (Pemex unidad de perforación y mantenimiento de pozos, 2004).

Longitud de la tercera sección, L_3

$$L_3 = \frac{Rt_3 - RT_2}{WaTp_3 \times Ff}$$

Ecuación 3.7-5

Donde L_3 corresponde con la longitud de la tercera sección de TP, que conecta directamente con la segunda sección dada en m; Rt_3 corresponde con la resistencia a la tensión de la tercera sección de TP en kg y $WaTp_3$ es el peso ajustado de la tubería de la tercera sección en kg/m (Pemex unidad de perforación y mantenimiento de pozos, 2004).

Ejemplo

Calcular el margen para jalar de la tubería de perforación con la cual se bajará la TR conductora de 36 in incluyendo su BHA de jeteo (jeting string); adicionalmente calcular el diseño de la sarta de TP para continuar la perforación con la herramienta Drilling Ahead para terminar la etapa de 28 in en la modalidad de perforación sin Riser. Considerar un margen para jalar de 250 Ton.

Datos:

Profundidad del Tirante de agua: 2593m.

Profundidad a perforar en etapa de 28 in: 3280 m.

Densidad del lodo: Agua de mar 1.03 g/cc

Características de longitud y peso del BHA (Jeting String) ubicado dentro del la TR de 36 in para el jeteo:

No.	Cantidad	Descripción	Longitud	Suma
1	1	Bna. Triconica 28" (T-115), Tob.- 4x20	0.650	0.650
2	1	Motor 9 5/8" con camisa 27 3/4"	10.047	10.697
3	1	VCP 9 1/2"	0.895	11.592
4	1	Estabilizador 9 1/2" x 27 3/4"	2.921	14.513
5	1	LWD 9 1/2"	6.297	20.810
6	1	MWD 9 1/2"	7.769	28.579
7	1	Sonico 9"	7.349	35.928
8	1	DC Monel 9 1/2"	8.763	44.691
9	1	Sub 9 1/2"	1.096	45.787
10	2	DC 9 1/2" (8.965, 8.927)	17.892	63.679
11	1	DC Corto 9 1/2"	2.920	66.599
12	1	Combinación 7 5/8" Reg. Pin x 6 5/8" Reg Box	1.421	68.020
13	2	DC 8" (9.146, 9.128)	18.274	86.294
14	1	DC Corto 8"	2.680	88.974
15	1	Drill Ahead Parte Inferior (Sin Activar)	1.393	90.367
16	1	Drill Ahead Parte Superior	1.209	91.576
17	1	Combinación 6 5/8 Reg P x 5 7/8" XT-57	0.780	92.356

Características de longitud y peso de la TR de 36" para el jeteo:

No.	Descripción	Long.	Long. Acum.	OD	ID
1	Jet Joint 36" 552.69 lb/ft, X-56, RL-4RB Espesor de pared 1.5"	12.557	12.557	36	33
3	Conductor 36" 552.69 lb/ft, X-56, RL-4RB Espesor de pared 1.5"	12.608	25.165	36	33
4	Conductor 36" 552.69 lb/ft, X-56, RL-4RB Espesor de pared 1.5"	12.585	37.750	36	33
5	Conductor 36" 552.69 lb/ft, X-56, RL-4RB Espesor de pared 1.5"	12.649	50.399	36	33
6	Combinación pared 2" 726.42 lb/ft, X-65, P) RL-4RB x C) RL-2HCX	12.722	63.121	36	32
7	Conductor 36" 726.42 lb/ft, RL-2HCX espesor de la pared 2"	12.826	75.947	36	32
8	Cabezal de baja presión 36" (Housing) Mod.- SMS-800	14.301	90.248	36	32

Del análisis de la información proporcionada se puede concluir lo siguiente:

Se usa una barrena de 28 in, la longitud de los DC de 9 ½ in es de 66.599 m. La longitud de los DC de 8 in ubicados debajo de la herramienta Drilling Ahead es de 22.375 m. La longitud de la TR de 36 in de 552.69 lb/ft es de 50.399 m y la longitud de la TR de 36 in de 726.42 lb/ft es de 39.849 m. Debido a que el Jet String está ubicado dentro de la TR de Jeteo, las longitudes de ambas secciones no se acumulan, sin embargo, son necesarias para el cálculo de los pesos.

Calculando el factor de flotación:

$$Ff = 1 - \frac{\rho l}{\rho a} = 1 - \frac{1.03}{7.85} = 0.86879$$

Para calcular el peso del aparejo de jeteo (TR de 36 in y del Jeting String), con la información proporcionada se procede a elaborar una tabla de longitudes y pesos de la siguiente manera:

Tubería	Grado	OD [in]	ID [in]	Peso Nom. Ajustado [lb/ft]	Peso Nom. Ajustado [kg/m]	Longitud [m]	Peso en el Aire [kg]	Peso Flotado [kg]	Peso Acumulado Flotado [kg]
TR	X-56	36.000	33.000	552.69	823.51	50.399	41,503.98	36,058.24	36,058.24
TR	X-65	36.000	32.000	726.42	1,082.37	39.849	43,131.19	37,471.94	73,530.18
DC	BHA	9.500	3.000	217.00	323.33	66.599	21,553.45	18,708.05	92,238.23
DC	BHA	8.000	2.800	150.00	223.50	22.375	5,000.81	4,344.65	96,582.88

El peso del aparejo es necesario porque corresponde con el peso que se debe considerar para el diseño de la sarta que deberá llegar hasta el término de la etapa de 28 in a 3280 m.

De esta manera se sabe que el aparejo de jeteo (TR y BHA) pesan 96582.88 kg.

Ahora se procede a calcular la longitud de primera sección de tubería que corresponderá con la TP espiral HW de 5 7/8 in.

Longitud de la primera sección, L_1

$$L_1 = \frac{Rt_1 - [Wdc + Mpj]}{WaTp_1 \times Ff}$$

De las tablas anteriores, se obtienen los datos para la TP HW de 5 7/8 in clase nueva:

Rt_1 es la resistencia a la tensión: 799,800 lb (363109.2 kg)

Mpj es el margen para jalar deseado: 250,000 kg

$WaTp_1$ es el peso ajustado: 57.42 lb/ft (85.55 kg/m)

Wdc , en este caso será el peso del aparejo de Jeteo en el lodo: 96581.88 kg

$$L_1 = \frac{363109.2 - [96581.88 + 250000]}{85.55 \times 0.86879} = 222.36 \text{ m de TPHW espiral 5 7/8 in}$$

Ahora se procede a calcular la segunda sección de tubería que será la TP 5 7/8 in, S-135 clase Nueva de 26.3 lb/ft (nominal), con peso ajustado de 29.75 lb/ft.

Longitud de la segunda sección, L_2

$$L_2 = \frac{Rt_2 - Rt_1}{WaTp_2 \times Ff}$$

Donde:

Rt_1 es la resistencia a la tensión₁: 799,800 lb (363109.2 kg)

Rt_2 es la resistencia a la tensión₂: 961,000 lb (436294.0 kg) y 392664.6 kg @ 90 %

$WaTp_2$ es el peso ajustado de la TP de la segunda sección: 29.75 lb/ft (44.327 kg/m)

$$L_2 = \frac{392664.6 - 363109.2}{44.327 \times 0.86879} = 767.456 \text{ m de TP S-135 de 5 7/8 in de 26.6 lb/ft.}$$

Finalmente se procede a calcular la tercer sección de tubería, que será la TP 5 7/8 in S-135 clase nueva de 41.05 lb/ft (nominal), con peso ajustado de 46.53 lb/ft.

Longitud de la tercera sección, L_3

$$L_3 = \frac{Rt_3 - Rt_2}{WaTp_3 \cdot Ff}$$

Donde:

Rt_2 es la resistencia a la tensión₂: 961,000 lb (436294.0 kg) y 392664.6 kg @ 90 %

Rt_3 es la resistencia a la tensión₃: 1,630,200 lb(740110.8 kg) y 666099.7 kg @ 90%

$WaTp_3$ es el peso ajustado de la TP de la tercera sección: 46.53 lb/ft (69.329 kg/m)

$$L_3 = \frac{666099.7 - 392664.6}{69.329 \times 0.86879} = 4539.672 \text{ m, disponibles de TP } 5/8 \text{ in S-135 de } 41.05 \text{ lb/ft.}$$

Por lo que definiendo un resumen de las tuberías necesaria para bajar la el aparejo de Jeteo de 36 in y perforar la etapa de 28 in, se tiene:

- 88.9 m de longitud del Jeting String (BHA 9.5 in y 8 in)
- 222.36 m de TP HW 5 7/8 in espiral
- 767.456 m de TP 5 7/8 in S-135 de 5 7/8 in de 26.3 lb/ft

Solo se utilizarán 2201.21 m de los 4539.67 m disponibles de la TP 5 7/8 in S-135, 41.05 lb/ft, ya que con esa longitud se alcanza la profundidad total de la etapa de 28 in a 3280 m. La tubería adicionalmente está diseñada para manejar un margen de jalón de hasta 250 toneladas.

3.8 Diseño de Tuberías de Revestimiento

El diseño de la tubería de revestimiento consiste en determinar las características y propiedades mecánicas de la sarta de TR para que sea capaz de soportar las cargas potenciales a las que estará expuesto en el medio ambiente que lo rodea, así como la cantidad de revestidores y tuberías cortas (“liners”) que son necesarias para alcanzar la profundidad total del pozo de manera segura y de forma económicamente efectiva (Adams, 1985).

Éstas deberán proveer un sistema de control de presión; confinar y contener los fluidos y sólidos producidos por las operaciones; actuar como conducto para operaciones asociadas y sostener el conjunto de preventores, etcétera (Schlumberger Drilling School). Adicionalmente deberán cementarse con la finalidad de reforzar el agujero; aislar formaciones inestables con problemas de bajo balance, de sobre balance o fluyendo y prevenir la contaminación de acuíferos.

Se clasifican principalmente en:

1. Tubería Conductora.

Esta tubería es utilizada para aislar formaciones no-consolidadas, proteger arenas de aguas frescas de ser contaminadas y reviste cualquier depósito poco profundo de gas. La sarta es usualmente cementada al lecho marino costa afuera o si la formación lo permite, puede ser instalada mediante la técnica de Jeteo.

2. Tubería de Revestimiento Superficial.

Provee protección contra arremetidas para una perforación más profunda, soporte estructural para el cabezal de pozo y sartas de revestimiento subsecuentes así como el conjunto de los preventores submarinos. Muchas veces utilizada para aislar formaciones problemáticas, flujos de agua somera superficial. Esta tubería se debe cementar a la superficie, cubriendo el interior de la sarta de conducción.

3. Tubería de Revestimiento Intermedia.

Una vez más, esta sarta provee protección contra arremetidas para la perforación más profunda y aislar formaciones problemáticas que pudieran dañar la seguridad del pozo y/o impedir operaciones de perforación. Una sarta de TR intermedia es comúnmente colocada cuando es probable que el pozo encuentre un influjo y/o pérdida de circulación en el agujero descubierto, proveyendo de esta manera protección. La altura del cemento es determinada por el requisito del diseño de sellar cualquier zona de hidrocarburos, también se utiliza para aislar las formaciones de la presencia de flujos de sal. El tope del cemento no necesita estar dentro de la sarta superficial de revestimiento (Adams, 1985).

4. Tubería de Revestimiento de Producción o Explotación

Este es el nombre que se aplica a la tubería de revestimiento que podría estar potencialmente expuesta a fluidos del reservorio. La misma podría ser extendida hasta la superficie como una sarta integral o ser una combinación de un “liner” de producción y la tubería de revestimiento de producción anteriormente colocada. El propósito de la tubería de revestimiento de producción o explotación es la de aislar las zonas productoras, permitir el control de yacimiento, actuar como un conducto seguro de transmisión de fluidos/gas/condensado, a la superficie y previene influjos de fluidos no deseados.

5. Liner o Tubería corta de revestimiento.

Un liner o tubería corta será colgado a corta distancia por encima de la zapata de la TR anterior y será cementada a lo largo de toda su longitud para asegurar un buen sellado al aislar el espacio anular. Muchas veces un empacador de liner puede ser instalado como una segunda barrera por precaución. Los liners son bastante útiles cuando se requiere una perforación más profunda para alcanzar el objetivo. Básicamente se tienen de 2 tipos de liners: los de Perforación y Producción.

Los liners de perforación son colocados para proveer una zapata más profunda, aislar formaciones inestables, lograr una perforación con tubería de revestimiento a menor costo y debido a limitaciones del equipo de perforación o geometría de pozo.

Los liners de producción son colocados para terminar el pozo a menor costo, permitir un conducto de producción más grande para proveer un rango mayor de elección para la tubería de producción.

3.8.1 Principios de Diseño

Básicamente se compone del análisis para un diseño preliminar y un diseño detallado que a continuación se explican.

3.8.1.1 Diseño preliminar.

Este incluye la información correspondiente a la profundidad de zapatas y número de sartas, diámetros de tubería y densidades; los cuales fueron determinados a partir de los perfiles de presión de poro y fractura, de la revisión de condiciones geológicas, requerimientos direccionales. En general lo que se discutió en la sección de la geometría del pozo. El diseño preliminar del pozo será útil para el análisis de las cargas y de resistencias que se aplicarán a los revestidores y con él, poder determinar los grados y librajes de tubería de revestimiento que cumplen con esos requerimientos.

Dentro de las propiedades de formación necesarias para el diseño de la TR está el perfil de temperatura del ambiente antes de ser perturbado, ya que la temperatura de pozo afecta el ademe de las siguientes maneras (ENERTECH, 1995):

- Influencia las propiedades PVT del gas y por lo tanto las cargas de presión
- Degrada las características de diseño de la tubería, dado que la resistencia a la tensión es función de la temperatura
- Resulta en un crecimiento axial térmico que puede causar que las secciones que no han sido cementadas requieran de análisis triaxial para determinar los efectos de las cargas combinadas.
- Afecta los diseños de lechada de cementación.
- Resulta en la acumulación presión anular.
- Influencia la corrosión

3.8.1.2 Diseño detallado.

El diseño detallado considera el análisis de las cargas que se presentarían en las tuberías de revestimiento en el peor escenario posible durante la vida del pozo. Las cargas típicamente analizadas son las de presión interna (durante la perforación y producción), de colapso (durante la perforación y producción), y axiales o de tensión (durante la corrida, cementación y servicio). Normalmente para cada sección de tubería se determinan tres líneas de carga las cuales dependen de la profundidad y son la base del diseño, finalmente el análisis de cargas triaxiales para seleccionar la tubería que cumpla con los criterios requeridos.

3.8.1.2.1 Factores de diseño.

El factor de diseño, F_D , es el factor de seguridad mínimo aceptable a cualquier profundidad. El factor de seguridad, F_S , es el la propiedad nominal dividida por la carga aplicada (ENERTECH, 1995):

$$F_D = F_{Smin} \leq F_S = \frac{\text{propiedad nominal}}{\text{carga aplicada}}$$

Ecuación 3.8.1.2.1-1

Si se multiplica la línea de carga por el factor de diseño, se puede realizar una comparación directa entre la línea de carga y la línea nominal; si la línea nominal es mayor que la de carga, entonces se cumple el criterio de diseño.

Conforme se ha perfeccionado el análisis de cargas, los factores de diseño requeridos por las empresas han cambiado, la siguiente tabla muestran los que se aplican y aplicaban en Pemex:

Factores de diseño	Antes	Ahora
A la tensión	1.8	1.6
A la presión interna	1.2	1.1
Al colapso	1.125	1.1
Triaxial	1.25	1.25

3.8.2 Cálculo de factores de resistencia nominales de la tubería.

Los factores nominales de tubería normalmente están basados en el boletín API 5C3 (API, 2008).

3.8.2.1 Resistencia a la presión interna

La ecuación para la resistencia a la presión interna uniaxial también es conocida como Ecuación de Barlow y es aplicada a tuberías de pared delgada, asume que la ruptura por presión es inminente cuando la tubería se tensiona (Tenaris Tamsa, 2011)

$$P_{IN} = 0.875 \frac{2\sigma_y t}{D} \quad \text{Ecuación 3.8.2.1-1}$$

Donde P_{IN} es la resistencia a la presión interna de la tubería en psi, σ_y es el esfuerzo a la cedencia de la tubería en psi, D es diámetro exterior de la tubería en in, t es el espesor de la pared del tubo en in. API recomienda hacer un redondeo a 10 psi.

Ejemplo

Calcule el valor de la presión interna de un tubo de TR de 20 in de diámetro, K-55 que tiene un diámetro de pared de 0.635 in y un peso nominal de 133 lb/ft.

$$P_{IN} = 0.875 \frac{2\sigma_y t}{D} = 0.875 \frac{(2)(55000)(.635)}{20.0} = 3056 \text{ psi}$$

Ecuación 3.8.2.1-2

Redondeando tenemos 3060 psi, el cual es el valor de resistencia a la presión interna nominal del tubo, si esta no está sujeta a presión externa ni cargas axiales.

3.8.2.2 Resistencia a la tensión

La resistencia nominal a la tensión de la tubería depende su área transversal y del esfuerzo a la cedencia de la tubería, mediante la siguiente ecuación (American Petroleum Institute, 1994).

$$T_C = \sigma_y \frac{\pi}{4} (D^2 - d^2) = \sigma_y (A_s)$$

Ecuación 3.8.2.2-1

Donde T_C es la resistencia a la tensión de la tubería en lb, σ_y es el esfuerzo a la cedencia de la tubería en psi, D es diámetro exterior de la tubería en in, d es el diámetro interior de la tubería en in, y A_s es el área de la sección transversal en in^2 .

Ejemplo

Calcule el valor la resistencia a la tensión de un tubo de TR de 20 in de diámetro, K-55, que tiene un diámetro de pared de 0.635 in y un peso nominal de 133 lb/ft.

Cálculo el valor del diámetro interno del tubo:

$$d = 20 - 2(0.635) = 18.73 \text{ in}$$

Cálculo del área de la sección transversal:

$$A_s = \frac{\pi}{4} (D^2 - d^2) = \frac{\pi}{4} (20^2 - 18.73^2) = 38.6315 \text{ in}^2$$

Cálculo de la resistencia nominal a la tensión del tubo:

$$T_C = \sigma_y (A_s) = 55000 (38.6315) = 2124735 \text{ lb}$$

Redondeando a los miles, resulta:

$$T_C = 2,125,000 \text{ lb}$$

3.8.2.3 Resistencia al colapso

La API determina 4 regímenes que sirven de criterio para la evaluación de la resistencia al colapso y son función del esfuerzo a la cedencia de la tubería, su diámetro exterior y espesor, estos son:

- Colapso de cedencia.
Basado en la cedencia en las paredes internas usando la solución de Lamé para paredes elásticas delgadas.
- Colapso plástico.
Basado en la información empírica obtenida de 2488 pruebas en tuberías.
- Colapso de transición.
Curva numérica que encaja entre los regímenes plástico y elástico.
- Colapso elástico.
Basado en el colapso elástico teórico, es independiente de esfuerzo de cedencia de la tubería.

Tabla 7 Límites del los regímenes de colapso para diferentes grados basados en la relación dn/t

Grado	←Colapso de cedencia→	←Colapso plástico→	←Colapso de transición→	←Colapso elástico→
H-40	16.40	27.01	42.64	
-50	15.24	25.63	38.83	
J-K-55 & D	14.81	25.01	37.21	
-60	14.44	24.42	35.73	
-70	13.85	23.38	33.17	
C-75 & E	13.60	22.91	32.05	
L-80 & N-80	13.38	22.47	31.02	
C-90	13.01	21.69	29.18	
C-95	12.85	21.33	18.36	
-100	12.70	21.00	27.60	
P-105	12.57	20.70	26.89	
P-110	12.44	20.41	26.22	
-120	12.21	19.88	25.01	
-125	12.11	19.63	24.46	
-130	12.02	19.40	23.94	
-135	11.92	19.18	23.44	
-140	11.84	18.97	23.98	
-150	11.67	18.57	22.11	
-155	11.59	18.37	21.70	
-160	11.52	18.19	21.32	
-170	11.37	17.82	20.60	
-180	11.23	17.47	19.93	

A partir de la relación del diámetro del tubo y el espesor de pared (dn/t), se han determinado para cada grado de tubería una región de valores para los diferentes tipos de colapso cuando el esfuerzo axial es cero (American Petroleum Institute, 1994).

Fórmula para calcular el colapso cedente:

$$RPC_c = 2 \sigma_y \left(\frac{\left(\frac{d}{t}\right)^{-1}}{\left(\frac{d}{t}\right)^2} \right) \quad \text{Ecuación 3.8.2.3-1}$$

Donde: RPC_c es la resistencia al colapso cedente en psi, d es el diámetro exterior del tubo en in, t es el espesor de la pared del cuerpo del tubo en in y σ_y es el esfuerzo a la cedencia de la tubería.

La siguiente tabla muestra los coeficientes empíricos de las fórmulas empleadas para la determinación de la presión de colapso en tuberías (Bourgoyne, Chenevert, Millheim, & Young, 1991).

Tabla 8 Valores empíricos para las formulas que evalúan el colapso de tuberías.

Grado	F ₁	F ₂	F ₃	F ₄	F ₅
H-40	2.950	0.0465	754	2.063	0.0325
-50	2.976	0.0515	1,056	2.003	0.0347
J-K-55 &D	2.991	0.0541	1,206	1.980	0.0360
-60	2.005	0.0566	1,356	1.983	0.0373
-70	2.037	0.0617	1,656	1.984	0.0403
C-75 & E	2.054	0.0642	1,806	1.990	0.0418
L-80 & N-80	2.071	0.0667	1,955	1.998	0.0434
C-90	2.106	0.0718	2,254	2.017	0.0466
C-95	3.124	0.0743	2,404	2.029	0.0483
-100	3.143	0.0768	2,553	2.040	0.0499
P-105	3.162	0.0794	2,702	2.053	0.0515
P-110	3.181	0.0819	2,852	2.066	0.0532
-120	3.219	0.0870	3,151	2.092	0.0565
-125	3.239	0.0895	3,301	2.106	0.0582
-130	3.258	0.0920	3,451	2.119	0.0599
-135	3.278	0.0946	3,601	2.133	0.0615
-140	3.297	0.0971	3,751	2.146	0.0632
-150	3.336	0.1021	4,053	2.174	0.0666
-155	3.356	0.1047	4,204	2.188	0.0683
-160	3.375	0.1072	4,356	2.202	0.0700
-170	3.412	0.1123	4,660	2.231	0.0734
-180	3.449	0.1173	4,966	2.261	0.0769

Fórmula para calcular el colapso plástico, en la región de valores por arriba del colapso cedente:

$$RPC_p = \sigma_y \left(\frac{(F_1)-1}{\left(\frac{d}{t}\right)} - F_2 \right) - F_3 \quad \text{Ecuación 3.8.2.3-2}$$

Donde: RPC_p es la resistencia al colapso plástico en psi, d es el diámetro exterior del tubo en in, t es el espesor de la pared del cuerpo del tubo en in y σ_y es el esfuerzo a la cedencia de la tubería; los valores F_1 , F_2 y F_3 corresponden con los coeficientes empíricos mostrados en la Tabla 8. Los valores calculados de presión al colapso para esta ecuación son válidos mientras el tubo no esté expuesto a carga axial.

Fórmula para calcular el colapso de transición:

$$RPC_t = \sigma_y \left(\frac{(F)}{\frac{d}{t}} - (G) \right) \quad \text{Ecuación 3.8.2.3-3}$$

Donde: RPC_t es la resistencia al colapso transitorio en psi, d es el diámetro exterior del tubo en in, t es el espesor de la pared del cuerpo del tubo en in y σ_y es el esfuerzo a la cedencia de la tubería; Los factores F y G se calculan con las siguientes fórmulas (American Petroleum Institute, 1994):

$$A = 2.8762 + 0.10679 \times 10^{-5} (\sigma_y) + 0.21301 \times 10^{-10} (\sigma_y)^2 - 0.53132 \times 10^{-16} (\sigma_y)^3$$

$$B = 0.026233 + 0.50609 \times 10^{-6} (\sigma_y)$$

$$C = -465.93 + 0.030867 (\sigma_y) - 0.10483 \times 10^{-7} (\sigma_y)^2 + 0.36989 \times 10^{-13} (\sigma_y)^3$$

$$F = \frac{46.95 \times 10^6 \left[\frac{3(B/A)}{2 + (B/A)} \right]^3}{(\sigma_y) \left[\frac{3(B/A)}{2 + (B/A)} - (B/A) \right] \left[1 - \frac{3(B/A)}{2 + (B/A)} \right]^2}$$

$$G = F (B/A)$$

Fórmula para calcular el colapso elástico:

$$RPC_e = \frac{46.95 \times 10^6}{\left(\frac{d}{t}\right) \left[\left(\frac{d}{t}\right) - 1\right]^2} \quad \text{Ecuación 3.8.2.3-4}$$

Donde: RPC_e es la resistencia al colapso elástico en psi, d es el diámetro exterior del tubo en in, t es el espesor de la pared del cuerpo del tubo en in.

Ejemplo

Calcule el valor de la resistencia al colapso para un tubo de 20 in K-55, que tiene un espesor de pared nominal de 0.635 in y un libraje de 133 lb/ft.

Solución:

La relación dn/t está dada por: $\frac{dn}{t} = \frac{20}{.635} = 31.496$

Al ubicar la relación dn/t para las diferentes regiones de colapso en la Tabla 7, se observa que el valor de 31.496 para la tubería 20 in K-55 cae en el rango especificado para el colapso de transición, por lo que se debe utilizar la ecuación correspondiente para ese tipo de colapso:

$$RPC_t = \sigma_y \left(\frac{(F)}{\frac{d}{t}} - (G) \right)$$

Aplicando las formulas para la determinación de F y G tenemos:

$$A = 2.8762 + 0.10679 \times 10^{-5} (55 \times 10^3) + 0.21301 \times 10^{-10} (55 \times 10^3)^2 - 0.53132 \times 10^{-16} (55 \times 10^3)^3$$

$$A = 2.9905$$

$$B = 0.026233 + 0.50609 \times 10^{-6} (55 \times 10^3) = 0.054068$$

$$C = -465.93 + 0.030867 (55 \times 10^3) - 0.10483 \times 10^{-7} (55 \times 10^3)^2 + 0.36989 \times 10^{-13} (55 \times 10^3)^3$$

$$C = 1206.198$$

$$F = \frac{46.95 \times 10^{-6} \left[\frac{3(0.05406/2.9905)}{2 + (0.05406/2.9905)} \right]^3}{(55000) \left[\frac{3(0.05406/2.9905)}{2 + (0.054068/2.9905)} - (0.05406/2.9905) \right] \left[1 - \frac{3 \left(\frac{0.054068}{2.99053} \right)}{2 + (0.05406/2.9905)} \right]^2}$$

$$F = 1.9894$$

$$G = 1.9894 \left(\frac{0.05406}{2.9905} \right) = 0.03596$$

Substituyendo valores, se tiene:

$$RPC_t = \sigma_y \left(\frac{(F)}{\frac{d}{t}} - (G) \right) = 55,000 \left(\frac{(1.989)}{\frac{20}{0.635}} - 0.036 \right) = 1493.29 \text{ psi}$$

Redondeando al valor más cercano a 10 psi, el valor resultado de 1493 psi, queda en 1490 psi, que corresponde con el valor de resistencia al colapso nominal en tablas de la tubería de revestimiento de 20 in, K-55, 133 lb/ft considerando que la tubería no está expuesta a presión interna y/o carga axial.

3.8.3 Efecto de los esfuerzos combinados de carga

Las formulas discutidas anteriormente calculan el valor nominal de la resistencia al colapso cuando la carga axial (tensión) es cero y no hay presión interna o doblamiento. Sin embargo, cuando las tuberías trabajan en la condición de servicio, las propiedades mecánicas del tubo son alteradas significativamente por la carga axial, la presión interna y el efecto del doblamiento. Por lo que los valores de estas propiedades deberán ser corregidas antes de aplicarse en un diseño de TR.

3.8.3.1 Efecto Biaxial

El efecto biaxial es el causado por esfuerzos combinados de la tensión o compresión (axial) y la presión interna o externa (radial). Para calcularlo se utiliza la ecuación del esfuerzo a la cedencia reducida basada en la ecuación de Hencky-Von Mises .

La expresión que nos permite evaluar la resistencia del colapso corregida de una tubería cuando está expuesta a esfuerzos axiales y radiales es la siguiente (Bourgoyne, Chenevert, Millheim, & Young, 1991):

$$\sigma_{y \text{ equivalente}} = \sigma_y \left(\sqrt{1 - 0.75 \left(\frac{\sigma_z + Pi}{\sigma_y} \right)^2} - 0.5 \left(\frac{\sigma_z + Pi}{\sigma_y} \right) \right) \quad \text{Ecuación 3.8.3.1-1}$$

Cuando $Pi = 0$, la ecuación anterior se reduce a:

$$\sigma_{y \text{ equivalente}} = \sigma_y \left(\sqrt{1 - 0.75 \left(\frac{\sigma_z}{\sigma_y} \right)^2} - 0.5 \left(\frac{\sigma_z}{\sigma_y} \right) \right) \quad \text{Ecuación 3.8.3.1-2}$$

Donde $\sigma_{y\text{equivalente}}$ es el esfuerzo cedente reducido equivalente en psi, σ_y es el esfuerzo a la cedencia nominal de la tubería en psi, σ_z es el esfuerzo axial al que se encuentra trabajando la tubería en psi, P_i es la presión interna aplicada en psi (American Petroleum Institute, 1994).

Dado que el esfuerzo axial (σ_z) es la carga axial ($T_{ejercida}$) sobre el área de la sección transversal (A_s): $\sigma_z = \frac{T_{ejercida}}{A_s}$; otra forma de expresar la Ecuación 3.8.3.1-2 es en función de las cargas axiales; al multiplicar y dividir la relación σ_z / σ_y por el área transversal (A_s), la Ecuación 3.8.3.1-2 queda:

$$\sigma_{y\text{equivalente}} = \sigma_y \left(\sqrt{1 - 0.75 \left(\frac{A_s}{A_s} \times \frac{T_{ejercida}}{A_s \sigma_y} \right)^2} - 0.5 \left(\frac{A_s}{A_s} \times \frac{T_{ejercida}}{A_s \sigma_y} \right) \right)$$

$$\sigma_{y\text{equivalente}} = \sigma_y \left(\sqrt{1 - 0.75 \left(\frac{T_{ejercida}}{A_s \sigma_y} \right)^2} - 0.5 \left(\frac{T_{ejercida}}{A_s \sigma_y} \right) \right)$$

Dado que el producto del esfuerzo cedente (σ_y) por el área de la sección transversal (A_s) es la resistencia a la tensión nominal del tubo (RT_N): $RT_N = A_s \sigma_y$, se tiene:

$$\sigma_{y\text{equivalente}} = \sigma_y \left(\sqrt{1 - 0.75 \left(\frac{T_{ejercida}}{RT_N} \right)^2} - 0.5 \left(\frac{T_{ejercida}}{RT_N} \right) \right) \quad \text{Ecuación 3.8.3.1-3}$$

Donde RT_N es la resistencia a la tensión nominal del tubo, A_s es el área transversal y $T_{ejercida}$ es la carga de tensión a la que está sometida la TR.

La representación gráfica que representa la solución de la Ecuación 3.8.3.1-2 es la elipse de plasticidad que se muestra en la siguiente figura.

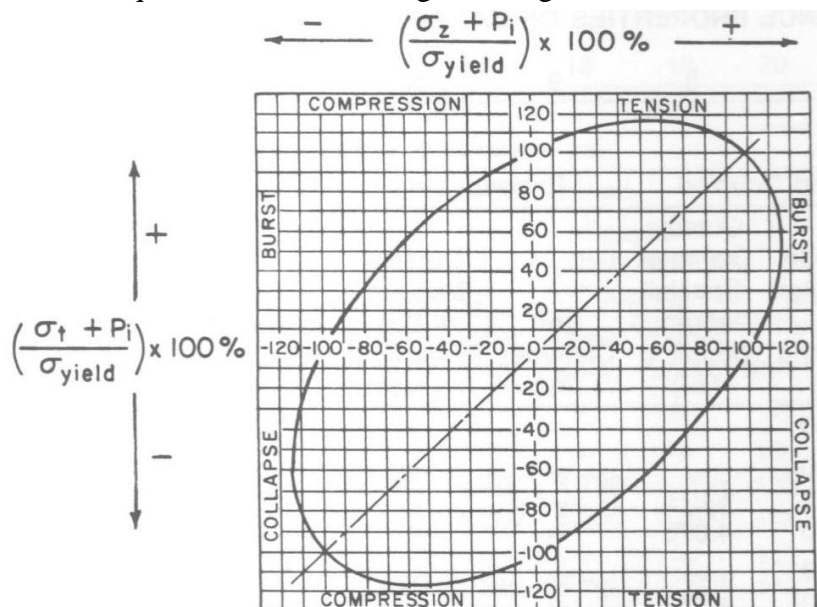


Ilustración 180 Elipse de plasticidad

En la Ilustración 180 se puede observar que el efecto de una tensión axial provoca el aumento de la resistencia a la presión interna y la disminución de la resistencia al colapso; mientras que un estado de compresión axial, provocará la disminución de la resistencia a la presión interna y el aumento de la resistencia al colapso.

La siguiente tabla muestra el efecto cualitativo que tienen algunas operaciones que se llevan a cabo en el pozo y su influencia sobre los esfuerzos de tensión, colapso, presión interna y flexión de las tuberías (Institut Francais du Pétrole Publications, 1999).

Tabla 9 Efectos cualitativos del algunas operaciones en los esfuerzos

OPERACIÓN	Tensión	Colapso	Pres Interna	Tendencia de Bucle
Disminución de la temperatura promedio	Aumenta			Disminuye
Incremento de la temperatura promedio	Disminuye			Aumenta
Incremento de la presión interna	Aumenta		Aumenta	Aumenta
Disminución de la presión interna	Disminuye		Disminuye	Disminuye
Incremento de la presión externa	Disminuye	Aumenta		Disminuye
Disminución de la presión externa	Aumenta	Disminuye		Aumenta
Sustitución del fluido interno por uno más pesado	Aumenta		Aumenta	Aumenta
Sustitución del fluido interno por uno más ligero	Disminuye		Disminuye	Disminuye
Sustitución del fluido externo por uno más pesado	Disminuye	Aumenta		Disminuye
Sustitución del fluido externo por uno más ligero	Aumenta	Disminuye		Aumenta

Ejemplo:

Calcule la resistencia al colapso de una TR de 20 in, 133 lb/ft, K 55, para condiciones de servicio de 1,000,000 de lb de carga axial de tensión y 1000 psi de presión interna.

Datos adicionales: Resistencia a la tensión nominal del tubo: 2,125,000 lb; resistencia al colapso nominal: 1490 psi; resistencia a la presión interna: 3060 psi; espesor de pared: 0.635 in y diámetro interior del tubo: 18.73 in.

$$\text{Calculando la relación } \frac{dn}{t} = \frac{20}{0.635} = 31.496$$

Calculando el área de la sección transversal del tubo:

$$A_s = \frac{\pi}{4}(D^2 - d^2) = \frac{\pi}{4}(20)^2 - (18.73)^2 = 38.631 \text{ in}^2$$

Calculando el esfuerzo axial:

$$\sigma_z = \frac{\text{carga axial aplicada}}{\text{área de la sección transversal del tubo}}$$

$$\sigma_z = \frac{1,000,000 \text{ lb}}{38.631 \text{ in}^2} = 25,886 \text{ psi}$$

Utilizando la Ecuación 3.8.3.1-1:

$$\sigma_{yequivalente} = \sigma_y \left(\sqrt{1 - 0.75 \left(\frac{\sigma_z + Pi}{\sigma_y} \right)^2} - 0.5 \left(\frac{\sigma_z + Pi}{\sigma_y} \right) \right)$$

$$\text{Si } X = \left(\frac{\sigma_z + Pi}{\sigma_y} \right) = \left(\frac{25,886 + 1000}{55000} \right) = 0.48883,$$

Se substituyen los valores en la Ecuación 3.8.3.1-1:

$$\sigma_{yequivalente} = 55000 \left(\sqrt{1 - 0.75(0.48883)^2} - 0.5(0.48883) \right) = 36,385 \text{ psi}$$

Bajo las condiciones de carga axial y presión interna aplicada, la reducción del esfuerzo cedente cambió de 55,000 psi a un esfuerzo cedente reducido de 36,385 psi.

$$\sigma_{yequivalente} = 36,385 \text{ psi}$$

Por otro lado, al revisar la relación dn/t cuyo valor fue 31.496; notamos que cae en la región del colapso de transición como se puede observar en la Tabla No. 7, por lo que la presión reducida de colapso se evaluará con la Ecuación 3.8.2.3-3

$$RPC_t = \sigma_y \left(\frac{(F)}{\frac{d}{t}} - (G) \right)$$

Ahora se procederán a aplicar las formulas para la determinación de los factores F y G que se describieron en la sección 3.8.2.3, pero los coeficientes serán evaluados con el esfuerzo cedente reducido de 36,385 psi, $\sigma_y = \sigma_{yequivalente}$.

$$A = 2.8762 + 0.10679 \times 10^{-5}(\sigma_y) + 0.21301 \times 10^{-10}(\sigma_y)^2 - 0.53132 \times 10^{-16}(\sigma_y)^3$$

$$A = 2.8762 + 0.10679 \times 10^{-5}(36385) + 0.21301 \times 10^{-10}(36385)^2 - 0.53132 \times 10^{-16}(36385)^3$$

$$A = 2.940696$$

$$B = 0.026233 + 0.50609 \times 10^{-6}(\sigma_y)$$

$$B = 0.026233 + 0.50609 \times 10^{-6}(36385) = 0.044647$$

$$C = -465.93 + 0.030867(\sigma_y) - 0.10483 \times 10^{-7}(\sigma_y)^2 + 0.36989 \times 10^{-13}(\sigma_y)^3$$

$$C = -465.93 + 0.030867(36385) - 0.10483 \times 10^{-7}(36385)^2 + 0.36989 \times 10^{-13}(36385)^3$$

$$C = 645.0694$$

$$F = \frac{46.95 \times 10^6 \left[\frac{3(B/A)}{2 + (B/A)} \right]^3}{(\sigma_y) \left[\frac{3(B/A)}{2 + (B/A)} - (B/A) \right] \left[1 - \frac{3(B/A)}{2 + (B/A)} \right]^2}$$

$$F = \frac{46.95 \times 10^6 \left[\frac{3(0.044647/2.940696)}{2 + (0.044647/2.940696)} \right]^3}{(36385) \left[\frac{3(0.044647/2.940696)}{2 + (0.044647/2.940696)} - (0.044647/2.940696) \right] \left[1 - \frac{3 \left(\frac{0.044647}{2.940696} \right)}{2 + (0.044647/2.940696)} \right]^2}$$

$$F = 2.102014$$

$$G = F (B/A)$$

$$G = 2.102014 (0.044647/2.940696) = 0.0319137$$

Substituyendo valores en la ecuación de colapso de transición, se tiene:

$$RPC_t = \sigma_{yequivalente} \left(\frac{(F)}{\frac{d}{t}} - (G) \right) = 36,385 \left(\frac{(2.102014)}{\frac{20}{0.635}} - 0.0319137 \right) = 1267.11 \text{ psi}$$

Por lo que el valor corregido de resistencia de la presión de colapso es de 1267.11 psi, para el tubo de 20" K55 de 133 lb/ft bajo las condiciones indicadas en el ejemplo.

3.8.3.2 Efecto Triaxial

Las condiciones bajo las cuales trabaja una tubería en el interior de un pozo, son variadas y las cargas resultantes son de magnitud considerable. Las cargas principales que se presentan en un pozo y que actúan sobre la tubería son: cargas axiales, cargas de presión, cargas torsionales y de flexión. El esfuerzo Triaxial es causado por la combinación de los esfuerzos axiales, radiales y tangenciales que se presentan en las tuberías cuando éstas están sujetas a las cargas de servicio (Transocean, 2010).

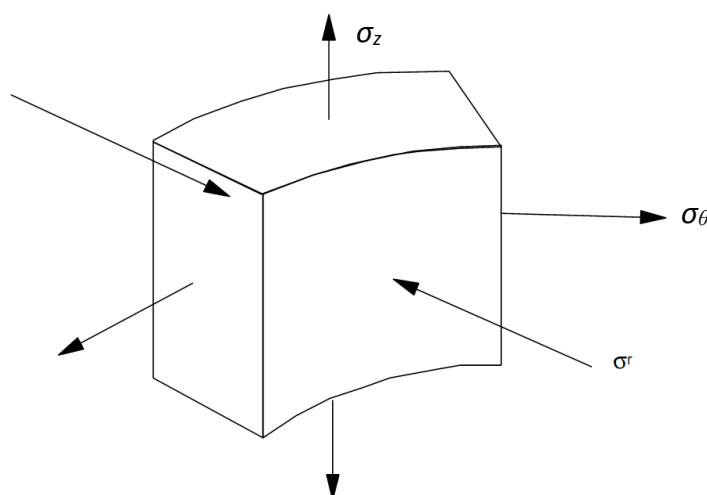


Ilustración 181 Diagrama esquemático de los esfuerzos en tuberías bajo condiciones de servicio

El “Esfuerzo Triaxial” está definido como un valor teórico que permite la comparación de un estado general tridimensional de esfuerzos, con un criterio de falla uniaxial (resistencia a la cedencia). El esfuerzo triaxial se basa en la teoría del “esfuerzo distorsión de la energía de un sólido deformable” de Maxwell – Huber, cuyas bases se utilizaron para desarrollar el modelo matemático de Hencky-von Mises (Enertech 1995); es una función de las diferencias entre los esfuerzos principales evaluados a cada punto de profundidad, tomando en consideración los eventos de carga convenidos para fines de diseño.

El diseño y análisis de una tubería realizado de acuerdo con el modelo triaxial de Von Mises debe entenderse como un medio para estimar la capacidad de resistencia de una tubería y valorar rápidamente su condición de trabajo.

En el caso de tuberías de revestimiento, el esfuerzo equivalente máximo que provocaría falla es conocido como *esfuerzo triaxial equivalente* y es distinguido por el símbolo σ_{VME} , si éste excede el esfuerzo de cedencia del material σ_y , entonces se espera una falla por lo que para estar en condiciones de seguridad $\sigma_y \geq \sigma_{VME}$.

El factor de seguridad triaxial es la relación del esfuerzo a la cedencia de la tubería sobre el esfuerzo triaxial equivalente (ENERTECH, 1995).

El esfuerzo triaxial equivalente de Von Mises en coordenadas cilíndricas se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$\sigma_{VME} = \frac{1}{\sqrt{2}} \sqrt{(\sigma_z - \sigma_\theta)^2 + (\sigma_\theta - \sigma_r)^2 + (\sigma_r - \sigma_z)^2} \quad \text{Ecuación 3.8.3.2-1}$$

Donde σ_{VME} es el esfuerzo triaxial equivalente, σ_z es el esfuerzo axial, σ_θ es el esfuerzo tangencial σ_r es el esfuerzo radial y σ_y es el esfuerzo cedente.

Otra forma de la ecuación L1 es:

$$\sigma_{VME}^2 = (\sigma_\theta - \sigma_r)^2 - (\sigma_z - \sigma_r)(\sigma_\theta - \sigma_r) + (\sigma_z - \sigma_r)^2 \quad \text{Ecuación 3.8.3.2-2}$$

El matemático francés Lamé desarrolló una solución para el problema de determinar los esfuerzos en un cilindro de pared gruesa, para ello asumió que un cilindro de pared gruesa está compuesto por una serie de cilindros coaxiales que ejercen presión sobre ellos mismos, que cada sección del cilindro grueso permanece plana antes y después de aplicarle una presión y que la tensión a lo largo del eje axial es constante (Farooq). Si se considera que el esfuerzo axial en la TR se restringe a la fuerza axial, la fuerza helicoidal y el esfuerzo de doblamiento; las ecuaciones de Lamé para calcular el esfuerzo radial (σ_r) y el esfuerzo tangencial (σ_θ) ejercidos por presiones internas y externas en un tubo grueso en la coordenada radial r serán:

$$\sigma_r = \frac{r_{int}^2 P_{int} - r_{ext}^2 P_{ext}}{r_{ext}^2 - r_{int}^2} - \frac{r_{int}^2 r_{ext}^2 (P_{int} - P_{ext})}{r^2 (r_{ext}^2 - r_{int}^2)} \quad \text{Ecuación 3.8.3.2-3}$$

$$\sigma_\theta = \frac{r_{int}^2 P_{int} - r_{ext}^2 P_{ext}}{r_{ext}^2 - r_{int}^2} + \frac{r_{int}^2 r_{ext}^2 (P_{int} - P_{ext})}{r^2 (r_{ext}^2 - r_{int}^2)} \quad \text{Ecuación 3.8.3.2-4}$$

El máximo esfuerzo ocurrirá en la pared interior de la tubería, es decir en $r = r_{int}$. Lo que reducirá las Ecuaciones 3.8.3.2-3 y 3.8.3.2-4 de Lamé a:

$$\sigma_r = -P_{int}$$

$$\sigma_\theta = \left(\frac{r_{ext}^2 + r_{int}^2}{r_{ext}^2 - r_{int}^2} \right) P_{int} - \left(\frac{2r_{ext}^2}{r_{ext}^2 - r_{int}^2} \right) P_{ext}$$

Al combinar las ecuaciones de Lamé con la ecuación del esfuerzo triaxial equivalente de von Mises y remplazar el esfuerzo triaxial equivalente con el límite del esfuerzo de cedencia del material ($\sigma_{VME} = \sigma_y$), las soluciones P_{ext} y P_{int} determinarán los límites de colapso (P_{ext}) y de presión interna (P_{int}) y con ellas se formará la elipse o círculo de plasticidad (Maurer Engineering Inc., 1993).

Para ello se sustituye el esfuerzo radial calculado con la ecuación de Lamé Ecuación 3.8.3.2-3 para el esfuerzo radial, $\sigma_r = -P_{int}$, en la Ecuación 3.8.3.2-4 quedando:

$$\sigma_y^2 = \sigma_{VME}^2 = (\sigma_\theta - \sigma_r)^2 - (\sigma_z - \sigma_r)(\sigma_\theta - \sigma_r) + (\sigma_z - \sigma_r)^2$$

$$\sigma_y^2 = \sigma_{VME}^2 = (\sigma_\theta + P_{int})^2 - (\sigma_z + P_{int})(\sigma_\theta + P_{int}) + (\sigma_z + P_{int})^2$$

Dividiendo ambos términos de la igualdad entre σ_y^2 y arreglando términos, se tiene la siguiente expresión:

$$\left(\frac{\sigma_\theta + P_{int}}{\sigma_y} \right)^2 - \left(\frac{\sigma_z + P_{int}}{\sigma_y} \right) \left(\frac{\sigma_\theta + P_{int}}{\sigma_y} \right) + \left[\left(\frac{\sigma_z + P_{int}}{\sigma_y} \right)^2 - 1 \right] = 0 \quad \text{Ecuación 3.8.3.2-5}$$

El resultando es una ecuación cuadrática cuya solución para $\frac{\sigma_\theta + P_{int}}{\sigma_y}$ es la elipse de plasticidad:

$$\left(\frac{\sigma_\theta + P_{int}}{\sigma_y} \right) = \frac{1}{2} \left(\frac{\sigma_z + P_{int}}{\sigma_y} \right) \pm \sqrt{1 - \frac{3}{4} \left(\frac{\sigma_z + P_{int}}{\sigma_y} \right)^2} \quad \text{Ecuación 3.8.3.2-6}$$

Cuya representación gráfica es la siguiente:

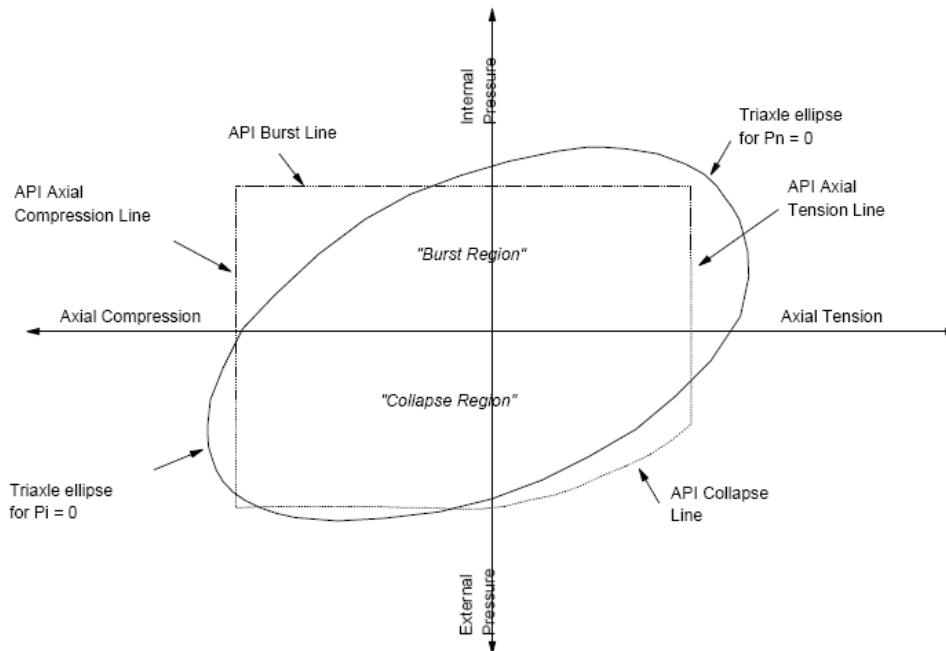


Ilustración 182 Diagrama de capacidad de carga triaxial (Elipse de plasticidad)

La curva de la elipse que se muestra en el primer y segundo cuadrante del diagrama representa la resistencia del material analizado al estallamiento, bajo la condición de tensión y compresión respectivamente. En el tercer y cuarto cuadrante de la curva, se representa la resistencia al colapso del material bajo diferentes condiciones de esfuerzo axial.

La cedencia del material que está analizado, está representada por la magnitud de la elipse, por esta razón se debe evaluar una elipse por cada grado de material que se utilice, haciendo hincapié en que se pueden mostrar en forma simultánea, tanto la resistencia del material, como las trayectorias de las cargas aplicadas; de esta forma cualitativamente se pueden observar las condiciones de trabajo de la tubería. Las cargas que caen fuera de la envolvente de la elipse nos indican que están propiciando una condición de falla de la tubería. Esta situación se puede observar en la Ilustración 183.

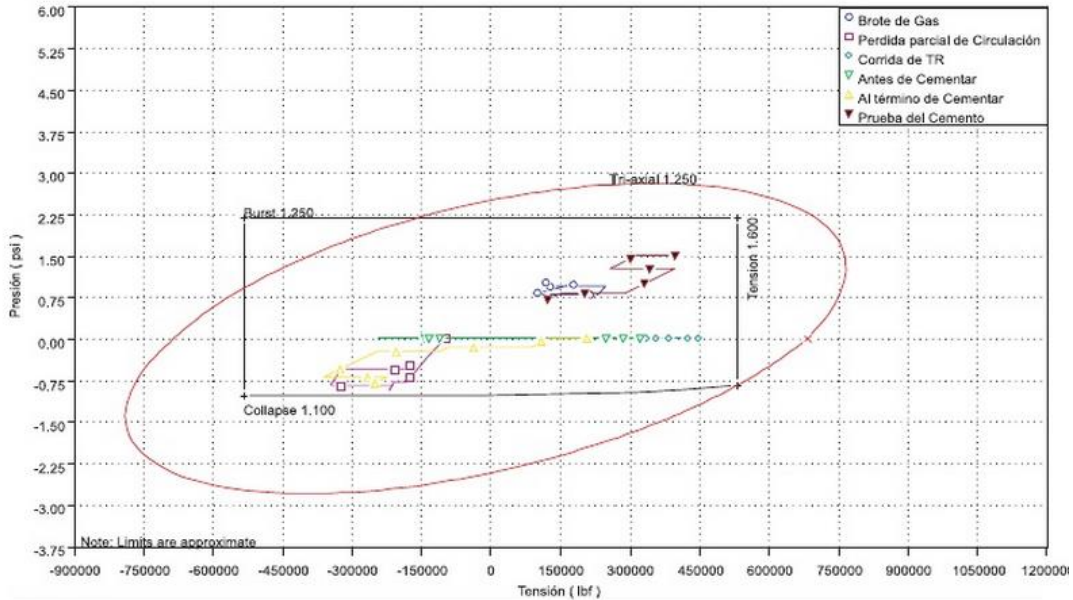


Ilustración 183 Análisis de capacidad de resistencia y cargas aplicadas a una tubería bajo la consideración del esfuerzo triaxial

El diseño triaxial deberá realizarse cuando cualquiera de las siguientes condiciones aplique: Presión de poro > 12000 psi, Temperatura > 250 °F, servicio en condiciones de presencia de H₂S y cuando la relación OD/t < 15 (diámetros menores de 7 5/8 in).

El cálculo para la determinación del esfuerzo triaxial es complejo, ya que involucra muchas variables y procesos iterativos, normalmente es realizado mediante la utilización de métodos numéricos a través de softwares especializados de diseño de tuberías de revestimiento como el Stress check, Tdas, Well Cat, Casing 2, etc.

3.8.3.2.1 Criterios de diseño de cargas

Las diferentes situaciones o condiciones operativas que se presentan en un pozo durante su desarrollo generan diferentes estados de esfuerzos en las tuberías, los cuales se conocen como eventos de carga (Adams, 1985).

Determinar la magnitud de las cargas es tan significativo como establecer los eventos de carga que se esperan en el pozo para propósito de diseño, para su selección debe aplicarse el criterio y la experiencia del diseñador.

Mediante la evaluación correcta de las cargas y considerando la capacidad de resistencia de las tuberías se tiene la posibilidad de seleccionar aquellos materiales tubulares que garanticen la seguridad del pozo, tratando en todo momento de minimizar el costo de los mismos.

Cargas Axiales Actuando en el Pozo

Las cargas axiales se producen inicialmente por la acción natural de los efectos gravitacionales, es decir el peso propio de los tubos, debido a que los tubos se introducen en el interior de un pozo lleno de un fluido de control. Se debe considerar el efecto de flotación, arrastre o fricción generada por el contacto entre agujero y tubería, entre tubería y tubería, jalón, etc. La carga axial es una de las principales causas de falla en las tuberías durante las operaciones en un pozo. Una condición del diseño adecuada establece que la capacidad de resistencia axial debe ser superior a la carga axial impuesta, para garantizar la seguridad de la tubería, no deformar ni causar falla. Entre estos elementos a considerar para la estimación de las cargas axiales se ubican los siguientes (Adams, 1985):

- **Peso flotado.**
Este se da al considerar el efecto de flotación por los fluidos presentes en el pozo, manifestándose como un porcentaje de pérdida de peso de la tubería cuando ésta sumerge dentro en el pozo.
- **Jalón.**
Una carga axial necesaria a considerar en el diseño es aquella que bajo la consideración de un atrapamiento de la tubería, obliga al perforador a trabajar la sarta en tensión con un margen de jalón previamente definido.
- **Choque o golpe de ariete.**
Una fuerza de choque puede generarse por la aceleración y desaceleración instantáneas durante la introducción de la tubería en el pozo (corrida). La magnitud de la fuerza axial generada puede ser de importancia para fines de diseño.

- Fricción (arrastre).

Las tuberías experimentan una carga axial por efecto del contacto que tienen con el agujero en el fondo del pozo o por el contacto que se tiene entre tuberías, TRs con la sarta de perforación o TP con TRs. Debido al contacto entre los materiales la estimación de esta fuerza axial actuante debe tomarse en consideración.

Cargas de presión actuando en el pozo

Las cargas por presión que se presentan en las tuberías son generadas por efecto de la presión hidrostática de los fluidos actuando tanto en el interior como por el exterior del tubo. Se manifiestan durante las operaciones de la perforación, terminación y producción de pozos, tales como: cementación, brote al estar perforado, inducción y estimulación de pozos, pruebas de presión, etc. Las cargas por presión son las que marcan la pauta para la selección de los tubulares y son las cargas que principalmente pueden generar esfuerzos en la tubería para favorecer la falla por colapso y estallamiento. Algunos eventos de presión se describen a continuación (Adams, 1985):

- Durante la introducción de la tubería.
Representa la presión hidrostática ejercida por el fluido de control al momento de correr la tubería en el interior del pozo.
- Durante la cementación.
El perfil de presión generado por el desplazamiento de los fluidos bombeados durante las operaciones de cementación, en el cual se consideran las caídas de presión por fricción y el fenómeno de caída libre en el interior de la TR, considerando además la circulación por el espacio anular entre agujero y la TR.
- Después de cementada la TR.
Al término de la cementación primaria se pueden considerar varias condiciones de presión actuando sobre la tubería:
 - La hidrostática de los fluidos contenidos en el espacio anular, considerando la lechada como fluido.

- La hidrostática por la degradación en densidad de los fluidos contenidos en el espacio anular. En este caso se considera la densidad del fluido base de cada uno de los fluidos (lodo y lechada).
- La hidrostática del lodo considerando la lechada ya fraguada (sin hidrostática). En este punto se tienen estudios en los que se comprueba que al fraguar la lechada, la carga hidrostática transmitida se desvanece, razón por lo cual se presentan problemas de migración de gas.
- Pruebas de presión.
Es el perfil de presión resultante de la aplicación de una presión de inyección en superficie, a través del uso de un fluido de control que deberá tener su densidad homogénea.
- Pérdida de circulación.
Esta condición se manifiesta al considerar que la tubería de revestimiento se queda vacía por el interior. Esto se debe a una pérdida total o parcial del fluido de control al continuar con la perforación de la siguiente etapa. Las causas de la pérdida pueden obedecer a diferentes factores.
- La condición de un brote.
La manifestación de gas durante la perforación de la siguiente etapa propicia que se modifique el perfil de presión en el interior de la TR. Al momento de controlar un brote también se ve alterado el perfil de presión por el interior de la tubería.
- Por la migración de gas.
Este caso de presión se manifiesta por la canalización del gas a una presión constante hasta la superficie. Propicia que la presión de poro al nivel del intervalo que produce el gas, se manifieste con la misma severidad o intensidad en superficie.
- Fuga en el tubing.
Este caso considera que el aparejo de producción incurrió en una falla por fuga en sus conexiones, permitiendo que la presión de fondo fluyendo se transmita hacia el espacio anular. Con esto se incrementa la presión de los fluidos contenidos en dicho espacio anular.

- Estimulación o inyección de fluidos.

El efecto de la inyección de fluidos al interior del pozo propicia una condición de cambio de presión en el interior de la TR. Si la inyección de los fluidos es por el espacio anular, el perfil de presión resultante es el generado por la presión de inyección y la dinámica de los fluidos inyectados en EA. Si la inyección es por el tubing, el efecto del cambio de temperatura en el espacio anular debe considerarse ya que afecta al comportamiento de presión en EA por efecto de la expansión térmica en el mismo. De igual manera, la efectuarse una inducción de pozo con tubería flexible mediante nitrógeno puede generar la condición de que el pozo se considere totalmente vacío.

- La producción de fluidos.

Las condiciones de producción ocasionan un cambio en las condiciones de temperatura en el espacio anular. Es importante evaluarlo para estimar el grado de afectación por expansión térmica.

Cargas torsionales y de flexión

Las cargas torsionales y de flexión son aquellas generadas por efecto del torque o par de apriete que experimentan las conexiones al momento de conectar en superficie cada tubería, así como las que se dan en los pozos desviados. La magnitud de estas cargas puede propiciar la deformación de los elementos de conexión (hombro, rosca, sello) y de la misma tubería como se describe a continuación (Adams, 1985):

- Torsión y Flexión.

En pozos con severidades altas es necesario estimar la carga por flexión que se presenta en las tuberías por efecto del cambio de ángulo en la verticalidad del tubo. Adicionalmente el torque se manifiesta por efecto de la rotación que se le imprime a la sarta de tuberías como sucede generalmente en las TRs cortas o Tuberías de perforación. Se debe de evaluar la magnitud de los esfuerzos tangenciales y la flexión que se genera por ellos.

Cargas no axiales (formaciones plásticas)

La estimación de los esfuerzos generados por la presencia de formaciones plásticas (domo salino) se ha estudiado en forma incipiente. En los últimos años, han surgido una serie de modelos que permiten cuantificar la magnitud del esfuerzo generado por la carga variable de una formación del tipo de los domos salinos. La única manera de estudiar el efecto de un domo salino ha sido a través de la estimación del esfuerzo tangencial adicional generado por la sobrecarga de la tectónica del domo. Esto obliga a utilizar el modelo triaxial aplicado para las tuberías (Adams, 1985).

3.8.3.2.2 Criterios de diseños bajo la consideración de carga máxima

Dentro de las diferentes filosofías de diseño, el concepto de carga máxima es una de las más ampliamente utilizados en la industria y consiste en analizar los problemas que se pueden esperar durante la vida productiva del pozo, proponiendo las cargas correspondientes a las situaciones críticas que se puedan esperar para cada etapa de tubería de revestimiento, al menor costo posible. A continuación se describen estos criterios.

Tuberías de revestimiento superficiales

Normalmente las primeras tuberías de revestimiento que se corren en el pozo deben ser diseñadas como tuberías de revestimiento superficiales, en las cuales las cargas por presión interna y las de colapso son las condiciones principales a considerar en su diseño.

Carga de presión interna: La TR deberá poder soportar la máxima presión superficial, la cual depende del gradiente de fractura de la formación. Dado que la resistencia de la TR deberá ser más fuerte que la formación, la TR deberá resistir al gradiente de fractura más un factor de seguridad que normalmente es 0.119 gr/cm^3 (1.0 lb/gal) de densidad de lodo equivalente. La máxima presión en superficie estará asociada a un brote de gas metano y al gradiente de fractura de la formación, ya que cualquier valor de presión por arriba de este último resultará en un brote subterráneo.

Comúnmente el gradiente de gas a utilizar es de $0.0265 \text{ kg/cm}^2/\text{m}$ (0.115 psi /ft.). El respaldo a esta presión interna corresponderá por degradación del fluido del espacio anular a la densidad de los fluidos nativos de la formación de 1.07 gr/cm^3 (8.9 lb/gal). El factor de seguridad de diseño para presión interna es de 1.1.

Carga de colapso: Esta carga normalmente está definida por el lodo o el cemento en el cual la TR es colocada. Algunas veces la lechada de cemento consta de hasta 2 valores diferentes de densidad, sin embargo bajo la consideración de gas en el pozo como carga de respaldo, se le puede considerar vacía. Los factores de seguridad al colapso varían entre 1.1 y 1.125.

Carga de tensión: Deberá tener como consideración un margen de jalón para condiciones de pegadura de tubería así como un factor de seguridad de hasta 1.6. La consideración del factor de flotación se deberá efectuar, los valores de tensión permitirán seleccionar la mejor opción de resistencia tubular y de conexión por arriba de la línea de diseño. Adicionalmente, con los valores de tensión del tubo y el tubo seleccionado es posible calcular el efecto biaxial del tubo y aplicar la corrección a los valores de resistencia calculados en presión interna y colapso.

Tuberías de revestimiento intermedias

Para el diseño de las TR intermedias, aunque la filosofía de cálculo es similar a una TR superficial, la principal diferencia radica en asegurarse de cumplir con el peor escenario de cargas de presión interna y colapso, como se describe a continuación.

Carga de presión interna: la máxima carga de presión interna ocurre cuando al estar perforando la siguiente sección se tiene un brote y en el espacio anular se tiene lodo y gas, debemos asegurarnos que la TR pueda cumplir con el requerimiento de la máxima presión en superficie más su factor de seguridad. Otra consideración que se llega a tener, es el caso de que la presión superficial no llegará al valor de presión de las conexiones superficiales de control. Como fluido de respaldo normalmente se considera la densidad del agua de formación.

La carga de colapso: la comúnmente aplicada es la del lodo y el cemento en el espacio anular; sin embargo, como respaldo al colapso se puede considerar como peor escenario una pérdida parcial de fluidos, con la columna del lodo más pesado que se vaya a utilizar debajo de la TR intermedia, y cuya longitud corresponda con la presión hidrostática que pueda mantener el gradiente de la presión de poro de la formación.

Carga de tensión: Las cargas de tensión deben ser evaluadas y usadas para seleccionar tubos y coples, adicionalmente el efecto biaxial y el triaxial deben ser calculados aplicando las correcciones correspondientes a los valores de resistencia en presión interna y colapso.

Tuberías de revestimiento de Explotación

Las cargas que se aplican a la tuberías de producción, dentro de sus principales diferencias están las consideraciones de trabajo, las cuales están sujetas a condiciones severas como las que se dan en durante las pruebas de pozo, inducción de pozo, cambios de temperatura, fuga del aparejo etc.

Presión interna: Una de las consideraciones de carga a las que puede quedar expuesta la TR de producción se da cuando se tiene una fuga en el aparejo de producción (Transocean, 2010) (Ecapetrol), permitiendo que el gas entre al fluido empacador ubicado en el espacio anular y migre hacia la superficie, haciendo actuar presión de fondo sobre la presión hidrostática del fluido empacador. Esta es una de las razones por las cuales, la densidad del fluido empacador es normalmente baja.

Carga de colapso: Básicamente se consideran las cargas combinadas de cemento y lodo. Como respaldo, bajo la consideración de una inducción nitrogenada de pozo, se puede asumir una completa evacuación de fluido.

Carga de tensión: Las cargas de tensión deben ser evaluadas de manera similar a las consideraciones de tensión de las tuberías intermedias.

3.8.3.2.3 Ejemplo de diseño de tubería

A continuación se ejemplifica el diseño de un liner de explotación, TR P-110 de 5 in con conexión SLX, describiendo a detalle los análisis de tensión, presión interna y colapso requeridos para su diseño a dos profundidades: 3700 m (boca de liner) y 4525 m (fondo de TR).

Como criterios de diseño se asume para la tensión, el peso flotado; para la presión interna, que existe brote de gas metano dentro de la TR con fractura ocurriendo en la zapata, como respaldo fluido de formación de 1.07 grs/cc en el espacio anular y para el colapso se asume vacío dentro de la TR y lodo de 1.68 grs/cc en el espacio anular.

Datos

<i>Características de la TR</i>	
Diámetro	5 in
Libraje	18 lb/ft
Longitud	825 m
Di	4.276 in
Grado	P-110
Conexión	SLX
Resistencia tensión del tubo	580000 lb
Resistencia tensión conexión	462000 lb
Resistencia a la presión interna del tubo	13940 psi
Resistencia a la presión de colapso del tubo	13470 psi

<i>Características del pozo</i>		
Gradiente de gas metano dentro de la TR	0.027	kg/cg/m
	0.115	psi/ft
Densidad de fractura en la zapata	2.22	gr/cc
	18.5	lb/gal

<i>Profundidades</i>		
Cima de cemento de relleno y amarre	3700	m
Profundidad de la boca del liner	3700	m
Profundidad de la zapata del liner	4525	m
Profundidad de la siguiente zapata	4525	m

<i>Factores de seguridad requeridos por PEMEX</i>	
Factor de tensión	1.8
Factor de presión interna	1.2
Factor de colapso	1.125
Factor de diseño triaxial	1.25

<i>DENSIDADES</i>			
Densidad del cemento de relleno y amarre	1.94	gr/cc	18.1 lb/gal
Densidad del fluido de perforación	1.68	gr/cc	14.0 lb/gal
Densidad de fluido en espacio anular (agua de formación)	1.07	gr/cc	8.9 lb/gal

Diseño a profundidad de 3700 m (boca del liner)

A. Análisis de tensión

Criterio: Se asume peso flotado.

A 3700 m el liner está cargando el peso de toda su longitud, por lo tanto su peso en el aire será:

$$WTR_{3700@aire} = L_{TR \text{ bajo } 3700m} * W_{TR}$$

$$WTR_{3700@aire} = 825 \text{ m} * 18 \frac{\text{lb}}{\text{ft}} \left(\frac{3.28 \text{ ft}}{\text{m}} \right) = 48708 \text{ lb}$$

Se calcula el factor de flotación en el fluido de perforación, F_b :

$$F_b = 1 - \frac{\rho_{\text{fluido de perforación}}}{\rho_{\text{acero}}} = 1 - \frac{1.68 \text{ gr/cc}}{7.85 \text{ gr/cc}} = 0.786$$

El peso de la TR flotada en fluido de perforación a 3700 m de profundidad será:

$$WTR_{\text{Flotada}@3700} = 0.786 (48708 \text{ lb}) = 38283.867 \text{ lb}$$

Tal peso corresponde a la carga de tensión flotada.

El factor de seguridad de 1.8 supone que la TR podría sometida a una tensión 80% mayor que su peso flotado:

$$T_{FS\&Flotada}@3700 = 1.8 * WTR_{\text{Flotada}@3700} = 1.8 (38283.867 \text{ lb}) = 68911 \text{ lb}$$

El factor de seguridad a la tensión real se verifica en la conexión por ser el valor más débil:

$$F_{ST@3700} = \frac{RT_N \text{ conexión}}{T_{FS\&Flotada}@3700} = \frac{462000 \text{ lb}}{68911 \text{ lb}} = 6.704$$

El factor de seguridad de 6.704 cumple con ser mayor del solicitado por Pemex de 1.8

B. Análisis de presión interna

Criterio: Se asume que existe brote de gas metano dentro de la TR, con fractura ocurriendo en la zapata y agua de formación de densidad 1.07 gr/cc, 8.9 lb/gal, en el espacio anular.

Presión interior

Para conocer la presión interior a 3700 m, se le resta a la presión en la zapata, la presión interna de la columna dentro de la TR que no está actuando a tal profundidad. En este caso se le resta a la presión en la zapata la presión gas metano entre los 3700 y 4252 m.

La presión interior en la zapata será:

$$P_{int@zap} = (\text{Gradiente de fractura} * \text{profundidad})$$

$$P_{int@zap} = 18.5 \frac{lb}{gal} \left(\frac{0.052 gal}{in^2 ft} \right) * 4525 m * \left(\frac{3.28 ft}{m} \right) = 14294 psi$$

La presión interior de la columna que no actúa a 3700 m será:

$$P_{int(3700-4525)} = (\text{Gradiente de gas dentro TR} * \text{sección de TR})$$

$$P_{int(3700-4525)} = 0.115 \frac{psi}{ft} * (4525m - 3700m) \left(\frac{3.28 ft}{m} \right) = 310.45 psi$$

Por lo tanto, la presión interior que provocaría admisión a 3700 m de profundidad será:

$$P_{adm@3700} = P_{int@zap} - P_{int(3700-4525)} = 13983.33 psi$$

Presión exterior

La presión exterior es la presión hidrostática provocada por el fluido en el espacio anular, que en este caso es agua de formación de densidad 1.07 gr/cc, 8.9 lb/gal.

$$P_{h ext@3700} = \rho_{fluido en E.A.} * \text{profundidad}$$

$$P_{h ext@3700} = 8.9 \frac{lbs}{gal} \left(\frac{0.052 gal}{in^2 ft} \right) * 3700 m * \left(\frac{3.28 ft}{m} \right) = 5638 psi$$

Carga efectiva de presión interna

$$P_{EPI@3700} = P_{int-adm@3700} - P_{h ext@3700} = 8345 \text{ psi}$$

La cual es la carga de presión interna actuando sobre la tubería.

Reducción de la resistencia a la presión interna por efecto biaxial

La resistencia a la presión interna de la sarta será afectada por el efecto de fuerzas biaxiales, para su cálculo se estima primero el factor biaxial evaluado en la presión interna mediante la siguiente fórmula:

$$F_{biaxialPI} = \sqrt{1 - 0.75 \left(\frac{T_{ejercida}}{RT_N} \right)^2} + 0.5 \left(\frac{T_{ejercida}}{RT_N} \right)$$

Donde $F_{biaxialPI}$ es el factor biaxial evaluado la presión interna, RT_N es la resistencia a la tensión nominal del elemento más débil entre el tubo y la conexión (en este caso es la conexión), y $T_{ejercida}$ es la carga de tensión a la que está sometida la TR.

Después, se calcula la resistencia a la presión interna del tubo corregida por el efecto de fuerzas biaxiales y considerando el factor de seguridad de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$RPI_{C\&FSPI\&FbiaxialPI} = \frac{F_{biaxialPI} * RPI_{N-TR}}{F_{SPI}}$$

Donde $RPI_{C\&FSPI\&FbiaxialPI}$ es la resistencia a la presión interna del tubo corregida por el factor biaxial y de seguridad, RPI_{N-TR} es la resistencia a la presión interna nominal del tubo, $F_{biaxialPI}$ es el factor biaxial para la presión interna y F_{SPI} es el factor de seguridad de diseño de presión interna.

Sustituyendo los valores correspondientes a 3700 m, el análisis biaxial de la presión interna resultará:

$$F_{biaxialPI} = \sqrt{1 - 0.75 \left(\frac{T_{ejercida}}{RT_N} \right)^2} + 0.5 \left(\frac{T_{ejercida}}{RT_N} \right)$$

$$F_{biaxialPI@3700} = \sqrt{1 - 0.75 \left(\frac{WTR_{3700@@aire}}{RT_N \text{ conexión}} \right)^2} + 0.5 \left(\frac{WTR_{3700@@aire}}{RT_N \text{ conexión}} \right)$$

$$F_{biaxialPI@3700} = \sqrt{1 - 0.75 \left(\frac{48708 \text{ lbs}}{462000 \text{ lbs}} \right)^2} + 0.5 \left(\frac{48708 \text{ lbs}}{462000 \text{ lbs}} \right)$$

$$F_{biaxialPI@3700} = 1.0485$$

$$RPI_{C\&FSPI\&FbiaxialPI} = \frac{F_{biaxialPI} * RPI_{N-TR}}{F_{SPI}} = \frac{1.0485 * 13940 \text{ psi}}{1.2} = 12181 \text{ psi}$$

La resistencia a la presión interna corregida con el factor biaxial y el factor de seguridad requerido es de 12181 psi, por lo tanto es mayor de las 8345 psi de presión interior efectiva esperada y se valida el diseño.

El factor de seguridad a la presión interna se verifica en la base a la resistencia a la presión interna reducida del tubo:

$$F_{SPI@3700} = \frac{RPI_{C\&FSPI\&FbiaxialPI}}{P_{EPI@3700}} = \frac{12181 \text{ psi}}{8345 \text{ psi}} = 1.46$$

El factor de seguridad de 1.46 es mayor de 1.2, por lo que se cumple la condición establecida por PEMEX.

C. Análisis de colapso

Criterio: Vacío dentro de la TR y lodo de 1.68 gr/cc, 14 lb/gal, en el espacio anular.

Presión interior

Se considera vacío dentro de la TR por lo que $P_{interior} = 0 \text{ psi}$

Presión de colapso

La presión de colapso es la hidrostática en el espacio anular provocada por la columna de lodo a la profundidad a calcular.

$$P_{h\ E.A.lodo@3700} = \rho_{lodo\ E.A.} * profundidad$$

$$P_{h\ E.A.lodo@3700} = 14 \frac{lbs}{gal} \left(\frac{0.052\ gal}{in^2\ ft} \right) * 3700\ m * \left(\frac{3.28\ ft}{m} \right) = 8853\ psi$$

Carga efectiva de colapso

$$P_{Ecolapso@3700} = P_{interior@3700} - P_{h\ E.A.lodo@3700} = 8853\ psi$$

La cual es la carga de colapso actuando sobre la tubería.

Reducción de la resistencia al colapso por efecto biaxial

La resistencia al colapso de la sarta será afectada por el efecto de fuerzas biaxiales, para su cálculo se estima primero el factor biaxial de colapso mediante la siguiente fórmula:

$$F_{biaxialC} = \sqrt{1 - 0.75 \left(\frac{T_{ejercida}}{RT_N} \right)^2} - 0.5 \left(\frac{T_{ejercida}}{RT_N} \right)$$

Donde $F_{biaxialC}$ es el factor biaxial para el colapso, RT_N es la resistencia a la tensión nominal del elemento más débil entre el tubo y la conexión (en este caso es la conexión) y $T_{ejercida}$ es la carga de tensión a la que está sometida la TR.

Después, se calcula la resistencia al colapso del tubo corregida por el efecto de fuerzas biaxiales y considerando el factor de seguridad de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$RC_{C\&FSC\&FbiaxialC} = \frac{F_{biaxialC} * RC_{N-TR}}{F_{SC}}$$

Donde $RC_{C\&FSC\&FbiaxialC}$ es la resistencia al colapso del tubo corregida por el factor biaxial y el de seguridad, RC_{N-TR} es la resistencia nominal al colapso del tubo, $F_{biaxialC}$ es el factor biaxial para el colapso y F_{SC} es el factor de seguridad de diseño de colapso. Sustituyendo los valores correspondientes a 3700 m, el análisis biaxial del colapso resultará:

$$F_{biaxialC} = \sqrt{1 - 0.75 \left(\frac{T_{ejercida}}{RT_N} \right)^2} - 0.5 \left(\frac{T_{ejercida}}{RT_N} \right)$$

$$F_{biaxialC@3700} = \sqrt{1 - 0.75 \left(\frac{WTR_{3700@@aire}}{RT_{N\text{ conexión}}} \right)^2} - 0.5 \left(\frac{WTR_{3700@@aire}}{RT_{N\text{ conexión}}} \right)$$

$$F_{biaxialC@3700} = \sqrt{1 - 0.75 \left(\frac{48708\text{ lb}}{462000\text{ lb}} \right)^2} - 0.5 \left(\frac{48708\text{ lb}}{462000\text{ lb}} \right)$$

$$F_{biaxialC@3700} = 0.9431$$

$$RC_{C\&FSC\&FbiaxialC} = \frac{F_{biaxialC} * RC_{N-TR}}{F_{SC}} = \frac{0.9431 * 13470\text{ psi}}{1.125} = 11635\text{ psi}$$

La resistencia al colapso corregida con el factor biaxial y el factor de seguridad requerido es de 11635 psi, por lo tanto es mayor de las 8853 psi de presión de colapso efectiva esperada y se valida el diseño.

El factor de seguridad al colapso se verifica en la base a la resistencia al colapso reducida del tubo:

$$F_{SC@3700} = \frac{RC_{C\&FSC\&FbiaxialC}}{P_{Ecolapso@3700}} = \frac{11635 \text{ psi}}{8853 \text{ psi}} = 1.314$$

El factor de seguridad de 1.314 es mayor de 1.125, por lo que se cumplen la condición establecida por PEMEX.

Diseño a profundidad de 4525 m (zapata de la TR).

A. Análisis de tensión

Criterio: Se asume peso flotado.

A 4525 m el liner (la parte inferior del liner) no está cargando ningún peso, por lo tanto su peso en el aire y flotado será de 0.

El factor de seguridad cumple con ser mayor del solicitado por Pemex de 1.8. En este caso donde el peso es cero, seguirá siendo el mismo sin importar el factor de seguridad que se le aplique:

$$T_{FS\&Flotada@4525} = 0$$

El factor de seguridad a la tensión real se verifica en la conexión:

$$F_{ST} = \frac{RT_{Nom \text{ conexión}}}{T_{FS\&Flotada@4525}} = \frac{462000 \text{ lbs}}{0} = \textit{infinito}$$

B. Análisis de presión interna

Criterio: Se asume que existe brote de gas metano dentro de la TR, con fractura ocurriendo en la zapata y agua de formación de densidad 1.07 gr/cc, 8.9 lb/gal, en el espacio anular.

Presión interior

Dado que se asume que la presión en la zapata es la del gradiente de fractura, como 4525 m es la profundidad de la zapata, la presión interna será:

$$P_{int@zap} = (\text{Gradiente de fractura} * \text{profundidad})$$

$$P_{int-@zap} = 18.5 \frac{lb}{gal} \left(\frac{0.052 gal}{in^2 ft} \right) * 4525 m * \left(\frac{3.28 ft}{m} \right) = 14294 psi$$

$$P_{int- adm@4525} = P_{int-@zap} = 14294 psi$$

Presión exterior

La presión externa es la presión hidrostática provocada por el fluido en el espacio anular en la zapata, que en este caso es agua de formación de densidad 1.07 gr/cc, 8.9 lb/gal.

$$P_{h ext@4525} = \rho_{fluido en E.A.} * \text{profundidad}$$

$$P_{h ext@4525} = 8.9 \frac{lb}{gal} \left(\frac{0.052 gal}{in^2 ft} \right) * 4525 m * \left(\frac{3.28 ft}{m} \right) = 6896 psi$$

Carga efectiva de presión interna

$$P_{EPI@4525} = P_{int- adm@4525} - P_{h ext@4525} = 7398 psi$$

La cual es la carga de presión interna actuando sobre la tubería.

Reducción de la resistencia a la presión interna por efecto biaxial

La resistencia a la presión interna de la sarta será afectada por el efecto de fuerzas biaxiales, para su cálculo se estima primero el factor biaxial para la presión interna mediante la siguiente fórmula:

$$F_{biaxialPI} = \sqrt{1 - 0.75 \left(\frac{T_{ejercida}}{RT_N} \right)^2} + 0.5 \left(\frac{T_{ejercida}}{RT_N} \right)$$

Donde $F_{biaxialPI}$ es el factor biaxial para la presión interna, RT_N es la resistencia a la tensión nominal del elemento más débil entre el tubo y la conexión (en este caso es la conexión), y $T_{ejercida}$ es la carga de tensión a la que está sometida la TR

Después, se calcula la resistencia a la presión interna del tubo corregida por el efecto de fuerzas biaxiales y considerando el factor de seguridad de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$RPI_{C\&FSPI\&FbiaxialPI} = \frac{F_{biaxialPI} * RPI_{N-TR}}{F_{SPI}}$$

Donde $RPI_{C\&FSPI\&FbiaxialPI}$ es la resistencia a la presión interna del tubo corregida por el factor biaxial y de seguridad, RPI_{N-TR} es la resistencia a la presión interna nominal del tubo, $F_{biaxialPI}$ es el factor biaxial para la presión interna y F_{SPI} es el factor de seguridad de diseño de presión interna.

Sustituyendo los valores correspondientes a 4525 m, el análisis biaxial de la presión interna resultará:

$$F_{biaxialPI} = \sqrt{1 - 0.75 \left(\frac{T_{ejercida}}{RT_N} \right)^2} + 0.5 \left(\frac{T_{ejercida}}{RT_N} \right)$$

$$F_{biaxialPI@4525} = \sqrt{1 - 0.75 \left(\frac{WTR_{4525@aire}}{RT_N \text{ conexión}} \right)^2} + 0.5 \left(\frac{WTR_{4525@aire}}{RT_N \text{ conexión}} \right)$$

$$F_{biaxialPI@4525} = \sqrt{1 - 0.75 \left(\frac{0 \text{ lbs}}{462000 \text{ lbs}} \right)^2} + 0.5 \left(\frac{0 \text{ lbs}}{462000 \text{ lbs}} \right)$$

$$F_{biaxialPI@4525} = 1$$

$$RPI_{C\&FSPI\&FbiaxialPI} = \frac{F_{biaxialPI} * RPI_{N-TR}}{F_{SPI}} = \frac{1 * 13940 \text{ psi}}{1.2} = 11487 \text{ psi}$$

La resistencia a la presión interna corregida con el factor biaxial y el factor de seguridad requerido es de 11487 psi, por lo tanto es mayor de las 7398 psi de presión interior efectiva esperada y se valida el diseño.

El factor de seguridad a la presión interna se verifica en la base a la resistencia a la presión interna reducida del tubo:

$$F_{SPI@4525} = \frac{RPI_{C\&FSPI\&FbiaxialPI}}{P_{EPI@4525}} = \frac{11487 \text{ psi}}{7398 \text{ psi}} = 1.55$$

El factor de seguridad de 1.55 es mayor de 1.2, por lo que se cumple la condición establecida por PEMEX.

C. Análisis de colapso

Criterio: Vacío dentro de la TR y lodo de 1.68 grs/cc, 14 lb/gal, en el espacio anular.

Presión interior

Se considera vacío dentro de la TR por lo que $P_{interior} = 0 \text{ psi}$

Presión de colapso

La presión de colapso es la hidrostática en el espacio anular provocada por la columna de lodo a la profundidad a calcular.

$$P_{h \text{ E.A. lodo@4525}} = \rho_{lodo \text{ E.A.}} * profundidad$$

$$P_{h \text{ E.A. lodo@4525}} = 14 \frac{\text{lbs}}{\text{gal}} \left(\frac{0.052 \text{ gal}}{\text{in}^2 \text{ ft}} \right) * 4525 \text{ m} * \left(\frac{3.28 \text{ ft}}{\text{m}} \right) = 10805 \text{ psi}$$

Carga efectiva de colapso

$$P_{Ecolapso@4525} = P_{interior@4525} - P_{h \text{ E.A. lodo@4525}} = 10805 \text{ psi}$$

La cual es la carga de colapso actuando sobre la tubería.

Reducción de la resistencia al colapso por efecto biaxial

La resistencia al colapso de la sarta será afectada por el efecto de fuerzas biaxiales, para su cálculo se estima primero el factor biaxial de colapso mediante la siguiente fórmula:

$$F_{biaxialC} = \sqrt{1 - 0.75 \left(\frac{T_{ejercida}}{RT_N} \right)^2} - 0.5 \left(\frac{T_{ejercida}}{RT_N} \right)$$

Donde $F_{biaxialC}$ es el factor biaxial evaluada el colapso, RT_N es la resistencia a la tensión nominal del elemento más débil entre el tubo y la conexión (en este caso es la conexión) y $T_{ejercida}$ es la carga de tensión a la que está sometida la TR

Después, se calcula la resistencia al colapso del tubo corregida por el efecto de fuerzas biaxiales y considerando el factor de seguridad de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$RC_{C\&FSC\&FbiaxialC} = \frac{F_{biaxialC} * RC_{N-TR}}{F_{SC}}$$

Donde $RC_{C\&FSC\&FbiaxialC}$ es la resistencia a la colapso del tubo corregida por el factor biaxial y el de seguridad, RC_{N-TR} es la resistencia nominal al colapso del tubo, $F_{biaxialC}$ es el factor biaxial para el colapso y F_{SC} es el factor de seguridad de diseño de colapso. Sustituyendo los valores correspondientes a 4525 m, el análisis biaxial del colapso resultará:

$$F_{biaxialC} = \sqrt{1 - 0.75 \left(\frac{T_{ejercida}}{RT_N} \right)^2} - 0.5 \left(\frac{T_{ejercida}}{RT_N} \right)$$

$$F_{biaxialC@4525} = \sqrt{1 - 0.75 \left(\frac{WTR_{4525@aire}}{RT_{N\text{ conexión}}} \right)^2} - 0.5 \left(\frac{WTR_{4525@aire}}{RT_{N\text{ conexión}}} \right)$$

$$F_{biaxialC@4525} = \sqrt{1 - 0.75 \left(\frac{0\text{ lbs}}{462000\text{ lbs}} \right)^2} - 0.5 \left(\frac{0\text{ lbs}}{462000\text{ lbs}} \right)$$

$$F_{biaxialC@4525} = 1$$

$$RC_{C\&FSC\&FbixialC} = \frac{F_{bixialC} * RC_{N-TR}}{F_{SC}} = \frac{1 * 13470 \text{ psi}}{1.125} = 11973 \text{ psi}$$

La resistencia al colapso corregida con el factor biaxial y el factor de seguridad requerido es de 11973 psi, por lo tanto es mayor de las 18270 psi de presión de colapso efectiva esperada y se valida el diseño.

El factor de seguridad al colapso se verifica en la base a la resistencia al colapso nominal del tubo:

$$F_{SC@4525} = \frac{RC_{C\&FSC\&FbixialC}}{P_{Ecolapso@4525}} = \frac{13470 \text{ psi}}{10805 \text{ psi}} = 1.246$$

El factor de seguridad de 1.246 es mayor de 1.125, por lo que se cumple la condición establecida por PEMEX.

Las Ilustraciones 184 y 185 muestran el análisis de presión interna, colapso y tensión del liner de 5 in de manera gráfica. Se puede observar que las resistencias a la presión interna, al colapso y a la tensión (aún afectadas por factores de seguridad) son mayores de las cargas críticas estimadas a partir de los criterios de diseño.

Análisis de Pint y Colapso TR corta 5 in

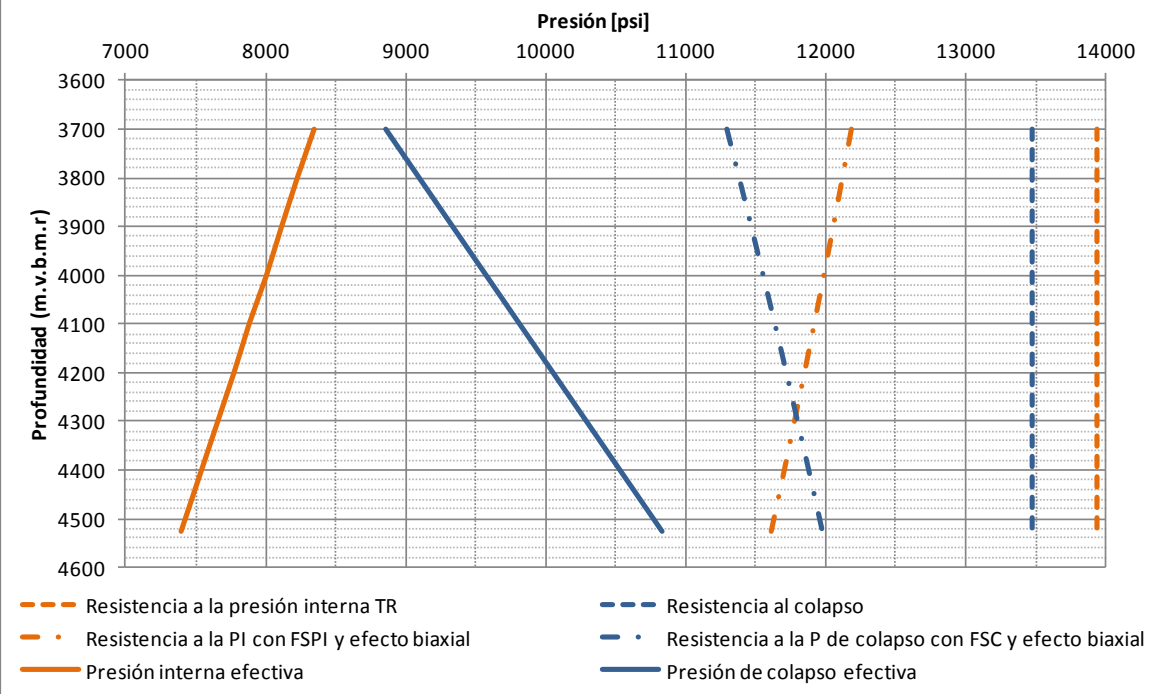


Ilustración 184 Análisis gráfico de presión interna y colapso (ejemplo liner de 5 in)

Análisis de la Tensión TR corta 5 in

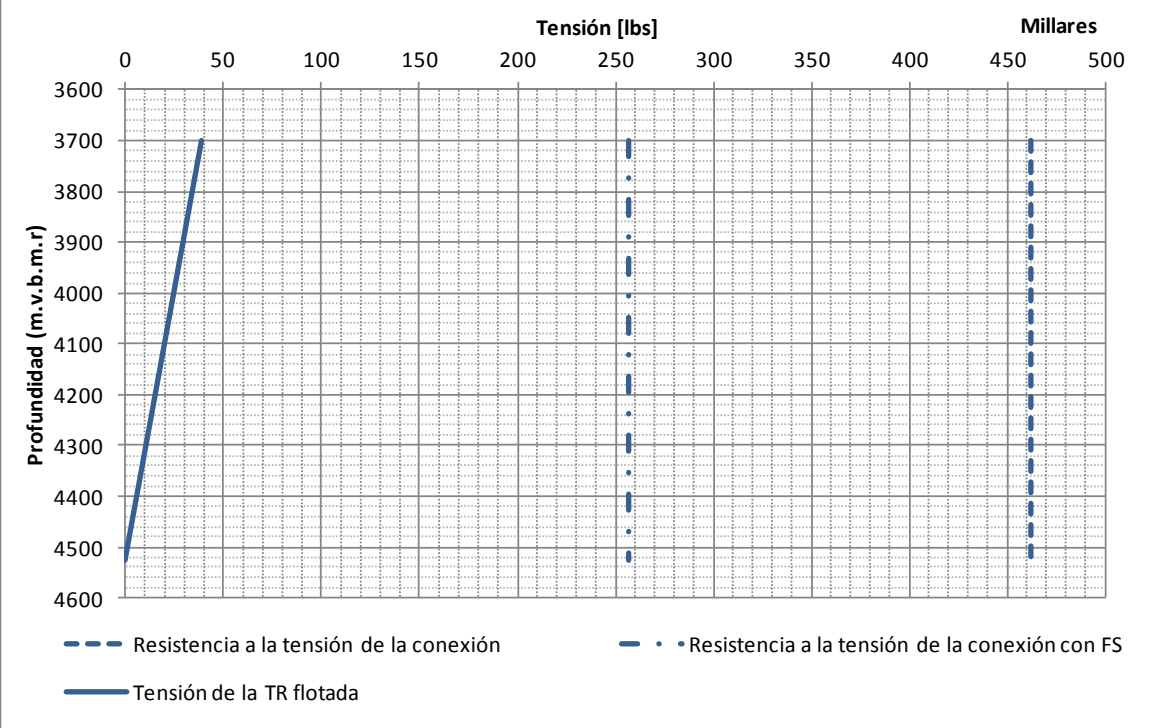


Ilustración 185 Análisis gráfico de la tensión (ejemplo liner de 5 in)

3.8.3.3 Software para el diseño de TRs

Los análisis estructurales de las tuberías de revestimiento durante el diseño actualmente se realizan de manera estructura y confiable mediante la utilización de programas especializados, entre ellos están el TDAS de la empresa Schlumberger, el StressCheck y el Wellcat de Enertec-Halliburton. En las siguientes secciones se describirán los dos primeros.

3.8.3.3.1 Tubular Design and Analysis System

La aplicación TDAS, Tubular Design and Analysis System, pertenece a la compañía Schlumberger y tiene la función principal de generar una configuración de tubería óptima de acuerdo a los criterios de capacidad de carga del API y al estudio de esfuerzo equivalente de von Mises (análisis de esfuerzos triaxial) (Jellison, 1990).

TDAS es parte del software llamada Drilling Office (Schlumberger , 1998). Fue inicialmente desarrollado por Oil Technology Services y adquirida en 1998 por la sección GeoQuest de Schlumberger (Oil Information Technology Journal, 1998).

El proceso general para la utilización del TDAS es el siguiente (Industrial Perforadora de Campeche):

1. Configuración del pozo. Se configura la descripción general de pozo: el nombre del pozo, si es submarino o terrestre, generalidades de tipo de rocas y si es direccional. Si es un pozo direccional se ingresa la información del perfil de inclinación a diferentes profundidades. Se define el arreglo inicial de las tuberías de acuerdo al estado mecánico del pozo, incluyendo sus características nominales, densidad de lodo y altura esperada de la cima de cemento de cada fase. Se ingresa el perfil de presión de poro y el gradiente de presión fractura. Se ingresa las temperaturas esperadas y el criterio con que se desea se considere. Con los datos anteriores, la aplicación puede general el arreglo de tubería de menor costo.

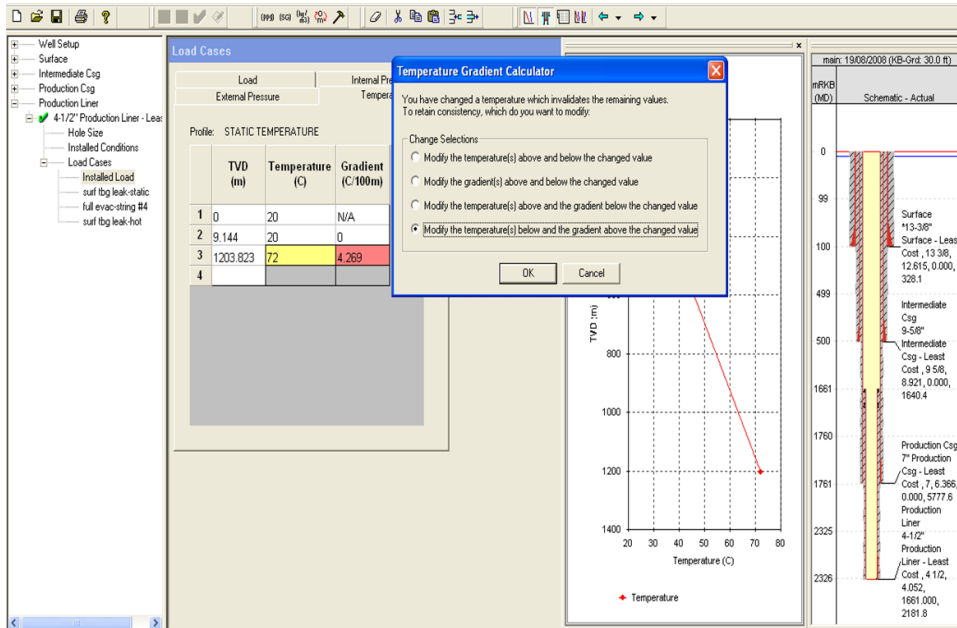


Ilustración 186 Interfaz del TDAS para la introducción de datos

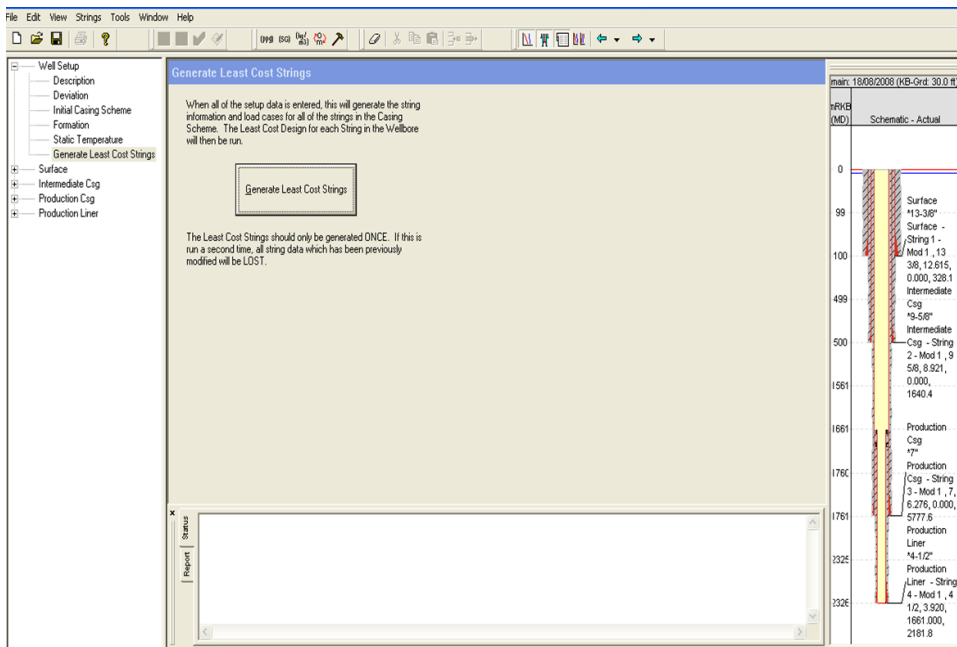


Ilustración 187 Interfaz del TDAS para generar el arreglo de menor costo

- La aplicación ha generado el arreglo de menor costo junto con el análisis triaxial de cada sección. Sin embargo, este arreglo no necesariamente coincide con el acordado en el contrato o con los valores acordados en la licitación, por lo que se edita el diseño generado insertando modificando los factores de diseño requeridos por la legislación y actualizando el proyecto.

3. Se revisan las cargas que se deseen considerar en el análisis triaxial, el criterio para la consideración del factor temperatura y se actualizan los cambios.
4. El programa generará un nuevo análisis triaxial de acuerdo con los cambios y sugerirá la tubería y conexión adecuada para cada sección. Se verifica si la sugerencia es accesible y que los factores de diseño resultantes del análisis cumplan con los factores de seguridad, de no ser así, se modifican los datos para seleccionar una opción comercial que cumpla con los acuerdos licitados.
5. En la Ilustración 188 se muestra un ejemplo de grafica triaxial resultante. En ella, la elipse azul representa el esfuerzo triaxial equivalente del cuerpo del tubo considerando las características nominales de la tubería; la elipse roja representa el esfuerzo triaxial equivalente del cuerpo del tubo considerando los factores de diseño dados por el usuario y el cuadro verde representa la resistencia de la conexión.

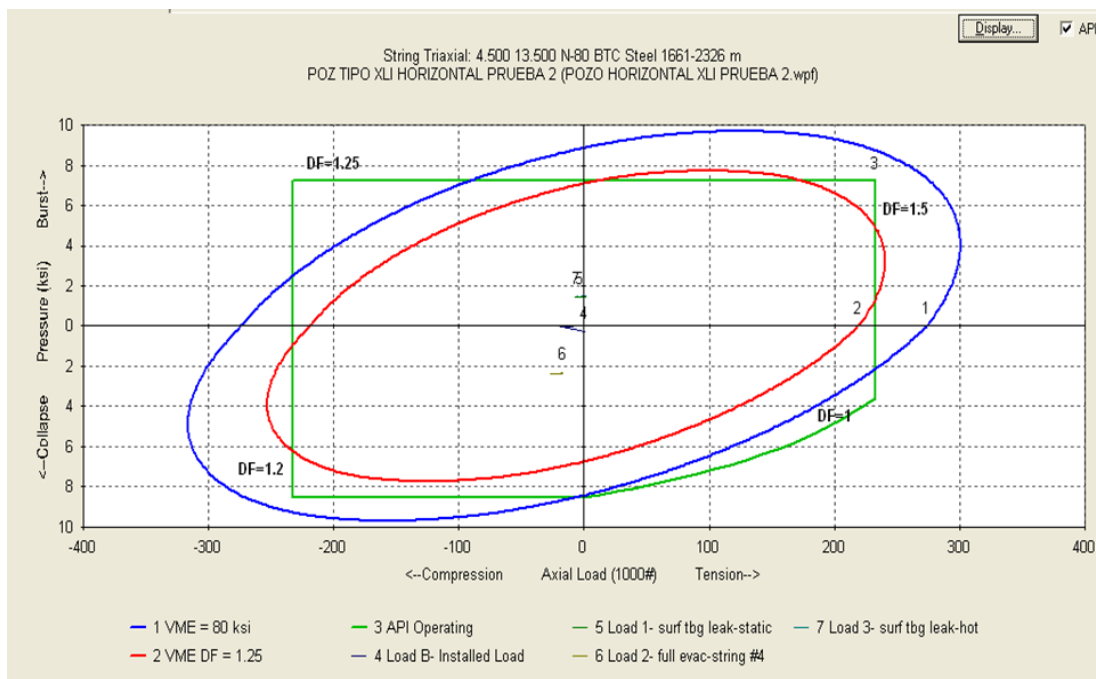


Ilustración 188 Ejemplo de gráfica triaxial resultante del TDAS

6. Las cargas son las líneas pequeñas, que en este caso se encuentran en la zona centro de la elipse, cuando éstas se no se acercan a la línea de falla triaxial (línea roja), ni a la línea verde, se considera que el diseño soportará las cargas a las que será sometido. En caso de no ser así, se procede a buscar la tubería que soporte dichas cargas y respete los factores de diseño.

3.8.3.3.2 *StressCheck*

StressCheck es un programa para determinar diseños de tubería seguros y rentables de una forma rápida y confiable que forma parte de la plataforma de software para el diseño y análisis tubular de Halliburton (Halliburton, 2013). Enertech Engineering and Research Corporation fue el desarrollador inicial, pero en 1996 fue absorbida por Landmark de Halliburton (Halliburton, 2013).

El proceso de diseño general del StressCheck versión 2.10 es el siguiente (ENERTECH, 1995):

1. Ingresar información general:

- Nombre del pozo y/o descripción
- Pozo desviado
- Pozo terrestre o submarino
- Profundidad total, punto de referencia y elevación
- Configuración de la plataforma o submarina
- Profundidad del agua, si es aplicable

2. Ingresar información de pozo y formación:

- Presión de poro
- Presión de fractura
- Zonas permeables
- Secciones saladas y de lutitas
- Temperatura del medio antes de ser perturbado
- Perfil de desviación
- Patas de perro impuestas

3. Ingresar la configuración del diseño preliminar:

- Nombre y tipo de tubería de cada sección
- Diámetros externos de tubería y tamaño del agujero
- Profundidades de zapatas, colgadores y topes de cemento
- Peso del lodo en la profundidad de zapata

4. Especificar los parámetro de diseño de la tubería:
 - Factores de diseño y otros parámetros de diseño
 - Diámetro interno mínimo
 - Información de producción
 - Información de cementación y asentamiento
5. Seleccionar los casos estándar de cargas y/o añadir casos personalizados
6. Realizar el diseño de TR mediante alguno de los siguientes métodos:
 - Diseño automático de costo mínimo
 - Diseño gráfico. Esta opción muestra las gráficas de las cargas del diseño (presión interna, tensión, colapso, de análisis axial y triaxial) junto con la línea nominal del tipo de tubería de mayor calibrado, permitiendo que el usuario cambie el tipo tubería hasta encontrar la que cumpla con los criterios de diseño pero sea de un calibrado menor, asumiendo que ello implicara un menor costo.
 - Diseño manual
7. Se selecciona el tipo de conexión y verifica sus factores de seguridad.

En la Ilustración 189 se muestran cuatro de las gráficas de diseño gráfico de la interfaz StressCheck. Cuando el usuario elije una tubería de menor calibre, por lo tanto más barata, la línea roja se correrá a la izquierda; la de tubería de costo mínimo que cumple con las necesidades de diseño será tubería que genere la línea roja más cercana a la negra (Halliburton, 2013).

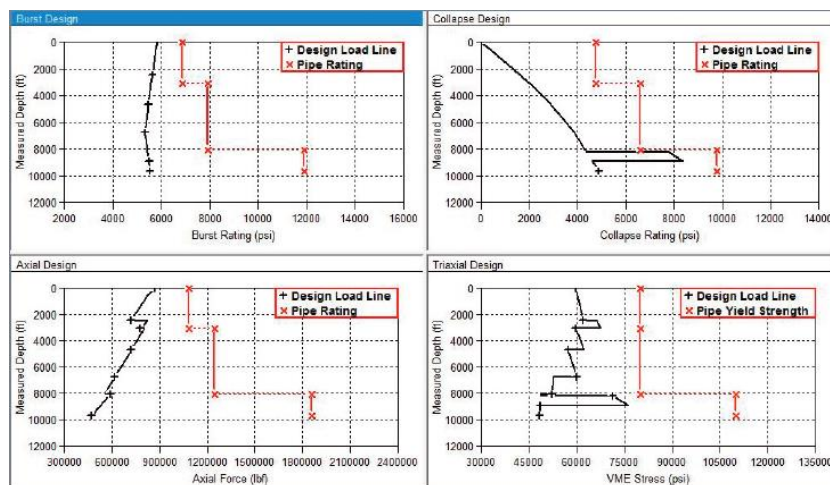


Ilustración 189 Gráficas de cargas del software StressCheck

Finalmente se genera el análisis de carga triaxial y se verifica que las cargas cumplan con criterios de diseño y se valida el análisis (ver Ilustración 190).

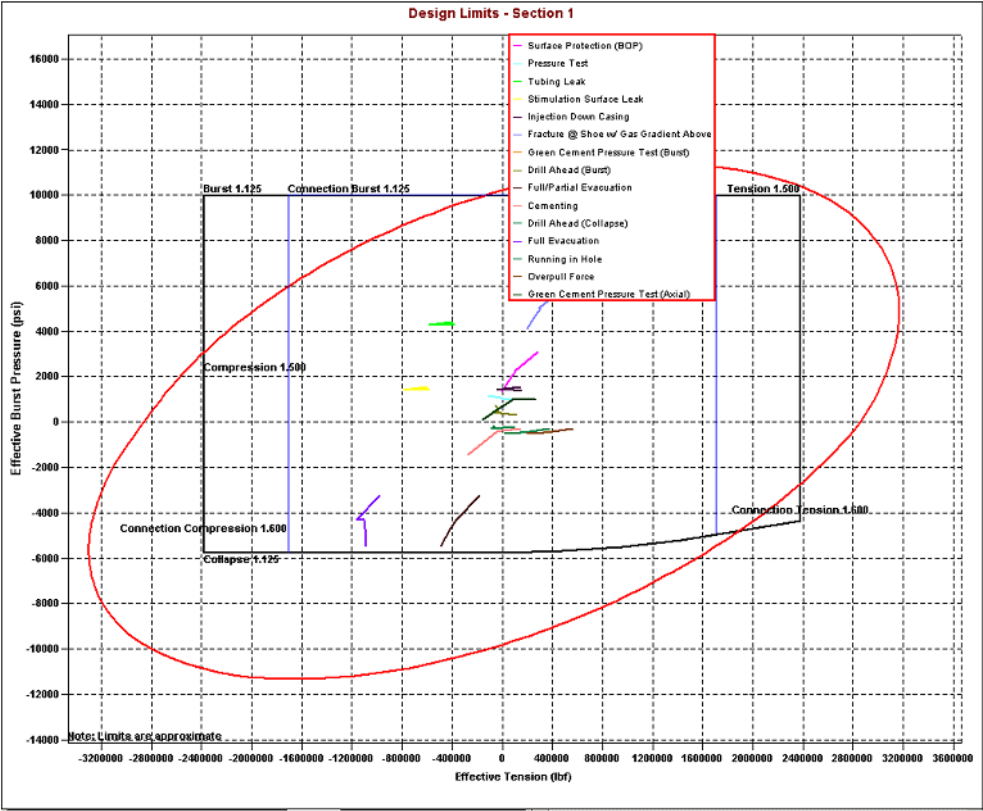


Ilustración 190 Muestra un ejemplo de los límites del análisis triaxial con factores de diseño generado por el software

3.9 Tiempo de perforación, límite técnico y estimación de costos del pozo durante la etapa de perforación.

La estimación del costo final de un pozo es un factor determinante para realización del mismo. La compañía petrolera que contrata los servicios de perforación debe elaborar un presupuesto para controlar los costos que le implica hacer un pozo petrolero, esta situación es de principal importancia cuando se habla de la perforación en aguas ultra-profundas, ya que utilizar equipos de última generación cuya renta puede llegar a tener un costo de 500,000 USD por día, además de utilizar otros equipos, materiales y servicios de alta tecnología implica (solamente del costo directo y de la renta del equipo de un pozo exploratorio) un gasto de más de cien millones de dólares.

3.9.1 Tiempo de perforación.

El tiempo requerido para la perforación, tiene un impacto significativo en el costo del pozo por su influencia en aspectos como los costos de la movilización y desmovilización del equipo, costo por día de renta de la plataforma, las herramientas, equipo y servicios subarrendados así como en el tiempo total estimado de la perforación de cada una de las etapas que constituyen el pozo.

La estimación de los tiempos de perforación está basada en el análisis estadístico de los pozos correlativos, de las problemáticas asociadas a la perforación por etapa y de la secuencia operativa elegida.

Los factores que influyen el tiempo de perforación del pozo varían con la localización geográfica del pozo, su profundidad, geología y la eficiencia del operador; las principales categorías son (Adams, 1985):

- Velocidad de perforación. Dependerá del tipo de roca, de la selección de pesos, velocidades de rotación del equipo, el tipo de lodo y la presión.

- Velocidad de viaje. Es tiempo requerido para bajar y correr las sargas al fondo del agujero. Una regla de dedo es 1 hora por 1000 ft de profundidad.
- Problemas del agujero. Durante la planeación algunos problemas estándar pueden preverse, si se tiene suficiente información ingenieril, como la baja estabilidad del agujero, perdida de circulación y velocidades bajas de perforación.
- Corrida de sargas. El tiempo para correr la sarga depende del tamaño de la tubería, la profundidad, las condiciones del agujero, la eficiencia del personal y el uso de equipos especiales. Adicionalmente, procesos como la instalación de preventores y pruebas deben ser considerados.
- Perforación direccional. Un factor convencional es que se utiliza el doble del tiempo requerido en un pozo direccional del que requiere uno vertical.
- Tipo de terminación. Los sistemas de terminación del pozo pueden varían en complejidad, y con ello, en duración.
- Clima. Existen algunos factores que no son rutinariamente esperados como huracanes, risos marinos y nortes, pero hay otros que pueden predecirse como mareas.

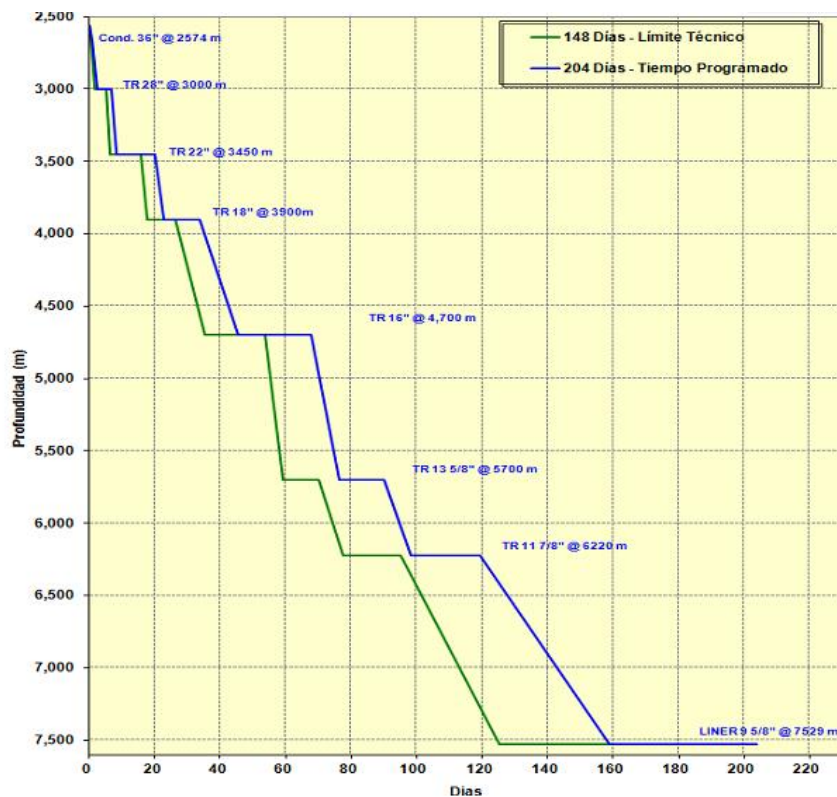


Ilustración 191 Gráfica típica “Profundidad vs Tiempo” de los tiempos programados para la construcción del un pozo incluyendo el límite técnico

3.9.2 El límite técnico.

El límite técnico de perforación es un proceso que incrementa el desempeño basado en ingeniería y planificación aplicado al diseño y ejecución para la construcción del pozo.

En esencia, se basa en analizar y desglosar completamente el nivel de desempeño del pozo actual en actividades, identificando los tiempos muertos y perdidos. Esta información es revisada y se toman medidas para prevenir los problemas. Permite una guía para encontrar hasta qué punto se puede mejorar las prácticas actuales, cuestionarse qué es lo que siempre se ha hecho y ya no es aceptable y qué pasaría si, enfocándose en las mejoras de equipo o nuevas tecnologías que pueden reducir el tiempo de perforación en una operación específica.

El objetivo de lo anterior es definir el tiempo del pozo perfecto o límite técnico; básicamente se trata de una gráfica proceso contra tiempo similar a la de perforación, pero con los tiempos optimizados a la excelencia.

Dentro de las consideraciones básicas para su determinación están:

- No se apresura ninguna actividad, la seguridad no se compromete.
- Todo el personal es competente y conoce sus responsabilidades.
- Todas las herramientas, materiales y servicios están disponibles cuando se necesitan.
- El mantenimiento es realizado fuera de la ruta crítica.
- Cada sección de agujero es perforado con un BHA y una barrena.
- Las condiciones de agujero son perfectas y no requieren viajes de repaso o limpieza.

Como se puede apreciar bajo las consideraciones anteriores, se pueden reducir los tiempos de perforación hasta en un 30% con lo que se obtendría la gráfica del límite técnico de ese pozo.

Con la idea de la mejora continua y poder alcanzar el límite técnico, se pueden cuestionar las prácticas actuales, identificar oportunidades adicionales y aplicar las lecciones aprendidas.

3.9.3 Análisis de costos tangibles e intangibles para la construcción de un pozo

El criterio para categorizar un aspecto como tangible, es que éste tenga un valor de salvamento, si no lo tiene, el aspecto es intangible. Los materiales tangibles normalmente son los que se quedan en el pozo, como las tuberías de revestimiento, centradores, equipo de flotación, colgadores y cabezal submarino. Los costos intangibles de perforación y desarrollo de un pozo no incluyen los costos indirectos como salarios, repuestos, suministros, etc., así como otras estructuras no relacionadas o necesarias con el pozo.

Algunos de los factores incluidos en un análisis de costo son (Adams, 1985):

1. Preparación de la locación. Incluye los costos de aquellas variables relacionadas con la instalación de la torre, pagos de rentas o licitaciones.
 - a) Permiso. Los permisos de perforación son requeridos prácticamente en cualquier lugar del mundo, la mayoría establecen que el sitio quede en las condiciones originales para no alterar el ecosistema.
 - b) Identificación y caracterización. Se debe determinar el sitio exacto a perforar y ser caracterizado por empresas especializadas.
 - c) Preparación física de la locación.
 - d) Limpieza.

2. Plataforma y herramientas de perforación.
 - a) Traslado o movilización. Se debe considerar el combustible, los probables cargos de las autoridades por tipo de traslado y el tiempo, ya que se cobra la renta del equipo.

 - b) Tipo de contrato:
 - i. Contrato por secuencia. Muchos operadores prefieren perforar en base a secuencia, los contratantes proveen de una tarifa para perforar a cierta profundidad o hasta cierto evento.
 - ii. Contrato por día seguido de trabajo. Es probablemente el contrato más común. El contratista renta la plataforma a un costo por día acordado.

- c) Combustible. El uso del combustible depende del tipo de equipo. Su tasa de consumo debe ser evaluada previamente en función de la capacidad del equipo.
- d) Agua. El agua es utilizada para limpiar, enfriar el equipo y para mezclar lodo y cemento, en caso de perforaciones marinas, se utiliza el agua de mar.
- e) Barrenas.
- f) Fluidos de perforación. Sus precios se basan en el costo de construcción de cierto peso de lodo y el costo de mantenimiento diario. Los costos varían de acuerdo al tipo de lodo, los químicos y ponderaciones de material requerido y de la fase en que se utilizará: agua o aceite. En general suelen ser más costosos los lodos base-aceite que los lodos base-agua. Los costos de mantenimiento para pozos profundos suelen ser mayores que los costos de construcción.
- g) Fluidos del empacador. Es localizado entre una la TP y la tubería exterior de la sección anterior, encima de un empacador. Suele ser agua de salmuera tratada, pero también se puede utilizar un lodo base aceite.
- h) Fluidos de terminación. Son diseñados para minimizar el daño de formación y pueden ser agua de salmuera, nitrógeno o aceite.
- i) Renta del equipo.
- j) Equipo de control de pozo. El contratista usualmente provee los BOPs, manifolds de estrangulamiento y, en algunos casos, unidades de separación atmosférica.
- k) Herramientas y accesorios rotatorios. Normalmente son suministrados por el contratista, aunque algunas veces lo provee la compañía operadora.
- l) Herramientas de renta: El juego de equipo para correr la tubería puede incluir: elevadores, mordazas, empacadores, protectores de abrazaderas, tenazas de potencia, tenazas para la unidad hidráulica, panel de acoplamiento de presión, medidor de inclinación, unidad de tratamiento, abrazadera de seguridad y equipo de respaldo.

3. Cementación. Incluye la evaluación del tipo de cemento y su volumen, requerimientos de los baches separadores, aditivos y bombeado. Estos cargos aplican para cada operación de cementación.
 - a) Cargos de bombeo. El costo incrementa con la profundidad y depende de la tubería. La mayoría de los operadores usan una bomba de stand-by de respaldo.
 - b) Espaciadores. Es usado para separar el cemento del lodo de perforación con el fin de reducir la contaminación del cemento.
 - c) Cemento y aditivos. Los químicos y aditivos son los elementos de mayor costo de la lechada. Una regla de dedo para aditivos especiales es considerarlos como un 75% de los costos del cemento, gel y barita juntos.
4. Servicios de soporte. La perforación requiere de varios grupos de servicios de soporte adicional, son usados porque pueden realizar partes del proceso más eficientemente que el personal de la torre o porque el operador no está capacitado para ellas.
 - a) Personal de tuberías. Al aumentar la profundidad a la que se puede perforar, los tipos, tamaños de tuberías, las juntas, las medidas de torque, así como el proceso de correr y preparar tuberías se han especializado, por lo que se requiere de personal profesionalmente capacitado.
 - b) Caracterización del pozo. El servicio de evaluación de pozos se realiza en cada pozo, puede incluir la evaluación de la formación, de las tuberías, de la cementación, pruebas de inclinación del pozo, etc. El costo es significativamente mayor en pozos marinos; incluye los registros geofísicos (eléctricos, sónicos, radioactivos, magnéticos), núcleos, registros de adherencia al cemento, calibrador, direccionalidad, mini DST, etc.
 - i. Caracterización con lodos. Los servicios de monitoreo del lodo, interpretación de cortes y monitoreo de gas, son usados en pozos profundos o altamente presurizados. Normalmente se hacen mediante la unidad de registro de lodos.
 - ii. Renta de la unidad de cementación, si no está incluida en el equipo.

- c) Inspección tubular. Los servicios de soporte pueden incluir inspección con partículas magnéticas, inspección visual de rosca y área final, pruebas de presión hidrostática y desviación de la tubería. Estos cargos aplican para cada sección.
 - d) Servicio de cocina. Los servicios de alimentación para la tripulación de una plataforma marina o una torre aislada pueden o no estar incluidos en el costo base de la renta de la torre y deben ser considerados.
 - e) Mano de obra y renta del equipo especializado. Dependiendo del caso, se pueden requerir de servicios profesionales especializados cuyo costo debe de incluirse en la estimación de costos junto con el equipo relacionado, como ejemplo están los servicios de cabezales submarinos, de pruebas de formación y de consultoría.
 - f) Transportación. Para lograr una estimación adecuada se debe considerar a detalle el plan de perforación, la distancia de la plataforma a oficinas y la cantidad de personal. Puede ser vía marina y se deberá incluir el costo adicional del uso de muelles o medios aéreos en cuyo caso se deberá analizar la frecuencia de uso y capacidad, ya que se requerirá un helicóptero de mayor capacidad semanalmente para la rotación de personal.
5. Supervisión y administración. Estos cargos serán mayores para pozos profundos o con problemas como con incidencias de ácido sulfhídrico. La supervisión incluye la administración directa del pozo en sitio y de los miembros de la empresa en oficina dedicados al proyecto. Los costos de administración pueden ser considerados como parte de la nómina general o como cargos divididos por pozo o año fiscal. Deben incluir el trabajo legal y documentación especializada.
6. Sistema de tubos. El costo de las sargas y tuberías de revestimiento significan entre el 50% y 60% del costo total. Depende de la profundidad del pozo, el tamaño y grado requerido, así como de las juntas. Mientras mayor sea el tamaño y grado de la tubería, mayor será su costo; sin embargo, el factor determinante del tipo de tubería son las necesidades ingenieriles del plan de perforación. Se debe incluir la estimación de cada sección, de acuerdo al caso.

- a) Equipo de tubería para cementación. Son accesorios utilizados para lograr una cementación primaria. Los accesorios básicos son: zapatas, collar flotador, raspadores, centralizadores y colgadores, deben contabilizarse para cada sección por la diferencia de tamaños que implica.
- 7. Equipo de cabezales. Los cabezales son adjuntados al aparejo para generar presión y proveer estabilidad. Su costo depende de la cantidad y tamaño del aparejo, de TRs, de los requerimientos de presión, componentes del equipo y características especiales como resistencia a medios ácidos. El equipo de cabezales en pozos submarinos es más caro del de pozos terrestres. En la sección 2.5 se describen las opciones de cabezales para perforación en aguas profundas.
- 8. Equipo de terminación. Se refiere a las herramientas relacionadas con la sarta en el fondo del pozo; incluye empacadores, ensambles de sello, juntas de flotación, niples de aterrizaje, dispositivos de seguridad en la superficie, equipo de liberación de presión y/o equipo de empacamiento de grava.

En el Anexo A.10 se encuentra un ejemplo del formato de presupuesto para el costeo de un pozo.

Símbolos del Capítulo 3

C	Conductividad
C_b	Costo de barrena
C_n	Conductividad en una formación normalmente presurizada
C_{ob}	Conductividad en una formación anormalmente presurizada
C_r	Costo del equipo
D	Profundidad total de formación
D_i	Profundidad a la que una formación normalmente presurizada tiene el mismo esfuerzo matricial vertical presente en una formación anormalmente presurizada.
D_w	Tirante de agua
D_s	Profundidad de formación de sedimentos en el fondo del mar
E	Módulo de Young
ϵ_x	Esfuerzo horizontal x
F_σ	Coefficiente de esfuerzo matricial
g	Constante gravitacional
K	Constante de declinación de la porosidad
p_0	Presión en la superficie
P_{ff}	Presión de fractura de formación
$p_{@D}$	Presión a la profundidad D
P_f	Presión de poro
P_{fn}	Presión de poro en una formación normal.
R	Resistividad
R_{ob}	Resistividad en una formación anormalmente presurizada
R_n	Resistividad en una formación normalmente presurizada

TA	Tirante de agua
Tr	Tiempo de rotación
t	Intervalo de tiempo de transito
Tt	Tiempo de viaje
T_{tr}	Tiempo de transito
Y	Metros perforados por corrida de barrena
σ_{ob}	Esfuerzo de sobrecarga
σ_{obn}	Esfuerzo de sobrecarga en una formación normal
σ_H	Promedio del esfuerzo horizontal
σ_{Hw}	Esfuerzo en la pared del pozo
σ_{min}	Esfuerzo matricial mínimo
σ_x	Esfuerzo matricial en el eje x
σ_y	Esfuerzo matricial en el eje y
σ_z	Esfuerzo matricial vertical, en el eje z
ρ	Densidad del fluido
ρ_b	Densidad de grano
ρ_{sw}	Densidad del agua de mar
ρ_w	Densidad del agua de formación
ϕ	Porosidad promedio
μ	Modulo de Poisson

Capítulo 4. Procedimientos Operativos

El Capítulo 4 describirá los principales procedimientos que se siguen en una plataforma semisumergible petrolera durante:

- La selección de la potencia y el número de remolcadores
- Las pruebas necesarias antes de iniciar la primera etapa
- Las operaciones primarias de inicio de pozo en la etapa conductora de 36 in
- La perforación de la etapa de 26 in
- Las etapas intermedias
- Las etapas de explotación
- Las principales pruebas durante la perforación
- Las operaciones especiales

Los procedimientos están basados en el manual de de ingeniería petrolera de Pemex (Oficina de desarrollo en campos Pemex. Subdirección de producción primaria, 1989).

4.1 Procedimiento operativo para seleccionar la potencia y el número de remolcadores

Definir el número de remolcadores necesarios durante la movilización de un equipo semisumergible que tengan la capacidad suficiente para el manejo de anclas requiere la siguiente información:

- Longitud de cadena
- Profundidad del tirante de agua
- La longitud de cadena que se encuentra sobre el lecho marino (si es que algunas cadenas han sido fondeadas)
- La potencia directa en la flecha del remolcador (Dato proporcionado por el fabricante del remolcador)

Existen tablas proporcionadas por los fabricantes de remolcadores en las que se encuentra graficada la cantidad requerida de potencia en la flecha del remolcador para el manejo de las anclas, dependiendo del tirante de agua y longitud de cadena (para diferentes tamaños de cadena y profundidades marinas).

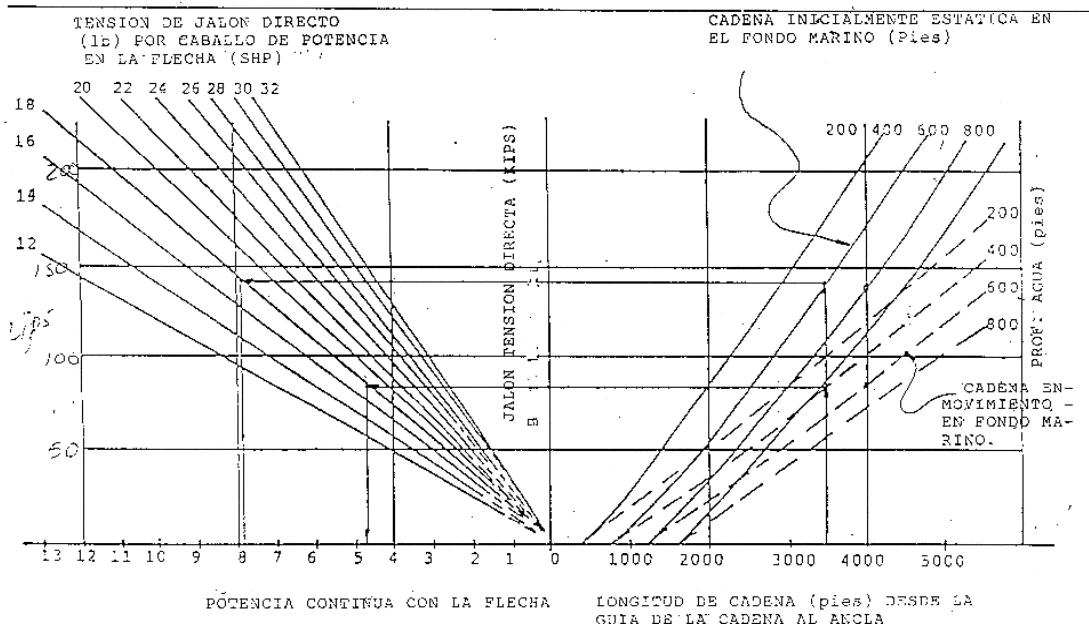


Ilustración 192 Gráfico la potencia en la flecha requerida de un remolcador para situar ancla de 3 in

La Ilustración 192 es una representación gráfica de la potencia en la flecha requerida para que corra la cadena de 3 in en profundidades marinas de 200 a 800 ft y longitud de cadena de hasta 5000 ft. Las líneas continuas en el cuadrante de la derecha asumen la longitud de cadena descansando sobre el fondo marino, las líneas no continuas en el cuadrante de la derecha representan el tirante de agua bajo la condición de que la cadena se conserva en movimiento por el remolcador manejador de anclas (Western Oceanic Procedures).

El cuadrante de la parte izquierda es una escala variable para representar diferentes valores de tensión de jalón por caballo de potencia en la flecha del remolcador, la mayoría de los botes remolcadores presentarán tensión directa con alcances de 18 a 25 lb por caballo de potencia en la flecha en aguas calmadas. En ese mismo cuadrante, en el eje de las "X" se obtiene la potencia requerida del remolcador en miles de hp y en el eje de las "Y" se obtiene el valor de la tensión aplicada a la cadena en miles de libras.

Ejemplo: se puede observar en la Ilustración 192 que para un despliegue de cadena de 3500 ft de longitud en una profundidad de 400 ft de agua se requerirá de una tensión directa de 142000 lb en condición estática o de 80 000 lb si la cadena se conserva en movimiento sobre el fondo del océano; para un remolcador con un factor de 18 lb por caballo de potencia de tensión directa en la flecha, la cantidad requerida potencia instalada en el bote remolcador deberá ser de 8000 hp para la condición estática y de 5000 hp para la condición de cadena en movimiento.

Debido a que las compañías arrendadoras de los remolcadores los costean en función de su potencia instalada \$/hp, el conocer los requerimientos reales de potencia para la movilización es muy útil y permite invertir efectivamente los recursos.

La información anterior permite saber cuál es el rango de la potencia máxima y mínima con la que se debe contratar los remolcadores para efectuar del trabajo de posicionamiento de la plataforma.

El número de remolcadores puede variar de dos a tres y será función de la celeridad con que se requiera que la plataforma entre en operación, con ello su cuota cambie, y del procedimiento seleccionado de anclaje. El procedimiento más común es el que incluye 3 remolcadores ya que optimiza el tendido de las anclas y ahorra tiempo durante las operaciones de movilización de la unidad y del tendido de anclas.

4.1.1 Determinación de la longitud de cadena necesaria para una plataforma semisumergible

Para efectuar el anclado con seguridad de una plataforma semisumergible será indispensable conocer la cantidad de cadena necesaria para asegurar el equipo en su locación. Normalmente, las plataformas incluyen las tablas que indican la longitud de cadena mínima necesaria para diferentes tirantes de agua en la documentación proporcionada por el fabricante; así como listados de computo que indican la longitud de cadena que deberá recuperarse o liberarse para el reposicionamiento de la plataforma en función de la distancia requerida para moverse y su dirección.

TABLE 1-5
REQU I R E D L I N E L E N G T H S
V S
M A X I M U M T E N S I O N

--- F O R D E P T H S F R O M 1 2 0 1 . T O 1 5 0 0 . F T ---
M A X I M U M T E N S I O N M I N I M U M
D E F O R M A T I O N L I N E L E N G T H
--(KIPS)-- --- (FT) ---

120.00	2003.45
140.00	2236.17
160.00	2441.89
180.00	2628.26
200.00	2799.90
220.00	2959.83
240.00	3110.16
260.00	3252.43
280.00	3387.83
300.00	3517.25
320.00	3641.43
340.00	3760.96
360.00	3876.32
380.00	3987.91
400.00	4096.10
420.00	4201.17
440.00	4303.37
460.00	4402.93
480.00	4500.64
500.00	4594.88
520.00	4687.60
540.00	4778.33
560.00	4867.20
580.00	4954.32
600.00	5039.78
620.00	5123.68
640.00	5206.10
660.00	5287.11
680.00	5366.70
700.00	5445.20

Ilustración 193 Ejemplos de listado para una plataforma tipo Pacesetter II con diferentes longitudes de cadena y sus correspondientes tirantes de agua

La operación de reposicionamiento de la plataforma es común; por ejemplo, será necesario mover la plataforma algunos metros fuera del centro de pozo para cuando se bajen los preventores, previniendo que en el caso de que éstos se llegaran a desconectar y caigan, golpeen al cabezal de 18 ¾ in y dañen al pozo. Otras situaciones de reposicionamiento son: cuando por mal tiempo o fuerte marejada algún ancla se llega a mover de su posición en el lecho marino y cuando al estar perforando el agujero piloto se encuentre gas superficial y no sea posible controlarlo.

La longitud de cadena a mover para reposicionar el equipo es principalmente función de la geometría que tenga en tendido de las ocho anclas, así como de la profundidad del tirante de agua.

En la Ilustración 194 se muestran algunos de los patrones de anclaje comunes para las unidades flotantes.

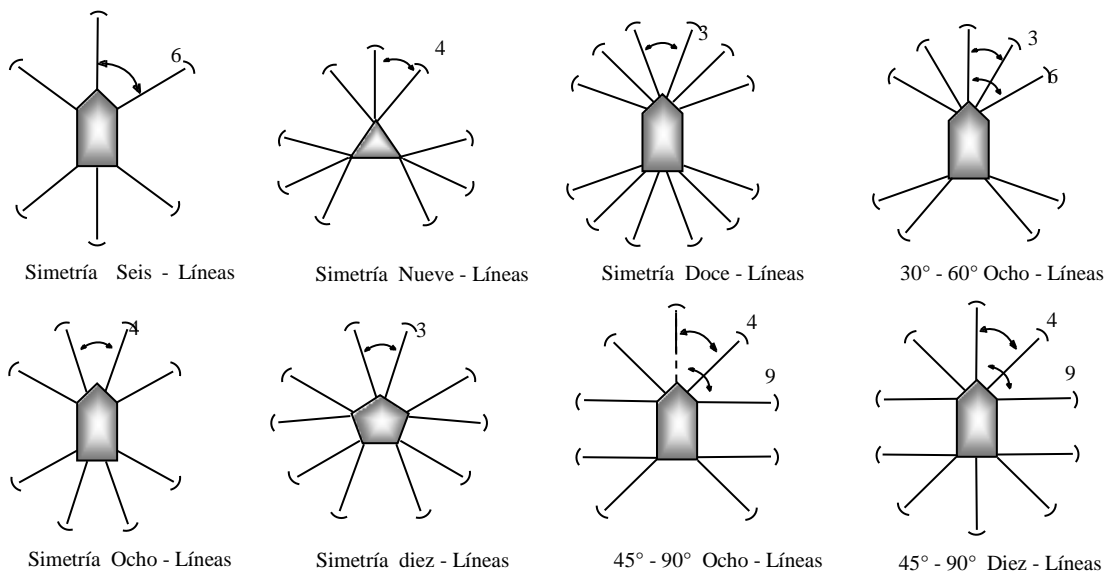


Ilustración 194 Principales patrones de anclaje en equipos flotantes

4.1.2 Procedimiento operativo para el tránsito y anclado de una plataforma semisumergible

Se ejemplificarán las condiciones óptimas de arribo de una plataforma semisumergible a la localización, disminuyendo el número de movimientos con los barcos de apoyo. Para el remolque de la unidad se utilizaran 3 barcos remolcadores cuya potencia mínima debe ser calculada de acuerdo al procedimiento descrito al inicio del subtema 4.1.

Será necesario el apoyo de 2 barcos remolcadores a la proa de la Plataforma: uno para cada pontón y un 3er. remolcador en popa utilizado para el frenado.

Procedimiento:

1. El ancla No. 2 se debe sostener con el *chaser* y el cable de maniobra del remolcador de proa-babor con Remolcador No.1. El Remolcador No. 2 deberá ir conectado a la tira del cable-remolque de la plataforma del lado proa-estribor (ver Ilustración 195).

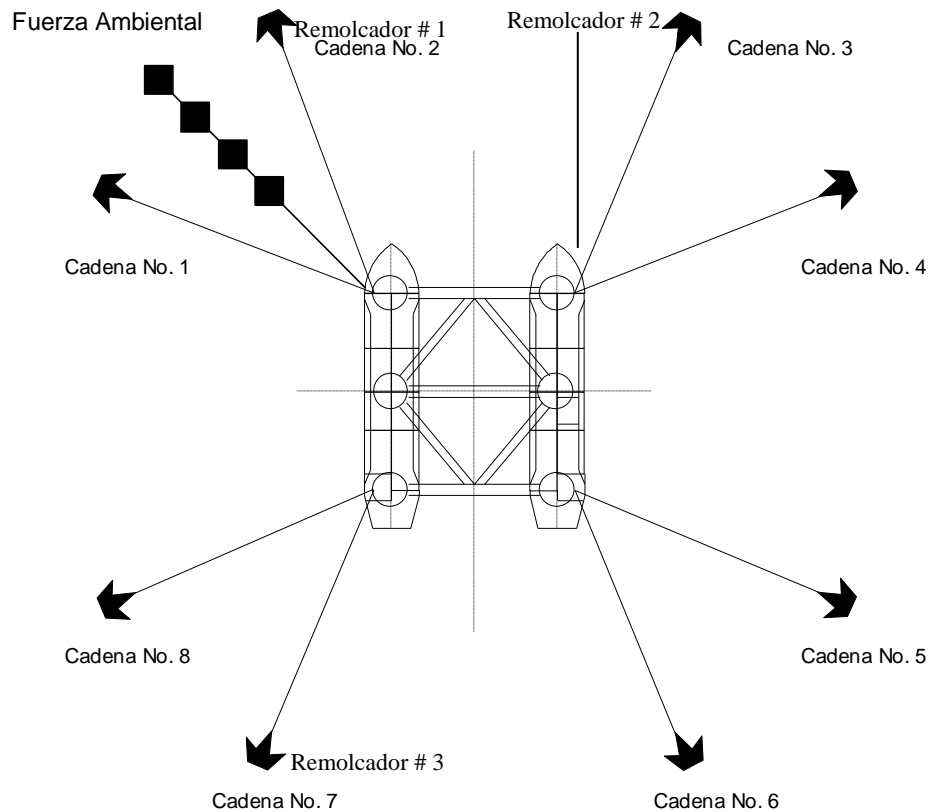


Ilustración 195 Posiciones iniciales para el anclado de la unidad

2. El Remolcador No. 3 deberá tener engrilletado el chaser y cable pendiente del ancla No.7 (Popa-babor), la cual deberá estar suspendida algunos metros bajo el casco del remolque. Cuando se acerque a la localización, este remolcador iniciará el proceso de frenado de la Plataforma conforme a indicaciones del Cuarto de Control (Ver Ilustración 195).

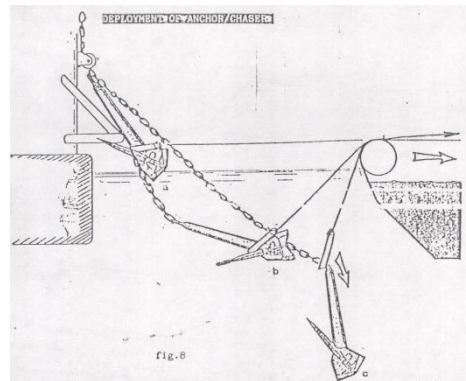


Ilustración 196 Chaser del barco remolcador jalando un ancla de la plataforma

3. De acuerdo al programa de arribo a la localización y conociendo previamente los puntos donde deberán quedar fondeadas las anclas de la plataforma, la plataforma se aproximará a la localización pasando por el punto donde deberá quedar colocada el ancla No. 6. Doscientos o trescientos metros antes de llegar a este punto se deberá iniciar a bajar el ancla de referencia del malacate correspondiente a bordo;

100 m antes de llegar a la localización se deberá fondear el ancla No.6 y darle cadena, debido a que el movimiento de la Plataforma continuará arrastrando la cadena muy cerca de su posición programada; se deberá continuar dándole cadena hasta que la Plataforma llegue a las coordenadas de la localización. Acto seguido se procede a largar cadena al Barco Remolcador No.1 para que lleve y fondee el ancla No.2 en su posición programada; mientras que el Remolcador No.2 y No.3 mantienen la Plataforma en posición.

4. Una vez posicionada el ancla No. 2, el Remolcador No. 3, que mantenía suspendida el ancla No.7, procede a fondearla en su posición programada; simultáneamente, el Remolcador No.1 se acerca a la Plataforma para recibir cable pendiente y chaser del ancla No. 3, remolcándola hasta su posición programada.
5. El mismo procedimiento deberá de seguirse con las 4 anclas restantes, trabajando siempre en pares diametralmente opuestos.
6. Una vez que las 8 anclas han sido fondeadas y la Plataforma se encuentre a metros de la localización, de 15 a 30 m, se procede a tensionar las cadenas para alcanzar la posición final sobre las coordenadas del Objetivo.
7. Se lastra la Unidad de calado de tránsito a calado de operación.
8. Se inician operaciones de perforación

De esta manera la secuencia de anclado de la plataforma será:

- Ancla # 2 con Remolcador No.1
- Cable remolque de lado proa-estribor con Remolcador No.2
- Ancla # 7 con Remolcador No. 3
- Ancla # 6 fondeada con la plataforma
- Ancla # 3 con Remolcador No. 1
- Ancla # 4 con Remolcador No. 1
- Ancla # 8 con Remolcador No. 3
- Ancla # 1 con Remolcador No. 2
- Ancla # 5 con Remolcador No. 1

4.1.3 Procedimiento operativo para el desanclado de la plataforma

El desanclado de la plataforma requiere la siguiente logística:

1. Se bajan cargas de cubierta de plataforma, asegurar preventores y abatir quemadores.
2. Se deslastrar la plataforma de calado de operación a calado de tránsito, durante el deslastrado efectuar check-list a los 2 barcos remolcadores de apoyo.
3. De acuerdo a la secuencia programada de desanclado y con apoyo de la grúa de abordó, se procede a bajar el cable pendiente y chaser del ancla No. 1 al 1er. Barco Remolcador. Una vez que el cable pendiente ha sido colocado sobre su cubierta, se procede a engrilletar el mismo con el cable de maniobra del malacate del barco remolcador.
4. Se efectúa el procedimiento del punto número 3 con el 2do. Barco remolcador y la cadena diametralmente opuesta, el ancla No.5.
5. Los barcos remolcadores proceden a jalar cable pendiente y chaser hacia donde se encuentra posicionada el ancla. El cuarto de control procede a darle el rumbo y la distancia de dónde se encuentran ubicadas las anclas. En el caso de que el chaser se atore, el barco remolcador regresará un tanto e intentará pasar nuevamente hasta alcanzar al ancla en cuestión.
6. Una vez que el chaser se encuentra atorado en el ojo del ancla, el barco remolcador procederá a levantar el ancla con ayuda de su malacate, Boyar Pull, y la mantendrá sostenida mientras que con el malacate de abordó se procederá a recuperar cadena hasta que el ancla sea colocada en su varadero.
7. Una vez varada la ancla y con apoyo de la grúa de abordó, se procederá a desengrilletar el cable pendiente y chaser del cable de maniobra del barco remolcador colocando éste en sus descansos de la borda correspondiente.
8. Se repite el procedimiento anterior de acuerdo al programa de desanclado para las anclas restantes.

4.2 Pruebas necesarias antes de iniciar la perforación de la primera etapa

Antes de iniciar la perforación de la primera etapa se realizan la prueba de Jets y/o de agujero piloto y la prueba de penetración de suelo.

4.2.1 Prueba de Jets y/o agujero piloto

La prueba de Jets involucra a una barrena pequeña, de aproximadamente 8 ½ a 12 ¼ in, que utilizará la potencia de chorro a través de sus toberas con el propósito de sentar la tubería de revestimiento estructural de 30 in de la manera más óptima, rápida y segura. El objetivo de hacer una prueba de Jets consiste en determinar la consistencia del suelo: si es blando o duro. Un suelo blando permitirá bajar la tubería de revestimiento estructural de 30 in por el método de Jets, que se describirá posteriormente; en caso de que el suelo sea duro, se deberá de perforar un agujero de 36 in para sentar la TR de 30 in y cementarla (Drill-Well Inc, 1991).

La prueba de Jets se efectúa principalmente durante la perforación de pozos en aguas profundas, esto se debe a que si la formación es blanda de acuerdo al método de Jets, se puede ahorrar considerablemente el tiempo de operación mediante el hincado de la TR de 30 in. De otra forma, se necesitará perforar el agujero de 36 in, hacer el viaje de sacar la barrena de 36 in, volver a entrar al agujero de 36 in con la TR de 30 in y efectuar su cementación, todo esto puede evitarse y es más costeable en aguas profundas que en aguas someras.

Por otro lado los sedimentos en aguas profundas tienden a ser más blandos que los sedimentos de aguas someras, esto se debe a que los depósitos de sedimentos en las cuencas profundas son de un ambiente de baja energía, haciendo más factible el proceso de Jets en aguas profundas.

Un aparejo típico a utilizar para esta prueba es el siguiente:

Bna 8½ in (3 toberas de 18/32 in)

Porta barrena

2 lastrabarrenas de 6½ in

1 estabilizador de 8½ in

1 lastrabarrena de 6½ in

Combinación

Tubería pesada y/o tubería de perforación como sea necesaria.

El aparejo listado arriba es típico, pero puede variar dependiendo del equipo disponible en el navío. El principal factor a considerar en la selección del aparejo de fondo para correr la prueba de Jets es generar un espacio anular pequeño entre el hoyo y el aparejo para que se genere una gran caída de presión por fricción a altos gastos de circulación. Si el pozo se arranca, lodo pesado puede ser bombeado a alto gasto llenando el espacio anular y matando el pozo (Drill-Well Inc, 1991).

La prueba de agujero piloto consiste en perforar un agujero piloto desde el punto final de la prueba de Jets hasta 30 m abajo del asentamiento proyectado de la zapata de la TR superficial de 20 in. El propósito de perforar un agujero piloto es determinar la presencia o ausencia de gas somero superficial.

De manera similar a la prueba de Jets, en aguas profundas, la prueba del agujero piloto se efectúa frecuentemente antes de iniciar la perforación de la etapa conductora (TR de 30 in) ya que se puede ahorrar considerablemente el tiempo de perforación de la etapa de 26 in con retornos al fondo marino; de lo contrario se deberá instalar el conector de pernos y el Riser para continuar la perforación de esta sección con retornos al navío.

Sin embargo, para propósito de control de pozo, antes de intentar perforar con retornos al fondo marino se debe determinar la presencia de gas somero. El E.A entre la barrena de 26 in y el aparejo de fondo a usar para perforar su agujero es muy grande y puede ser extremadamente difícil o imposible controlar el flujo de gas al perforar con retornos al fondo marino, la perforación del agujero piloto hace más segura tal operación.

En la actualidad la prueba del agujero piloto se realiza utilizando una barrena de $9\frac{7}{8}$ in PDC conectada a un motor de fondo de $8\frac{1}{4}$ in con lastrabarrenas de $7\frac{3}{4}$ in ya que operando en aguas profundas y con altas corrientes marinas no es buena práctica rotar la tubería de perforación mientras se perfora el agujero piloto.

4.2.1.1 Procedimiento para efectuar la prueba de Jets

1. Se mueve la plataforma aproximadamente 30 m fuera de la localización del pozo.
2. Se arma el aparejo de fondo, BHA, para la prueba de Jets. Se toca el fondo marino y se anota esta profundidad.
3. Se alcanza la profundidad propuesta para el asentamiento de la TR estructural de 30 in por medio del chorro a presión de la barrena.
 - a. Se usa sólo una bomba a bajo gasto (entre 1 y 2 bmp)
 - b. Se utiliza agua de mar como fluido para bombear
 - c. Se mantiene un peso mínimo sobre la barrena de 0-2.2 ton

Nota: Si no se puede mantener una velocidad de penetración, ROP, mínima de 6 m/hr, será necesario perforar para alcanzar la profundidad de asentamiento de la TR estructural de 30 in.

4. Si se observa cualquier indicación de flujo (como variaciones en la presión de bombeo o burbujas de gas), se efectuarán las siguientes revisiones:
 - a. Manteniendo el bombeo, se sumerge la cámara de TV submarina aproximadamente 10 m arriba del lecho marino; mientras se baja la cámara, se mantiene en movimiento lento la tubería, para reducir la posibilidad de una pegadura por presión diferencial.
 - b. Se cesa el bombeo.
 - c. Se observa el pozo por cualquier manifestación de flujo.
 - d. Si el pozo no está fluyendo, se continúa con el bombeo, se saca la cámara y se continúa con la prueba.

- e. Si el pozo está fluyendo:
 - i. Se bombea lodo pesado premezclado lo más rápidamente posible, a la máxima presión de bombeo permitida por las camisas de las bombas.
 - ii. Si el flujo se detiene, se continúa monitoreando el pozo y se llama a la base para definir programa. El programa puede ser desde esperar a que se depresione la burbuja de gas y continuar la operación, hasta cambiar de localización.
 - iii. Si el flujo continúa y no es peligroso para el personal o el navío, se mantiene en la locación y se monitorea el pozo por cualquier cambio de las condiciones. Se mezcla más barita y lodo pesado adicional y se bombea dentro del pozo.
 - iv. Si el pozo continúa fluyendo y es inminente el peligro para el personal o la plataforma, se saca la sarta de perforación arriba del lecho marino y se aleja la plataforma de perforación de la localización, se termina de recuperar la sarta y la cámara submarina.
- 5. Después de verificar que el pozo está estático se continúa con la prueba de agujero piloto.

4.2.1.2 Procedimiento de prueba del agujero piloto

- 1. A partir de la profundidad a la que se terminó la prueba de Jets, se perforará el agujero piloto, con agua de mar, 30 m debajo de la profundidad de asentamiento de la TR de 20 in conductora.
 - a. Tan pronto como sea posible, después de iniciar a perforar al agujero piloto, se mantiene un gasto constante de 400 gmp.
 - b. Mientras se perfora, se bombean baches de bentonita pre-hidratada como sea necesario para mantener el agujero en condiciones.
 - c. Se mantienen las condiciones de perforación lo más constantes posibles para que, en función de la velocidad de penetración, se pueda evaluar la firmeza de la formación; cuando se requiera, se pueden ajustar los parámetros para mantener un ritmo de penetración satisfactorio.

2. Si se observan indicaciones de flujo, se observará el pozo y se efectuará el procedimiento listado en el inciso 4 de la prueba de Jets descrito anteriormente.
3. Después de alcanzar la profundidad de prueba y de haber verificado el pozo estático, se llena el agujero con lodo pesado y se cementa si es necesario.
4. Si todo lo anterior procede se ha resuelto satisfactoriamente, se recupera la sarta de perforación.
5. Se regresa el equipo a la localización y se efectúan preparativos para realizar la prueba de consistencia de suelo y/o perforar el agujero de 36 in o se sienta la TR estructural de 30 in por el método de Jets.

4.2.2 Prueba de penetración de suelo

La prueba de penetración de suelo permitirá determinar la profundidad de los sedimentos blandos no consolidados del fondo marino. Para esta prueba, la línea de turbidez, LDT, se define como el punto en el cual la visibilidad de TV submarina se pierde; ya que la sarta de perforación y la cámara submarina se bajan lentamente, se puede apreciar este momento. La línea de suelo competente, LSC, está definida como el punto en el cual la barrena de 26 in no puede penetrar el fondo marino con un peso sobre la barrena de 2.2 ton durante un periodo de 5 minutos (Drill-Well Inc, 1991).

Para poder observar la reentrada dentro del pozo es necesario mantener la base guía permanente, BGP, fuera de la zona blanda (zona sin consolidar, es decir, turbia y fangosa). Sin embargo, aquí se encuentra una limitación estructural en la TR, ya que la altura que sobresale de tubería debe ser capaz de tolerar las cargas dinámicas del Riser y los preventores sin exceder su resistencia al doblamiento, tensión y colapso. Generalmente al utilizar una TR de 30 in y un espesor de pared de 1^{1/2} a 2 in en grado X-52, es posible que la longitud sobresaliente de TR sea hasta de 10m.

Normalmente cuando no se corre la base guía temporal, BGT, el agujero de 36 in es perforado, la TR de 30 in llega al fondo y la BGP se queda por encima de la zona turbia para poder ser vista por la cámara submarina. La distancia que separa la BGP de la LSC también previene la acumulación de los recortes y cemento que se forman alrededor de la BGP y pueden interferir en la recuperación de los cabezales si el pozo es abandonado.

Por ejemplo, para el Golfo de México una distancia adecuada entre la LSC y la BGP es de 3 a 4.5 m. En caso de que la LDT sea bastante espesa y las limitaciones estructurales de la TR puedan ser excedidas, se deberá incrementar el grado de material y/o aumentar el espesor de la pared de la TR.

Después de determinar la línea de suelo competente, es común incrementar el peso sobre la barrena a 5, 7 y 10 ton y se anota la penetración. La resistencia del suelo puede calcularse con la siguiente ecuación (Drill-Well Inc, 1991):

$$C_s = \frac{1}{9} \left(\frac{\text{peso sobre la barrena}}{\text{área de la barrena}} \right)$$

Donde: C_s es la resistencia del suelo, lb/ft²

El peso sobre la barrena está en libras

El área de la barrena está en ft²

Con esta información, el gradiente de resistencia del suelo puede ser determinado graficando las profundidades alcanzadas contra la resistencia del suelo, C_s .

4.2.2.1 Procedimiento para la prueba de penetración de suelo

1. Se arma el aparejo para la prueba penetración de suelo de acuerdo a la siguiente distribución:
 - Bna 26 in (3 toberas de 20/32 in)
 - Porta barrena
 - 3 lastrabarrenas de 9 in
 - Combinación
 - 6 lastrabarrenas de 7¾ in
 - Combinación
 - 9 tramos de tubería pesada
 - Tubería de perforación como se requiera
2. Se baja el aparejo de prueba hasta que la barrena quede aproximadamente 6 m arriba del fondo marino y se baja la cámara submarina de manera que la barrena pueda verse.
3. Lentamente, se baja la sarta de perforación hasta observar que la barrena empieza a desaparecer dentro del lodo, línea de turbidez.
4. Se continúa bajando la sarta lentamente hasta que el fondo marino soporte 2.2 ton por 5 minutos sin continuar metiéndose en la formación. A esta profundidad se localiza la línea de suelo competente, LSC.
5. Se efectúa la resta entre la LCD y la LDT para obtener el espesor de la zona fangosa y turbia.
6. Se continúa con la prueba de penetración incrementando el peso sobre la barrena a 5 ton, 7 ton y 10 ton, anotando respectivamente la penetración.

Nota: si la localización no es aceptable, debido a que el espesor de la zona lodosa es muy grande, será necesario incrementar el grado de acero y espesor de pared de la TR de acuerdo con la longitud de tubería que quede descubierta.
7. Después de completar la prueba, se saca el aparejo y se recupera la cámara submarina.
8. Se efectúan preparativos para perforar la etapa de 36 in o sentar la TR de 30 in por el método de Jets.

4.3 Opciones primarias de inicio de pozo en la etapa conductora de 36 in

Existen tres opciones primarias para sentar la tubería de revestimiento estructural de 30 in en los equipos de perforación flotantes:

1. Perforar el agujero de 36 in sin utilizar la Base Guía Temporal, BGT; correr y cementar la tubería de revestimiento de 30 in.
2. Perforar el agujero de 36 in utilizando la Base Guía Temporal, BGT; correr y cementar la tubería de revestimiento de 30 in,
 - a. Corriendo la BGT con la herramienta convencional para bajar la BGT.
 - b. Corriendo la BGT con el aparejo de fondo para perforar a 36 in y la herramienta para bajar la BGT con la doble J.
3. Sentar la tubería de revestimiento de 30 in por el método de Jets.
 - a. Método convencional.
 - b. Sentando la TR de 30 in y perforando el agujero de 26 in utilizando la herramienta de J doble.
 - c. La técnica anterior pero utilizando motor de fondo.

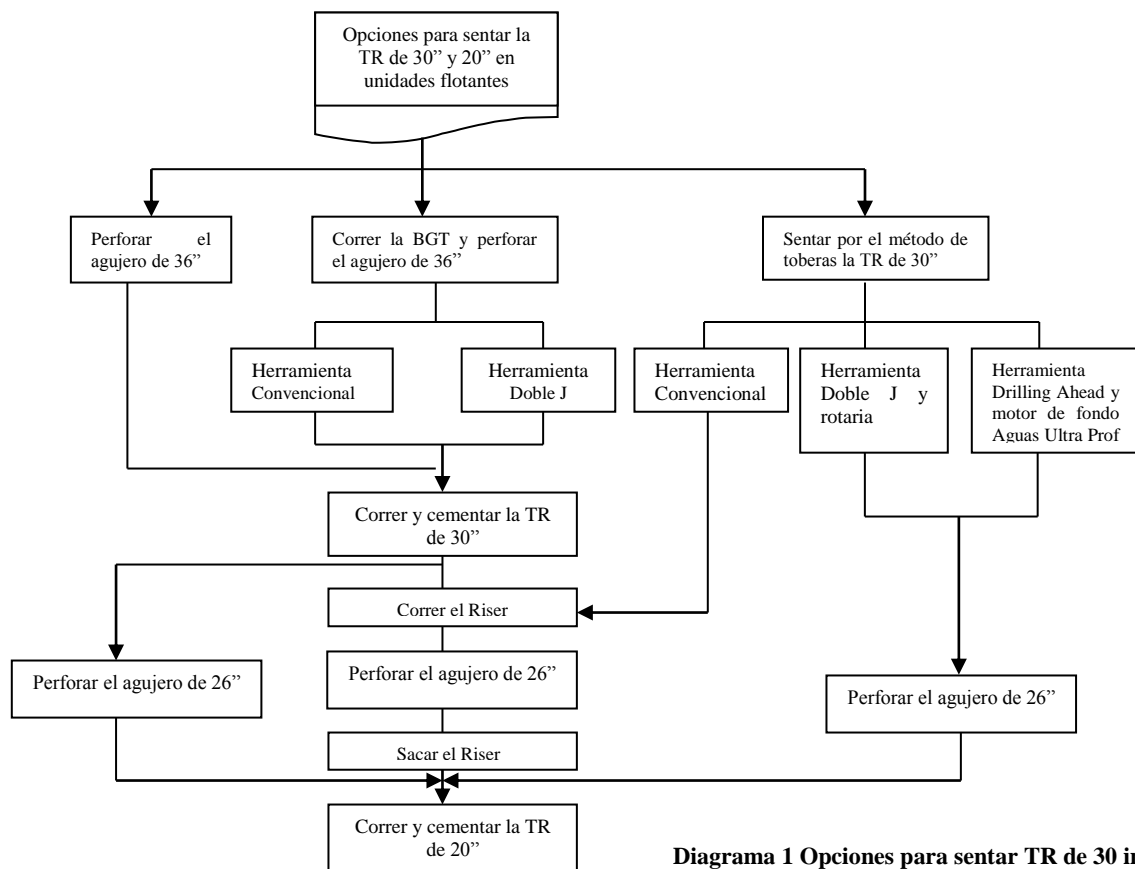


Diagrama 1 Opciones para sentar TR de 30 in

4.3.1 Perforando la etapa de 36 in sin colocar la Base Guía Temporal, BGT

Después de la operación de anclado del equipo y de haber terminado las pruebas requeridas, se puede iniciar a perforar el agujero de 36 in. Si no se utilizará la Base Guía Temporal, la primera operación consistirá en armar el aparejo de 36 in, bajarlo y tocarlo en el fondo marino. El agujero será perforado con agua de mar y baches viscosos de bentonita hasta alcanzar la profundidad de asentamiento de la TR de 30 in, después se procede a tomar una desviación. El agua de mar será desplazada por un lodo viscoso, se recuperará la sarta y se efectuarán preparativos para correr la TR estructural de 30 in.

La profundidad de asentamiento de la TR de 30 in normalmente se ubica en rangos de entre 30 a 100 m abajo de la línea de suelo competente. El agujero de 36 in deberá perforarse de manera que el cabezal de 30 in quede a la altura deseada arriba del lecho marino cuando la zapata de la TR de 30 in descansa en el fondo del agujero.

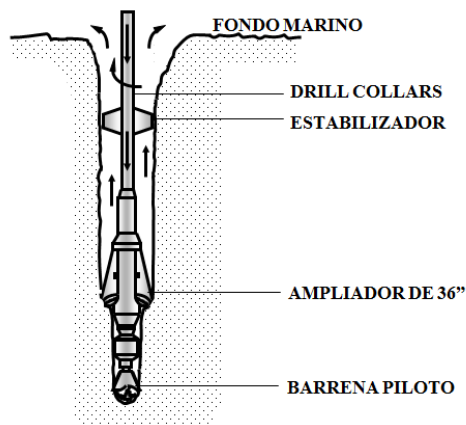


Ilustración 197 Perforando agujero para la TR estructural sin usar la BGT

4.3.1.1 Procedimiento de perforación

1. Se arma el aparejo de fondo para perforar el agujero de 36 in
2. Se baja la sarta de perforación a tocar fondo marino
3. Se cargan 2.2 ton de peso sobre la barrena y se anota la profundidad
4. Se inicia la perforación del agujero de 36 in con agua de mar y baches viscosos de lodo bentonítico como se requieran. Se perfora la primer lingada a bajo gasto con la finalidad de evitar el lavado excesivo de la formación.

5. Cada vez que se efectúe conexión se coloca un bache de 7 a 8 m³ de lodo viscoso para prevenir la formación de cavernas en el agujero.
6. Se perfora el agujero faltante con el peso mínimo sobre la barrena para control de la desviación, a un gasto promedio de 800 gpm y con agua de mar. Si durante la perforación existiera cualquier indicación de flujo de gas, se deberá seguir el procedimiento descrito antes en el inciso 4 de la prueba de Jets.
7. Al alcanzar la profundidad total, se circula para limpiar el agujero, se toma desviación, se efectúa viaje corto y se desplaza el agua de mar por lodo bentonítico hasta llenar el agujero.
8. Si el agujero está bien, se procede a sacar la sarta del agujero y se quiebra el aparejo de fondo de 36 in.
9. Se efectúan preparativos para correr la TR de 30 in estructural.

4.3.2 Perforando la etapa de 36 in colocando la Base Guía Temporal, BGT

La Base Guía Temporal debe de correrse siempre que se anticipen problemas para volver a entrar en el agujero. Las principales condiciones en las cuales se requiere de una BGT son: agua profunda y alta corriente. El uso de la BGT es más aplicable cuando el fondo es consolidado. Con un fondo blando, la BGT puede hundirse dentro del fango o en el cono que se creó cuando el agujero de 36 in fue perforado.

La BGT deberá correrse únicamente cuando las condiciones garanticen su uso, debido a que se deberá gastar tiempo adicional en la instalación y recuperación de la misma si el pozo es abandonado.

Las principales diferencias entre perforar el agujero de 36 in con la BGT y sin ella son:

1. Cuando la BGT está instalada, los primeros metros del agujero son perforados sin usar las bombas, esto reduce la posibilidad de lavado del pozo debajo de la BGT. Cuando la BGT no es corrida, los primeros metros para perforar el agujero se hacen con bombas a bajo gasto para generar un cono pequeño el cual ayudará a guiar la zapata dentro del agujero.

2. Cuando la BGT está instalada, la Base Guía Permanente y la TR de 30 in se colocarán sobre la BGT a diferencia del procedimiento de cuando no se utiliza la BGT, en el cual se perfora al agujero de 36 in a una profundidad tal que el cabezal de la TR de 30 in quede a una altura deseada sobre el lecho marino y la zapata descansa sobre el fondo del agujero.

La Base Guía Temporal puede correrse de dos maneras: Utilizando la herramienta convencional (J) y por medio de la herramienta Doble J, a la última va conectado el aparejo de fondo de 36 in. El uso de la herramienta Doble J, permite bajar la BGT y continuar perforando el agujero de 36 in sin hacer el viaje extra de sacar la herramienta convencional y meter el aparejo para perforar el agujero de 36 in.

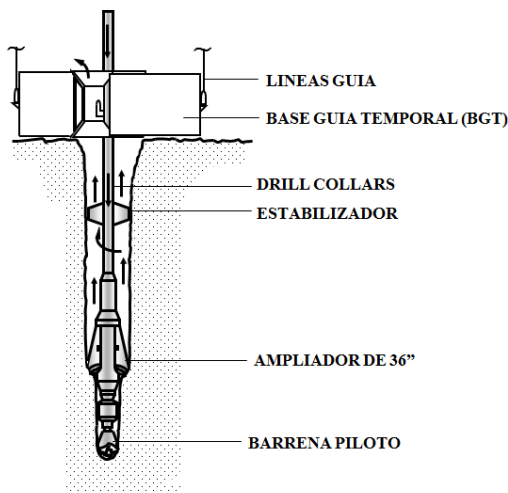


Ilustración 198 Perforando agujero para la TR estructural con la BGT instalada, usando la "J" sencilla

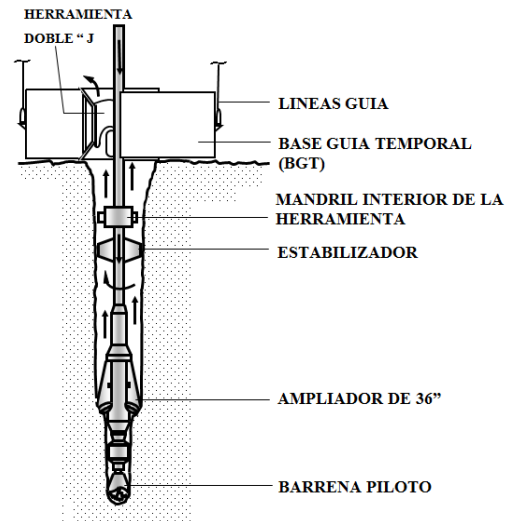


Ilustración 199 Perforando agujero para la TR estructural con la BGT instalada usando la Doble J

Para usar el método de la Doble J, se debe haber efectuado la Prueba de Tobera ya que será necesario meter la barrena piloto y el amplificador de 36 in únicamente con la potencia de chorro a través de las toberas hasta que la BGT se coloque sobre el lecho marino y la herramienta Doble J pueda liberarse. Si la información obtenida de la prueba de Tobera indica que es posible meterse hasta 3 m dentro del lecho marino, se puede usar este método, de lo contrario se tendrá que perforar de la manera convencional.

Cuando la BGT se va a bajar y el agujero de 36 in se va a perforar usando la herramienta Doble J, el aparejo de fondo consistirá en:

- Barrena piloto de 17½ in
- Barrena ampliadora de 36 in
- Herramienta Doble J
- Lastra barrenas (9)
- Combinación
- Tubería pesada HW
- Tubería de perforación como se requiera

Equipo especial necesario para correr la BGT en equipos flotantes:

- a. Base Guía Temporal
- b. Herramienta para correr la TR
 - b.1 Herramienta convencional (J)
 - b.2 Herramienta Doble J
- c. Indicador de pendiente
- d. Sistema de TV submarina
- e. Estructura guía universal
- f. Ampliador hidráulico a 36 in

4.3.2.1 Procedimiento para instalar la Base Guía Temporal, BGT, con herramienta convencional

1. Se coloca la BGT sobre el contrapozo, Moon Pool, directamente debajo de la mesa rotaria.
2. Se lastra la BGT utilizando una mezcla de barita y cemento.
3. Se colocan los cables guía a la BGT.
4. Se coloca la estructura guía universal a los cables guía.
5. Se coloca la herramienta para correr la BGT (J) a la BGT.
6. Se instala el indicador de pendiente a la BGT.

7. Se instala la cámara de TV submarina a los cables guía.
8. Se baja la BGT al fondo con la tubería de perforación.
9. Se mantienen los cables guías flojos mientras se baja la BGT, se monitorea que las líneas de los cables guía no lleguen a tensarse.
10. Se sienta la BGT en el fondo.
11. Se observa el indicador de pendiente con la cámara submarina.
Nota: La BGT deberá ser levantada y eliminada si la inclinación excede de 2°. Si no es posible nivelar la BGT, se considera la posibilidad de mover ligeramente la posición de la BGT respecto de la localización original y se intenta colocar nuevamente la BGT.
12. Después de que la BGT ha sido sentada y nivelada, se coloca una marca en la tubería cuando aún está en la mesa rotaria, se mide la profundidad y se anota la distancia entre la BGT a la mesa rotaria.
13. Se libera la herramienta para bajar la BGT.
14. Se pone tensión aproximada de 1 ton sobre el peso del cable a cada línea guía.
15. Se recupera la cámara de TV.
16. Se recupera la herramienta para bajar la BGT.
Nota: Mientras se recupera la herramienta para bajar la BGT, la sarta no deberá rotarse al hacer la desconexión para evitar que la herramienta (J) se enrede con los cables guías.
17. Se efectúan preparativos para perforar el agujero de 36 in.

4.3.2.2 Procedimiento de perforación

El procedimiento para perforar la etapa de 36 in es esencialmente el mismo del que se describió para cuando no se utiliza la BGT. Sin embargo, los cables guía y la estructura guía universal nos aseguran el poder bajar el aparejo de fondo de 36 in dentro de la BGT, y de la misma forma pueden utilizarse las líneas guía para bajar la cámara submarina para observar los retornos durante la perforación.

4.3.2.3 Procedimiento para instalar la Base Guía Temporal, BGT, con la herramienta Doble J y procedimiento de perforación

1. Se coloca la BGT sobre el contrapozo, Moon Pool, directamente debajo de la mesa rotaria.
2. Se lastra la BGT utilizando una mezcla de barita y cemento.
3. Se colocan los cables guía a la BGT.
4. Se coloca la estructura guía universal a los cables guía.
5. Se instala la barrena piloto de 17½ in a la barrena ampliadora de 36 in y ésta a la herramienta Doble (J).
6. Sobre la herramienta Doble (J) se conectan los lastrabarrenas y tubería pesada de acuerdo al diseño del aparejo de perforación.
7. Se coloca la herramienta Doble (J) a la BGT.
8. Se instala el indicador de pendiente a la BGT.
9. Se instala la cámara de TV submarina a los cables guía.
10. Se baja la BGT al fondo con la tubería de perforación.
11. Se mantienen los cables guías flojos mientras baja la BGT, se monitorea que las líneas de los cables guía no lleguen a tensarse.
12. A bajo gasto y con la fuerza de chorro de las toberas se mete la barrena ampliadora en el fondo marino, sin rotación hasta sentar la BGT en el fondo.
13. Se observa el indicador de pendiente con la cámara submarina.
Nota: La BGT deberá ser levantada y eliminada si la inclinación excede de 2°. Si no es posible nivelar la BGT, se considera la posibilidad de mover ligeramente la posición de la BGT respecto de la localización original y se intenta colocar nuevamente la BGT.
14. Después de que la BGT ha sido sentada y nivelada, se coloca una marca en la tubería cuando aún está en la mesa rotaria, se mide la profundidad y se anota la distancia entre la BGT a la mesa rotaria.
15. Se libera la herramienta Doble (J) para continuar perforando el agujero de 36 in.
16. Se pone una tensión aproximada de 1 ton sobre el peso del cable a cada línea guía.

17. Se perfora hasta la profundidad de asentamiento de la TR de 30 in con agua de mar y baches de lodo bentonítico, con la cámara de TV submarina se observan los retornos.
18. Se recupera la cámara de TV submarina.
19. Se recupera la herramienta Doble (J) y el aparejo de fondo.
Nota: Mientras se recupera la herramienta Doble (J), la sarta no deberá rotarse al hacer la desconexión para evitar que la herramienta se enrede con los cables guías.
20. Se efectúan preparativos para correr y cementar la TR de 30 in.

4.3.2.4 Procedimiento para correr y cementar la TR 30 in

Equipos y herramientas necesarios para correr y cementar la TR de 30 in:

- a. Base Guía Permanente
- b. Cabezal de 30 in
- c. Herramienta para correr cabezal de 30 in
- d. Tubería de revestimiento de 30 in
- e. Indicador de pendiente
- f. Sistema de TV submarina
- g. Estructura guía

PROCEDIMIENTO:

1. Se sienta en el contrapozo la Base Guía Permanente, BGP, y se instala el indicador de pendiente.
2. Con la Base Guía Permanente en el contrapozo, se pasan los cables de la Base Guía Temporal a través de las ranuras de los postes de la BGP; si no se bajó la BGT, se instalan los cables guías a los postes de la BGP.

3. Se procede a correr la tubería de revestimiento con la ayuda del elevador de 30 in, mesa Bass Ross, cuñas para TR de 30 in, collarín de arrastre, collarín de seguridad, llaves de fuerza, unidad de potencia y computadora de apriete de acuerdo al programa de ajuste, distribución y llenado, pasando la zapata a través de la Base Guía Permanente.

Nota: Si la BGT fue corrida, se instala la estructura guía universal a los cables guía a nivel del tramo en que se encuentra la zapata, lo anterior con la finalidad de que la estructura guía pueda conducir la TR al agujero sin problemas.

4. Se conecta la última junta a la TR, la cual tiene soldada el cabezal de 30 in.
5. Se arma el stinger para cementar con el cabezal de 30 in en el piso de perforación, para lo cual será necesario utilizar dos elevadores de TP y una placa soporte arriba del cabezal.

Nota: El stinger será aproximadamente de un 80% de la longitud de la TR.

6. Se mete el stinger por lingadas dentro de la TR y se conecta a la parte inferior de la herramienta soldadora.
7. Se conecta la herramienta soldadora al cabezal de 30 in, verificando el apriete y sello entre la herramienta y el cabezal, teniendo cuidado de eliminar los tapones a los puertos de la misma.
8. Se conecta a la parte superior de la herramienta soldadora, la tubería con que se procederá a bajar la TR. Una vez conectado lo anterior, se procede a bajar el cabezal de 30 in a través de la mesa rotaria a nivel del contrapozo y asegurarle la Base Guía Permanente.
9. Se levanta el aparejo para verificar que los seguros trabajan.
10. Se continúa bajando el cabezal de la TR de 30 in a nivel del mar y se permite que ésta se llene completamente con agua de mar a través de los puertos de la herramienta soldadora, una vez que ha sucedido lo anterior, se colocan los tapones a los mismos.
11. Se instala la cámara de TV submarina.

12. Se continúa bajando la TR de 30 in y la base guía permanente con la tubería de perforación llenado la TP cada lingada para evitar el colapso de la TR de 30 in, esto es muy importante, sobre todo si se está en aguas profundas, ya que la presión diferencial puede ser grande.
Nota: Si no fue instalada la BGT, la TR de 30 in deberá bajarse hasta tocar el fondo; en caso de que sí se haya instalado, deberá sentarse la BGP sobre la BGT.
13. Se baja la TV submarina y se observa el ángulo que indica el nivel instalado en la BGP.
Nota: Si se observa un ángulo mayor a $1\frac{1}{2}^\circ$ se deberá levantar el aparejo e intentar reducir el ángulo. Si este no puede ser reducido se deberá considerar reiniciar el pozo.
14. Después de que el aparejo ha sido sentado y nivelado, se circula para acondicionar el agujero.
15. Se efectúa la cementación de acuerdo a su programa.
16. Se verifica si el equipo de flotación trabaja correctamente, no se debe registrar ninguna contrapresión. Se procede a liberar la herramienta para correr el cabezal de 30 in observando los giros con la cámara submarina.
17. Se recupera la cámara y se saca a la superficie el stinger y se lava el cabezal de 30 in.
18. Si el equipo de flotación no trabaja se re-presionará el pozo con el valor de la presión diferencial, se esperara el fraguado y se procede a desconectar la herramienta, recuperar la cámara y sacar el aparejo a superficie.
19. Se efectúa preparativos para perforar la etapa de 26 in.

4.3.3 Asentamiento de la TR estructural de 30 in por el método de toberas

Como un método alternativo para perforar la etapa de 36 in, algunas veces, la TR de 30 in se puede dejar a la profundidad de asentamiento planeada mediante la fuerza de chorro generada por las toberas. Este procedimiento necesita de la Base Guía Permanente, BGP, y los cables guías, no es necesario usar la Base Guía Temporal.

También es posible utilizar la fuerza de chorro generada por las toberas y la herramienta Doble (J) conectada al aparejo de perforación de 26 in. Esta herramienta permitirá que después de que la TR de 30 in alcance su profundidad de asentamiento se continúe perforando la etapa de 26 in sin requerir de un viaje extra para bajar el aparejo de perforación de 26 in.

Cuando el agujero de 26 in es perforado inmediatamente después de haber sentado la TR de 30 in, los retornos serán al fondo marino, por lo que es necesario haber efectuado la prueba de agujero piloto antes de intentar perforar con este método. Debido a que perforar el agujero de 26 in sin la protección del Raiser marino y diverter no es muy crítico en aguas profundas, el método de la Doble (J) es más aplicable en operaciones de aguas profundas que en aguas someras.

Recientemente en México se ha aplicado la técnica de jeteo para asentar la TR de 30 in por medio de la rotación y la potencia ejercida por las toberas de la barrena instalada en el motor de fondo localizado dentro de la TR. Las herramientas Doble (J) y Drilling ahead han sido utilizadas con éxito en aguas profundas y ultra-profundas usando esta técnica, donde los sedimentos del océano son generalmente blandos y se puede considerablemente ahorrar tiempo ya que se evita perforar la etapa de 36 in, el viaje con la TR de 30 in y la cementación de la misma.

Cuando la TR de 30 in es sentada por el método de toberas, no se utiliza cemento para anclar la TR, ya que ésta se sujeta por la fricción con la formación.

Las herramientas y equipo especial necesario para esta operación son:

- a. Base Guía Permanente
- b. Cabezal de 30 in
- c. Herramienta para correr el cabezal de 30 in
 - c.1 Herramienta convencional (J)
 - c.2 Herramienta doble (J)
- d. TR de 30 in
- e. Indicador de pendiente
- f. Sistema de TV submarino / ROV

El aparejo típico para instalar la TR de 30 in consiste en:

Barrena de 26 in

Estabilizador de 9½ in x 26 in

Lastrabarrenas (2) de 9½ in

Estabilizador de 9½ in x 26 in

Lastrabarrenas (1) de 9½ in

Combinación

Lastrabarrenas (6) de 8 in

Herramienta convencional para correr el cabezal (J)

Lastra barrenas de 8 in

Tubería pesada HW

Tubería de perforación

En este método es común colocar el estabilizador arriba de la barrena para centralizarla dentro de la TR. Los lastrabarrenas utilizados abajo de la herramienta para correr TR son de diámetro grande para incrementar el peso del aparejo, el cual ayudara a forzar la fricción entre las paredes del tubo y la formación. La posición en la que quede la barrena es crítica; para que tenga éxito esta operación, la barrena deberá quedar ubicada de 6 a 12 in fuera de la zapata de la TR. Si la barrena no queda fuera de la zapata, el ritmo de penetración se reducirá, pero si la barrena queda muy afuera de la zapata, puede lavarse la formación y disminuir la fricción entre la TR y la formación, así como la estabilidad de la TR.

4.3.3.1 Procedimiento para bajar la TR estructural de 30 in por el método de toberas con herramienta convencional (J sencilla)

1. Se arma y baja la Base Guía Permanente, BGP, al moon pool. Se baja la TR de 30 in con la zapata abierta al diámetro interior de la TR y todas las juntas necesarias de acuerdo al programa de ajuste y distribución de la TR.
2. Se adiciona la última junta, la cual tiene soldado el cabezal de 30 in con la herramienta convencional para correr la el cabezal (J).

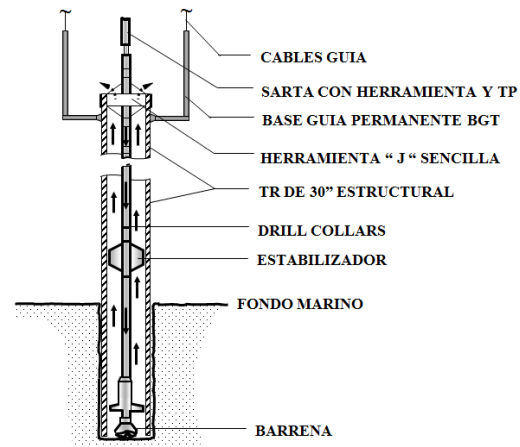


Ilustración 200 Sentando la TR estructural de 30 in por el método de toberas con la herramienta J sencilla

3. Se libera la herramienta para correr TR, se levanta el aparejo de 26 in y se mete dentro de la TR usando los elevadores de la TP y la placa soporte sobre el cabezal de 30 in a nivel de la mesa rotaria. Se conecta el aparejo de toberas de 26 in a la herramienta convencional (J) para correr la TR de 30 in y ésta al cabezal de 30 in. Nota: Se deberá calcular que la barrena quede 6 in dentro de la TR (arriba de la zapata) cuando la herramienta para correr la TR esté sobre el cabezal, de tal manera que cuando la conectemos al cabezal, la barrena quede afuera de la TR entre 6 y 12 in abajo de la zapata.
4. Se verifica el sello hermético entre la herramienta para correr la TR y el cabezal. Nota: Se pinta una raya blanca a la herramienta y al cabezal para poder contar los giros cuando la herramienta sea observada con la cámara de TV.
5. Se baja el cabezal a través de la mesa rotaria hasta la Base Guía Permanente en el contrapozo.
6. Se conecta al cabezal de 30 in, la BGP.
7. Se levanta el aparejo y se verifica que el candado que asegura la BGP opere correctamente.
8. Se baja el aparejo a nivel del mar y se instala la cámara de TV submarina.

9. Se asegura que los tapones de los puertos de la herramienta para correr la TR fueron removidos, ya que los retornos del fluido de perforación y los recortes pasarán por dentro de la TR y a través de los puertos de la herramienta corredora de la TR.
10. Se baja el aparejo hasta 3 m arriba de la línea de turbidez o fango, LDT, y se observa con la cámara de TV.
Nota: Se asegura de no rotar al aparejo mientras baja el aparejo con la TR de 30 in.
11. Se utiliza la cámara de TV para revisar el ángulo en el indicador de pendiente instalado en la BGP, se observan los retornos del fondo marino y se revisa el indicador de pendiente periódicamente, mientras se corre la TR por la fuerza de chorro de la tobera.
12. Se levanta el Kelly y se conecta la mayor parte de tubería posible, inclusive se conectan tramos cortos para bajar la sarta. En el caso de que la TR de 30 in sea demasiado larga para bajarla sin hacer conexión, se deberá sentar en cuñas, hacer conexión por lingadas y continuar bajando. Deberá tratarse de estar sin movimiento y con bombeo el menor tiempo posible.
13. Lentamente se baja la TR hasta la profundidad donde se localiza el nivel de suelo competente, LSC, y se anota la profundidad donde se encuentre una resistencia de hasta 2.2 ton sobre su peso durante 5 minutos.

Nota: Si la profundidad de la LSC no satisface el criterio de asentamiento de la TR de 30 in, por ejemplo, si la longitud a la que deberá quedar descubierta la TR es muy grande (de 5 a 15 m), se debe cambiar la localización a un punto en el que la resistencia del suelo y su profundidad sea adecuada; si no se encuentra, se deberá incrementar el grado y peso de la TR para satisfacer las cargas de los preventores y el Riser.

Algunas veces sucede que la profundidad en la que la TR encuentra una resistencia de 2.2 ton, es mucho menor que la obtenida durante la prueba de consistencia de suelo, esto se debe a que la fuerza de fricción entre la TR y la formación es mayor que con los lastrabarrenas.

14. Cuando se ha encontrado una localización adecuada, se levanta el aparejo del fondo y se llena la TP con lodo viscoso, se baja el aparejo al fondo y se inicia el bombeo a bajo gasto (100 gpm) y peso sobre la TR menor a 5 ton. Se utilizan de 30 a 50 m³ de lodo de alta viscosidad que ayudan a estabilizar la sección superior del agujero, después, se continúa el bombeo con agua de mar. Como la formación está siendo lavada por la acción de la fuerza de chorro de las toberas, la TR lentamente bajará dentro de la cavidad resultante.
15. Se incrementa el gasto de bombeo como se requiera para mantener un ritmo de penetración aceptable, se continúa el proceso hasta que la BGP quede a la altura deseada sobre la línea de turbidez, LDT.
16. Al alcanzar la profundidad de asentamiento de la TR, se circula limpiando el interior de la TR, se desplaza el agua de mar y los recortes mediante lodo viscoso.
17. Con ayuda de la TV submarina y el indicador de pendiente, se revisa si la BGP está nivelada.

Nota: Si se observa un ángulo mayor a 1½° se deberá levantar el aparejo e intentar reducir el ángulo. Si éste no puede ser reducido, se deberá considerar reiniciar el pozo.
18. Una vez que la TR de 30 in ha sido sentada y nivelada, se suelta el peso total del aparejo. Después de haber esperado algunas horas se efectúa una prueba de levante. Se levanta, con el peso que deberá tener la siguiente TR a ser sentada y cementada sobre la TR de 30 in. Esta prueba determina si hay suficiente fricción en el agujero y será capaz de soportar el peso de la siguiente sarta antes de cementar.
19. Se libera la herramienta (J) para correr la TR observando los retornos con la cámara submarina.
20. Se recupera la TV, se saca el aparejo a superficie y se quiebra, se lava el cabezal mientras se saca la tubería del agujero, se mide exactamente la profundidad a la que quedó el cabezal.
21. Se efectúan los preparativos para perforar la etapa de 26 in.

4.3.3.2 Procedimiento para bajar la TR estructural de 30 in por el método de toberas con herramienta Doble J

El procedimiento para bajar la TR estructural de 30 in por el método de toberas con la herramienta Doble (J) es esencialmente el mismo que el procedimiento con la herramienta convencional descrito anteriormente. Sin embargo, el incluir la herramienta Doble (J) en la sarta de perforación permitirá continuar la perforación de la etapa de 26 in, una vez que la TR de 30 in y su BGP se han sentado con éxito a su profundidad de diseño.

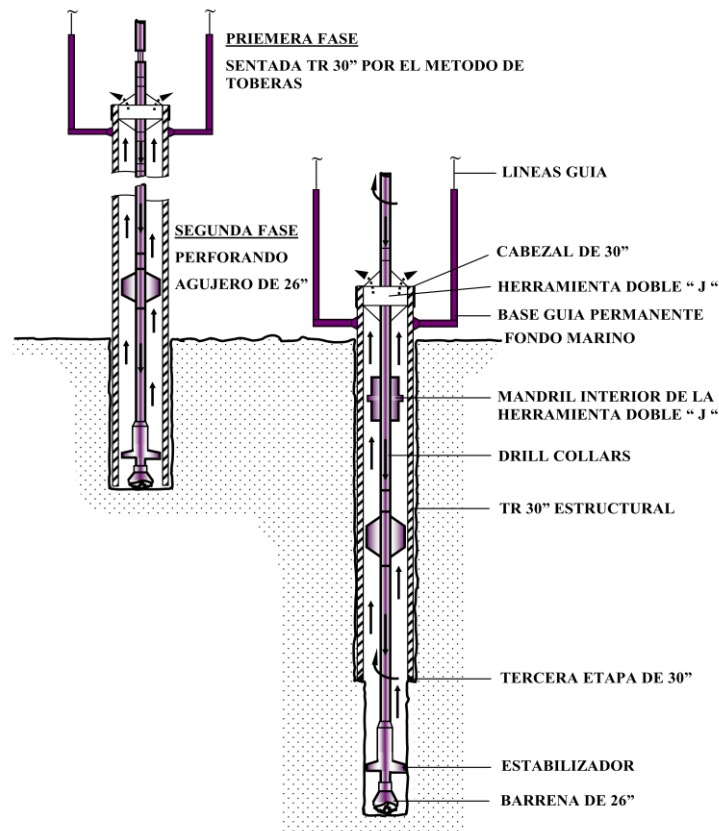


Ilustración 201 Sentando la TR estructural de 30 in por el método de toberas perforando la etapa de 36 in, con la herramienta Doble J en un solo viaje

4.3.3.3 Procedimiento para bajar la TR estructural de 36 in por el método de toberas y continuando la perforación con la herramienta Drilling Ahead y motor de fondo (Aguas ultra-profundas)

El procedimiento para bajar la TR estructural de 36 in por el método de jeteo con la herramienta Drilling Ahead y motor de fondo es en esencia muy parecido al establecido para el que se utiliza la herramienta Doble (J) en la sarta de perforación; sólo que en la modalidad de aguas ultra-profundas no se usa la BGP, en su lugar se utiliza la placa deflectora de hidratos o Mud Mat; tampoco se utilizan la cámara de TV ni la guía universal, debido a la gran profundidad, se utilizará el ROV para dar una ayuda visual respecto a lo que está sucediendo en el fondo; el aparejo de fondo (BHA) se modifica por uno que está instrumentado con herramientas de última tecnología de medición de parámetros como LWD, PWD y MWD, con transmisión de datos a superficie en tiempo real; adicionalmente un motor de fondo como el Power Drive, que tiene la capacidad de mantener la vertical el pozo de manera automática, permitirá perforar la siguiente etapa en un sólo viaje al desconectar el mandril de la herramienta Drilling Ahead del cabezal de baja presión y continuar perforando hasta el término de la etapa, obteniendo ahorros en los tiempos de perforación.

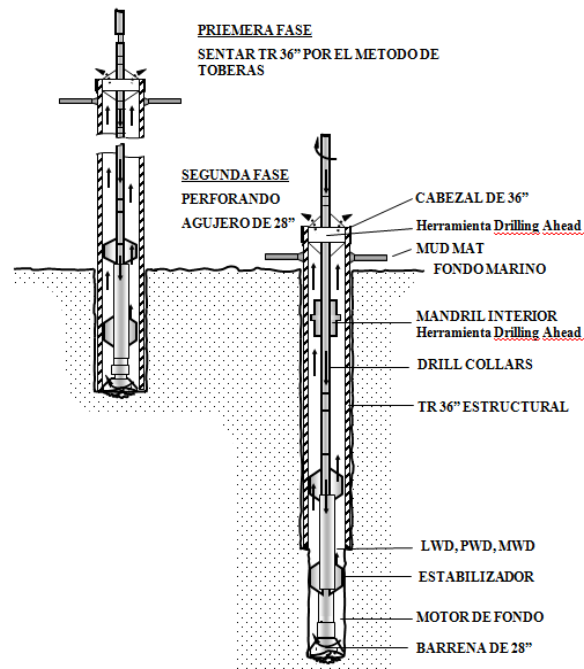


Ilustración 202 Sentando la TR estructural de 36 in por el método de toberas y continuando la perforación con la herramienta Drilling Ahead y motor de fondo en un solo viaje.

Se deberá mover el equipo de 20 a 50 m de la localización programada para la perforación del pozo y efectuar las pruebas de jeteo, agujero piloto y de penetración de suelo descritas en el inciso 4.2 de este trabajo, regresar plataforma a la localización y proceder a instalar la tubería conductora como sigue:

Procedimiento de Jeteo de la Tubería Conductora

1. Efectuar junta de seguridad con el personal involucrado.
2. Asegurar que la tubería de perforación esté calibrada interiormente antes y durante la corrida. Si todavía no está estibada en la torre de perforación, armarla calibrándola, y estibarla en lingadas.
3. Armar la cabeza de cementación que se va usar en la siguiente sarta de tubería de revestimiento y estibarla en la torre.
4. Conectar la herramienta Cam Actuated Running Tool (CART) de 36 in a una lingada de tubería de perforación y estibarla en la torre.



5. Conectar la herramienta CADA (Cam Actuated Drilling Ahead) a una lingada de 2 lastrarrenas de 8 ¼ in, una combinación, y un tramo de tubería HW y estibarla en la torre. Verificar que el seguro esté instalado en la herramienta CADA mientras se esté manejando y conectando al “housing” del cabezal de 36 in.

6. Medir el BHA que va a ser corrido interiormente, la herramienta CADA y la tubería de 36 in. La longitud del BHA necesita ser pre-planeada para asegurar que la localización de la barrena esté en la posición óptima de 6 in por debajo del extremo inferior de la tubería de 36 in. Cortar el tubo de 36 in que servirá como zapata a la medida adecuada teniendo extremo cuidado de verificar las medidas. Asegurarse que el extremo inferior del conductor sea perfilado 45° hacia adentro después del corte.

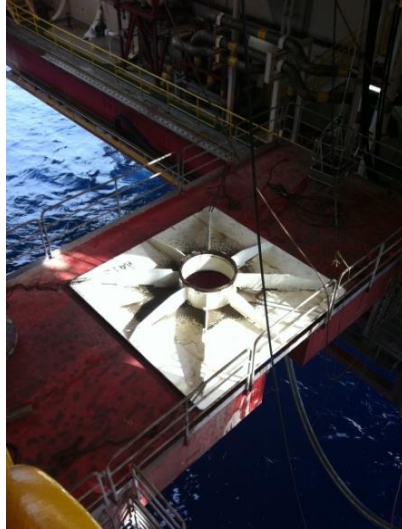


7. Pintar los primeros 5 m del tubo que hacen la función de zapata, con bandas blancas, numerarlas y separadas cada 0.5 m. Pintar los primeros 5 m del tramo de extensión del cabezal para poder ser vistas por el ROV con el fin de ayudar a establecer la ubicación correcta sobre el lecho marino. Pintar una marca blanca de 0.5 m hacia adentro a partir de la zapata de jeteo para determinar la distancia interior entre la barrena y la zapata.



8. Instalar las extensiones de tubería en los 6 puertos del cabezal de 36 in.
9. Conectar el BHA de jeteo con la barrena de 26 in, el motor de 9 5/8 in, un lastrabarrenas y un tramo de tubería de perforación. Probar el motor de fondo y estibar en la torre.

10. Tomar la placa deflectora de hidratos (HDP) ó “Mud Mat”, colocarla y asegurarla en el “moon pool”.

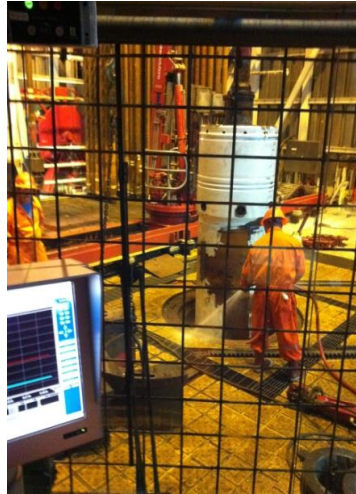


11. Si todavía no se han colocado, y con el fin de que pueda pasar el cabezal a través de la rotaria, instalar los tazones seccionados en la mesa rotaria.
12. Hacer preparativos para correr la tubería de 36 in.
13. Correr la tubería de 36 in a través de la placa deflectora de hidratos previamente colocada en el “Moon Pool”. Correr el tramo de la zapata, más “n” tramos.



14. Conectar el cabezal de 36 in con el tramo de extensión. Registrar el peso.
15. Asentar el cabezal de 36 in en la rotaria apoyándolo en los “ojos de levante”.

16. Conectar la herramienta CART de 36 in al cabezal de 36 in. Cortar los “ojos de levante”, y alojar el cabezal de 36 in en la placa deflectora de hidratos colocada en el “Moon Pool”.



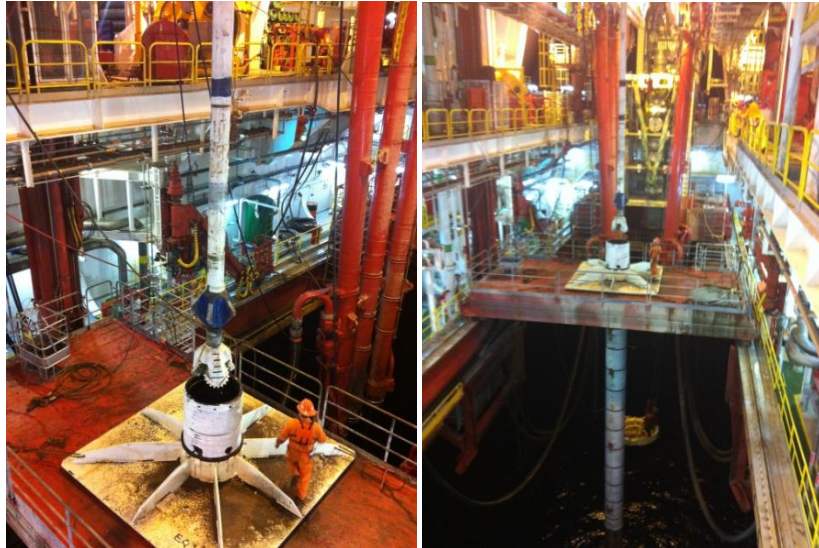
17. Instalar los seguros en el anillo rápido de la placa deflectora de hidratos.
18. Liberar la herramienta CART de 36 in, recuperarla y estibarla.



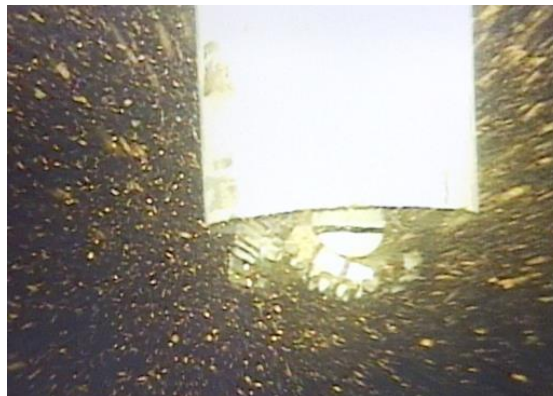
19. Instalar las válvulas de esfera laterales en cabezal de 36 in en la posición abierta.



20. Tomar el BHA de jeteo con la barrena de 26 in de la torre y bajarlo a través de la rotaria. Tomar de la torre la lingada con la herramienta CADA y conectarla al BHA (se recomienda que en el lastrabarrenas que queda inmediatamente debajo de la herramienta CADA se pinten marcas cada metro en los 6 m superiores). Correr la herramienta CADA a través de la rotaria y bajarla hasta conectarla al cabezal colocado en el “Moon Pool”. Pintar una marca a través de la herramienta y el cabezal con el fin de determinar si la herramienta CADA se giró durante la corrida en el agujero. Remover el seguro de la herramienta CADA.
- NOTA: Todos los coples del BHA deben ser apretados al máximo torque.



21. Con el ROV verificar que la posición de la barrena esté 6 in fuera de la zapata de 36 in. Si el espaciado no es adecuado, se tendrá que cambiar en este momento. La experiencia ha mostrado que en el caso de utilizar barrena de 17 ½ in, ésta puede colocarse 6 in debajo ó 6 in dentro de la zapata.



22. Registrar dos pesos de sarta separados: 1) el del BHA interior de 26 in, y 2) el del BHA interior de 26 in, junto con el conductor de 36 in. Instalar el indicador de nivel en el cabezal de 36 in (bull-eye).

23. Levantar el ensamble completo de 36 in, junto con la placa deflectora de hidratos y bajarlo debajo de las vigas de carretilla del “Moon Pool”. Anotar el ángulo mostrado en el indicador de nivel y la orientación de la burbuja.



24. Sumergir todo el ensamble al agua y registrar el peso.

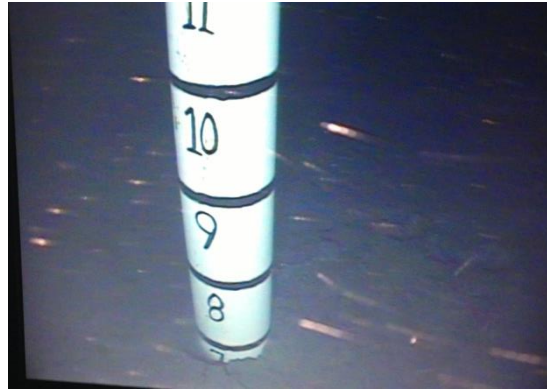


25. Con el ROV inspeccionar 70 m alrededor de la localización.

26. Con el compensador de movimiento vertical cerrado, y el Top Drive asegurado, bajar el conductor de 36 in hasta 2 m arriba del lecho marino (en relación al punto inferior de la marea). Marcar la sarta de perforación y verificar la altura de la TR arriba del fondo. Registrar la marea y el tirante de agua. Verificar la posición final del equipo y anotarla en el reporte diario de perforación. Asegurarse de registrar el peso hacia arriba y hacia abajo antes de iniciar, y ajustar el indicador de peso en ceros. Prepararse para marcar la tubería de perforación cada metro penetrado.



27. Con las bombas a bajo gasto (asegurarse que agua de mar esté saliendo de la barrena y que el motor esté girando la barrena) tocar el lecho marino y penetrar en la formación. Inicialmente cargar el 10-20% del peso de la tubería de revestimiento y de la sarta de perforación, incrementando gradualmente a un máximo del 80%. Este inicio controlado con poco peso ayudará a mantener la verticalidad. No permitir que el peso sobre barrena exceda el máximo recomendado, con el fin de mantener el punto neutro debajo de la herramienta de corrida. Observar la presión de bombeo como indicador de cuándo se para el motor. Mantener el gasto tan bajo como sea posible (alrededor de 300 gpm) cuando se esté jeteando los primeros 20 m debajo del lecho marino.



28. Observar la penetración con el ROV. Anotar la profundidad de agua, en metros bajo mesa rotaria corregidos con respecto al nivel medio del mar. Cuando la barrena pasa debajo del lecho marino se considera que el pozo ha iniciado. Monitorear el ángulo con el ROV. El ángulo deseado es de 0.5° o menos y 1° máximo.
29. Trabajar el conductor hacia arriba y hacia abajo con el bombeo a bajo gasto permitiendo mayor penetración.
30. Jetear/perforar 30 m bajo el lecho marino usando un bajo gasto (300-400 gpm) con el fin de evitar que las toberas de la barrena se tapen y minimizar que la barrena “camine” y forme cráteres en el lecho marino. Cuando el avance se detenga, incrementar el gasto lentamente. Permitir que la sarta avance hasta que se detenga nuevamente. Incrementar el gasto lentamente para limpiar la tubería de 36 in.
31. Jetear/perforar usando agua de mar y baches de bentonita pre-hidratada, incrementando el gasto para limpiar el agujero (800 – 1000 gpm).



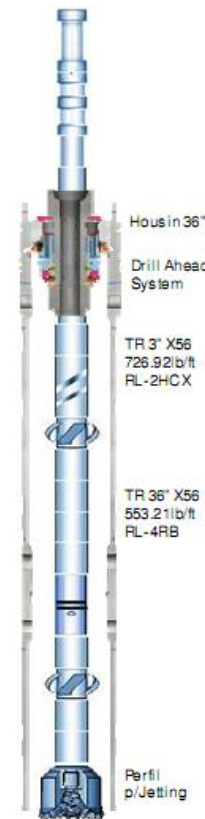
32. Cada 15 m bombear al menos 100 barriles de baches de alta viscosidad para limpiar el agujero. No dejar de mover la tubería hasta que esté a la profundidad total. Bombear baches de limpieza antes de cada conexión, circulando hasta sacarlo fuera del conductor.
33. En caso necesario, trabajar la sarta reciprocando de 5 - 8 m. No sobre-trabajar el terreno debido a que se requerirá mucho tiempo para reconstruir su resistencia; usar un peso sobre barrena efectivo para minimizar el disturbio al terreno.
34. La profundidad real del pozo estará basada en las medidas de la tubería de 36 in, menos la longitud sobre el lecho marino. La longitud total del conductor, junto con el tramo de extensión del cabezal, debe permitir que el cabezal quede de 2.5 - 4 m sobre el lecho marino.
35. Observar la velocidad de jeteo y bombear baches de alta viscosidad para limpiar completamente la tubería de 36 in antes de alcanzar la profundidad total. Trabajar y reciprocarse como sea necesario. Jeteo hasta unos 4 m de la profundidad predeterminada, usando agua de mar y baches de alta viscosidad. Soltar peso para verificar el “deslizamiento”. Si no ocurre “deslizamiento”, circular un bache de alta viscosidad para limpiar la tubería y jeteo hasta la profundidad deseada.
Nota: Espaciar la placa deflectora de hidratos a 0.2 m arriba del lecho marino.
36. Una vez que se alcance la profundidad total, no desplazar el agujero con lodo adicional. Activar y colocar el compensador con 10,000-20,000 lb arriba del peso de la TR y el aparejo de jeteo para permitir que la tubería se “empaque”.
37. Inicialmente permitir que la tubería de 36 in se “empaque” por 15 minutos. Gradualmente liberar el peso y observar el movimiento de la tubería de 36 in.
Nota: Si la tubería de 36 in se desliza cuando se libere el peso, entonces permitir que la tubería se “empaque” por +/- 6 hrs y observar la tubería con el ROV.
38. Tomar la lectura del indicador de nivel.
39. Cuando se haya asegurado que la tubería de 36 in ya no se hunde, liberar la herramienta corrida CADA 36 in mediante la rotación de la sarta de perforación a la derecha. La sarta de corrida necesitará estar en peso neutro en el cabezal de 36 in durante este procedimiento. Proceder a quitar el seguro de la herramienta CADA y desacoplar la “j” del vástago interior.
40. Levantar la sarta de perforación aproximadamente 6 in para confirmar, con el ROV, que la herramienta (Drilling Ahead) de 36 in esté libre. Bajar la sarta medio metro para separar el vástago interior de la herramienta de corrida. Marcar los siguientes 2 tramos de tubería de perforación que pasen bajo la rotaria con pintura para que sirvan como marcador cuando, después de alcanzar la profundidad total de la etapa de 26 in y se saque la herramienta del pozo, se sepa con exactitud cuando el vástago interior esté acercándose al cabezal.

41. Bombear con un gasto de 500 – 600 gpm y perforar 4 metros sin rotación de la sarta. Esto permitirá que el vástago interior se libere completamente de la herramienta de corrida y colocará tubería de perforación frente a la herramienta de corrida.
42. Después de librar el vástago interior de la herramienta “Drilling Ahead”; enganchar el top drive, perforar los primero 30 m con circulación reducida, posteriormente incrementar al gasto máximo y perforar hasta alcanzar la profundidad total de la etapa. La máxima velocidad de rotación del Top Drive es de 100 rpm cuando se está perforando usando la herramienta “Drilling Ahead”.



Aparejo de perforación típico para jeteo el conductor y continuar perforando después del Jeteo (Jetting string)

- Barrena de 26 in Tipo (111) - 3(24),1(18) (central)
- Motor de fondo 9 5/8”
- Válvula de contrapresión
- Estabilizador 9 5/8”x 26 in
- LWD-PWD-MWD
- Estabilizador 9 5/8”x 26 in
- (1) Lastra barrena Monel 9 ½ in
- (2) Lastra barrena 9½ in
- Combinación
- (2) Lastra barrenas 8 in
- Herramienta CADA (Drilling ahead)
- Conectada al cabezal de la BP de 36”
- Combinación
- Tubería pesada HW y TP



4.3.3.3.1 Recomendaciones durante la etapa de perforación sin Riser, durante el Drilling Ahead.

- Perforar usando agua de mar con un gasto de 1200 – 1500 gpm, bombeando baches viscosos de limpieza (durante 150 s), 60 - 100 bls por cada 30 m perforados. Controlar la velocidad de penetración promedio, incluyendo las conexiones, a 30 m/hr.
- Monitorear la desviación del pozo cada lingada, previo bombeo de bache de limpieza. Corregir con el motor de fondo en caso necesario.
- No sobrecargar el espacio anular debido a los riesgos de pérdidas de circulación. Si el torque y el arrastre sugieren que se está sobrecargando, trabajar la sarta y bombear un bache de limpieza.
- A menos que se requiera iniciar el “bombeo y descarga” antes, iniciar a circular con lodo pesado dos horas antes de alcanzar la profundidad total.
- Perforar hasta la profundidad programada, considerando un agujero de ratón de 6 m. Una vez alcanzada la profundidad total, bombear un bache de limpieza de 200 bls. Antes de sacar la barrena para correr TR, el agujero debe quedar lleno con lodo densificado. Generalmente se bombea de 1.5 a 2 veces el volumen calculado del agujero. La densidad puede variar de 1.14 g/cc a 1.50 g/cc, dependiendo de la compañía operadora, del tirante de agua y del gradiente de fractura de la formación. Levantar a la zapata (no desacoplar la herramienta CADA). Si las condiciones del agujero están bien, no se requiere volver a bajar al fondo.



Ilustración 203 "Mix on the fly" de lodo y agua de mar

- Sacar a superficie, teniendo cuidado al momento de desacoplar la herramienta CADA del cabezal.
- Monitorear el cabezal y en el lecho marino con el ROV para observar indicios de flujo y acumulaciones de recortes alrededor del cabezal. Si se requiere, lavar el cabezal usando la sarta de perforación.
- Tomar el tiempo necesario para establecer con precisión la posición del agujero antes de sacar la sarta de perforación. Esto es crítico para la corrida de la tubería de revestimiento.
- Usar LWD cerca de la barrena. Esto ayuda a la correlación con la sísmica para la selección de las profundidades de asentamiento de la tubería de revestimiento. También reducirá la cantidad de arena que es penetrada. Las distancias típicas del LWD a la barrena están en el rango de 8 ft a 15 ft (2.4 a 4.6 m). Las correlaciones de datos obtenidos en agujeros grandes (24 in) han sido exitosas. En los agujeros pilotos se debe verificar que el equipo LWD tenga capacidad para poder circular al máximo gasto, compatible con el control dinámico. El valor preciso de la temperatura de la formación es necesario para la formulación del cemento.
- En caso de observar que el pozo fluye, controlar dinámicamente al gasto máximo. Si el pozo no es controlado después de bombear dos veces el volumen del agujero, entonces continuar con el bombeo es pocas veces efectivo. Se requiere un cambio de densidad del lodo o del gasto de bombeo. El efecto de tubo “U” ocurrirá después de suspender el bombeo. Esto ayudará a mantener la presión hidrostática pero podría dar la impresión que el flujo continúa. Finalmente, si la tubería de perforación es llenada con agua de mar después de un control exitoso, todo el flujo anular se detendrá.

4.4 Perforando la etapa de 26 in

Existen dos opciones para perforar el agujero de 26 in y sentar la TR superficial de 20 in para los equipos flotantes o semisumergibles:

- a) Perforar la etapa de 26 in con retornos al lecho marino.

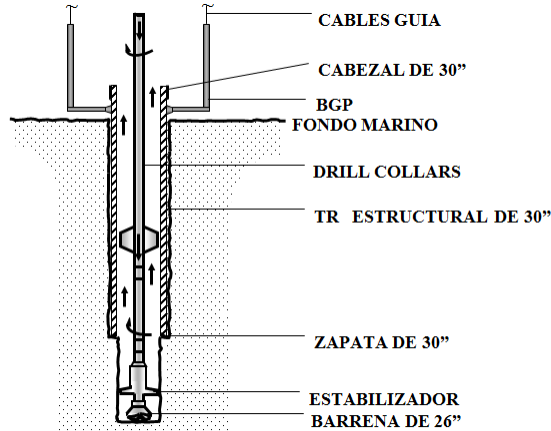


Ilustración 204 Perforando la etapa de 26 in, con retornos al fondo marino (TR de 30 in cementada)

- b) Instalar el Conector de pernos y Riser marino, con retornos a la plataforma.

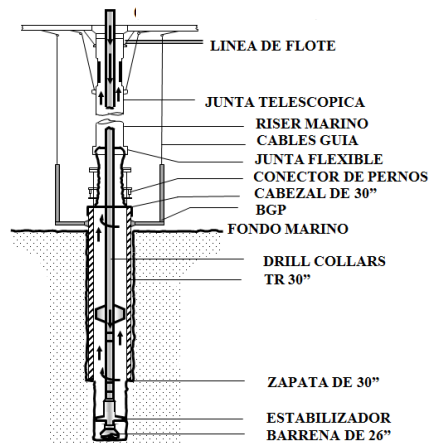


Ilustración 205 Perforando la etapa de 26 in con lodo y retorno al navío

4.4.1 Perforando la etapa de 26 in con retornos al lecho marino

Después de haber sentado la TR de 30 in se deben haber identificado las zonas de gas somero superficial y prevenir su flujo.

Cuando se perfora con retornos al lecho marino, no hay medios para controlar el pozo en el caso de que una zona de presión anormal con gas sea encontrada. Por lo tanto, este método deberá utilizarse en áreas donde la presión de formación es conocida o después de haber perforado el agujero piloto. Existen otros factores que influyen el procedimiento a seguir, como los siguientes:

a) Profundidad del agua.

En aguas profundas, el peligro de encontrar gas somero superficial es menos severo que en aguas superficiales. Por lo que perforar con retornos al lecho marino es más común en operaciones con aguas profundas, además de que se puede ahorrar bastante tiempo para la perforación de la etapa de 26 in ya que se puede evitar la instalación del desviador de flujo, del Riser marino y del conector de pernos.

b) Gradiente de Fractura.

Cuando se perfora con retornos a la plataforma, puede inducirse una fractura en una formación débil debido al incremento en la presión hidrostática generado por el fluido de perforación y los recortes. Por lo que en algunas áreas es necesario perforar con retorno al lecho marino para prevenir la fractura de la formación. Algunos sistemas de Riser incorporan válvulas de desahogo entre el conector de pernos y la junta flexible, las cuales se pueden abrir y desalojar los recortes al lecho marino en el evento de tener una pérdida de circulación.

Equipos y herramientas necesarios para perforar la etapa de 26 in:

- Barrena ampliadora de 26 in
- Estructura Guía
- TV submarina/ ROV

4.4.1.1 Procedimiento de perforación

1. Se arma el aparejo de fondo para perforar el agujero de 26 in.
2. Se baja el aparejo de 26 in debajo del fondo de la plataforma.
3. Se instala la estructura guía alrededor de la sarta de perforación, ya que permitirá bajar el aparejo hasta el cabezal de 30 in.
4. Se instala la cámara submarina.
5. Se baja el aparejo aproximadamente 3 m arriba del cabezal de 30 in.
6. Se observa con la cámara como pasa la barrena de 26 in a través del cabezal de 30 in con la ayuda de la estructura universal.
7. Se recupera la cámara y la estructura guía.
8. Se baja con la barrena de 26 in y se perfora el cemento que quedó dentro de le TR de 30 in y zapata flotadora.
Nota: Si la TR se bajó con el método de toberas, no se encontrará cemento.
9. Se perfora el agujero de 26 in hasta 15 m abajo de la profundidad donde quedará la zapata de la TR de 20 in, se utiliza agua de mar y baches de lodo viscoso como sean necesarios.
10. Al alcanzar la profundidad total, se circula limpiando el agujero y se toma una desviación. Se efectúa un viaje corto a la zapata de 30 in y se regresa al fondo, se desplaza el agua de mar y los recortes bombeando 1½ veces la capacidad del agujero con lodo viscoso.
11. Se baja la cámara submarina para observar el agujero para cualquier indicación de flujo.
12. Si el agujero está bien, se saca la sarta del agujero y se recupera el aparejo de 26 in en superficie. Se anota la profundidad del agujero.
13. Se efectúan preparativos para correr y cementar la TR de 20 in.

4.4.2 Perforando la etapa de 26 in con retornos al navío

En áreas donde la presión de formación es desconocida o la presencia de gas somero es esperada por conocimiento del área, el sistema desviador de flujo, conector de pernos y Riser marino deberán de ser instalados para que el agujero piloto sea perforado con retornos al navío. Como el diámetro del Riser marino no es tan grande como para que pase una barrena de 26 in, el *Di* del Riser es 18 ¾ in, se deberán utilizar barrenas de 12¼ in ó 14 ¾ in para perforar el agujero piloto y después ampliarlo a 26 in antes de correr la TR de 20 in.

Existen 2 métodos para ampliar el agujero piloto:

- a) Ampliar el agujero con el Riser marino instalado.

Este método se efectúa cuando se tiene la certeza de la presencia de gas somero o cuando no se efectuó la prueba del agujero piloto. Se utilizará para tal efecto un ampliador hidráulico con todos los problemas inherentes a su aplicación como viajes para cambio de cortadores y fragilidad de los brazos.

- b) Ampliar el agujero con retornos al lecho marino.

Después de haber perforado el agujero piloto con el Riser instalado y no haber encontrado gas superficial, se puede eliminar el sistema desviador de flujo, conector de pernos y Riser marino, con la finalidad de ampliar el agujero con ampliador mecánico y retornos al lecho marino.

4.4.2.1 Procedimiento para correr conector de pernos de 30 in Riser marino y desviador de flujo

Herramientas y equipo especial necesario para esta operación:

- a. Conector de pernos de 30 in
- b. Válvula de desahogo del Riser marino
- c. Junta flexible
- d. Sistema marino de Riser
- e. Junta telescópica
- f. Junta esférica
- g. Estructura guía
- h. Sistema de TV submarina/ROV

PROCEDIMIENTO:

1. Se coloca el Conector de Pernos de 30 in sobre el contrapozo.
2. Se colocan los cables guías dentro de los brazos guía del conector de pernos de 30 in.
3. Se instala el sistema de válvulas de desahogo del Riser sobre el conector de pernos.
4. Se conectan las mangueras de control hidráulico al conector de pernos y al sistema de válvulas de desahogo del Riser.
Nota: La junta flexible está instalada sobre el sistema de válvulas de desahogo del Riser.
5. Se instala la araña para el Riser en el piso de perforación.
6. Se conecta la herramienta para correr el Riser a la primera junta del Riser, se levanta el tubo y se mete dentro de la araña del Riser.
7. Se conecta el primer tubo del Riser al conector de pernos y se baja el aparejo hasta que la parte superior del tubo Riser quede sobre la araña.
8. Mientras se baja el conector de pernos y la primera junta del Riser, se conecta la herramienta para correr el Riser a la segunda junta del Riser, se levanta y coloca sobre la araña del Riser.
9. Se conecta la segunda junta a la primera junta y se continúa bajando el conector de pernos hasta que la parte superior del tubo Riser quede sobre la araña.
10. Se repite el procedimiento hasta que se instale la última junta la cual será la Junta telescópica.
11. Se baja el conector de pernos y Riser marino hasta que el barril exterior de la junta quede sentado en la araña del Riser.
12. Se abre la junta telescópica totalmente.
13. Se instala la cámara de TV submarina y se baja a nivel del conector de pernos.
14. Se baja el conector de pernos auxiliado por los cables guías sobre los postes de la Base Guía Permanente, BGP, monitoreando la operación con la cámara de TV submarina.
15. Se conectan los cables tensionadores a la junta telescópica.

16. Se baja el conector de pernos de 30 in, se sienta y asegura sobre el cabezal de 30 in mientras se observa con la cámara de TV. Se ejecuta una prueba de tensión para comprobar el seguro efectivo del conector sobre el cabezal.
17. Se incrementa la tensión en el Riser al nivel deseado.
18. Se baja el barril interior de la junta telescópica sobre la mesa araña y se elimina la herramienta para correr el Riser.
19. Se levanta el desviador de flujo y se conecta sobre el barril interior de la junta telescópica.
20. Se baja el desviador de flujo a su nido, debajo de la mesa rotaria, y se instalan sus candados de soporte.
21. Se elimina la mesa araña del Riser.
22. Se conectan las mangueras de control hidráulico al sistema desviador de flujo y se insta el elemento de empaque.
23. Se efectúan preparativos para perforar el agujero piloto para la etapa de 26 in.

4.4.2.2 Procedimiento de perforación de agujero piloto con Riser instalado (retornos al navío)

1. Se arma el aparejo para perforar el agujero piloto (normalmente 12 ¼ in ó 14 ¾ in).
2. Se baja con la barrena de 12½ in a fondo y se toca la cima del cemento dentro de la TR de 30 in.
3. Se cierran las válvulas de las líneas laterales del desviador de flujo y se circula a través de la Tubería de Perforación.
4. Se perfora el cemento que quedó dentro de la TR de 30 in y zapata flotadora.
Nota: Si la TR se bajó con el método de toberas, no se encontrará cemento.
5. Se perfora el agujero piloto hasta 15 m abajo de la profundidad donde quedará la zapata de la TR de 20 in; mientras se aceptan los retornos del fluido al navío, se ajusta el peso del fluido de perforación al mínimo requerido.
Nota: Mientras se perfora el agujero piloto, se observan las lecturas de gas, ritmo de penetración, etcétera; para identificar posibles arenas gasíferas.

6. A la profundidad de asentamiento de la TR de 20 in, se circula limpiando el agujero, se toma la desviación y cuidadosamente se observa la presencia del gas de fondo.

Nota: Que el gas de fondo no pueda circularse hasta que quede en nivel de cero generalmente indica la presencia de gas somero, por lo que se requerirá de un amplificador hidráulico con el Riser instalado para obtener retornos.

7. Si los registros eléctricos son requeridos, se saca el aparejo a superficie y se registra.
8. Si la evaluación de los registros excluye la posibilidad de arenas gasíferas superficiales y/o el gas de fondo, se puede circular y reducir a cero. Se puede circular el lodo por agua de mar y observar si hay flujo en el pozo, de no haber flujo de gas se puede eliminar el Riser y perforar con el amplificador mecánico, con retornos al lecho marino.

4.4.2.3 Procedimiento para ampliar del agujero piloto con el Riser marino instalado (retornos al navío)

1. Después sacar del pozo la sarta de perforación de 12¼ in, se arma el aparejo de 26 in con amplificador hidráulico.
2. Se baja el amplificador y se amplía el agujero observando el comportamiento de las lecturas del gas y velocidad de penetración contra el agujero piloto perforado.
3. A la profundidad total se circula limpiando el agujero, se toma la desviación, se efectúa un viaje corto a la zapata de 30 in y se regresa al fondo. Se desplaza el lodo del pozo y Riser por otro lodo que tenga misma densidad equivalente a la profundidad total, ya que el desplazamiento se deberá calcular a nivel del lecho marino; lo anterior se debe a que se eliminará el Riser marino.
4. Se observa si hay flujo de gas en el pozo cuando se efectúa el desplazamiento del Riser con agua de mar.
5. Después de verificar que el pozo está estático, se comprueba la profundidad del pozo y se saca la sarta de perforación.
6. Se recupera el conector de pernos, Riser marino y desviador de flujo.
7. Se efectúan preparativos para correr la TR superficial de 20 in.

4.4.2.4 Procedimiento para recuperar el conector de pernos, Riser marino y desviador de flujo

1. Se quita la presión a las mangueras de control del Riser, se desconectan y se elimina el elemento empaque del desviador de flujo.
2. Se instala la mesa araña para Riser en el piso de perforación.
3. Se levanta el desviador de flujo sobre la mesa araña y se sienta sobre la araña el barril interior de la junta telescópica.
4. Se elimina el desviador de flujo.
5. Se conecta la herramienta para correr el Riser a la junta telescópica.
6. Se levanta la junta telescópica hasta que el barril exterior de ésta que sentado sobre la mesa araña.

Nota: Cuando se quita el candado al conector de pernos, la tensión ejercida sobre los tensionadores deberá ajustarse al peso del aparejo del Riser.

7. Se mete el barril interior de la junta telescópica a la posición de cerrado.
8. Se desconectan las líneas de los cables tensionados a la junta telescópica.
9. Se saca el Riser y el conector de pernos a superficie, se elimina la mesa araña y se efectúan preparativos para correr la TR de 20 in.

4.4.2.5 Procedimiento para ampliar del agujero piloto sin Riser marino instalado (retornos al mar)

1. Después haber de sacado el aparejo con el que se perforó el agujero piloto de 12¼ in, el conector de pernos, el Riser marino, la junta Telescópica y el desviador de flujo, se arma el aparejo de 26 in con el ampliador mecánico.
2. Se baja la sarta a nivel de los pontones del navío.
3. Se instala la estructura guía alrededor de la sarta con la finalidad de conducir el aparejo a la Base Guía Permanente.
4. Se instala la cámara submarina.
5. Se baja la sarta de perforación 3 m arriba del cabezal de 30 in.
6. Se baja la cámara hasta que el aparejo de 26 in se pueda ver en el monitor.
7. Se continúa bajando del aparejo de 26 in, estructura guía universal, cámara de TV y se observa como entra el aparejo ampliador dentro del cabezal de 30 in.
8. Se recupera la cámara de TV y la guía universal.

9. Se baja el ampliador y se amplía el agujero observando el comportamiento de las lecturas del gas y velocidad de penetración contra el agujero piloto perforado usando agua de mar y baches de lodo viscoso como se requiera.
10. A la profundidad total se circula limpiando el agujero, se toma la desviación, se efectúa un viaje corto a la zapata de 30 in y se regresa al fondo, se desplaza el agua de mar y los recortes mediante la circulación de 1½ veces la capacidad del agujero con lodo viscoso.
11. Se baja la cámara submarina y se observa si hay cualquier indicación de flujo de gas en el pozo.
12. Si el agujero está bien, se procede a sacar el aparejo y la cámara de TV del fondo teniendo cuidado de anotar la profundidad total.
13. Se efectúan preparativos para correr la TR superficial de 20 in.

4.4.3 Procedimiento para correr y cementar la TR 20 in

Equipos y herramientas necesarios para correr y cementar la TR de 20 in:

- a. Cabezal de 18 ¾ in
- b. Herramienta para correr cabezal de 18 ¾ in
- c. Tubería de revestimiento de 20 in
- d. Zapata flotadora de 20 in
- e. Cople flotador de 20 in
- f. Cabeza de cementación submarina
- g. Tapón sólido y torpedo
- h. Equipo para correr la TR de 20 in
- i. Sistema de TV submarina/ROV
- j. Estructura guía

PROCEDIMIENTO:

1. Se levanta la herramienta para correr el cabezal de 18 ¾ in a nivel del piso de perforación, se le conecta a la parte inferior un tramo de TP de 5 in y a la parte superior 2 tramos cortos de tubería de alta resistencia S°-135. Se coloca la parada en el peine para estibar tubería.
2. Se eliminan los tazones del máster de la mesa rotaria y se instala el equipo para correr la tubería de revestimiento de 20 in.
3. Con la grúa y el collarín de arrastre se levanta y se coloca al tubo de 20 in que tiene soldado, el cabezal de 18 ¾ in sobre la araña base.
4. Se conecta la herramienta para correr la TR de 20 in sobre el cabezal de 18 ¾ in y estíbelas en el peine.
5. Se arma e introduce la zapata flotadora, el cople flotador y la TR de 20 in, de acuerdo a su programa de introducción, centralización y distribución.
6. Antes de instalar el último tubo de TR de 20 in (el que tiene el cabezal de 20¾ in soldado), se conecta el tubo corto igualador de presión del sistema de cementación submarina y el tapón sólido al tramo de la TP inferior.
7. Se instala el tubo con el cabezal de 20 ¾ in al resto de la TR y se continúa bajándola con tubería de perforación hasta aproximadamente 3 m arriba de la Base Guía Permanente.

Nota: Para la bajada de la TR se auxilia de la estructura guía universal y de la cámara de TV submarina o ROV.
8. Se monitorea la entrada de la zapata de la TR de 20 in dentro del cabezal de 30 in en la BGP.
9. En el piso de perforación se elimina el equipo para correr la TR de 20 in y se instala la cabeza de cementación submarina.

Nota: La cabeza de cementación submarina deberá tener instalado el torpedo para efectuar el desplazamiento de la lechada.
10. Se circula limpiando el agujero y se efectúa la cementación.

Nota: La circulación de los retornos se efectuará a través de los puertos que para tal efecto existen en el cabezal de 30 in en la BGP.

4.4.4 Procedimiento operativo para bajar el conjunto de preventores submarinos y Riser marino

Después de haber cementado la tubería de revestimiento de 20 in se deberá conectar con el cabezal de 18 ¾ in por medio del conjunto de preventores y el Riser marino, con la finalidad de tener retornos al navío y un sistema de control de presión a boca de pozo.

Equipos y herramientas necesarias para correr los preventores y el Riser marino:

- a. Conjunto de preventores submarinos
- b. Junta flexible
- c. Riser marino
- d. Junta telescópica
- e. Junta esférica
- f. Desviador de flujo
- g. Herramienta de levante del desviador de flujo
- h. Herramienta de levante del Riser marino
- i. Cables tensionadores
- j. Mangueras hidráulicas de control remoto para la operación de los preventores (Pods azul y amarillo)
- k. Manguera de lubricación del elemento sello de la junta telescópica
- l. TV submarina
- m. Mesa araña para el Riser
- n. Anillo AX-10000
- o. Conectores hidráulicos

PROCEDIMIENTO:

1. Se efectúa el cálculo de carga para los tensionadores y el Riser.
2. Se revisa que las condiciones meteorológicas sean adecuadas para la operación.
3. Se sienta el conjunto de preventores en el contrapozo moviéndolo con las grúas viajeras.

4. Se acopla el Paquete Inferior del Riser Marino, PIRM/LMRP, (que consta de un conector hidráulico, dos preventores anulares y la junta flexible) al conjunto de preventores sobre el contrapozo con la ayuda de las grúas viajeras.
5. Se conectan las mangueras de control hidráulico, Pods azul y amarillo, al PIRM.
6. Se cierra el conector hidráulico inferior del PIRM sobre el conjunto de preventores.
7. Se procede a probar las funciones de ambos conectores, el azul y el amarillo, operando desde el tablero principal del piso de perforación, Bomba Koomey o superintendencia.
8. Se prueban válvulas de estrangular y matar exteriores e interiores del conjunto de preventores con 10000 psi.
9. Se instalan los cables guías dentro de los postes de la estructura del conjunto de preventores.
10. Se desplaza la plataforma 15 m a favor de la corriente.
11. Se procede a bajar el conjunto de preventores y el PIRM, conectándole el Riser marino tramo a tramo, utilizando para este efecto la madrina de levante y probando cada 2 tramos las líneas de matar y estrangular con 7000 psi durante 10 minutos.
Nota: Se verifica que el tramo de Riser marino que tiene instalada la tercera línea, quede colocado sobre la junta flexible del PIRM/LMRP.
12. Se instalan las juntas necesarias del Riser marino con flotadores y sin flotadores de acuerdo a su programa de introducción.
13. Se instala la junta telescópica, la cual deberá meterse en la posición de cerrada.
14. Se conectan las mangueras de fluido hidráulico de los conectores azul y amarillo, cuellos de ganso, a las líneas de matar y estrangular del Riser; y los tensionadores, a la junta telescópica. Se ajusta la carga del Riser sobre los tensionadores a un 80% del peso del aparejo, el 20% restante estará actuando sobre el compensador de movimiento vertical.
15. Se abre el compensador de movimiento vertical.
16. Se regresa la plataforma a su posición original, sobre el cabezal de 18 ¾ in.
17. Se baja y guía el conjunto de preventores y Riser marino observando con auxilio de la cámara de TV submarina el acoplamiento del conjunto con el cabezal de 18 ¾ in.

18. Se opera el conector hidráulico inferior del conjunto de BOPs a la posición de cerrado y se observa con la cámara submarina el cambio en el indicador de posición de los BOPs a cerrado.
19. Se tensiona con 22 ton sobre el peso del conjunto para comprobar que el conector hidráulico fue operado con éxito.
20. Se abre y extiende el barril interior de la junta telescópica hasta que quede sentada sobre la mesa araña del Riser y se elimina la herramienta para correr el Riser.
21. Se levanta el desviador de flujo y se conecta sobre el barril interior de la junta telescópica.
Nota: El desviador de flujo tiene instalada en su parte inferior la junta esférica.
22. Se baja el desviador de flujo a su nido, debajo de la mesa rotaria, y se instalan sus candados de soporte.
23. Se elimina la mesa araña del Riser.
24. Se conectan las mangueras de control hidráulico al sistema desviador de flujo y se instala el elemento de empaque.
25. Se conectan las mangueras de fluido lubricante al empaque de la junta telescópica y junta esférica.
26. Se efectúan preparativos para probar el conjunto de preventores.

4.4.5 Procedimiento operativo para probar el conjunto de preventores submarinos

Existen tres herramientas diferentes para probar el conjunto de preventores: la herramienta Boll Weevill, la herramienta Weight Set Tester y la herramienta para correr el cabezal de 18 ¾ in, cada una con ventajas y aplicaciones específicas.

4.4.5.1 Procedimiento de prueba con la herramienta Boll Weevil

1. Se asegura que el buje de desgaste del cabezal ó los bujes de desgaste de los colgadores de la tubería de revestimiento no estén instalados en el cabezal submarino.
2. Se determina la profundidad desde la mesa rotaria hasta la profundidad de alojamiento de la herramienta en el cabezal de 18 ¾ in.
3. Se conecta la herramienta de prueba Boll Weevil a la sarta de perforación.
 - a. Se efectúa un ajuste a la sarta de perforación de tal manera que queden aproximadamente 6 m de TP arriba de la mesa rotaria.
 - b. Se confirma que los arietes de los preventores a probar no cerrarán sobre la herramienta de prueba.
4. Se asegura que el anillo roscado de carga se encuentre en la parte superior de la herramienta.

Note que esta herramienta deberá usarse cuando se efectúen pruebas a cualquier tamaño de colgador colocado en su posición correspondiente dentro del cabezal. La herramienta Weight Set Tester o la herramienta para correr el cabezal de 18 ¾ in no deberán usarse en este caso ya que éstas últimas necesitan que esté instalado el buje de desgaste correspondiente.
5. Se verifica que el buje de desgaste haya sido recuperado.
6. Se verifica que la plataforma este adecuadamente posicionada (reducir al máximo el desplazamiento respecto al trasponder de posicionamiento del conjunto de preventores).
7. Se baja la herramienta de prueba y suavemente se coloca sobre el cuerpo del colgador o del cabezal según sea el caso.
8. Se pone todo el peso de la sarta sobre la herramienta de prueba para tener un sello firme.
9. Se circula el fluido de perforación a través de la línea de prueba, estrangular o matar, para eliminar el aire atrapado.
10. Se cierra el ram de tubería o preventor anular seleccionado para la prueba.

11. Se limita la presión de prueba a valores menores a la presión de trabajo del conjunto de preventores aplicando lentamente la presión de prueba en incrementos de 1000 psi hasta alcanzar la presión total de prueba.
12. Cuando la prueba esté completa, se asegura que los preventores esten completamente abiertos.
13. Se levanta lentamente la herramienta de prueba Boll Weevil, se saca del cabezal y se recupera a superficie.
14. Se desconecta la herramienta, se lava, se inspecciona la superficie de prueba y se almacena.

4.4.5.2 Procedimiento de prueba con la herramienta Weight Set Tester

1. Se asegura que los bujes de desgaste de 13 3/8 in, 9 5/8 in y/o 7 in estén instalados.
2. Se determina la profundidad desde la mesa rotaria hasta la profundidad de alojamiento de la herramienta en el cabezal de 18 3/4 in.
3. Se rompe un mínimo de cuatro seguros, igualmente espaciados, para activar la herramienta de prueba, para lograrlo se necesitarán aplicar aproximadamente 13.6 ton de peso sobre la herramienta.

Nota: Se puede agregar peso conectándole tubería de perforación debajo de la herramienta de prueba.

- a. Se efectúa un ajuste a la sarta de perforación de tal manera que queden aproximadamente 6 m de TP arriba de la mesa rotaria.
 - b. Se confirma que los arietes de los preventores a probar no cerrarán sobre la herramienta de prueba.
4. Se conecta la herramienta de prueba a la sarta de perforación.
 5. Se verifica que la plataforma esté adecuadamente posicionada (reducir al máximo el desplazamiento respecto al trasponder de posicionamiento del conjunto de preventores).
 6. Se baja la herramienta de prueba lentamente a través de los preventores anulares y del conjunto de preventores para evitar un daño prematuro del empaque sello.
 7. Se sienta la herramienta de prueba sobre el buje de desgaste del colgador de la etapa correspondiente y se coloca un peso con la tubería de perforación de 13.6 ton sobre la herramienta de prueba para romper los seguros y tener un sello firme.

8. Se circula el fluido de perforación a través de la línea de prueba, estrangular o matar, para eliminar el aire atrapado.
9. Se cierra el ram de tubería o preventor anular seleccionado para la prueba y se llena la tubería de perforación con agua. Si se observa escurrimiento a través de la tubería de perforación, será indicativo de que se tiene una fuga en el empaque sello de la herramienta.
10. Se limita la presión de prueba a valores menores a la presión de trabajo del conjunto de preventores aplicando lentamente la presión de prueba en incrementos de 1000 psi hasta alcanzar la presión total de prueba.
11. Cuando la prueba esté completa, se asegura que los preventores estén completamente abiertos.
12. Se levanta lentamente la herramienta de prueba, se saca del cabezal y se recupera a superficie.
13. Se desconecta la herramienta, se lava, se inspecciona la superficie de prueba y se almacénala.

4.4.5.3 Procedimiento de prueba con la herramienta para correr el cabezal de 18 3/4 in

1. Se realizan las operaciones de revisión de la herramienta de correr y probar de 18 3/4 in.
2. Se comprueba que el buje de desgaste apropiado esté en su lugar y que el calibre del cabezal y BOP está suficientemente limpio para recibir la herramienta de correr y probar el housing del cabezal.
 - a. En áreas de lodo gelatinoso, se recomienda lavar los preventores, el cabezal y el buje de desgaste con una barrera de perforación o con un jetting tool.
 - b. Una combinación para la herramienta jetting puede correrse delante de la herramienta de prueba.
3. Se determina la distancia del asentamiento para el buje de desgaste desde la mesa rotaria.
4. Se enrosca la herramienta de correr y probar a la sarta de perforación. El espacio de tubería de perforación arriba de la mesa rotaria deberá ser aproximadamente de 6 m.
5. Se asegura de que los arietes de los preventores a probar no cierren en las juntas de la tubería de perforación.

6. Se confirma que la herramienta este totalmente libre, que su sello esté totalmente expandido y el candado de los perros esté totalmente retraído.
7. Se comprueba que las posiciones del equipo sean adecuadas.
8. Se procede a correr la herramienta de 18 ¾ in de prueba.
 - a. Se procede lentamente a través del diámetro interior del preventor anular del conjunto de preventores para evitar daños al sello.
 - b. Se asienta suavemente la herramienta en el buje de desgaste con el compensador de movimiento vertical.
 - c. Se destraba el block del cuello de ganso, swivel.
 - d. Se asienta todo el peso de la sarta metida sobre la herramienta con un máximo de 45 360 kg para sentarla firmemente sobre el buje de desgaste.
 - e. Se ponen marcas de referencia en la tubería de perforación y en la mesa rotaria.
 - f. Se continúa el proceso de instalación de la herramienta de acuerdo a instrucciones del fabricante.
 - g. Se circula fluido a través de la línea de prueba deseada, estrangular o matar, para eliminar algún aire atrapado.
9. Se cierra el preventor anular o los rams deseados sobre la tubería. Se aplica lentamente la presión de prueba en incrementos de 1000 psi hasta alcanzar la presión de prueba deseada.
10. Cuando la prueba esté completa, se asegura que todos los preventores estén totalmente abiertos y la tubería sentada con el peso neutral del compensador sobre la herramienta de correr y probar.
11. Se libera la herramienta y se procederá a recuperarla de acuerdo a instrucciones del fabricante.
12. Se levanta lentamente la herramienta de correr y probar afuera del housing del cabezal y se recupera a la superficie.
13. Se desconecta la herramienta, se lava, se inspecciona la superficie de prueba, se efectúa su mantenimiento post operativo y se almacénala.

4.5 Etapas intermedias

Después de haber perforado mediante procedimientos convencionales la etapa de 17 ½ in y/o 12 ¼ in, se procederá a correr la tubería de revestimiento correspondiente con su colgador y ensamble sello; para lograrlo será necesario el uso de la herramienta para correr el colgador de la tubería de revestimiento y ensamble sello, conocida como “CHSART”, por sus siglas en ingles. Ésta tiene la ventaja de que en una sola corrida baja el colgador de la TR en el cabezal, lo suelta, libera el ensamble sello, lo energiza con peso y procede a la prueba del mismo.

4.5.1 Procedimiento operativo para correr la tubería de revestimiento con su colgador y ensamble sello, utilizando la herramienta CHSART y pruebas

1. Se instala el ensamble sello en la herramienta CHSART.
2. Se asegura el ensamble sello a la herramienta CHSART con los 8 pernos de tensión, orientándolos a los 8 agujeros de la camisa actuadora, verificando que los dedos de agarre estén enganchados al ensamble.
3. Se lleva la herramienta al piso de perforación y se conecta a un tubo de perforación, se conecta el equipo de tapones submarinos de cementación al piñón 4 ½ in IF, en la parte inferior de la herramienta.
4. Se rota el vástago de la herramienta a la izquierda 3 ½ vueltas, para verificar que los dedos para el colgador estén retraídos.
5. Se coloca el colgador sobre el doble piñón de tubería de revestimiento y se aprietan ambos con el torque adecuado.
6. Se libera de grasa el interior del colgador y cuidadosamente se baja la CHSART con el ensamble sello y el conjunto de tapones submarinos de cementación dentro del colgador, alineando los pernos anti-rotación con las ranuras del colgador.

7. Se procede a girar el vástago de la herramienta a la derecha hasta que se detenga, aproximadamente 3 ½ vueltas, con lo que se logrará que los seguros de la CHSART sujeten firmemente al colgador y queden en posición de candado.
8. Con plástico o cartón y cinta adhesiva se protege el ensamble de sellos para evitar daños. El ensamble y colgador están listos para ser corridos, se procede a estibar el tramo de tubería de revestimiento y herramienta en el peine de la torre de perforación.
9. Una vez hecho lo anterior, se efectúan los preparativos necesarios para correr el colgador, ensamble y la TR dentro del pozo.
 - a. Con la barrena en el fondo se procede a circular limpiando el agujero, teniendo cuidado que el equipo de control de sólidos trabaje correctamente, se saca la barrena a superficie.
 - b. Es recomendable que los preventores de arietes y anulares sean operados para limpiar los recortes alojados en las cavidades y el cabezal sea lavado a presión; se deberá circular al menos una vez el volumen del Riser marino a través de las líneas de matar y estrangular para evitar que los materiales lavados a presión vuelvan a caer en el conjunto de preventores y cabezal submarino.
 - c. Se procede a recuperar el buje de desgaste del cabezal sacando y anotando las medidas de las profundidades.

Nota: Para los cabezales submarinos, el uso de centradores y raspadores debe ser evitado cuando sea posible; debido a que al pasar a través del cabezal, algunas partículas pueden desprenderse y caer en el área de sello y en el asiento del colgador. Lo anterior no aplica si no ha sido corrido ningún colgador anteriormente, ya que el cabezal tiene un hombro pequeño el cual no ocasiona ningún problema con los centradores.
10. Se procede a efectuar la corrida de la TR y accesorios, de acuerdo a su programa de introducción.

11. Con el último tramo de la TR en cuñas se quita el candado del Block viajero y se levanta el doble piñón de la TR que se había pre-ensamblado con el colgador y la CHSART (Punto 8). Se coloca una marca vertical con pintura blanca sobre el vástago, ensamble sello y colgador de la CHSART como referencia.
12. Después de hacer la conexión a la TR, se verifica que las marcas estén alineadas y se elimina el perno anti-rotación.
13. Se sientan las cuñas justo debajo del colgador y se verifica que el vástago de la CHSART gire a la derecha $\frac{1}{4}$ de vuelta. Se limpia la grasa y el sello de la herramienta.
14. Se verifica que el equipo esté alineado sobre el pozo.
Nota: La sarta arriba de la CHSART deberá tener un mínimo de 6 818 kg de peso para poder sentar y energizar el ensamble sello.
15. Con el compensador de movimiento vertical abierto, se baja el colgador y la CHSART a través de la mesa rotaria, teniendo cuidado de haber removido el master del Bushing Kelly, se anota el peso de la tubería de revestimiento justo antes de sentarlo en el cabezal.
16. Se sienta el colgador y la TR sobre el cabezal; utilizando las llaves del equipo y con el peso en neutral sobre la herramienta CHSART se gira una vuelta a la derecha para verificar la libertad de giro.
17. Se ajusta el compensador de movimiento vertical a 6 818 Kg de tensión y se mantiene constante durante la operación de cementación.
18. Con la cabeza de cementación submarina instalada, se efectúa la cementación de la TR de acuerdo al programa.
19. Una vez que el cemento ha sido desplazado, se verifica si el equipo de flotación trabaja.
20. Con el compensador de movimiento vertical, se ajusta un peso sobre la herramienta de 2 272 a 4 545 kg y se gira la tubería de perforación $5 \frac{1}{2}$ vueltas a la derecha para liberar el colgador de la TR.

21. Para instalar el ensamble sello sobre el colgador, se aplica un peso de hasta 6 818 kg de la TP sobre la herramienta CHSART, con lo que el ensamble bajará a su posición de alojamiento entre el colgador de la TR y el cabezal, energizando los sellos exterior e interior del mismo y aislando el espacio anular.
22. Para verificar que el ensamble ha quedado en su lugar, se aplica una tensión de hasta 13 636 kg y éste no se deberá mover. Una vez hecho lo anterior, se vuelve a dejar el peso de la TP sobre la herramienta para proceder a probar con presión el ensamble.
23. Se circula a través de la línea de matar o estrangular para eliminar cualquier cantidad de aire entrampado.
24. Se cierran los arietes de los preventores deseados y se procede a aplicar la presión de prueba de 1000 en 1000 psi cuidando de no excederse de la máxima presión de trabajo del equipo. Para el caso la presión de trabajo es de 10 000 psi, por lo que una presión de 7 500 psi es adecuada.
25. Cuando la prueba ha terminado, se verifica que todos los preventores estén completamente abiertos y se procede a levantar la herramienta CHSART de acuerdo a las instrucciones del fabricante. Los pernos de tensión se romperán confirmando con esto que el ensamble sello está en posición de candado en el colgador.
26. Si hubiere posibilidades de que haya cemento en el cabezal, se levanta la herramienta de 1 a 1.5 m arriba del colgador y se circula a través de la TP para lavar el cabezal submarino.
27. Se saca la herramienta a superficie, se le efectúa su mantenimiento y se almacena.

4.5.2 Sistema de cementación submarina

Uno de los principales métodos para manejar y cementar las tuberías de revestimiento en operaciones costa afuera se efectúa cuando se coloca en el fondo marino la tubería de revestimiento con su colgador en el cabezal submarino. La tubería de revestimiento se conecta al piso de perforación por medio de la tubería de perforación. Los tapones convencionales de cementación no pueden ser utilizados bajo estas condiciones. Sin embargo, los procedimientos convencionales de cementación pueden ser seguidos mediante el uso del sistema de cementación y liberación de tapones sub-superficial, SSR.

Este sistema difiere del sistema de lanzamiento de tapones convencional en tres formas:

- a) Los tapones de cementación superior e inferior se ubican dentro de la tubería de revestimiento justo debajo del colgador antes de ser lanzados, al nivel del cabezal submarino en lugar de estar en la superficie.
- b) La segunda diferencia es el diseño de los tapones de cementación. Mientras externamente se ven como tapones convencionales, por dentro tienen cavidades que permiten la circulación del fluido de perforación antes de ser soltados.
- c) La cabeza de cementación es pequeña y se adapta a la tubería de perforación. La cabeza de cementación sostiene una bola y un dardo, que cuando se suelta, selectivamente lanza los dos tapones de cementación hacia abajo, dentro del pozo.

Tapones de cementación submarina y accesorios están disponibles en dos tipos distintos. Algunos tapones son manufacturados con núcleos de aluminio. Los conectores y dardos también están hechos de aluminio. También están disponibles tapones que son perforables con barrenas PDC, ya que sus núcleos están elaborados con un material fenólico de alta resistencia con resina epóxica. Éstos se perforan rápidamente y por su forma son no rotatorios.

4.5.2.1 Descripción del equipo

Cabeza de cementación

La cabeza de cementación es de tamaño compacto y sostiene una bola y un dardo; permite la circulación del fluido de perforación hasta que sea necesario soltar la bola y el dardo. Tiene una conexión rápida 4 ½ in IF, compatible con la tubería de perforación.

El piñón que libera el dardo está conectado al cuerpo principal de la cabeza mediante una conexión soldada que resiste alta presión. El conector que libera a la canica también está soldado al cuerpo de la cabeza de cementación, tiene un alojamiento para la bola, puede permitir la colocación de la canica dentro de un aro que se localiza en su punta mediante un vástago roscado retráctil, después se puede roscar para empujar y deslizar la canica a la cabeza de cementar y así soltarla. Las conexiones para circular están localizadas a 45° del soltador del dardo y canica, lo que permite un claro total para efectuar la operación. Ambos soltadores sólo trabajan por rotación y no quedan restringidos a la presión de vacío de la cabeza de cementar, eso y que cuenten con banderas indicadoras del paso de la canica y dardo, hacen su operación bastante segura.

Sus conexiones para el flujo pueden ser de 2 in y 3 in. El aro para soltar la canica puede ser de 1 5/8 in, 1 ¾ in ó 2 ¼ in. La máxima presión de trabajo es de 10000 psi (De Rozieres, Griffin, & Schlumberger, 1990).

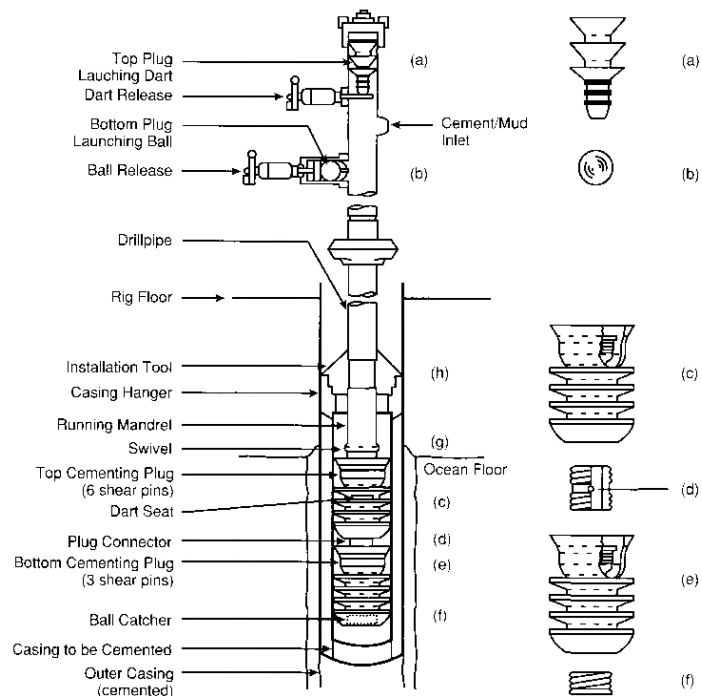


Ilustración 206 Cabeza de cementación

Canica para soltar el tapón de fondo

Estas canicas o bolas están modeladas en hule sólido. El tamaño correcto y dureza le permitirán pasar a través de la sarta de perforación, amortiguador y tapón superior, sentándose en su alojamiento en el tapón inferior. Éste sentamiento se reflejará en un incremento en la presión de bombeo que permitirá que se libere el tapón inferior del superior con lo que finalmente llegará al cople flotador de la TR. Un nuevo incremento de presión empujará la canica de su asiento hacia abajo, rompiendo unos pernos de retención, permitiendo que se restablezca la circulación y que el cemento pueda pasar. Esta operación es similar a la ruptura del diafragma en los tapones convencionales. En el fondo del tapón existe un sujetador de la canica, el cual impide que ésta caiga sobre el equipo de flotación.

Dardo lanzador del tapón superior

El dardo tiene un núcleo de aluminio y está equipado con 3 anillos limpiadores flexibles de nitrilo, el anillo candado también es de aluminio. Este dardo puede pasar a través de restricciones tan pequeñas como un diámetro de 2 ¾ in. Cuando el dardo se acopla al tapón superior, los candados de la nariz del dardo lo sujetan permanentemente haciendo sello. Un incremento de presión en la parte superior del tapón romperá los pernos que retienen al tapón liberándolo para que pueda moverse hacia abajo, dentro de la tubería de revestimiento.

Mandril de ensamble para correr

Consiste de un mandril con extensión y un mandril superior conectados por unos anillos giratorios. Los tapones de cementación superior e inferior están conectados al mandril con extensión con 12 vueltas en 3 ½ in dentro del tapón superior. La parte superior del mandril rosca a una combinación que se conecta directamente a la herramienta para correr la TR con su colgador y ensamble sello, CHSART.

La unión giratoria del mandril permite que el colgador sea instalado en el cabezal con los giros correspondientes de la herramienta CHSART, sin que los tapones giren dentro de la TR, ya que la rotación de los tapones dentro de la TR debilitaría la resistencia de los pernos que los sueltan.

El mandril con extensión está equipado con un pistón y una cámara de presión que provee fuerza adicional para una presión de fluido dada, ayudando a soltar y lanzar el tapón superior; también tiene unos orificios que permiten equilibrar la presión dentro y fuera del mandril, así como arriba y abajo de los tapones de cementación, durante la circulación del fluido de perforación.

Tapón de cementación superior

Externamente es idéntico a los tapones convencionales, sin embargo, las diferencias son internas. El agujero central está hecho de plástico o de aluminio. En la parte superior del agujero tiene un anillo de aluminio sujeto con pernos. El fluido puede circular a través del tapón sin crear una caída de presión lo suficientemente grande para que los pernos se rompan y el tapón sea lanzado prematuramente.

En la parte inferior del tapón existe un anillo con un hombro sobre el cual se asienta el dardo y se asegura; en ese momento se hace un sello efectivo y se observará un incremento en la presión de bombeo, con la que se romperán los pernos superiores y se soltará el tapón.

Tapón de cementación inferior

Externamente es idéntico a los tapones convencionales, sin embargo, las diferencias son internas. El agujero central del núcleo está hecho de plástico o aluminio y tiene un anillo en la parte inferior de aluminio o de resina epóxica. El anillo está sujeto con pernos, característica que restringe al diámetro en el cual la bola o canica se asentará para lanzar el tapón. Una vez que el tapón llega al cople flotador, un nuevo represionamiento empujará a la canica fuera de su asiento y ésta caerá al fondo del tapón, donde quedará sujeta por una rejilla que la cual permite la circulación del fluido.

4.5.2.2 Operación

La operación del equipo es simple, a continuación se describe el procedimiento operativo para la cementación de la tubería de revestimiento intermedia de 13 5/8 in con una cabeza de cementación submarina.

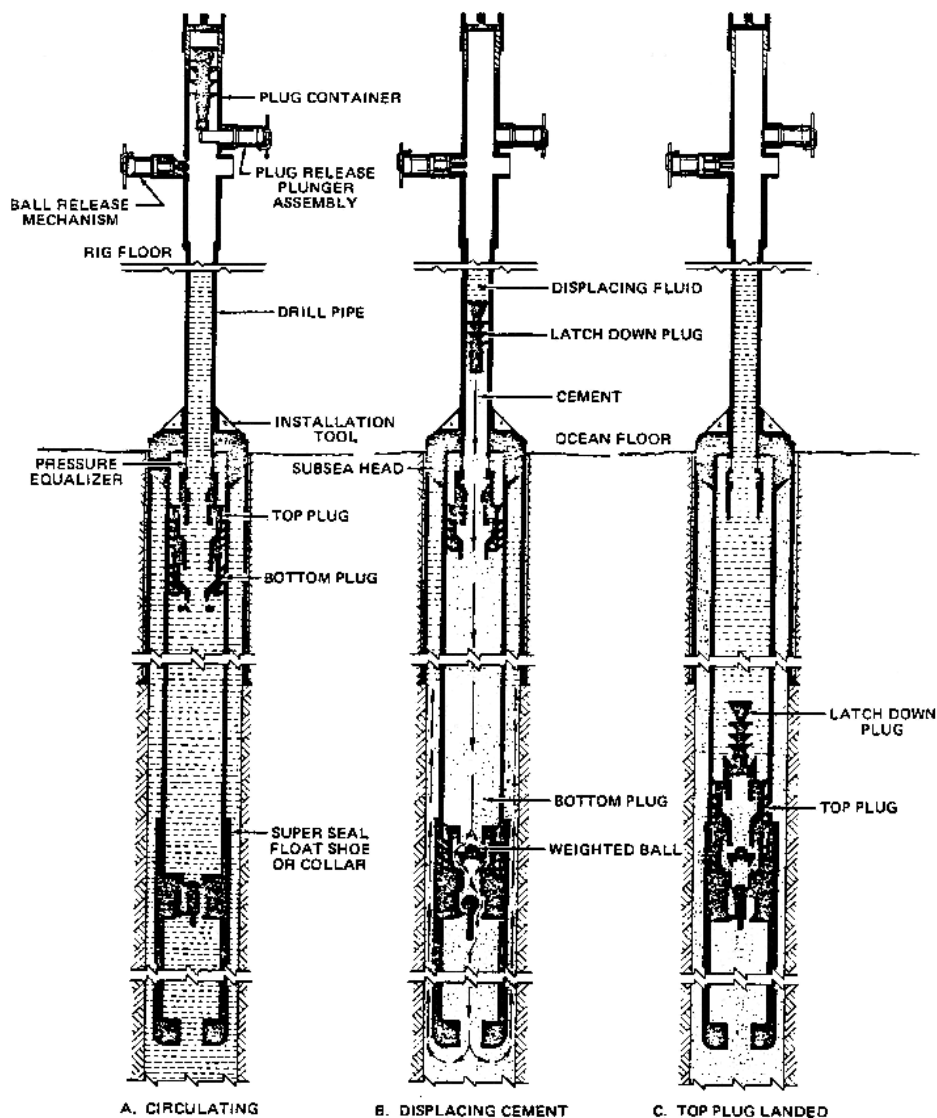


Ilustración 207 Proceso de cementación

1. Se instala al tramo corto de TR que tiene el doble piñón, el colgador de la TR y la herramienta CHSART, la combinación requerida y un tubo de TP. Se deja recargado en el peine de tuberías en el mástil.
2. Se introduce toda la TR de 13 5/8 in y se sienta en la araña base de la mesa rotaria.

3. Se conecta el mandril SSR y el conjunto de tapones de cementación al tubo de la TP que tiene instalado el tramo de TR doble piñón y se introducen los tapones a la TR que se encuentra sentada en la mesa rotaria.
4. Se procede a bajar la tubería de revestimiento hasta sentar el colgador en el cabezal submarino por medio de la herramienta CHSART y tubería de perforación.
5. Se instala la cabeza de cementación submarina a la TP, colocando el dardo y la bola dentro de la misma.
6. Se efectúa la junta de seguridad con el personal involucrado en la operación.
7. Se prueban líneas de cementación con 300/5000 psi durante 5 minutos cada una.
8. Se suelta la canica de 1 ¾ in.
9. Se bombea el bache lavador químico con la unidad de alta presión.
10. Se bombear el bache espaciador.
11. Se observa un súbito incremento en la presión de bombeo de entre 100 y 300 psi, lo que significará que la canica ha llegado al tapón inferior y lo ha soltado; la presión caerá a su valor normal.
12. Se mezclan y bombean las lechadas de cemento de relleno y amarre.
13. Se observa un segundo súbito incremento en la presión de bombeo de entre 1000 y 1200 psi, lo que significará que la canica ha sido expulsada de la restricción de su asiento y el tapón ha llegado al cople flotador; la presión caerá a su valor normal y se reiniciará la circulación.
14. Se lanza el torpedo y se verifica su llegada al tapón superior.
15. Se efectúa el desplazamiento de la lechada con la unidad del equipo bombeando lodo.
16. Se verifica el acoplamiento de tapones y alcance presión final; en caso de no alcanzar presión final, no se sobre desplaza.
17. Se verifica si funciona el equipo de flotación. Si funciona, con la herramienta CHSART se suelta el colgador, se instala el ensamble sello y se recupera la TP a superficie.
18. Si no funciona el equipo de flotación, con la herramienta CHSART se suelta el colgador y se instala el ensamble sello; se deja represionada la TR con la presión diferencial y se espera fraguado.

4.5.3 Procedimiento para correr los bujes de desgaste de las diferentes etapas

1. Se conecta la herramienta para correr el buje de desgaste con la TP.
Nota: Si las condiciones lo requieren, se coloca peso en la parte inferior de la herramienta, tubería de cola.
2. Se retraen los pernos de la herramienta corredora girando las levas a posición cerrada.
3. Se instala el buje de desgaste en la herramienta.
4. Se enganchan los pernos de tensión en los alojamientos “J” del Buje.
5. Se sostiene el buje de desgaste y se gira la herramienta a la izquierda hasta que las bolas retenedoras coincidan con los agujeros del buje de desgaste.
6. Se inspeccionan los dos ensambles candados del buje de desgaste, verificando que operen libremente y que sean adecuados.
7. Se determina la distancia de la mesa rotaria a la parte superior del colgador donde se asentará el buje de desgaste.
8. Se verifica que la unidad de perforación esté posicionada correctamente sobre el cabezal submarino y se corre el buje de desgaste.
Nota: Cuando el buje de desgaste esté por pasar la junta flexible, se procede lentamente y se vigila muy de cerca la cantidad de arrastre a través del conjunto de preventores.
9. Se anota el peso de la sarta.
10. Con el compensador de movimiento vertical abierto, se coloca suavemente el buje de desgaste sobre el compensador.
11. Se coloca todo el peso de la TP sobre el buje de desgaste para sentarlo firmemente sobre el colgador.
12. Usando el compensador, se tensiona 4 545 kg arriba de su peso para verificar que el buje de desgaste se encuentre en posición de candado, en su lugar.
13. Se quita la tensión.
14. Con llaves de cadena y la TP en peso neutral, se gira la TP a la izquierda hasta que los pernos anti-rotatorios accionados por resortes enganchen en la parte superior del colgador de la TR, manteniendo la torsión y cuidando que no exceda de 3000 lb ft, se ponen marcas en la TP y en la mesa rotaria.

15. Se libera el torque.

Nota: En aguas profundas puede ser necesario usar las llaves del equipo para rotar la sarta de perforación. En este caso, antes de sentar el buje de desgaste, se rota la sarta de perforación para determinar la cantidad de torsión que necesita para girar y se anota. Cuando se gire la herramienta a la izquierda, se debe cuidar de no sobrepasar las 3000 lb-ft requeridas para rotación, ya que se puede romper la J del buje de desgaste.

16. Manteniendo un mínimo torque de la TP a la derecha, se levanta y recupera la herramienta a superficie.

17. Se desconecta la herramienta para correr el buje de desgaste de la TP, se le da mantenimiento y se almacénala.

4.6 Etapas de explotación

En esta sección se describirán:

- La tubería de revestimiento corta
- El colgador liner
- Los accesorios de un aparejo convencional
- El procedimiento para cementar una tubería de revestimiento corta

4.6.1 Tubería de revestimiento corta

La tubería corta o liner, es una sección de tubería de revestimiento que se coloca generalmente en un agujero abierto, debajo de la zapata del último ademe y que no es continua hasta la superficie.

Las principales razones para su utilización son las siguientes:

1. Control del pozo.

El liner permite aislar zonas de alta o baja presión y continuar la perforación con fluidos de alta o baja densidad.

2. Economía de tubería de revestimiento.

Se pueden efectuar pruebas de producción de horizontes cercanos a la zapata de la última tubería de revestimiento a un costo muy bajo, debido a la pequeña cantidad de tubería usada, costo no comparable con una tubería llevada hasta la superficie.

3. Rápida instalación.

Las tuberías de revestimiento cortas pueden ser colocadas en el intervalo deseado más rápido que las normales, ya que es introducida con la tubería de perforación una vez conectada de la cantidad TR requerida.

4. Ayuda a corregir el desgaste de la última tubería de revestimiento cementada.

Al continuar la perforación existe la posibilidad de desgastar la tubería de revestimiento, lo cual se puede corregir mediante una extensión o complemento de una tubería corta.

5. Evita volúmenes muy grandes de cemento.

Debido a que las tuberías cortas no son cementadas hasta la superficie, el volumen de cemento requerido será mucho menor en cada operación.

6. Permite utilizar empacadores y tuberías de producción de mayor diámetro.

Al no tener un diámetro restringido en la tubería de explotación, podemos utilizar empacadores y tuberías de producción con un área mayor de flujo, las cuales quedarán arriba de la boca de la tubería corta.

7. Auxiliar en la hidráulica durante la perforación.

Al permitir utilizar sartas de perforación combinadas, mejora las pérdidas de presión por fricción en la tubería de perforación durante la profundización del pozo, permitiendo alcanzar mayores profundidades con sartas más resistentes y con buena eficiencia en el avance de las barrenas.

4.6.2 Definición y ventajas del colgador liner

Un colgador de tubería corta es una herramienta que permite anclar o colgar a ésta en la tubería de revestimiento. Su uso es recomendado cuando se trata de tuberías con longitudes mayores a 100 m ya que, dependiendo de su diámetro y peso, al apoyarse en el fondo pueden adoptar una forma helicoidal o, en caso extremo, una forma de tirabuzón. Estas formas dificultarían la introducción de herramientas, tales como empacadores, registros, tuberías, etcétera, así como permitirían que el paso continuo de la tubería de perforación en los viajes de cambio de barrena, desgaste y rompa la tubería corta.

4.6.3 Distribución y descripción de los accesorios que constituyen un aparejo convencional

Zapata flotadora Tipo “V”

Está diseñada para ayudar a flotar a la tubería, evitar el regreso del cemento y permitir la circulación por los orificios laterales cuando por asentamiento de formación en el fondo del pozo ésta se obture. Su fabricación se realiza con material fácil de moler.

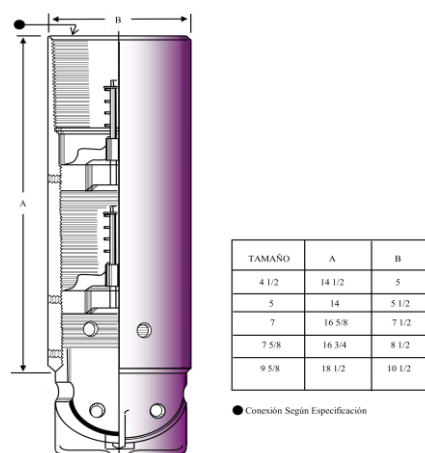


Ilustración 208 Zapata flotadora Tipo V

Cople Receptor

Sirve para detener la canica de bronce y su asiento, es para que no se obstruya la circulación de fluidos durante la cementación en la que se utiliza un colgador hidráulico. Por lo general se instalan dos tramos abajo del cople de retención.

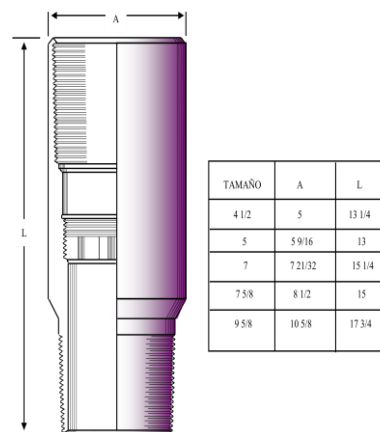


Ilustración 209 Cople Receptor

Cople de Retención Tipo I

En cementaciones donde se utiliza un colgador de tipo mecánico, este cople se coloca de uno a dos tramos arriba de la zapata flotadora o unido al cople flotador. En su diseño tiene un asiento con candado que asegura el tapón limpiador, lo cual es una protección adicional para evitar el regreso del cemento a través del liner.

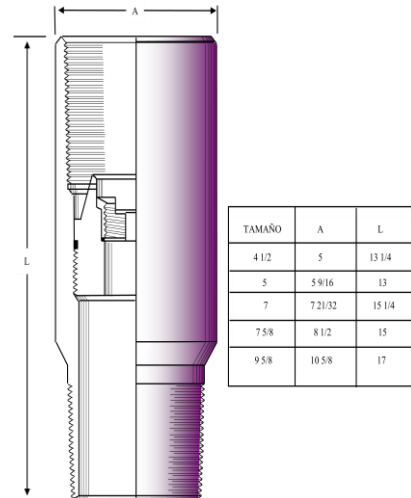


Ilustración 210 Cople de retención Tipo I

Cople de Retención Tipo II

Se instalan dos tubos arriba del cople receptor en cementaciones donde se utiliza un colgador tipo hidráulico. Tiene un asiento de esfera para que una vez que suelte ésta desde la superficie, obture la circulación. Al bombear se incrementa la presión, lo que hace que se rompan los pernos de corte del colgador hidráulico, al mismo tiempo que actúa su mecanismo y se anclan sus cuñas. Una presión adicional rompe los pernos de corte del asiento de esfera, con lo cual se descarga automáticamente la presión, cayendo el asiento y la esfera en el cople receptor, para así convertirse en cople de retención tipo I, a fin de recibir el tapón limpiador.

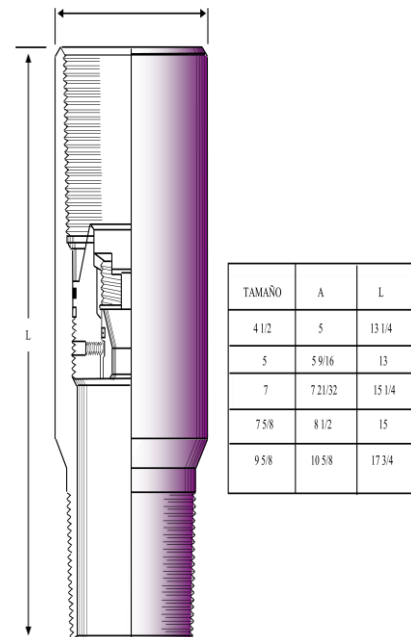


Ilustración 211 Cople de retención Tipo II

Unión Giratoria Tipo "C"

Se coloca inmediatamente abajo del colgador, ya sea mecánico o hidráulico. Consta de tres cuerpos ensamblados que permiten movimiento rotatorio entre sí, ya que se separan del embrague por el peso propio de la tubería corta, lo que hace posible el giro de la misma mediante un asiento de bronce y un juego de sellos de anillos.

Su diseño incluye un embrague mecánico que permite desenroscar a la herramienta soltadora; en caso de no poder anclar el colgador cargando peso, el embrague mantendrá al colgador y cople soltador fijos, mientras se desenrosca la herramienta.

Unión Giratoria Tipo "C-1" con Portatapón

Se utiliza en cementaciones que incluyen una válvula de charnela. Además de las características de la unión giratoria tipo "C", su diseño cuenta con un asiento en la parte superior que asegura el tapón limpiador tipo II durante la corrida de la tubería de revestimiento. Con esta herramienta se elimina la necesidad del cople porta-tapón en el diseño del liner.

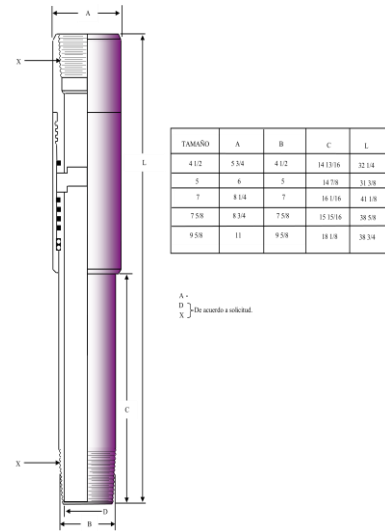


Ilustración 212 Unión giratoria Tipo "C-1" con portatapón

Cople Porta-tapón

Se instala inmediatamente abajo del colgador mecánico o hidráulico en cementaciones donde se utiliza una válvula de charnela. Su diseño incluye un asiento que retiene al tapón limpiador tipo II durante la introducción del liner.

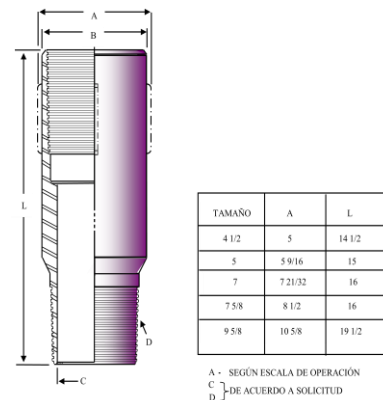


Ilustración 213 Cople portatapón

Colgador Mecánico “CMC”

El colgador mecánico multicono está constituido por un sistema de conos, cuñas y flejes; un mecanismo de ranura en “J” mantiene las cuñas en su posición, lo que permite introducir la tubería de revestimiento y con ello, obtener una circulación sin estrangulamiento. Además, debido a la distribución de sus cuñas es posible tener un área de sustentación bastante grande permitiendo suspender longitudes considerables de tubería de revestimiento (Baker Hughes, 2010).

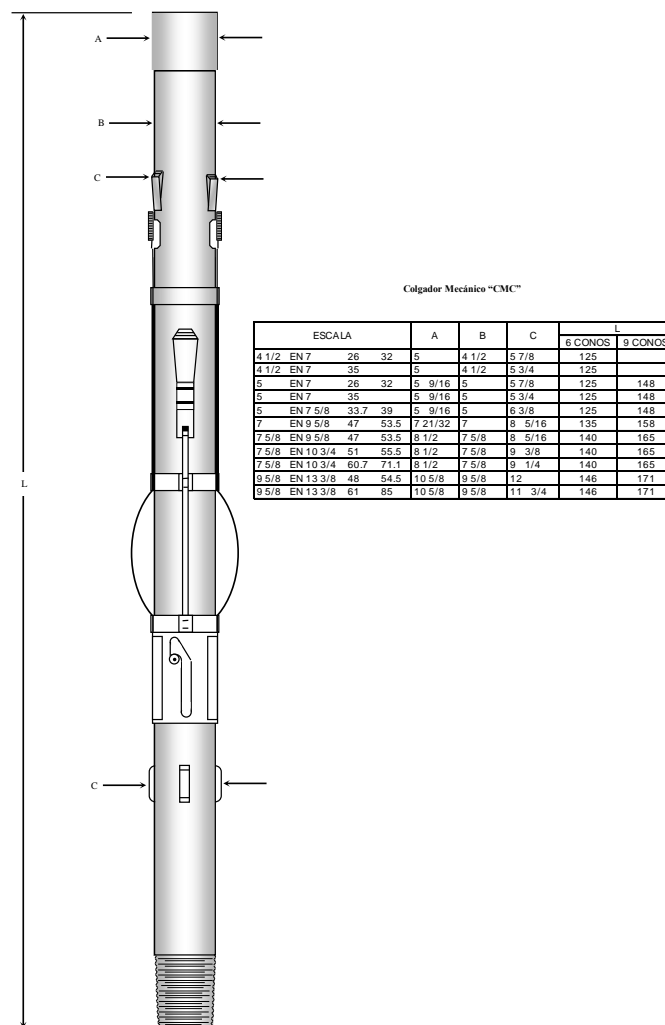


Ilustración 214 Colgador Mecánico “CMC”

Colgador Hidráulico “MC”

El colgador “MC” multicono está construido por un sistema hidráulico de conos, cuñas y flejes. Mientras no se aplique una presión diferencial de 1,300 lb/in, su funcionamiento hidráulico no actuará, lo que permite mantener las cuñas en posición de poder introducir la tubería de revestimiento hasta la profundidad programada (Baker Hughes, 2010).

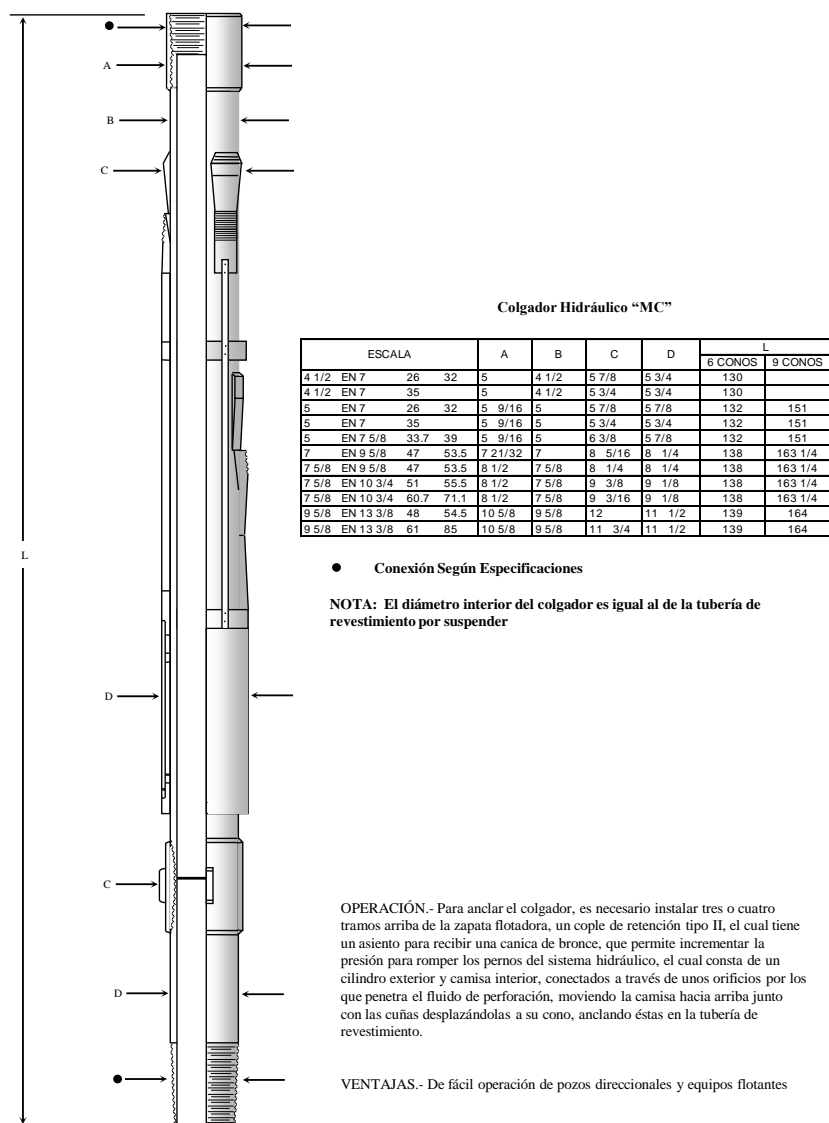


Ilustración 215 Colgador hidráulico “MC”

4.6.4 Secuencia operativa para cementar una tubería de revestimiento corta

1. Introducción de la Tubería de Revestimiento

- a. Se conecta la zapata flotadora al primer tramo, aplicando pegamento especial para acero, sobre el segundo tramo se coloca el cople receptor y sobre el cuarto tramo se instala el cople de retención tipo II.
- b. Se verifica el funcionamiento del equipo de flotación.
- c. Se mete tubería de revestimiento llenando cada cinco tramos.
- d. Se verifica la velocidad de introducción de la tubería de revestimiento corta de acuerdo al programa, se instala el conjunto colgador-soltador consistente en: unión giratoria, receptáculo pulido, colgador mecánico o hidráulico y camisa soltadora con el soltador conectado.
- e. Se anota peso de la tubería de perforación con lodo cada tres lingadas y se mete a la profundidad total.
- f. Se llena la tubería de perforación con lodo cada tres lingadas y se mete a la profundidad total.
- g. Se instala la cabeza de cementación.
- h. Se acondiciona el lodo de perforación.
- i. Se anota el peso de la tubería de revestimiento, más la tubería de perforación llena con lodo.

2. Colgar la Tubería de Revestimiento Corta

Mediante colgador mecánico:

- a. Se levanta aproximadamente un metro.
- b. Se gira la sarta a la izquierda una vuelta por cada mil metros (un cuarto de vuelta efectiva).
- c. Se baja lentamente y se ancla las cuñas.
- d. Se recarga peso:
 - 2 270 – 4 500 kg para poca longitud (de 300 – 500 m).
 - 7 720 – 9 000 kg para longitud mayor (más de 500 m).

Mediante colgador hidráulico:

- a. Se suelta la canica de bronce.
- b. Se represiona la sarta de 84-91 kg/cm².
- c. Se rompen los pernos de corte y anclar las cuñas.
- d. Se recarga peso igual al costo anterior.
- e. Se incrementa la presión para romper los pernos del asiento de la canica (140-175 kg/cm²).
- f. Una vez anclado el colgador, se establece circulación sin desenroscar la herramienta soltadora.

3. Desconexión de la Herramienta Soltadora

- a. Se descontará el peso de la tubería de revestimiento, dejando en el indicador de peso sólo el de la tubería de perforación que estará soportando el balero.
- b. Se gira la sarta a la derecha para desenroscar la tuerca flotadora (con rosca izquierda) de cuatro a cinco vueltas, observando que no tome torsión hasta aplicar de diez a doce vueltas efectivas en la herramienta.
- c. Se levanta la sarta lentamente y se observa en el indicador de peso sólo el de la tubería de perforación.

4. Aplicar Peso sobre la Tubería de Revestimiento Corta

Con el fin de prevenir que las copas, sellos o aguijón sean expulsados de su alojamiento durante el bombeo del cemento por efecto de pistón, se debe:

- a. Calcular el efecto de pistón en toneladas y sumarle nueve toneladas para colocar este peso sobre el colgador.
- b. Vigilar que el peso aplicado permanezca constante durante la etapa de cementación.

5. Cementación de la Tubería de Revestimiento Corta

El sello entre la herramienta soldadora y la tubería de revestimiento se obtiene colocando alguno de los siguientes sistemas: copas invertidas, sellos Mollyglass o aguijón (válvula de charnela). Las ventajas de cada uno de ellos son:

Copas Invertidas

- Abertura completa
- Evita el tránsito de fluidos hacia arriba
- Temperatura máxima de operación 180° F (80° C)
- En dado caso proporciona circulación a la profundidad de la herramienta
- No requiere superficies pulidas para sellar

Sellos Mollyglass

- Abertura completa
- Sostiene presión en ambas direcciones
- Temperatura máxima de operación 450° F (200° C)
- Soporta grandes cargas de peso y presencia de H₂S

Aguijón/válvula de charnela

- No es abertura completa y se requiere molerlo posteriormente
- Sostiene presión en ambas direcciones
- Temperatura máxima de operación 450° F (200° C)
- Aplicación para servicio pesado
- El aguijón puede emplearse repetidas veces
- Su utilización es más económica que el sistema de sellos Mollyglass

6. Secuencia de Cementación

- a. Se circula para limpiar agujero.
- b. Se bombea cemento.
- c. Se suelta tapón de desplazamiento.
- d. Se bombea tapón de desplazamiento de la tubería de perforación al tapón limpiador de la tubería de revestimiento.
- e. Se rompen pernos de corte del tapón limpiador.
- f. Se desplaza tapón limpiador al cople de retención.

7. Sacar la Herramienta Soltadora

Una vez terminada la operación de cementación, se levanta la herramienta soltadora unos cien metros arriba de la posible cima de cemento, si se observa la tubería de perforación tapada, se circula inverso para destaparla y se saca a la superficie.

Después de haber circulado el exceso de cemento, se saca la herramienta sin dar rotación, para evitar una posible desconexión.

Recomendación:

Una vez circulado el exceso de cemento a la superficie, por ningún motivo deberá bajarse la herramienta a la posición original, ya que se corre el riesgo de que se atrape con el cemento que previamente se dejó arriba de la boca de la tubería corta.

Cementación de Tubería de Revestimiento Corta

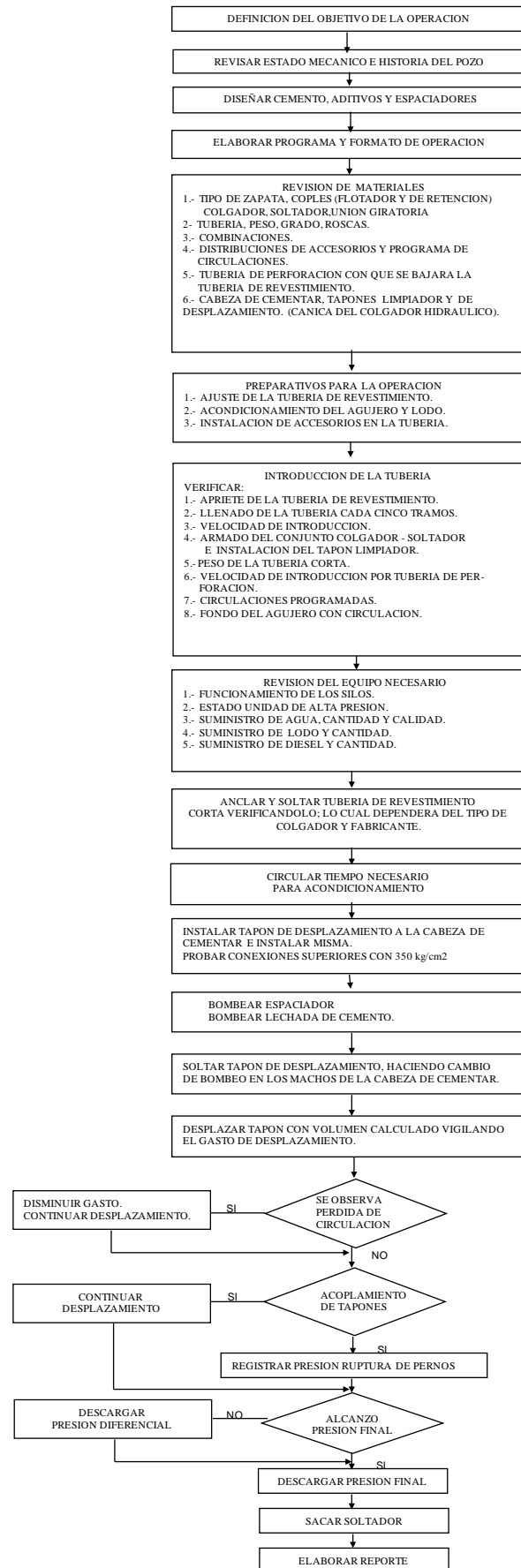


Ilustración 216 Diagrama de flujo para una cementación de TR corta (liner)

4.7 Principales pruebas durante la perforación

En esta sección se describirán las pruebas de goteo, admisión y alijo, junto con sus procesos.

4.7.1 Prueba de goteo

Después de que cada tubería de revestimiento ha sido cementada, se efectúa una prueba denominada “Prueba de goteo”, para verificar la cementación y formaciones debajo de la zapata. El agujero descubierto deberá soportar la presión máxima equivalente del fluido de perforación que se usará para perforar con seguridad a la profundidad de la siguiente etapa.

En general, una prueba de goteo se efectúa cuando se cierra el preventor anular y se procede a bombear a gasto constante hasta que la presión de prueba es alcanzada y/o la formación empieza a admitir lodo, se suspende el bombeo y se observa el ritmo al que declina la presión por 10 minutos.

Para probar las formaciones que están debajo de la zapata será necesario perforar de 3 a 30 m debajo de la zapata así como cuantificar los fenómenos de compresión a los que estará sujeto el lodo.

La compresibilidad causada por la expansión de la TR y el agujero descubierto es pequeña si se compara con la compresibilidad del fluido de perforación, por lo que puede ser despreciada.

La compresibilidad efectiva, C_e , de un fluido de perforación compuesto por agua, aceite y sólidos conociendo las compresibilidades de sus componentes: C_w , C_o y C_s , respectivamente, está dada por la siguiente ecuación:

$$C_e = C_w f_w + C_o f_o + C_s f_s \qquad \text{Ecuación 4.7.1-1}$$

En donde los símbolos denotan:

f_w , la fracción volumétrica del agua

f_o , la fracción volumétrica del aceite

f_s , la fracción volumétrica de sólidos

C_w , el valor de la compresibilidad del agua: $3.0 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$

C_o , el valor de la compresibilidad del aceite: $5.0 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$

C_s , el valor de la compresibilidad de sólidos: $0.2 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$

La compresibilidad está definida por:

$$C_e = -\frac{1}{V} \left(\frac{dV}{dp} \right) \quad \text{Ecuación 4.7.1-2}$$

Donde V es el volumen de fluido inicial dentro del pozo y $\frac{dV}{dp}$ es la variación del volumen respecto a la presión aplicada. Despejando $\frac{dp}{dV}$ se obtiene la variación de la presión aplicada con respecto al volumen, la cual podrá ser dibujada en un gráfico de presión de inyección contra volumen bombeado.

$$\frac{dp}{dV} = -\frac{1}{C_e V} \quad \text{Ecuación 4.7.1-2b}$$

Al iniciar la prueba de goteo se debe seleccionar un gasto de bombeo que sea ligeramente menor que el de la línea pendiente de volumen mínimo dp/dV . Los bombeos de entre $\frac{1}{4}$ y $1 \frac{1}{2}$ bpm son típicos. Si se selecciona un gasto muy bajo, pérdidas de fluido por filtrado pueden enmascarar el resultado de la prueba. Los bombeos a altos gastos se efectúan cuando el intervalo del agujero descubierto es grande. Para tener mayor control sobre las presiones y gastos a utilizar durante la prueba, se recomienda efectuarla con la unidad de cementación de alta presión.

Otro factor que influncia el resultado de la prueba, son las pérdidas de presión por fricción. M.A. Chenevert recomienda utilizar el valor de la presión requerida para romper el gel e iniciar a circular en el pozo como un buen parámetro de las pérdidas de presión por fricción dentro de la tubería de perforación (Bourgoyne, Chenevert, Millheim, & Young, 1991). El cual se puede calcular con la siguiente ecuación:

$$dpf = \frac{Y_p H}{300 d} \quad \text{Ecuación 4.7.1-3}$$

En donde

dpf son las caídas de presión por fricción en psi

Y_p es el punto cedente del fluido de perforación en lb/100ft²

H es la profundidad de prueba en ft

d es el diámetro interior de la tubería de perforación en in

Para calcular la presión de goteo, P_g , se elaborará una tabla con los valores de presión de inyección contra gasto que serán graficados y se observará un comportamiento como el que se aprecia en la figura siguiente:

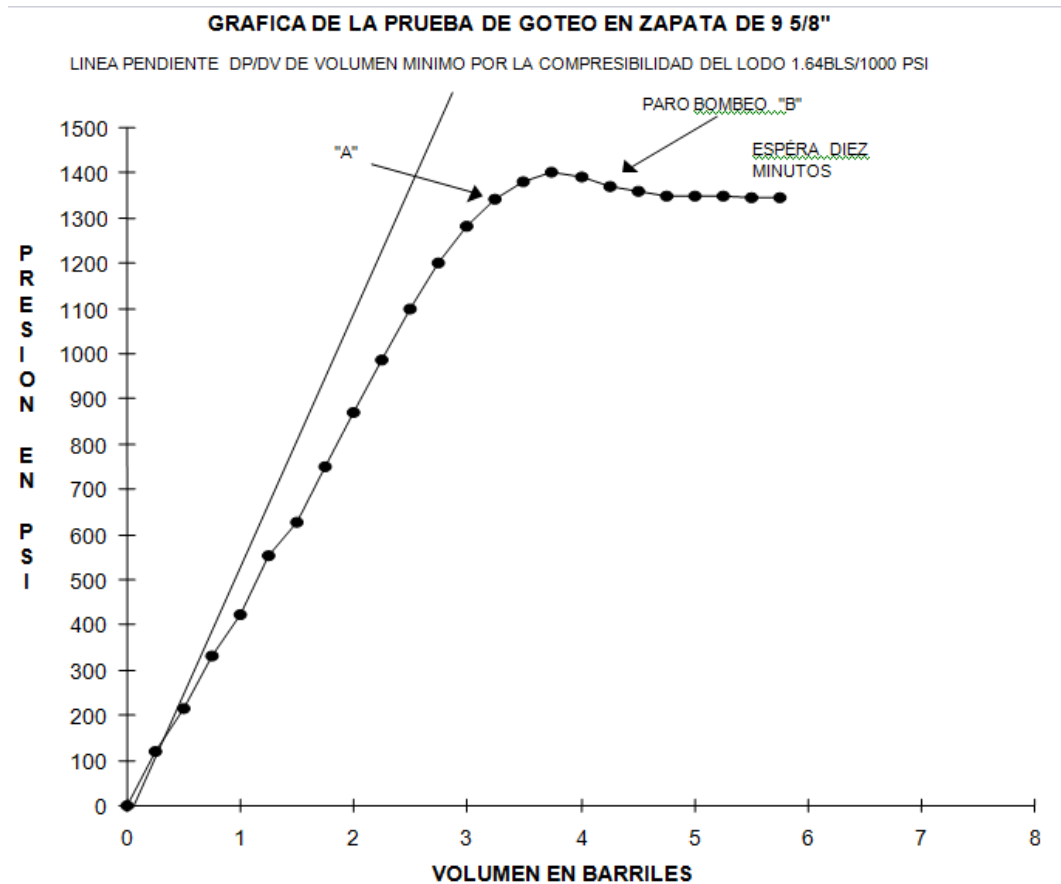


Ilustración 217 Gráfica de la prueba de goteo en zapata de 9 5/8 in

En la Ilustración 217 se observa que los puntos se alinean en una línea casi recta hasta alcanzar el punto “A”, que es el valor de presión donde los granos de la formación empiezan a moverse, separándose y la formación empieza a admitir el lodo; este valor es denominado como “Presión de goteo” y es el que se utiliza para calcular el valor de la presión de fractura de la formación. En el punto “B”, cuando se detiene el bombeo y se observa que la presión declina, es indicativo de que el lodo ha empezado a perderse.

La presión de fractura está determinada por la siguiente ecuación:

$$P_{ff} = P_g - dpf + P_h \quad \text{Ecuación 4.7.1-4}$$

En donde:

P_g es la presión de goteo

dpf son las caídas de presión por fricción

P_h es la presión hidrostática del fluido de perforación a la profundidad de prueba

Ejemplo

La prueba de goteo mostrada en la Ilustración 217 se efectuó después de cementar una TR de 9 5/8 in a 3 049 m, cuyo diámetro interior es de 8.835 in. La prueba se efectuó después de perforar 10 m debajo de la zapata con una barrena de 8½ in. Se metió una TP franca a 3049 m, fue de 5 in y 25.6 lb/ft con diámetro interior de 4 in. La densidad del lodo es de 1.55 g/cc y tiene un punto cedente de 10 lbf/100ft², es base agua y no está contaminado con aceite, tiene una fracción de sólidos de un 20%. Se calcula la pendiente anticipada del fenómeno de compresibilidad del fluido y la densidad de fractura de la formación.

Solución:

- Cálculo de la compresibilidad efectiva del fluido de perforación, C_e :

$$C_e = C_w f_w + C_o f_o + C_s f_s$$

$$C_e = (3 \times 10^{-6} \text{psi}^{-1})(0.8) + 0 + (0.2 \times 10^{-6} \text{psi}^{-1})(0.2) = 2.44 \times 10^{-6} \text{psi}^{-1}$$

- Cálculo de la capacidad interior de la TP y del agujero:

La capacidad interior de una tubería se calcula mediante la fórmula:

$$CI = 0.5067(r^2) \quad \text{Ecuación 4.7.1-5}$$

Donde el radio debe estar en pulgadas.

$$CI_{TP} = 0.5067(4^2) = 8.107 \text{ L/m}$$

$$CI_{agujero} = 0.5067(8.5^2) = 36.609 \text{ L/m}$$

- Cálculo de la capacidad anular entre la TR y la TP:

La capacidad anular entre tuberías se calcula mediante la fórmula:

$$Canular = 0.5067(r_{mayor}^2 - r_{menor}^2) \quad \text{Ecuación 4.7.1-6}$$

Donde el radio debe estar en pulgadas.

$$Canular_{TR-TP} = 0.5076(8.835^2 - 5^2) = 26.88 \text{ L/m}$$

- Cálculo del volumen del fluido de perforación en el pozo:

Es el resultado del volumen del fluido en cada sección: la TP, entre la TP y la TR, y el agujero.

$$V = 8.107(3049) + 26.88(3049) + 36.609(10) = 107041.45L = 673.21 \text{ bbl}$$

- Cálculo de la pendiente por compresibilidad del fluido:

$$\frac{dp}{dV} = -\frac{1}{C_e V}$$

$$\frac{dp}{dV} = -\frac{1}{(2.44 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1})(673.21 \text{ bbl})} = -608.77 \text{ psi/bbl} = -1.64 \text{ bbl}/1000 \text{ psi}$$

Nota: El signo negativo indica compresión.

- Cálculo de la caída de presión en la tubería de perforación:

$$dpf = \frac{Y_p H}{300 d} \quad dpf = \frac{(10 \text{ lb/ft}^2) (3049 \text{ m} \frac{3.28 \text{ ft}}{\text{m}})}{300 (4 \text{ in})} = 83.3 \text{ psi}$$

- Cálculo de la presión de fractura de la formación:

$$P_{ff} = P_g - dpf + P_h$$

Nota: De la gráfica de presión de inyección vs volumen se selecciona el valor correspondiente a la presión de goteo (punto “A”) y es el valor que se utilizará en la ecuación de la presión de fractura.

$$P_{ff} = 1340 - 83.3 + \left(\frac{3059 * 1.55}{10} \right) 14.22 = 7999 \text{ psi} = 562.5 \text{ kg/cm}^2$$

De la presión de fractura calculada se calcula la densidad equivalente:

$$\rho_{equivalente} = \left(\frac{562.5 * 10}{3059} \right) = 1.838 \text{ g/cc}$$

4.7.2 Prueba de admisión

Después de que una tubería de revestimiento corta ha sido cementada, se proceden a efectuar las pruebas denominadas “Prueba de admisión y la prueba de alijo”, las cuales se utilizan para verificar el estado de la cementación en la boca del liner.

Para efectuar la prueba de admisión es necesario conocer previamente el valor de la presión de fractura de la tubería de revestimiento inmediata anterior; por ejemplo, si se va a efectuar una prueba de admisión a la boca de un liner de 7 5/8 in, será necesario conocer el valor del gradiente de fractura de la zapata de 9 5/8 in; porque el valor del gradiente de fractura de la zapata de 9 5/8 in indicará con cuánta presión empieza a admitir la formación; así, con este valor, se podrá calcular cuánta presión será necesaria aplicar para verificar el estado de la cementación (Bourgoyne, Chenevert, Millheim, & Young, 1991).

$$P_{de\ admisión} = (\text{gradiente de fractura} * \text{profundidad}) - P_h \quad \text{Ecuación 4.7.2-1}$$

Ejemplo

Si la densidad de fractura de la zapata de 9 5/8 in P-110 de 53.5 lb/ft a la profundidad de 3 500 m es de 1.96 g/cc y se perforó la etapa de 8 1/2 in usando un lodo con densidad de 1.06 g/cc, la boca de la TR corta de 7 5/8 in P -110 de 39 lb/ft está a la profundidad de 3 300 m. ¿Cuál será el valor de la presión que se aplicara para verificar el estado de la cementación de la boca del liner?

Datos adicionales necesarios:

Resistencia a la presión interna de la TR de 9 5/8 in P-110 de 53.5 lb/ft: 10 900 psi

Resistencia a la presión interna de la TR de 7 5/8 in P-110 de 39 lb/ft: 12 620 psi.

- Cálculo de la presión de fractura, P_{df} :

$$P_{df} = (\text{gradiente de fractura} * \text{profundidad}) = 0.196 \frac{kg}{cm^2 m} * 3500m = 686 \frac{kg}{cm^2}$$

- Cálculo de la presión hidrostática, P_h :

$$P_h = 1.06 \frac{gr}{cc} * 3500m \frac{1}{10} = 371 \frac{kg}{cm^2}$$

- Cálculo de la presión de admisión, P_h :

$$P_{de\ admisión} = (\text{gradiente de fractura} * \text{profundidad}) - P_h = 686 - 371$$

$$P_{de\ admisión} = 315 \frac{kg}{cm^2} = 4479 \text{ psi}$$

- Se verifica que la resistencia a la presión interna de la TR de 9 5/8 in aguante la presión efectiva aplicada:

$$P_{efectiva} = (P_h + P_{de\ admisión}) - P_{respaldo} \quad \text{Ecuación 4.7.2-2}$$

El valor de la presión de respaldo, agua de formación con densidad de 1.07 g/cc, a 3500 m es de 374.5 kg/cm², por lo que:

$$P_{efectiva} = \left(371 \frac{kg}{cm^2} + 315 \frac{kg}{cm^2} \right) - 374.5 \frac{kg}{cm^2} = 311.5 \frac{kg}{cm^2} = 4429.53 \text{ psi}$$

Como la presión efectiva aplicada es mucho menor que la resistencia a la presión interna de la TR (4429.53 psi << 10900 psi), no hay ningún problema en aplicar el valor calculado de la presión de admisión.

Nota: En caso de no encontrar cemento en la boca de la TR corta, este mismo análisis se deberá efectuar a la profundidad de la zapata del liner.

Si después de efectuar la prueba de admisión se observa que la formación admite, se deberá efectuar una cementación forzada a la boca del liner, BL. Si por el contrario, se observa que la BL no admitió la presión aplicada, se procede a efectuar una prueba de alijo.

4.7.3 Prueba de alijo

La prueba de alijo a la boca de una tubería de revestimiento corta consiste en generar una presión diferencial en el pozo, a un valor de densidad equivalente deseado. Para realizar esta prueba, se escaria la TR, se ancla un empacador recuperable aproximadamente unos 20 m arriba de la del liner, con su válvula de circulación y una cabeza de prueba que se deberá conectar al árbol de estrangulación. El interior de la TP se llena con un fluido más ligero que el de control del pozo de acuerdo a las siguientes consideraciones:

- a) Si el pozo está lleno con un lodo base agua, se llena la TP con agua y se observa pozo.
- b) Si el pozo está lleno con un lodo base aceite, se llena la TP con diesel y se observa pozo.
- c) La TP se puede llenar por completo con agua o diesel, o bien dar una presión equivalente a la densidad de perforación de la siguiente etapa.

Si el pozo manifiesta flujo, se determinará la presión y el tipo de fluidos, se controla el pozo regresando fluidos a formación y se recementa la boca del liner. En caso de que no

aporte fluidos ni presión, se abre la válvula de circulación, se circula inverso y se desancla el empacador recuperable.

Para calcular la longitud de fluido que se deberá sustituir en el pozo se puede aplicar la siguiente ecuación (Bourgoyne, Chenevert, Millheim, & Young, 1991):

$$H_1 = HT \left[\frac{\rho_2 - \rho_{deseada}}{\rho_2 - \rho_1} \right] \quad \text{Ecuación 4.7.3-1}$$

$$HT = H_1 + H_2 \quad \text{Ecuación 4.7.3-2}$$

En donde

HT es la profundidad del empacador

H_1 es la altura de la columna del fluido a introducir

H_2 es la altura final de la columna del fluido original

ρ_1 es la densidad del fluido a introducir

ρ_2 es la densidad del fluido original

$\rho_{deseada}$ es la densidad a obtener en el empacador como una presión diferencial

En la Ilustración 218 se pueden apreciar las longitudes y densidades correspondientes para la ecuación anterior.

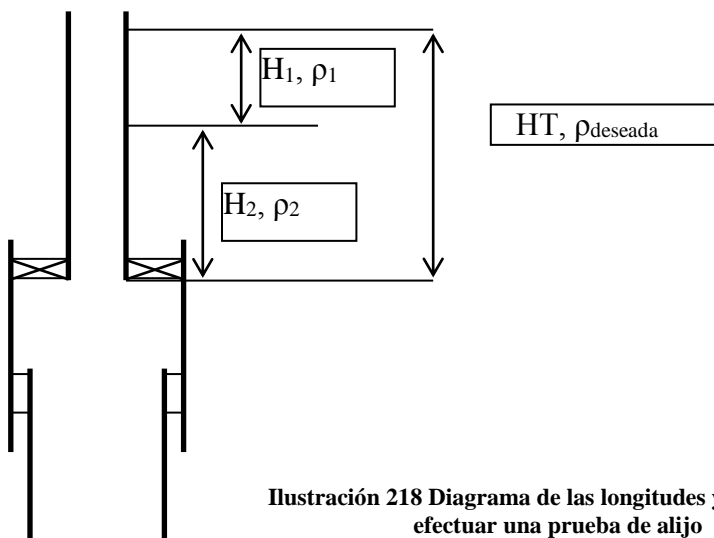


Ilustración 218 Diagrama de las longitudes y densidades para efectuar una prueba de alijo

4.7.3.1 Procedimiento operativo para efectuar la prueba de alijo del ejemplo A.8

1. Se escaria la TR de 9 5/8 in hasta la boca del liner.
2. Se mantienen los preventores abiertos.
3. Se checan, ensamblan y aprietan las combinaciones necesarias al empacador y válvula.
4. Se procede a introducir el empacador recuperable con válvula de circulación cerrada a la profundidad de anclaje (3740 m), se revisan parámetros y pesos hacia arriba y abajo.
5. Se instala cabeza de prueba 10 k psi, resistente la H₂S y CO₂
6. Se instalan las conexiones superficiales de control y se prueban las mismas con 300 y 7000 psi, y la cabeza se prueba con 10 000 psi.
7. Se ancla el empacador recuperable de acuerdo al procedimiento de la compañía del empacador.
8. Se cierra el preventor anular y se prueba por espacio anular con 1 000 psi durante 10 minutos. Se desfoga presión y deja 300 psi como testigo, se procede a represionar el interior de la TP con 5 000 psi para probar la BL, el retenedor y la hermeticidad de la TR. Este valor de presión depende de las propiedades mecánicas de la TP y TR.
9. Se desacarga la presión a cero.
10. Se prueba espacio anular de la TR con 4000 psi durante 10 minutos.
11. Se descarga presión a cero y se abre bop anular.
12. Se abre válvula de circulación y se verifica circulación.
13. Se desplaza lodo por diesel o fluido sintético hasta alcanzar el volumen correspondiente de TP a la profundidad de 3205.7 m a bajo gasto para generar una presión diferencial de 4786 psi y una densidad equivalente de 1.0 g/cc.
14. Se cierra la válvula de circulación.
15. Se observa pozo por 6 hrs. con presión testigo en E.A. de 300 psi y pozo abierto y alineado a la unidad de alta a través de la cabeza de prueba.
16. Si todo marcha bien después de la observación, se represiona la tubería de perforación con la presión diferencial de 4 786 psi y se abre la válvula de circulación.

17. Se desancla el empacador con tensión.
18. Con empacador recuperable desanclado a 3 740 m y válvula de circulación abierta, se cierra el bop anular inferior y se circular inverso por línea de matar, desplazando diesel/ aceite sintético por lodo de control a bajo gasto.
19. Se abre el bop anular y se quiebra cabeza de prueba.
20. Se saca empacador recuperable a superficie.
21. Si existe aportación, se regresan los fluidos a formación y se recementa la boca del liner.

4.8 Operaciones especiales

Se especificarán los procedimientos de las operaciones especiales de cementaciones forzadas, tapones de cemento y abandono de pozo.

4.8.1 Cementaciones forzadas

Una cementación forzada consiste en la inyección de lechada de cemento a la formación, aplicando cierta presión hidráulica.

Sus objetivos son:

- a) Mejorar la adherencia en una cementación primaria, para obtener buen sello entre tubería de revestimiento y formación.
- b) Obturar roturas a tuberías de revestimiento.
- c) Abandonar intervalos probados.
- d) Obturar coples de cementación múltiple.
- e) Aislar intervalos de hidrocarburos con alta RGA o RAA.
- f) Corregir el traslape (boca) de tuberías cortas.

4.8.1.1 Bases para llevar a cabo una cementación forzada

1. Revisión del estado mecánico e historia del pozo.

Para tal efecto se procede a leer el expediente del pozo, así como la bitácora del petrolero de abordó en la que están detalladas las operaciones de ingeniería desde el inicio de la perforación hasta su terminación. El expediente incluye el estado mecánico e historia del mismo.

Por consiguiente, es primordial que el ingeniero petrolero recabe la información necesaria, así como llene un formato de acuerdo con el objetivo de la cementación forzada.

2. Elaboración del Programa de Operación.

Para efectuar el programa de operación se deben de tomar en cuenta las siguientes bases:

- a. Considerar el campo o área de trabajo.
- b. Cuál es el objetivo de la cementación forzada.
- c. Fijar la presión de fractura de la formación frente al intervalo de recementación.
- d. Obtener la presión de la prueba de admisión.
- e. El volumen de cemento a emplear dependerá de la presión y gastos obtenidos de la prueba de admisión, así como del objetivo de la recementación.
- f. Definir a través de qué se va a forzar el cemento: tubería franca, retenedor, empacador recuperable o empacador permanente.
- g. La máxima presión de inyección dependerá de la presión de fractura de la formación y del objetivo de la recementación.

3. Revisión del Equipo para la Operación

- a. Dependiendo de la cantidad de cemento a utilizar y del tiempo disponible antes de la operación, se moverá éste en silo estacionario o en unidad transportadora de cemento (trompo), revisando que no esté tapada la descarga del cemento por efecto de la humedad.
- b. Si se moverá en el silo estacionario se deberá energizar con aire diez minutos antes de iniciar la operación; si es en un trompo, se represionará con aire para descargar el cemento. Se verifica que la descarga del cemento al embudo de mezclado sea uniforme, para que la densidad de la lechada también sea homogénea.
- c. Se verifica que se cuenta con el agua suficiente para la operación y se comprueba en la unidad de alta que el gasto de abastecimiento sea como mínimo de 3 bbl/minuto teniendo que ser agua, para evitar fraguados prematuros.

- d. Se debe contar con el volumen necesario de agua en las presas, se verifica que las bombas estén en condiciones normales de operación, que la unidad de alta no esté tapada y el gasto. Cuando se esté usando lodo de emulsión inversa y sea necesario bombear volúmenes de diesel, se instalará ex-profeso una línea para el suministro a la unidad de alta, verificando el gasto.
- e. Se corrobora el buen funcionamiento de la unidad de alta presión: motores, bombas, manómetros, válvulas, toberas de mezclado y líneas de descarga al pozo, una para bombeo directo y otra al espacio anular.

4. Revisión de Materiales y Herramientas

La supervisión del material que se va a emplear, de acuerdo con la operación a realizarse, es de suma importancia ya que de esto dependerá el éxito de ella.

- a. Se revisa y calibra la herramienta que se va a introducir, así como las condiciones mecánicas y el estado de la misma.
- b. Las combinaciones que se utilicen requieren estar perfectamente calibradas, tanto sus diámetros interiores y exteriores, así como el grado y peso del material con el que están construidas.
- c. Se verifica que la longitud de la tubería de trabajo esté correcta, ya que de lo contrario se anclaría la herramienta en una zona no deseada, ocasionándose pérdidas de tiempo y erogaciones indebidas.
- d. Se debe tener la información completa de las características del cemento, tales como: diseño, reología, tixotropía y bombeabilidad. Estas características se determinarán en el laboratorio, tomando en consideración los siguientes factores:
 - Profundidad del pozo
 - Temperatura
 - Tipo de lodo
 - Agua que se utilizará en el mezclado
 - Objetivo de la inyección

5. Prueba de Admisión

Se denomina así a la operación de aplicar presión hidráulica para establecer un gasto determinado. La presión de admisión variará de acuerdo a las diferentes áreas o campos de trabajo, ya que en cada uno de ellos se presentan columnas geológicas diferentes constituidas por diversos tipos de rocas, para más detalle pasar al inciso 4.7.2 de este trabajo en el que se detalla la prueba.

4.8.1.2 Programa operativo de cementación forzada con herramienta

1. Se escaria la tubería de revestimiento hasta la profundidad donde se va a anclar el retenedor o empacador recuperable.
2. Se mete la herramienta seleccionada a la profundidad establecida, calibrando la tubería.
3. Con la herramienta a 100 m bajo mesa rotaria, se prueba su efectividad con circulación.
4. Ya con la herramienta en posición de anclaje, se establece la circulación y se verifica el peso de la sarta con movimiento recíprocamente, para tener información y después de la operación saber si existe problema de atrapamiento.
5. Se instalan conexiones superficiales y líneas de control, y se prueban de acuerdo con el estado mecánico del pozo, así como de la operación a efectuar.
6. Se ancla la herramienta según el procedimiento establecido para cada marca de la misma.
7. Se prueba la efectividad de la herramienta con: peso, tensión, presión y por espacio anular, la presión que se aplique dependerá del estado mecánico del pozo y de la tubería de revestimiento.
8. Si es retenedor, se suelta la herramienta, levanta el soltador arriba del retenedor para probar la efectividad del mismo, cerrando los preventores y aplicando una presión equivalente al 30% del valor de la presión interna nominal de la tubería de menor grado.

9. Se conecta el soltador al retenedor y se efectúa la prueba de admisión al intervalo por recementar con gastos constantes, registrando las presiones hasta obtener la de admisión, observando simultáneamente la presión del espacio anular y el peso de la tubería.
10. Se descarga la presión de la tubería y se cuantifica el volumen admitido para el cálculo de cemento aproximado considerando los criterios antes mencionados.
11. Existen tres condiciones básicas que pueden presentarse para efectuar una recementación forzada, utilizando un retenedor permanente, cuando:
 - a. Existe una pérdida total de circulación.
 - b. La densidad del cemento es mayor que la del lodo.
 - c. La densidad del cemento es menor que la del lodo en operación.

Detallando cada una de ellas:

- a. Cuando existe pérdida total de circulación se realiza la operación desde el inicio conectando el soltador al retenedor; se procede a bombear el volumen de cemento calculado y a desplazar con diesel o agua a un gasto bajo hasta 200 m antes de llegar al retenedor; si al llegar a este volumen de desplazamiento se obtiene cierta presión, se desconecta el soltador y se saca a la superficie.
Si no se alcanza presión final, se desconecta el soltador, se levanta a 1000 m, se espera fraguado más o menos ocho horas, se baja el soltador, se conecta el retenedor y si admite, se repite la operación; en caso contrario, se continua con el programa del pozo.
- b. Cuando se tiene circulación y la densidad del cemento es mayor a la densidad del lodo, se efectúa la operación con el soltador arriba del retenedor, se cierran los preventores y se circula por el múltiple de estrangulación según la presión.

Se procede a bombear los volúmenes separadores, consistentes en agua y lechada calculada; al llegar el agua a la parte inferior del soltador, se conecta éste al retenedor, represionar espacio anular con el 30% de la resistencia nominal de la presión interna del grado más bajo que se tenga en esa tubería de revestimiento. Posteriormente se procede a inyectar la lechada a un gasto bajo hasta alcanzar la presión final programada.

Después de haber alcanzado la presión programada, se deberá descargar primero la presión del espacio anular y posteriormente, la de la tubería de perforación; desanclar el soltador y circular a la inversa, bombeando dos veces la capacidad de la tubería de perforación, abrir los preventores y continuar con el programa del pozo.

- c. Si la densidad del cemento es menor a la densidad del lodo en operación, se levanta el soltador arriba del retenedor, se bombean los volúmenes separadores seguido del cemento programado hasta colocar el separador frente al retenedor; se conecta el soltador, se cierran los preventores, se represiona el espacio anular y se procede a inyectar el cemento hasta alcanzar la presión final programada. Se desancla el soltador, se cierran los preventores y se circula a la inversa; abrir los preventores, sacar el soltador y continuar con el programa.

Recomendación:

Cualquiera que sea el objetivo de una cementación forzada, antes de iniciarse la operación tienen que instalarse dos líneas de alta presión: una a la válvula que se ubica en la parte superior de la tubería de perforación y la otra a la válvula lateral del cabezal submarino que comunica con el espacio anular; ambas líneas deben de probarse con una presión mayor, 50 kg/cm^2 , a la que se espera utilizar en la operación, para que se asegure de que no fallarán en el momento de ejecutar el trabajo.

Cementación Forzada con Empacador Recuperable

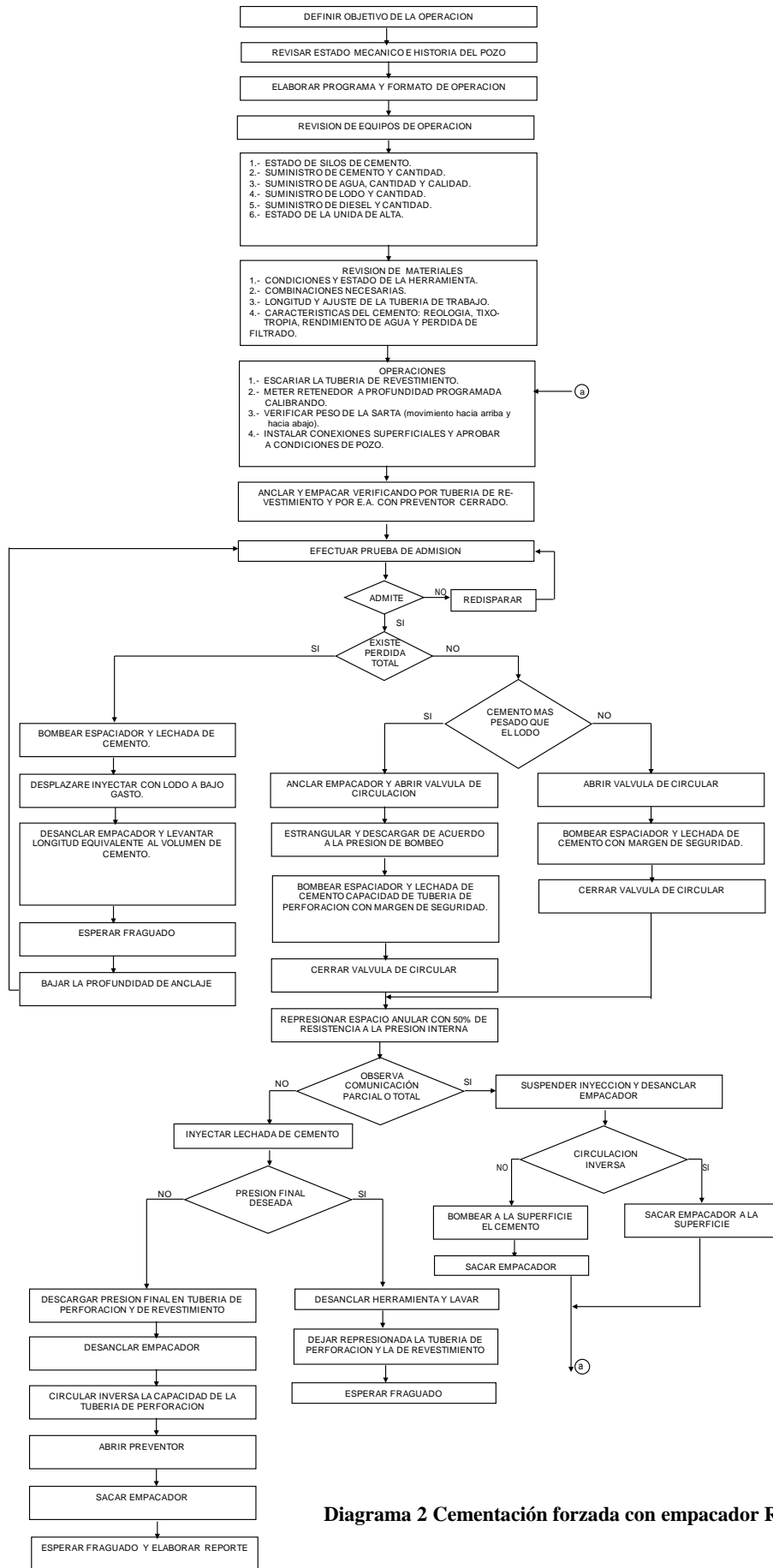


Diagrama 2 Cementación forzada con empacador Recuperable

Cementación Forzada con Retenedor

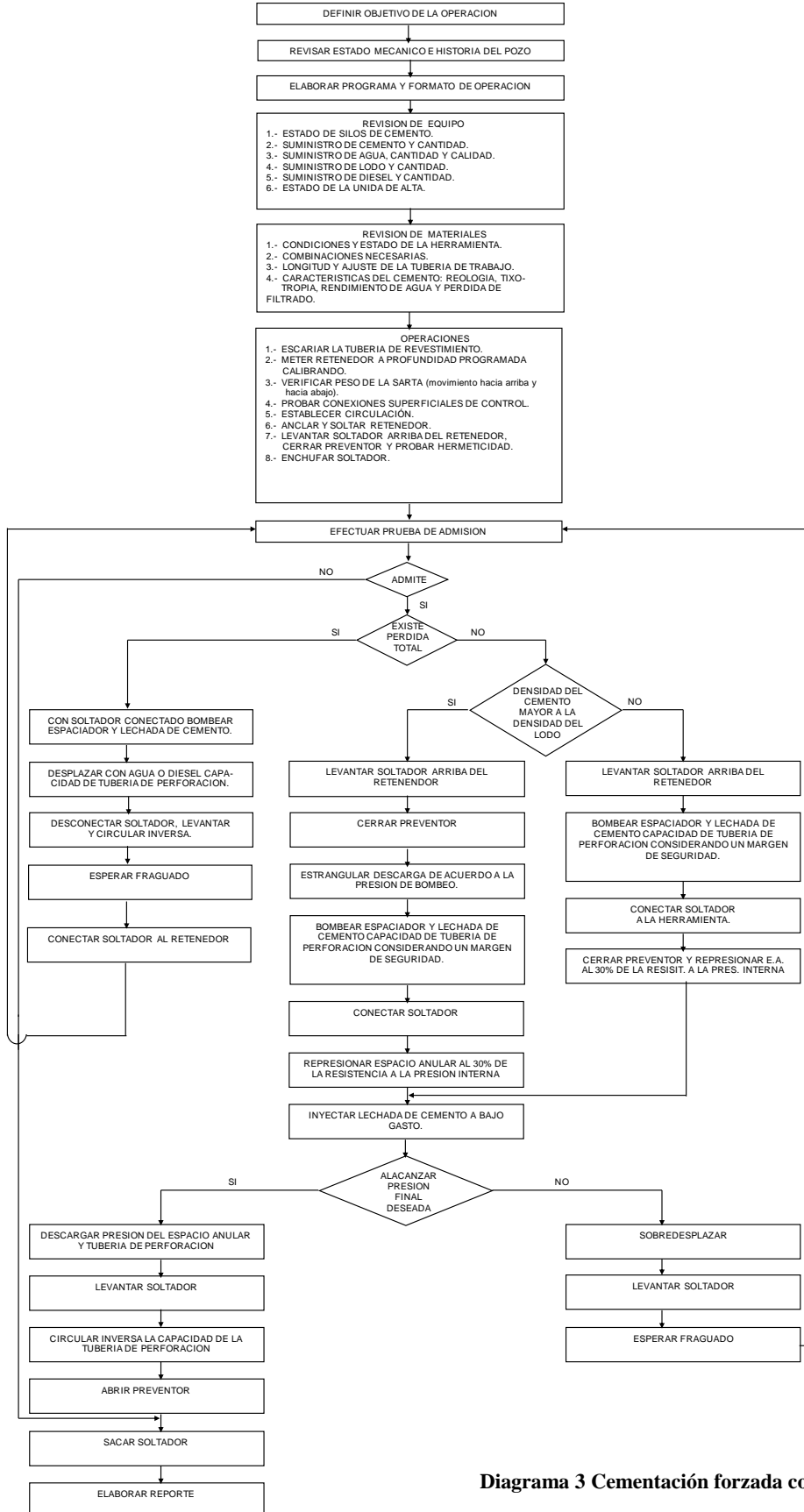


Diagrama 3 Cementación forzada con retenedor

4.8.1.3 Secuencia operativa para cementación forzada con tubería franca

1. Se baja la tubería a la profundidad programada, calibrándola de acuerdo a su diámetro.
2. Se circula hasta homogeneizar las columnas, verificando el nivel de lodo en las presas.
3. Se instalan las líneas de alta, una a la válvula del superior de la tubería de perforación y otra al espacio anular; se prueban ambas líneas con presión mayor a la que se espera utilizar.
4. Con el preventor cerrado se efectúa la prueba de admisión y posteriormente, se abre.
5. Se bombea el primer separador, dependiendo del tipo de lodo en operación y se bombea el cemento programado.
6. Se levanta la tubería arriba de la cima de cemento con un margen de seguridad.
7. Se cierra el preventor y se inyecta el cemento por vía directa y por espacio anular alternadamente, para evitar cualquier anillo de cemento que atrape la sarta.
8. Si se alcanza la presión programada, se deja represionado el tiempo necesario.
9. Se descarga la presión, abre preventor y saca tubería.
10. Si no se alcanza la presión final programada, se sobredesplaza el cemento, bombeando en directo y por espacio anular, simultáneamente.
11. Se repite la operación desde el punto número cuatro hasta alcanzar la presión final programada.
12. Se continúa con el programa del pozo.

Recomendaciones:

- a) Leer cuidadosamente los diagramas de flujos, de acuerdo con la operación a efectuar.
- b) Si alguna de las condiciones mencionadas en dichos diagramas no se cumple, no ejecute la operación hasta que la condición sea satisfactoria, de acuerdo con el objetivo de ésta.

- c) En caso de que la presión de admisión sea baja, se recomienda el uso de tubería franca, teniendo en cuenta la resistencia a la presión interna de la tubería de revestimiento, ya que en la mayoría de los casos necesita quedar represionada en espera de fraguado.
- d) En caso de que la inyección del cemento se haga con tubería franca debe de bombearse el volumen de lodo previamente calculado hasta que el primer bache de agua esté en el extremo de dicha tubería; se cierran los preventores y se inyecta. Para evitar cualquier anillo de cemento, inmediatamente se circula inverso el tiempo necesario para que salga lodo del fondo. Se levanta la tubería 100 m de su posición anterior.
- e) Si la presión para inyectar el cemento es alta, la operación debe efectuarse con la tubería fuera del nivel del cemento.
- f) La presión con la cual se deje el pozo, no deberá exceder de 30% de la resistencia interna de la tubería de revestimiento para no fatigar el material.
- g) Para evitar taponamiento en la herramienta cuando se utilice cemento con obturante, es recomendable el uso de la tubería franca.
- h) Cuando se esté desplazando la lechada de cemento, se requiere rotar la tubería de 20 a 30 rpm, para mantener el cemento en agitación y evitar un atrapamiento de la sarta.
- i) Cuando se coloque la tubería franca a poca profundidad, se recomienda que el último cople quede inmediatamente debajo de los arietes del preventor, para evitar que la presión se deslice hacia arriba.
- j) Cualquiera que sea el tipo de cementador que se use en una cementación forzada, la tubería de revestimiento tiene que ser escareada, y en ambos casos debe efectuarse la prueba de admisión para determinar la cantidad de cemento por utilizar.

Cementación Forzada con Tubería Franca

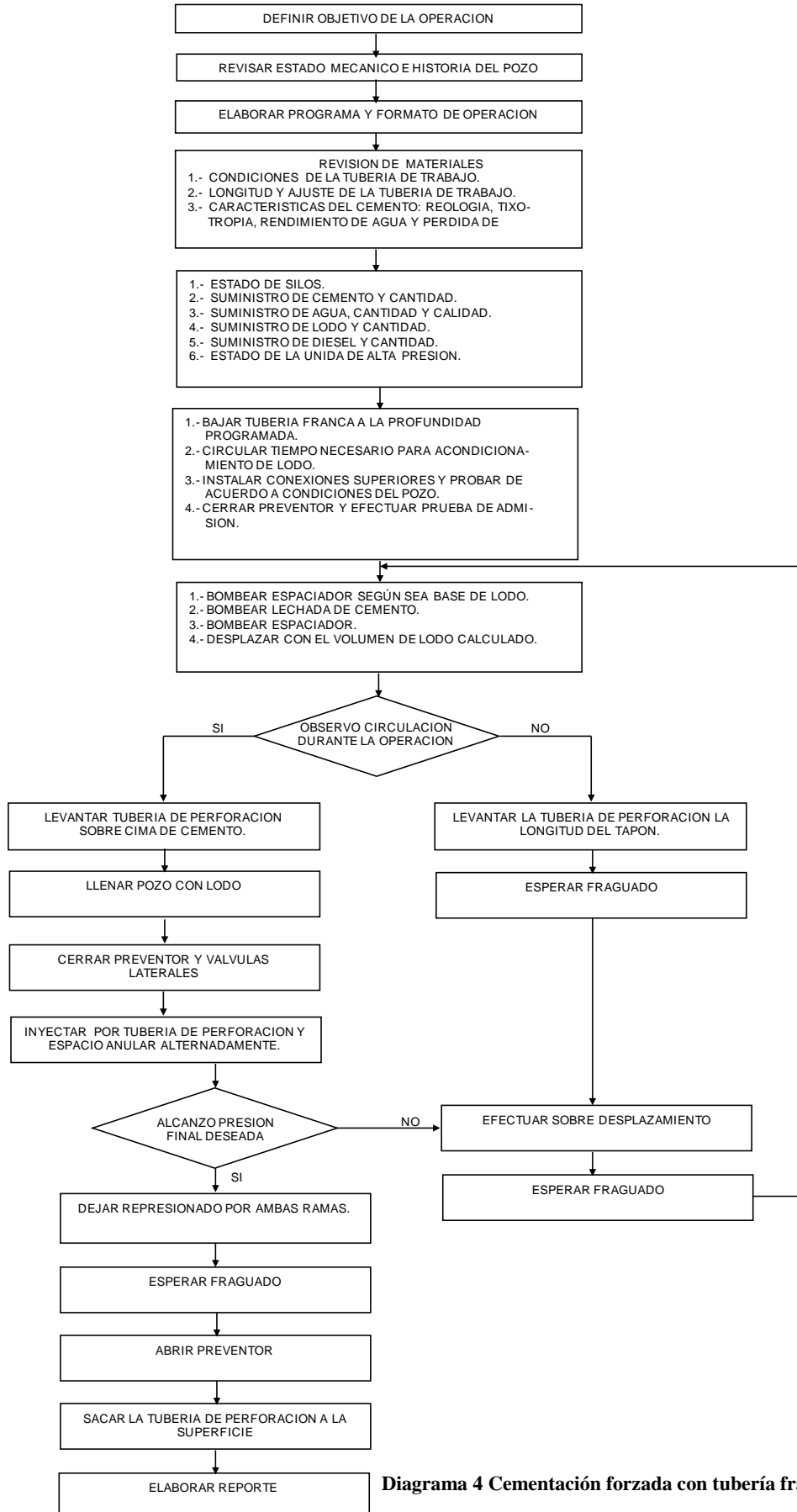


Diagrama 4 Cementación forzada con tubería franca

4.8.2 Tapones de cemento

Los tapones de cemento colocados en los pozos tienen diferentes finalidades: desviar el pozo por accidente mecánico durante la perforación, corregir desviaciones severas, cambiar cabezales dañados, obturar zonas de pérdida, aislar intervalos invadidos de agua salada y abandonar intervalos.

Estos tapones son colocados en agujero abierto o entubado, siendo de mayor dificultad los primeros por la irregularidad del diámetro del mismo.

Otros de los factores que presentan problemas para este tipo de operaciones son los lodos de emulsión inversa, en los cuales una mínima contaminación provoca que el cemento no alcance un fraguado normal con suficiente resistencia a la compresión.

Recomendaciones:

- a) Acondicionamiento de las características reológicas del fluido de perforación.
- b) Acondicionamiento del agujero, eliminando hasta donde sea posible el enjarre del fluido de perforación.
- c) Colocación de un volumen de espaciador debajo de la profundidad donde se ubicará la lechada de cemento, siendo la densidad del espaciador igual a la del fluido de perforación.
- d) Ya sea que se use o no espaciador abajo del cemento, se requiere que el cemento o lechada sea bombeado entre baches de agua, el cemento en el espacio anular y dentro de la tubería de perforación o producción, deberán quedar perfectamente equilibrados, de no cumplirse tal condición, el tapón no quedará.
- e) Cuando el volumen espaciador esté colocado como tapón, se levantará el extremo de la tubería diez metros arriba de la base del espaciador y se continuará el deslizamiento hasta situar la lechada de cemento como tapón.
- f) Los dos puntos “d” y “e” tienen que efectuarse rotando la tubería de 20 a 30 rpm.

- g) Al sacar la tubería cuando está dentro del cemento, se hará lentamente para no provocar turbulencias o desequilibrar las columnas; una vez fuera de la cima de cemento unos 200 m, se circula inverso el tiempo necesario para que salga lodo del fondo e ir llenando el espacio anular al estar sacando la tubería.
- h) El uso de una herramienta que por su diseño permita el empuje de fluidos hacia la pared del agujero ayuda a obtener una colocación más uniforme del espaciador y de la lechada de cemento en el agujero. Tal acción minimiza la canalización y ayuda a limpiar el agujero por su acción de barrido, por lo cual se puede obtener un tapón seguro y resistente.

Estas operaciones son sencillas, siempre y cuando se cumplan las condiciones siguientes:

- a) Que la densidad del lodo en el espacio anular y en la tubería de producción o perforación sea la misma.
- b) Que los baches de agua queden equilibrados antes y después del cemento.
- c) Que los volúmenes para desplazar sean exactos.

4.8.3 Abandono del pozo

Los pozos exploratorios son normalmente taponados y abandonados; ya que estos son comúnmente perforados para determinar la estructura geológica y en caso de encontrar hidrocarburos, determinar si el yacimiento es económicamente rentable para su posterior explotación, si el desarrollo es justificado, nuevos pozos serán perforados desde algunas plataformas o templete submarinos.

Existen regulaciones gubernamentales en los pozos costa afuera sobre la manera en que se deberá efectuar el taponamiento y abandono del pozo; estas varían en diversas partes del mundo, pero como regla general el océano deberá quedar limpio. La normatividad más exigente al respecto se localiza en los Estados Unidos, Australia y el Mar del Norte.

4.8.3.1 Procedimiento de abandono

El objetivo de diseñar de manera adecuada un programa de taponamiento y abandono de pozo es tal que todas las zonas permeables con hidrocarburos y las anormalmente geopresionadas con agua deberán quedar aisladas permanentemente para prevenir que sus fluidos escapen a otros estratos o a la superficie y proteger el mar de la contaminación.

Los procedimientos deberán ser ajustados para satisfacer las condiciones específicas del pozo, pero concordar también con las regulaciones gubernamentales (Secretaría de Economía, 24 de agosto de 2004).

4.8.3.2 Aislando las zonas en agujero abierto

La normatividad del Minerals Management Services, de E.U.A., indica que en caso de tener agujero descubierto, deberá colocarse un tapón de cemento que tenga una longitud mínima de 50 m arriba y 50 m abajo de las formaciones que contengan aceite, gas o zonas con agua dulce.

Se deberá aislar el agujero descubierto a nivel de la zapata de la última tubería de revestimiento. Tres métodos son aceptables:

- a) Colocar tapón de cemento balanceado de al menos 50 m de longitud a lo largo de la zapata de la TR.
- b) Colocar un tapón puente cerca de la zapata de la TR, y dejar 17 m de cemento sobre de él.
- c) Colocar un retenedor de cemento cerca de la zapata, efectuar una cementación forzada y dejar 17 m de cemento sobre él.

4.8.3.3 Taponando o aislando los intervalos disparados

Los siguientes son métodos aceptables para aislar intervalos perforados:

1. Tapón balanceado de cemento, colocado de manera tal que cubra todo el intervalo disparado. El cemento deberá ser forzado a la formación.
2. Utilizando un retenedor de cemento, el cual se colocará arriba del intervalo disparado, se inyecta el cemento a la zona de disparos y se cubre la parte superior del retenedor con cemento.
3. Tapón de prueba permanente, se coloca arriba del intervalo disparado y se desplaza el cemento dentro de los disparos, dejándose cubierta la parte superior con cemento.

4.8.3.4 Taponando la boca del liner

De la misma manera que siempre es necesario probar con presión la boca del liner para evitar cualquier fuga o migración de fluidos en el espacios anular, se deberá colocar un tapón de cemento a lo largo de la boca de liner con una longitud mínima de 50 m arriba y 50 m debajo del colgador del liner.

4.8.3.5 Taponando los espacios anulares

Todos los espacios anulares entre las tuberías de revestimiento, debajo del cabezal, deberán probarse con presión para verificar que están libres de comunicación con el agujero descubierto; cualquier comunicación entre los espacios anulares y el agujero descubierto deberá ser sellada con cemento y probada nuevamente.

En un pozo que se abandonará definitivamente, se procederá a cortar las tuberías de revestimiento que no se encuentren cementadas; por lo general son las de 9 5/8 in y 13 3/8 in. Para recuperar la TR de 9 5/8 in , se deberá cortar en un punto entre las zapatas de las TRs de 13 3/8 in y la TR de 20 in, entre más cerca de la zapata de 13 3/8 in se efectúe el corte será mejor, ya que para prevenir alta presión y migración de gas hacia la parte superior del pozo y después de recuperar la TR de 9 5/8 in se deberá colocar y forzar en el espacio anular, un tapón de cemento a la boca de la TR de 9 5/8 in . Éste deberá tener una longitud mínima sobre la boca del liner de 30 m. Un método alternativo puede ser la utilización de un retenedor de cemento el cual se colocará en la TR de 13 3/8 in, justo encima de la TR de 9 5/8 in y proceder a efectuar una cementación forzada al espacio anular; finalmente colocar cemento sobre el retenedor. Una tercer alternativa consiste en disparar la TR de 9 5/8 in cerca del punto donde se efectuará el corte de la TR y efectuar una cementación forzada al espacio anular entre la TR de 13 3/8 in y 9 5/8 in por medio de un retenedor de cemento, posteriormente cortar la TR de 9 5/8 in y dejar un tapón de cemento sobre el retenedor y la boca de la TR de 9 5/8 in.

La TR de 13 3/8 in deberá cortarse en algún punto entre las zapatas de las TRs de 20 in y 30 in, se deberá taponar de manera similar al procedimiento descrito anteriormente. Para recuperar los cabezales submarinos, se deberá efectuar el corte de las TRs de 30 in y 20 in a una profundidad de entre 5 y 7 m debajo de la línea de suelo competente y efectuar su posterior recuperación.

4.8.3.6 Verificación de los tapones de cemento

Todos los tapones de cemento se deben verificar por alguno de los siguientes métodos:

- a) Con peso. Cuando se utilice para la operación de taponamiento un retenedor de cemento o un tapón puente, éste deberá probarse cargándole hasta 7.5 ton de peso mientras se circula sobre el tapón. El cemento colocado encima de los tapones no será necesario probarse con peso.
- b) Por presión. La presión que se aplique para la prueba de un tapón de cemento, deberá de ser de al menos 500 psi mayor que la presión de fractura de la formación.
- c) Probando por presión el tapón de cemento dentro de los límites de trabajo de la tubería de revestimiento expuesta más débil.

TRABAJO DE CEMENTACIÓN	VERIFICACIÓN MÍNIMA
Zonas conocidas de hidrocarburos en agujero abierto	Peso
Parte superior de los tapones colocados en agujero abierto	Peso
Tapón de cemento colocado en la zapata de la TR más profunda o en la zapata del liner y agujero descubierto	Peso y Presión
Tapón a lo largo de un intervalo disparado	Peso y Presión
Tapón a la boca del liner	Peso y Presión
Tapón a la boca de las tuberías de revestimiento recuperadas	Peso y Presión
Tapón superior	Peso

El fondo marino deberá quedar libre de toda obstrucción y lo anterior se verificará por medio de buzos o de un ROV.

Símbolos del Capítulo 4

<i>Canular_i</i>	Capacidad anular de la sección i
<i>Ce</i>	Compresibilidad efectiva
<i>CI_i</i>	Capacidad interior de la sección i
<i>Co</i>	Compresibilidad de aceite
<i>Cs</i>	Compresibilidad de sólidos
<i>Cw</i>	Compresibilidad de agua
<i>d</i>	Diámetro interior de la tubería de perforación
<i>d_{pf}</i>	Caídas de presión por fricción
<i>f_o</i>	Fracción volumétricas de aceite
<i>f_s</i>	Fracción volumétricas de sólidos
<i>f_w</i>	Fracción volumétricas de agua
<i>HT</i>	Profundidad del empacador
<i>H_i</i>	Profundidad de la sección i
<i>P_{ff}</i>	Presión de fractura de formación
<i>P_{df}</i>	Presión de fractura
<i>P_g</i>	Presión de goteo.
<i>P_h</i>	Presión hidrostática del fluido o mezcla
<i>r_i</i>	radio del elemento i
<i>Y_p</i>	Punto cedente del fluido de perforación

Capítulo 5. Conclusiones y recomendaciones

¿Qué es la perforación de pozos petroleros?

Es un proceso complejo y estructurado desde la planeación, el diseño, la ejecución y seguimiento, en una cadena de valor que permite explorar e incorporar reservas de forma segura y rentable.

Considero que la definición anterior se apega a lo que actualmente sucede con la perforación moderna...

En este trabajo he tratado de incluir las áreas principales de interés para la comprensión del proceso de perforación en aguas profundas, poniendo especial énfasis en la planeación de la perforación de pozos, ya que mediante el uso de las plataformas semisumergibles de sexta generación, han sido la piedra angular que le ha permitido a Petróleos Mexicanos perforar pozos con tirantes de agua de hasta 3000 m. El conocimiento de estos equipos y los procedimientos operativos inherentes a la aplicación de las nuevas tecnologías desarrolladas para optimizar el tiempo de operación sin sacrificar la seguridad son cuestiones básicas del conocimiento del ingeniero Petrolero interesado en la perforación.

Cuando se habla de la selección del equipo de perforación, basado en este trabajo se puede concluir que está en función de los requerimientos del usuario; si se requiere que sea bastante independiente, con grandes capacidades de almacenamiento de combustible, carga variable y que no requiera ser abastecido con frecuencia, se podría concluir que un barco perforador es lo que se necesita; sin embargo, si el principal objetivo consiste en que el equipo de perforación sea capaz de resistir condiciones ambientales severas, sin la necesidad de estar incurriendo con frecuencia en el paro de las operaciones e inclusive abandonar de la localización por malas condiciones meteorológicas, adicionalmente a una buena capacidad de almacenamiento, carga variable y estabilidad; el equipo idóneo es una plataforma semisumergible. Fué bajo estas bases que Pemex se decidió continuar su campaña de perforación en aguas profundas y ultraprofundas con las plataformas semisumergibles de sexta generación.

El conocimiento del equipo de perforación, sus potencialidades y limitaciones, permiten tener una idea clara de hasta qué límite se le puede llevar; el estudio de los equipos y sistemas críticos dan criterio al operador para seleccionar las herramientas que dispone y su momento de aplicación. De lo más relevante en estos equipos, son el riser, los preventores, cabezales submarinos y la automatización del piso de perforación. El uso correcto del equipo y sus sistemas secundarios de emergencia son de gran interés para el operador e instituciones gubernamentales como la CNH, ya que serán los preventores y sus diferentes modalidades de operación la última barrera en caso de problemas en el pozo.

Debido a esto, se profundizó en el estudio de los equipos y herramientas del área Subsea, ya que es necesario conocerlos a cierto nivel de profundidad para poder entender los procesos operativos descritos que los involucran, de tal manera que el Ingeniero Petrolero adquiera la filosofía en su utilización y criterio del cuándo y cómo utilizarlos. El entendimiento de su complejidad proporcionará diferentes alternativas para solucionar algún problema en el pozo.

Dentro de lo explicado en este informe y con referencia al proceso de la planeación de pozos es de desacar el profundo impacto que tiene la correcta evaluación de la presiones de poro y fractura en la construcción del pozo. Esta situación se hace crítica cuando se habla del diseño de pozos para aguas profundas y ultraprofundas, ya que las principales consecuencia de lo anterior son las baja ventanas operativas y las problemáticas asociadas a bajos gradientes repercutiran en los valores de la densidad del lodo y cemento a utilizar, otra consecuencia está directamente relacionada con el número de revestidores necesarios para alcanzar la profundidad objetivo del pozo. Por lo anterior, se hizo hincapié y describió el proceso para el uso de los softwares que actualmente se utilizan para la evaluación de las geo-presiones de formación, así como la incorporación de los datos obtenidos durante la perforación en tiempo real; la combinación de ambos elementos permite la re-calibración de los valores de la ventana operativa (P_p y P_f), para la prevención de problemas de pérdida de lodos y atrapamientos de tubería.

LWD y PWD son herramientas de mucha utilidad para poder reducir los tiempos improductivos; sin embargo, aunque la información esté disponible, la parte más difícil consiste en entender e interpretar los datos para tomar una decisión que pueda mejorar el

modelo y prevenir problemas en el asentamiento de la TR o de estabilidad en la formación. Lo mismo sucede el diseño para los revestidores, he tratado de explicar cuáles son los eventos de carga en las TR's, así como los principales criterios de diseño en tuberías basado en la carga máxima, la idea de todo lo anterior es ayudar a entender cómo se realiza el análisis en el software de diseño de manera coherente, por lo que concluyo que el análisis de la información disponible mediante estas herramientas aplicado a aguas profundas generarán diseños de pozo más confiables y seguros.

Del análisis de los diferentes procedimientos operativos con referencia a la gran variedad de opciones de inicio de pozo se concluye que el procedimiento de la perforación Riserless, que incluye la técnica de jeteo, es el más idóneo debido a que es seguro y el menos costoso. Lo anterior se debe a que al no estar conectado mediante el Riser a la plataforma, se puede evitar el riesgo potencial de un brote de gas somero superficial. La técnica de jeteo evita gastos de cemento innecesarios. Este procedimiento incluye el uso de tecnologías como la del bombeado y llenado (pump and dump), mezcaldo al vuelo y la instrumentación del BHA con herramientas capaces de dar información en tiempo real en esta etapa como el PWD (pressure while drilling) permitirá determinar los valores de presión reales a aplicar en la ventana operativa reducida de las aguas profundas.

El paso que se está dando para perforar en aguas profundas y ultraprofundas es un reto que implica un salto tecnológico importante, en el que los Ingenieros Petroleros de diseño y operación deben actualizarse y conocer cómo se hace este tipo de trabajo, familiarizarse con los equipos, herramientas y tecnologías más modernas, con la idea de optimizar los tiempos de operación sin sacrificar la seguridad.

Hay una gran área de oportunidad para el desarrollo de los Ingeniero Petroleros en el área de perforación a bordo de las plataformas, ya sea como Ingenieros de Proyecto, técnicos o Superintendentes. El reto ahí está... las nuevas zona a explorar en aguas profundas están rindiendo sus primeros frutos incrementando las reservas de hidrocarburos. Este trabajo muestra cómo se planea la perforación en aguas utraprofundas con equipos de sexta generación y cómo el ingeniero Petrolero interactúa para salir adelante y llevar a buen término la perforación del Pozo.

Anexos

A.1 Ejemplo de cementación submarina de TR 20 in con stinger

Datos

DATOS DEL POZO	
Diámetro del agujero	26 in
Exceso de cemento	100%
Temperatura de fondo	122 °F
Temperatura circulante	94 °F
Bombas de la U/A	7 in
	12 in

Pozo: Tabscoob #1

Localización: Coatzacoalcos, Veracruz

CARACTERISTICAS DEL LODO	
Tipo	Agua de mar
Densidad	1.03 g/cc

PROFUNDIDADES		
Elevación de la mesa rotatoria al nivel del mar	25	mvbmr
Tirante de agua	232	mvbmr
Profundidad del cabezal de alta presión DATUM	231	mvbmr
Profundidad de la zapata de la TR 30 in	388	mvbmr
Profundidad total de agujero de 26 in	1013.34	mvbmr
Profundidad de la zapata de la TR 20 in	998.34	mvbmr

LONGITUDES		
Longitud de TR 20 in	768.2	m
Longitud de cabezal	0.86	m
Longitud entre zapata y cople de la TR 20 in	23.67	m
Longitud de TPHW para bajar la TR	231	m
Longitud anular del cemento de llenado $\rho=1.39$ g/cc entre TR 30 y TR 20 (traslape)	157	m
Longitud anular del cemento de llenado $\rho=1.39$ g/cc entre cima de la lechada de amarre y zapata de TR de 30 in	410.30	m
Longitud anular requerida del cemento de amarre $\rho=1.95$ g/cc	200	m
Profundidad de la cima lechada de amarre $\rho=1.95$ g/cc	798.3	mvbmr

CARACTERISTICAS DE LA TPHW para bajar la TR 20 in	
Diámetro	5 in
Libraje	49.23 lb/ft
Profundidad	231 mvbmr
Di	3 in
Resistencia a la tensión del tubo	691185 lb
Resistencia a la tensión de la conexión (NC50)	1266000 lb
Peso cabezal 18 3/4	4980 lb

CARACTERISTICAS DE LA TPHW para usarse como stinger	
Diámetro	5 in
Libraje	49.23 lb/ft
Longitud	10.1 m
Di	3 in

Ejemplo basado en caso real. Fuente de datos técnicos: (Tenaris Tamsa, 2011; Systems, 1996)

<i>CARACTERISTICAS DE TR ANTERIOR</i>	
Diámetro	30 in
Libraje	310 lb/ft
Profundidad zapata	388 mvbmr
Di	28 in

<i>CARACTERISTICAS DE BACHES</i>	
Lavador	Agua mar
Volumen	50 bbl (7950L)

<i>DATOS DE LECHADA DE AMARRE</i>	
Densidad de Cemento H	1.95 g/cc
Rendimiento	35.89 L/saco
Agua de mezcla	19.87 L/saco
Tiempo bombeable	3:53 hrs
ADITIVOS	Concentración
Antiespumante	0.1 L/saco
Retardador	0.1 L/saco

<i>DATOS DE LECHADA DE LLENADO</i>	
Densidad de Cemento H	1.39 g/cc
Rendimiento	94.32 L/saco
Agua de mezcla	76.4 L/saco
Tiempo bombeable	7:04 hrs
ADITIVOS	Concentración
Antiespumante	0.1 L/saco
Extendedor	2.0 L/saco

Revisión de la TR

<i>Características de la TR a cementar</i>	
Diámetro	20 in
Libraje	133 lb/ft
Longitud	768.20 m
Di	18.73 in
Grado	K 55
Conexión	BCN
Resistencia tensión del tubo	2125000 lb
Presión interna del tubo	3060 psi
Presión de colapso del tubo	1500 psi
Resistencia tensión conexión	2123000 lb

Distribución de TR:

- 1 Zapata de longitud 0.61 m (longitud acumulada 0.61 m)
- 2 Tubos TR de 20 in, K-55 133 lb/ft cubriendo una longitud de 22.45 m (longitud acumulada 23.06 m)
- 1 Cople de 0.61 m (longitud acumulada 23.67 m)
- 68 Tubos TR de 20 in, K-55 133 lb/ft cubriendo una longitud de 736.45 m (longitud acumulada 760.16 m)
- 1 Tubo TR de 20 in, K-55 133 lb/ft con cabezal de 18 ¾ in cubriendo una longitud de 8.04 m (longitud acumulada 768.20 m)

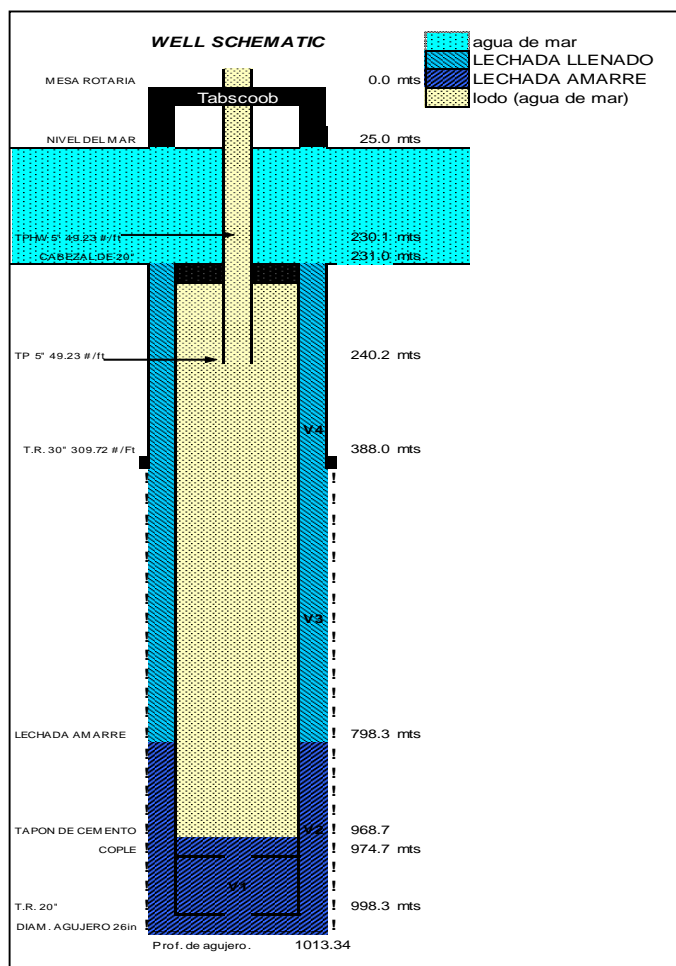
Por lo tanto al sumar la longitud de TR de 20 in, 768.2 m, más la longitud del cabezal de 0.86 m, más profundidad de la tubería para bajar la TR de 20 in (TPHW) 231 m, se obtiene la profundidad de la zapata: se ubicará a 998.34 mvbmr.

La longitud del stinger de TPHW conectado al extremo inferior de la herramienta para correr la TR de 20 in y cabezal de alta presión, 18 ¾ in, es de 10.1 m; por lo tanto su profundidad quedará ubicada a 240 mvbmr.

Con los datos anteriores del aparejo se requiere establecer la siguiente longitud para los cálculos posteriores de peso de TP y cementación:

- Longitud entre la zapata y el cople de la TR de 20 in: 23.67 m, por lo tanto la profundidad del cople será de 974.7 mvbmr.

Estado mecánico del pozo



Cálculos

A. Elongación

La elongación de una TR 20 se obtiene mediante la siguiente fórmula (Ecuación AL-5 del Anexo A.9):

$$AL_{TR[ft]} = \frac{L_{TR[ft]}^2 W_{TR[\frac{lb}{ft}]}}{(21.2207 * 10^9) \frac{lb}{in^2} (D_{TR[in^2]}^2 - D_{iTR[in^2]}^2)}$$

Donde AL es la elongación de la TR en ft, L_{TR} es la longitud total de la TR en ft, W_{TR} es el libraje de la TR en el aire en lb/ft, D_{TR} es el diámetro exterior de la TR en pulgadas y D_{iTR} es el diámetro interior de la TR en in:

$$\begin{aligned} AL_{TR} &= \frac{L_{TR}^2 W_{TR}}{(21.2207 * 10^9) \frac{lb}{in^2} (D_{TR}^2 - D_{iTR}^2)} \\ &= \frac{21.2207 * 10^{-9} \left(768.2 m \frac{3.28 ft}{m}\right)^2 * \frac{133 lb}{ft}}{\frac{lb}{in^2} (20 in^2 - 18.73 in^2)} = 0.36429 ft \\ &= 0.11106 m \end{aligned}$$

B. Cálculo del margen disponible para bajar la TR de 20 in

B1. Peso de la TR en el aire

Peso de la TR

$$WTR = L_{TR} * W_{TR}$$

$$WTR = 768.2 m * 133 \frac{lb}{ft} \left(\frac{3.28 ft}{m}\right) = 335\,119.568 lb$$

$$WTR = 335\,119.568 lb = 152.144 ton \text{ en el aire}$$

Peso de la TPHW para bajar la TR

$$WTPHW = L_{TPHW} * W_{TPHW}$$

$$WTPHW = 231 m * 49.23 \frac{lb}{ft} \left(\frac{3.28 ft}{m}\right) = 37\,300.5864 lb$$

$$WTPHW = 37\,300.5864 lb = 16.9344 ton \text{ en el aire}$$

Peso de la TPHW stinger

$$WTPHW_{stinger} = L_{TPHWs} * W_{TPHWs}$$

$$WTPHW_{stinger} = 10.1 \text{ m} * 49.23 \frac{\text{lb}}{\text{ft}} \left(\frac{3.28 \text{ ft}}{\text{m}} \right) = 1630.891 \text{ lb}$$

$$WTPHW_{stinger} = 1630.891 \text{ lb} = 0.7404 \text{ ton en el aire}$$

Peso total en el aire

$$WTOTAL = WTR + WTPHW + WTPHW_{stinger} + W_{cabezal 18\frac{3}{4}}$$

$$WTOTAL = 335\ 119.568 + 37\ 300.5864 + 1630.891 + 4980$$

$$WTOTAL = 379\ 031.0458 \text{ lb} = 172.08 \text{ ton en el aire}$$

B2. Peso de la TR flotada

El factor de flotación en lodo de $\rho = 1.03 \text{ g/cc}$ es:

$$F_b = 1 - \frac{\rho_{lodo}}{\rho_{acero}} = 1 - \frac{1.03 \text{ gr/cc}}{7.85 \text{ gr/cc}} = 0.8687$$

Por lo tanto:

$$WTOTAL_F = 0.8687 (379\ 031.0458 \text{ lb}) = 329\ 298.31 \text{ lb}$$

$$WTOTAL_F = 329\ 298.31 \text{ lb} = 149.5014 \text{ ton en lodo}$$

B3. Resistencia a la tensión de TPHW

Para calcularla se considera el 80% de la resistencia a la tensión del tubo, que es menor a la resistencia a la tensión de la conexión.

$$RT_{80\%} = 0.8 RT_{Nominal} = 0.8(691\ 185 \text{ lb}) = 552\ 948 \text{ lb}$$

B4. MOP disponible

$$MOP_{TPHW} = 552\ 948 \text{ lb} - 329\ 298.31 \text{ lb} = 223\ 649.69 \text{ lb} = 101.53 \text{ ton}$$

Las unidades se transformaron a toneladas para que se puedan monitorear en el Bernier del indicador de peso del malacate; 101.53 ton de margen para jalar se consideran adecuadas para la operación que se está efectuando.

B5.Revisión de la resistencia a la tensión de la conexión de la TR

Se considera un factor de seguridad a la tensión exigido por Pemex de 1.8

$$RT_{@conexiónTR} = \frac{RT_{Nom\ conexión}}{F_{ST}} = \frac{2123000\ lb}{1.8} = 1\ 179\ 444.444\ lb$$

$$MOP_{TR} = RT_{@conexiónTR} - F_b \left(W_{TR} + W_{TPHW_{stinger}} + W_{cabezal\ 18\frac{3}{4}} \right)$$

$$= 827\ 462.071\ lb = 375.6678\ ton$$

Comparando el MOP_{TR} con el MOP_{TPHW} , este último es el menor, por lo tanto sólo de podrá disponer de hasta 101.53 ton de margen para jalar.

C. Cálculo de capacidades

C1.Capacidad interior TPHW de 5 in

$$CI_{TPHW\ 5} = 0.5067(Di_{TPHW\ 5}^2) = 0.5067(3^2) = 4.5603\ L/m$$

C2.Capacidad interior TPHW_{stinger} de 5 in

$$CI_{TPHW_{stinger}} = 0.5067(Di_{TPHW\ 5}^2) = 0.5067(3^2) = 4.5603\ L/m$$

C3.Capacidad interior agujero 26 in

$$CI_{agujero\ 26} = 0.5067(D_{agujero\ 26}^2) = 0.5067(26^2) = 342.5292\ L/m$$

C4.Capacidad interior TR 20 in 133 lb/ft

$$CI_{TR\ 20} = 0.5067(Di_{TR\ 20}^2) = 0.5067(18.73^2) = 177.7568\ L/m$$

C5.Capacidad anular entre TR 20 in 133 lb/ft y agujero 26 in

$$Canular_{agujero\ 26 \leftrightarrow TP\ 20} = 0.5067(D_{agujero\ 26}^2 - D_{TR\ 20}^2)$$

$$= 0.5067(26^2 - 20^2) = 139.8492\ L/m$$

C6.Capacidad anular entre TR 20 in y TR 30 in

$$Canular_{TP\ 30 \leftrightarrow TP\ 20} = 0.5067(Di_{TP\ 30}^2 - D_{TR\ 20}^2) = 0.5067(28^2 - 20^2)$$

$$= 194.5728\ L/m$$

D. Cálculo de volúmenes

D1. Volumen anular entre TR 30 in y TR 20 in (únicamente cantidad de cemento de traslape de llenado)

$$\begin{aligned}V_{TR\ 30 \leftrightarrow TR\ 20(traslape)} &= L_{TR\ 30 \leftrightarrow TR\ 20(traslape)} Canular_{TP\ 30 \leftrightarrow TP\ 20} \\ &= 157\ m * 194.5728 \frac{L}{m} = 30547.9296\ L = 30.5479\ m^3\end{aligned}$$

D2. Volumen anular entre agujero de 26 in y TR de 20 in (entre la zapata de TR de 30 in y cima de cemento de amarre)

$$\begin{aligned}V_{agujero\ 26 \leftrightarrow TR\ 20(zap\ 30 \leftrightarrow cima.cem.amarre)} &= L_{zap\ 30 \leftrightarrow cima.cem.amarre} Canular_{agujero\ 26 \leftrightarrow TP\ 20} \\ &= 410.3\ m * 139.8492 \frac{L}{m} = 57\ 380.1268\ L \\ &= 57.3801\ m^3\ sin\ considerar\ el\ exceso \\ &= 2 * 57.3801 = 114.7602\ m^3\ con\ exceso\end{aligned}$$

D3. Volumen anular entre agujero de 26 in y TR de 20 in (entre cima de cemento de amarre y zapata de TR 20in)

$$\begin{aligned}V_{agujero\ 26 \leftrightarrow TR\ 20(cima.cem.amarre \leftrightarrow zap20)} &= L_{cima.cem.amarre \leftrightarrow zap20} Canular_{agujero\ 26 \leftrightarrow TR\ 20} \\ &= 200\ m * 139.8492 \frac{L}{m} = 27969.84\ L \\ &= 27.9698\ m^3\ sin\ considerar\ el\ exceso \\ &= 2 * 27.9698 = 55.9396\ m^3\ con\ exceso\end{aligned}$$

D4. Volumen interior de TR de 20 in (entre la zapata y el cople)

$$\begin{aligned}V_{iTR\ 20} &= L_{zap\ TR20 \leftrightarrow cople\ TR20} CI_{TR\ 20} = 23.67\ m * 177.7568 \frac{L}{m} \\ &= 4207.5057\ L = 4.2075\ m^3\end{aligned}$$

D5. Volumen total de lechada

$$\begin{aligned}V_{TL} &= V_{TR\ 30 \leftrightarrow TR\ 20(traslape)} + V_{agujero\ 26 \leftrightarrow TR\ 20(zap\ 30 \leftrightarrow cima.cem.amarre)} \\ &\quad + V_{agujero\ 26 \leftrightarrow TR\ 20(cima.cem.amarre \leftrightarrow zap20)} + V_{iTR\ 20} \\ V_{TL} &= 30.5479\ m^3 + 114.7602\ m^3 + 55.9396\ m^3 + 4.2075\ m^3 \\ &= 205.4553\ m^3\end{aligned}$$

E. Cemento de amarre necesario, densidad de 1.95 g/cc

Para su preparación se utilizará agua de perforación y se considerará una altura de cemento de 200 m.

E1. Volumen anular entre agujero de 26 in y TR de 20 in (entre cima de cemento de amarre y zapata de TR 20 in) con exceso de 100%. Es el volumen que se calculó en el inciso D3.

$$V_{\text{agujero } 26 \leftrightarrow \text{TR } 20(\text{cima.cem. amarre} \leftrightarrow \text{zap } 20)} = 55939.68 \text{ L con exceso}$$

E2. Volumen interior de TR de 20 in (entre zapata y cople) sin exceso por ser tapón. Es el volumen que se calculó en el inciso D4.

$$V_{i\text{TR } 20} = 4207.5057 \text{ L}$$

$$V_{TL \text{ amarre}} = V_{\text{agujero } 26 \leftrightarrow \text{TR } 20(\text{cima.cem. amarre} \leftrightarrow \text{zap } 20)} + V_{i\text{TR } 20}$$

$$V_{TL \text{ amarre}} = 55939.68 \text{ L} + 4207.5057 \text{ L} = 60147.1857 \text{ L} = 60.1471 \text{ m}^3$$

$$\#sacos = \frac{V_{TL \text{ amarre}}}{\text{rendimiento lechada amarre}} = \frac{60147.1857 \text{ L}}{35.89 \text{ L/saco}} = 1675.87 \text{ sacos}$$

$$\text{Total cemento requerido amarre} = \frac{1675.87 \text{ sacos}}{20 \text{ sacos/Ton}} = 83.7937 \text{ Ton}$$

F. Cantidad de aditivos para el cemento de amarre

$$\begin{aligned} \text{Cantidad de antiespumante} &= 1675.87 \text{ sacos} \left(.10 \frac{\text{L}}{\text{saco}} \right) = 167.5875 \text{ L} \\ &= 44.2767 \text{ gal de antiespumante} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Cantidad de retardador} &= 1675.87 \text{ sacos} \left(.10 \frac{\text{L}}{\text{saco}} \right) = 167.5875 \text{ L} \\ &= 44.2767 \text{ gal de retardador} \end{aligned}$$

G. Volumen del fluido de mezcla con aditivos líquidos para cemento de amarre

$$\text{fluido de mezcla}_{\text{amarre}} = \text{agua de mezcla} + \sum \text{aditivos} = [L/\text{sacos}]$$

$$\text{fluido de mezcla}_{\text{amarre}} = 19.87 + 0.1 + 0.1 = 20.07 L/\text{sacos}$$

$$\text{fluido total de mezcla}_{\text{amarre}} = 20.07 L/\text{sacos} * 1675.87 \text{ sacos} = 33634.8291 L$$

$$\text{fluido total de mezcla}_{\text{amarre}} = 33634.8291 L \left(\frac{1 \text{ gal}}{3.785 L} \frac{1 \text{ bbl}}{42 \text{ gal}} \right) = 211.57927 \text{ bbl}$$

El número de cajas necesarias en la unidad de alta para bombear el cemento de amarre es igual al fluido total de mezcla entre 10, ya que cada caja tiene 10 bbl. Por lo que se necesitarán 21.1 cajas de fluido de mezcla.

H. Cemento de relleno necesario, densidad de 1.39 g/cc

Para su preparación se utilizará agua de mar.

H1. Volumen anular entre TR 30 in y TR 20 in (únicamente la cantidad de cemento de traslape) sin exceso por ir dentro tubo. Es el volumen que se calculo en el inciso D1.

$$V_{TR\ 30 \leftrightarrow TR\ 20(\text{traslape})} = 30547.9296 L$$

H2. Volumen anular entre agujero de 26 in y TR de 20 in (entre zapata de TR 20 in y cima de cemento de amarre) con exceso de 100%. Es el volumen que se calculo en el inciso D2.

$$V_{\text{agujero } 26 \leftrightarrow TR\ 20(\text{zap } 30 \leftrightarrow \text{cima.c. amarre})} = 114760.2 L$$

$$V_{TL\ \text{relleno}} = V_{TR\ 30 \leftrightarrow TR\ 20(\text{traslape})} + V_{\text{agujero } 26 \leftrightarrow TR\ 20(\text{zap } 30 \leftrightarrow \text{cima.c. amarre})}$$

$$V_{TL\ \text{relleno}} = 30547.9296 + 114760.2 L = 145\ 308.183 L = 145.3081 m^3$$

$$\begin{aligned} \#sacos &= \frac{V_{TL\ \text{relleno}}}{\text{rendimiento lechada relleno}} = \frac{145\ 308.183 L}{94.32 L/\text{saco}} \\ &= 1540.5871 \text{ sacos} \end{aligned}$$

$$\text{Total cemento requerido relleno} = \frac{1540.5871 \text{ sacos}}{20 \text{ sacos}/1\text{Ton}} = 77.029 \text{ Ton}$$

I. Cantidad de aditivos para el cemento de relleno

$$\begin{aligned} \text{Cantidad de antiespumante} &= 1540.5871 \text{ sacos} \left(.10 \frac{L}{\text{saco}} \right) = 154.0587 L \\ &= 40.7024 \text{ gal de antiespumante} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Cantidad de extendedor} &= 1540.5871 \text{ sacos} \left(2.0 \frac{L}{\text{saco}} \right) = 3081.1743 L \\ &= 814.048 \text{ gal de extendedor} \end{aligned}$$

J. Volumen del fluido de mezcla con aditivos líquidos para cemento de relleno

$$\begin{aligned} \text{fluido de mezcla}_{\text{relleno}} &= \text{agua de mezcla} + \sum \text{aditivos} = [L/\text{sacos}] \\ &= 76.4 + 0.1 + 2.0 = 78.5 L/\text{sacos} \end{aligned}$$

$$\text{fluido total de mezcla}_{\text{relleno}} = 78.5 L/\text{sacos} * 1540.5871 \text{ sacos} = 120\,936.094 L$$

$$\text{fluido total de mezcla}_{\text{relleno}} = 120\,936.094 L \left(\frac{1 \text{ gal}}{3.785 L} \frac{1 \text{ bbl}}{42 \text{ gal}} \right) = 760.7479 \text{ bbl}$$

El número de cajas necesarias en la unidad de alta para bombear el cemento de llenado es igual al fluido total de mezcla entre 10, ya que cada caja tiene 10 bbl, por lo tanto se necesitarán 76.07 cajas.

K. Volumen de desplazamiento

K1. Volumen interior de TPHW y TPHW_{stinger}

$$\begin{aligned} V_{iTPHW} &= L_{TPHW} CI_{TPHW} + L_{TPHW_{stinger}} CI_{TPHW_{stinger}} \\ &= (231 \text{ m} + 10.1) * 4.5603 \frac{L}{m} = 1099.4883 L \\ &= 1.0994 \text{ m}^3 \end{aligned}$$

K2. Volumen interior de TR de 20 in, desde la base del stinger hasta el cople de la TR 20 in

$$\begin{aligned}
 V_{iTR\ 20} &= L_{TR20\text{entre cople y base del stinger}} C I_{TR\ 20} \\
 &= (974.7\ m\ v\ b\ m\ r - 240.2\ m\ v\ b\ m\ r) * 177.7568 \frac{L}{m} \\
 &= 130549.997\ L = 130.5499\ m^3 \\
 V_D &= V_{iTRPHW} + V_{iTR\ 20} = 131649.489\ L = 131649.489\ L \left(\frac{1\ gal}{3.785\ L} \right) \\
 &= 34781.89\ gal = 131.6494\ m^3
 \end{aligned}$$

L. Tiempos de desplazamiento

Se realizará el desplazamiento de un volumen de 131.6494 m³ (34781.89 gal) mediante una Bomba Triplex 7'' X 12''.

La capacidad de la bomba con una eficiencia de 100% es:

$$\begin{aligned}
 Q_{100\%} &= 0.0386225 (D_{camisa[in]}^2 * L_{bástago[in]}) \left[\frac{L}{embolada} \right] \\
 &= 0.0386225 (7^2_{camisa} * 12) = 22.72 \frac{L}{embolada} = 6 \frac{gal}{embolada}
 \end{aligned}$$

$$\# emboladas\ totales = \frac{V_D[gal]}{Q \left[\frac{gal}{embolada} \right]}$$

$$\text{Tiempo} = \frac{V_D[gal]}{Q \left[\frac{gal}{embolada} \right] * \frac{\# emboladas}{min}}$$

Con las ecuaciones anteriores se genera la cédula de bombeo. Por ejemplo para 100% de la eficiencia y 100 EPM se tiene:

$$\# emboladas\ totales_{100\%} = \frac{34781.89\ gal}{6 \frac{gal}{embolada}} = 5797.97\ emboladas$$

$$\text{Tiempo}_{100\%con\ 100\ EPM} = \frac{34781.89\ gal}{6 \frac{gal}{embolada} \frac{100\ emboladas}{min}} = 57.97\ min \cong 58\ min$$

Ejemplo para 97% de la eficiencia y 110 EPM se tiene:

$$\# \text{ emboladas totales}_{97\%} = \frac{34781.89 \text{ gal}}{.97 \left(6 \frac{\text{gal}}{\text{embolada}}\right)} = 5977.29 \text{ emboladas}$$

$$\text{Tiempo}_{97\% \text{ con } 110 \text{ EPM}} = \frac{34781.89 \text{ gal}}{5.82 \frac{\text{gal}}{\text{embolada}} \frac{110 \text{ emboladas}}{\text{min}}} = 54.3 \text{ min} \cong 54 \text{ min}$$

Tabla 10 Cédula de Bombeo

Eficiencia [%]	GPE	Emboladas Totales	Tiempo a diferentes emboladas por minute [min]								
			120	115	110	105	100	95	90	85	80
100	6	5797.97	48	50	53	55	58	61	64	68	72
97	5.82	5977.29	50	52	54	57	60	63	66	70	75
95	5.7	6103.13	51	53	55	58	61	64	68	72	76
90	5.4	6442.19	54	56	59	61	64	68	72	76	81
85	5.1	6821.14	57	59	62	65	68	72	76	80	85

M. Presión diferencial y presión de carga sobre la TR

M1. Presión interior

Se considera una columna única de fluido dentro de la TR al cople

$$P_{int @zap} = \frac{L_{cabeza \text{ subsea} \leftrightarrow \text{cople}} * \rho_{todo}}{10} + \frac{L_{zap \leftrightarrow \text{cople}} * \rho_{cemento \text{ amarre}}}{10}$$

$$P_{int @zap} = \frac{(998.34 - 23.67)m * 1.03 \text{ gr/cc}}{10} + \frac{23.67 m * 1.95 \text{ gr/cc}}{10}$$

$$P_{int @zap} = 105.0066 \text{ kg/cm}^2 = 1493.1947 \text{ psi}$$

M2. Presión por exterior

Se considera una columna de fluido fuera de la TR al cople

$$P_{ext @zap} = \frac{T.A. * \rho_{agua \text{ mar}}}{10} + \frac{L_{c.llenado} * \rho_{c.llenado}}{10} + \frac{L_{c.amarre} * \rho_{c.amarre}}{10}$$

$$P_{ext @ zap} = \frac{(232 - 25) m * 1.03 \text{ gr/cc}}{10} + \frac{(157 + 410.3) m * 1.39 \text{ gr/cc}}{10} + \frac{200 m * 1.95 \text{ gr/cc}}{10}$$

$$P_{ext @ zap} = 139.1757 \text{ kg/cm}^2 = 1979.0784 \text{ psi}$$

M3. Presión diferencial

$$P_D = P_{ext @ zap} - P_{int @ zap} = 485.8837 \text{ psi}$$

M4. Análisis de la resistencia al colapso del tubo de TR

Se considera un factor de seguridad a la tensión exigido por Pemex de 1.125 para corregir la resistencia nominal al colapso:

$$RPC_R = \frac{RPC_N}{F_{SC}} = \frac{1500 \text{ psi}}{1.125} = 1333.33 \text{ psi}$$

Al dividir la resistencia del tubo corregida entre la carga de colapso aplicada 182.6991 psi, entre obtendremos el factor de seguridad operacional:

$$F_{Screal} = \frac{RPC_R}{P_D} = \frac{1333.33 \text{ psi}}{485.8837 \text{ psi}} = 2.74$$

Conclusión 2.74 > de 1.125, por lo que se cumplen la condición establecida por Pemex.

M5. Presión interna de la TR

Resistencia a la presión interna de la TR 20 in: 3060 psi

Factor de seguridad de resistencia a la presión interna: 1.2

Resistencia reducida a la presión interna con factor de seguridad de 1.2:

$$RPI_R = \frac{RPI_N}{F_{SPI}} = \frac{3060 \text{ psi}}{1.2} = 2550 \text{ psi}$$

Carga total de presión interna:

$$P_{int @zap} = 1493.1947 \text{ psi}$$

Se considera el caso crítico de pérdida de circulación del cemento, siendo la única contrapresión la del lodo, que en este caso es agua de mar:

$$P_{h @zap} = \frac{H_{zap} * \rho_{lodo}}{10} = \frac{(998.34 - 25) m * 1.03 \text{ gr/cc}}{10} \\ = 100.2540 \text{ kg/cm}^2 = 1425.6121 \text{ psi}$$

Carga efectiva de presión interna:

$$P_E = P_{h @zap} - P_{int @zap} = 1493.1947 - 1425.6121 = 67.5825 \text{ psi}$$

Factor de seguridad operacional para presión interna:

$$F_{SPI} = \frac{RPI_R}{P_E} = \frac{2550 \text{ psi}}{67.5825 \text{ psi}} = 37.73$$

Conclusión: 37.7 >> de 1.2, por lo que se cumplen la condición establecida por Pemex.

Programa Operativo

- 1°. Introducir TR de 20 in K-55, 133 lb/ft a 998.3 mvbmr con zapata y cople flotador en rosca BCN con apriete geométrico, llenando cada 8 tramos (romper circulación a los 88 m y probar equilibrio de flotador).
- 2°. Para afinar de fondo la TR considerar la elongación de 0.11106 m.
- 3°. En caso de no bajar la TR intentar con circulación y peso bajar a la profundidad programada.
- 4°. En el caso de no funcionar el equipo de flotación dejar represionada con la presión diferencial de 485.88 psi.
- 5°. Bajar el soldador al fondo marino con TPHW de 5 in y una lingada de TP debajo del soldador.
- 6°. Efectuar la junta de seguridad con el personal de I.P.C. y HOWCO involucrado en la operación durante la circulación del pozo.

- 7°. Probar líneas de cementación con 3 000 psi.
- 8°. Bombear bache lavador de agua de mar de 50 bbl con densidad de 1.03 g/cc con la unidad de alta presión.
- 9°. Mezclar y bombear la lechada de llenado de 77.029 ton de densidad 1.39 g/cc (con agua de mar) con 76.07 cajas de fluido de mezcla.
- 10°. Mezclar y bombear la lechada de amarre de 83.79 ton de densidad 1.95 g/cc (con agua de perforación) con 21.15 cajas de fluido de mezcla.
- 11°. Iniciar el desplazamiento con la bomba del equipo a 14 bpm un total de 34,781.89 gal con lodo de agua de mar densidad 1.03 g/cc equivalente a 5977.29 emboladas a un gasto de 110 epm.
- 12°. Descargar la presión a cero en las cajas de la unidad de alta y verificar equipo de flotación.
- 13°. No sobredesplazar.
- 14°. Esperar 8 hrs de fraguado antes de soltar la TR.

Al terminar la cementación se realiza un reporte de operación.

A.2 Ejemplo de cementación submarina de TR 13 3/8 in con cabezal Subsea

Datos

<i>DATOS DEL POZO</i>		
Diámetro del agujero	17.5	in
Exceso de cemento	57%	
Temperatura de fondo	174	°F
Temperatura circulante	128	°F
Bombas de la U/A	6	in
	12	in

Pozo: Manik #1

Localización: Cd. Del Carmen, Campeche

<i>CARACTERISTICAS DEL LODO</i>	
Tipo	LS
Densidad	1.45 g/cc

<i>PROFUNDIDADES</i>		
Elevación de la mesa rotatoria al nivel del mar	26	m
Profundidad del DATUM	103.2	mvbmr
Tope de cemento de llenado	500	mvbmr
Profundidad de la zapata de la TR 20 in	752	mvbmr
Profundidad total de agujero de 17.5 in	2195	mvbmr
Profundidad de la zapata de la TR 13 3/8 in	2187.64	mvbmr

<i>LONGITUDES</i>		
Tirante de agua	79	m
Longitud de TR 13 3/8 in	2084.44	m
Longitud entre zapata y cople de TR 13 3/8 in	24.93	m
Longitud de la TPHW y herramienta colgadora	105.96	m
Longitud anular requerida del cemento de llenado $\rho=1.64$ g/cc entre TR 20 y TR 13 3/8 (traslape)	252	m
Longitud anular requerida del cemento de llenado $\rho=1.64$ g/cc entre cima de la lechada de amarre y zapata de TR de 20 in	1355.64	m
Longitud anular requerida del cemento de amarre $\rho=1.94$ g/cc	80	m

<i>CARACTERISTICAS DE LA TPHW</i>		
Diámetro	5	in
Libraje	49.2988	lb/ft
Di	3	in
Resistencia a la tensión del tubo	691185	lb
Resistencia a la tensión de la conexión (NC50)	1266000	lb
Peso herramienta	4980	lb
CHARSART		

<i>CARACTERISTICAS DE TR ANTERIOR</i>		
Diámetro	20	in
Libraje	104.13	lb/ft
Profundidad zapata	752	mvbmr
Di	19	in
Longitud	648.84	m

Ejemplo basado en caso real. Fuente de datos técnicos: (Tenaris Tamsa, 2011; Systems, 1996).

DATOS DEL LECHADA DE AMARRE	
Densidad de Cemento H	1.94 g/cc
Rendimiento	36.61 L/saco
Agua de mezcla	19.596 L/saco
Tiempo bombeable	4:32 Hrs
ADITIVOS	Concentración
Antisedimentante	0.20 %
Control filtrado	0.60 L/saco
Dispersante	0.45 L/saco
Retardador	0.35 L/saco

DATOS DE LECHADA DE LLENADO	
Densidad de Cemento H	1.64 g/cc
Rendimiento	55.44 L/saco
Agua de mezcla	37.791 L/saco
Tiempo bombeable	6:57 hrs
ADITIVOS	Concentración
Antiespumante	0.05 L/saco
Control filtrado	0.80 %
Extendedor	1.00 L/saco
Dispersante	0.20 L/saco
Retardador	0.60 L/saco

CARACTERISTICAS DE BACHES	
Volumen total	15 Bbl
Agua	14.8 Bbl
Lavador químico	7.5 Gal

Revisión de la TR

<i>Características de la TR a cementar ---- TR Combinada (2 tipos)</i>				
	TR 1		TR 2	
Diámetro	13 3/8	in	13 3/8	in
Libraje	72	lb/ft	68	lb/ft
Longitud	931.21	m	1153.23	m
Di	12.347	in	12.415	in
Grado	TAC 110		P 110	
Conexión	BCN		BCN	
Resistencia tensión del tubo	2284000	lb	2139000	lb
R. presión interna del tubo	7400	lb	6910	lb
Resistencia al colapso del tubo	4110	lb	2330	lb
Resistencia tensión conexión	2264000	lb	2079000	lb

Distribución de TR:

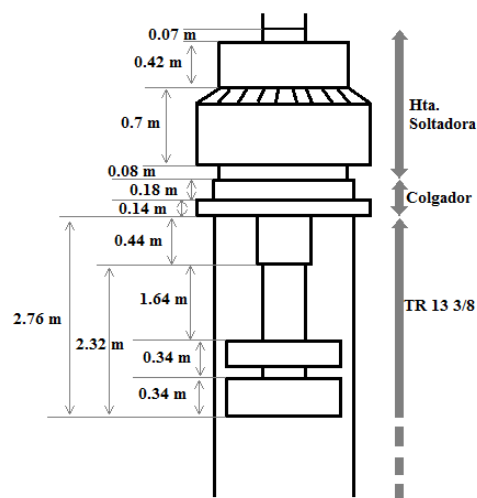
- 1 Zapata de longitud 0.56 m (longitud acumulada 0.56 m)
- 2 Tubos TR de 13 3/8 in, TP-100 68 lb/ft cubriendo una longitud de 23.93 m (longitud acumulada 24.49 m)
- 1 Cople de 0.44 m (longitud acumulada 24.93 m)
- 89 Tubos TR de 13 3/8 in, TP-100 68 lb/ft cubriendo una longitud de 1128.3 m (longitud acumulada 1153.23 m)
- 69 Tubos TR de 13 3/8 in, TAC-100 72 lb/ft cubriendo una longitud de 931.21 m (longitud acumulada 2084.44 m)

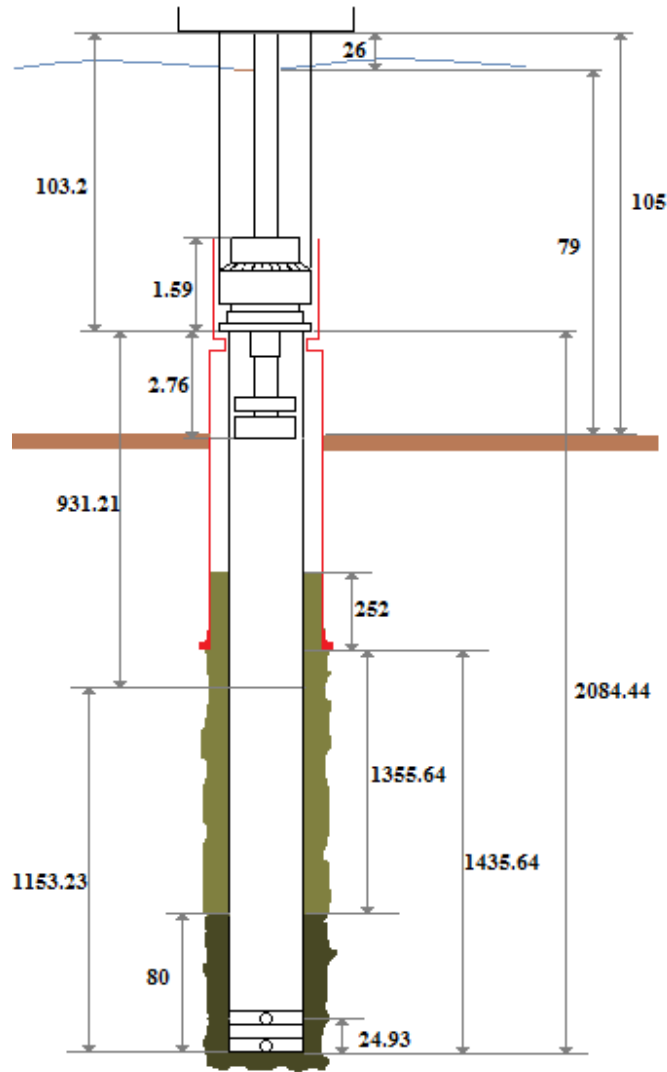
El último tubo de TR 13 3/8 in TAC-110, 72 lb/ft estará estibado con la herramienta colgadora y los tapones Subsea instalados, la longitud del nivel inferior del colgador a los tapones de desplazamiento es de 2.76 m. De acuerdo a esta distribución, la longitud total de la TR será de 2084.44 m; por lo tanto la profundidad de su zapata será de 2187.64 mvbmr.

Dados los datos anteriores del aparejo se requieren establecer las siguientes longitudes para los cálculos posteriores de peso de TPHW y cementación:

- Longitud entre la zapata y el cople de la TR de 13 3/8 in: 24.93 m
- Longitud entre los tapones de desplazamiento y el cople flotador de TR 13 3/8 in
Ésta se obtiene al restarle a la longitud total de 2084.44 m de la TR de 13 3/8 in, las longitudes: entre la zapata y el cople de la TR de 13 3/8 in (24.93 m), y la longitud del que hay del colgador a los tapones de desplazamiento (2.76 m): 2056.75 m
- Profundidad del cople de la TR de 13 3/8 in
Esta se obtiene al restarle a la profundidad de la zapata de la TR de 13 3/8 in (2187.64 mvbmr) la longitud entre la zapata y el cople de la TR de 13 3/8 in (24.93 m): 2162.71 mvbmr

Estado Mecánico





Cálculos

D. Elongación

La elongación de una TR 13 3/8 in se obtiene mediante la siguiente fórmula (Ecuación AL-6 del anexo A.9):

$$\begin{aligned}
 AL_{TR[ft]} = & \frac{W_{TR1}[lb/ft]L_{TR1}^2[ft]}{(21.2207 * 10^9) \frac{lb}{in^2} (D_{TR1}^2[in^2] - D_{iTR1}^2[in^2])} \\
 & + \frac{W_{TR2}[lb/ft]L_{TR2}^2[ft]}{(21.2207 * 10^9) \frac{lb}{in^2} (D_{TR2}^2[in^2] - D_{iTR2}^2[in^2])} \\
 & + \frac{W_{TR2}[lb/ft] L_{TR2}[ft]L_{TR1}[ft]}{(42.4413 * 10^9) \frac{lb}{in^2} (D_{TR2}^2[in^2] - D_{iTR2}^2[in^2])}
 \end{aligned}$$

Donde AL es la elongación de la TR en ft, L_{TRi} es la longitud de la TRi en ft, W_{TRi} es el libraje de la TRi en el aire en lb/ft, D_{TRi} es el diámetro exterior de la TRi en pulgadas y D_{iTRi} es el diámetro interior de la TRi en in.

$$AL_{TR} = \frac{\frac{72 \text{ lbs}}{\text{ft}} * \left(931.21 \text{ m} \frac{3.28 \text{ ft}}{\text{m}} \right)^2}{(21.2207 * 10^9) \frac{\text{lb}}{\text{in}^2} (13.375 \text{ in}^2 - 12.347 \text{ in}^2)}$$

$$+ \frac{\frac{68 \text{ lb}}{\text{ft}} * \left(1153.23 \text{ m} \frac{3.28 \text{ ft}}{\text{m}} \right)^2}{(21.2207 * 10^9) \frac{\text{lb}}{\text{in}^2} (13.375 \text{ in}^2 - 12.415 \text{ in}^2)}$$

$$+ \frac{\frac{68 \text{ lb}}{\text{ft}} * \left(1153.23 \text{ m} \frac{3.28 \text{ ft}}{\text{m}} \right) \left(931.21 \text{ m} \frac{3.28 \text{ ft}}{\text{m}} \right)}{(42.4413 * 10^9) \frac{\text{lb}}{\text{in}^2} (13.375 \text{ in}^2 - 12.415 \text{ in}^2)}$$

$$AL_{TR} = 0.53905 \text{ ft} + 0.83392 \text{ ft} + 0.41059 \text{ ft} = 2.7197 \text{ ft}$$

$$AL_{TR} = 0.82918 \text{ m}$$

E. Cálculo de la tubería para bajar TR

E1. Peso de la TR en el aire

Peso de la TR1

$$W_{TR1} = L_{TR1} * W_{TR1}$$

$$W_{TR1} = 931.21 \text{ m} * 72 \frac{\text{lb}}{\text{ft}} \left(\frac{3.28 \text{ ft}}{\text{m}} \right) = 219914.6 \text{ lb}$$

$$W_{TR1} = 219914.6 \text{ lb} = 99.84 \text{ ton en el aire}$$

Peso de la TR2

$$W_{TR2} = L_{TR2} * W_{TR2}$$

$$W_{TR2} = 1153.23 \text{ m} * 68 \frac{\text{lb}}{\text{ft}} \left(\frac{3.28 \text{ ft}}{\text{m}} \right) = 257216.4 \text{ lb}$$

$$W_{TR2} = 257216.4 \text{ lb} = 116.77 \text{ ton en el aire}$$

Peso de total de la TR

$$W_{TR} = W_{TR1} + W_{TR2} = 477130.97 \text{ lb} = 216.62 \text{ ton en el aire}$$

Peso de la TPHW

$$W_{TPHW} = L_{TPHW} * W_{TPHW}$$

La L_{TPHW} es la longitud entre la mesa rotaria y los tapones de desplazamiento de la TR 13 3/8 in

$$W_{TPHW} = 105.95 \text{ m} * 49.2988 \frac{\text{lb}}{\text{ft}} \left(\frac{3.28 \text{ ft}}{\text{m}} \right) = 17132.1218 \text{ lb}$$

$$W_{TPHW} = 17132.1218 \text{ lb} = 7.7779 \text{ ton en el aire}$$

Peso total en el aire

$$W_{TOTAL} = W_{TR} + W_{TPHW} + W_{hta \text{ CHASART}}$$

$$W_{TOTAL} = 477130.97 \text{ lb} + 17132.1218 \text{ lb} + 4980 \text{ lb} = 499243.095 \text{ lb}$$

$$W_{TOTAL} = 499243.095 \text{ lb} = 226.6563 \text{ ton en el aire}$$

E2. Peso de la TR flotada

F_b es el factor de flotación del lodo:

$$F_b = 1 - \frac{\rho_{lodo}}{\rho_{acero}} = 1 - \frac{1.45 \text{ gr/cc}}{7.85 \text{ gr/cc}} = 0.815287$$

Considerando el factor de flotación con lodo de $\rho = 1.45 \text{ g/cc}$ calculado en el punto A.

$$W_{TOTAL_F} = 0.815287 (499243.095 \text{ lb}) = 407026.217 \text{ lb}$$

$$W_{TOTAL_F} = 407026.217 \text{ lb} = 184.7899 \text{ ton en lodo}$$

E3. Resistencia a la tensión de TPHW

Para calcularla se considera el 80% de la resistencia a la tensión del tubo, (que es menor que la resistencia a la tensión de la conexión).

$$RT_{80\%} = 0.8 RT_{Nominal} = 0.8(691 \ 185 \text{ lb}) = 552 \ 948 \ \text{lb}$$

E4. MOP disponible

$$MOP_{TPHW} = 552 \ 948 \ \text{lb} - 407026.217 \ \text{lb} = 145921.783 \ \text{lb} = 66.2484 \ \text{ton}$$

66.2484 ton de margen para jalar se consideran adecuadas para la operación que se está efectuando.

E5. Revisión de la resistencia a la tensión de la conexión de la TR

Se considera un factor de seguridad a la tensión exigido por Pemex de 1.8, en la TR de menor resistencia a la tensión.

$$RTc_{@conexiónTR} = \frac{RTc_{Nom\ conexión}}{F_{ST}} = \frac{2079000\ lb}{1.8} = 1\ 155\ 000\ lb$$

$$\begin{aligned} MOP_{TR} &= RTc_{@conexiónTR} - F_b \left(W_{TR} + W_{cabezal\ 18\frac{3}{4}} \right) = 455\ 939.089\ lb \\ &= 206.99\ ton \end{aligned}$$

Comparando el MOP_{TR} con el MOP_{TPHW} , este último es el menor, por lo tanto sólo de podrá disponer de hasta 66.2484 ton de margen para jalar.

F. Cálculo de capacidades

F1. Capacidad interior TPHW de 5 in

$$CI_{TPHW\ 5} = 0.5067(Di_{TPHW\ 5}^2) = 0.5067(3^2) = 4.5603\ L/m$$

F2. Capacidad interior agujero 17 ½ in

$$CI_{agujero\ 17\frac{1}{2}} = 0.5067 \left(D_{agujero\ 17\frac{1}{2}}^2 \right) = 0.5067(17.5^2) = 155.1769\ L/m$$

F3. Capacidad interior TR 13 3/8 in 72 lb/ft

$$CI_{TR\ 13\frac{3}{8}\ 72\frac{lb}{ft}} = 0.5067 \left(Di_{TR\ 13\frac{3}{8}}^2 \right) = 0.5067(12.347^2) = 77.2456\ L/m$$

F4. Capacidad interior TR 13 3/8 in 68 lb/ft

$$CI_{TR\ 13\frac{3}{8}\ 68\frac{lb}{ft}} = 0.5067 \left(Di_{TR\ 13\frac{3}{8}}^2 \right) = 0.5067(12.415^2) = 78.0988\ L/m$$

F5. Capacidad anular entre TR 13 3/8 in 68 lb/ft y agujero 17 ½ in

$$\begin{aligned} Canular_{agujero\ 17\frac{1}{2} \leftrightarrow TP\ 13\frac{3}{8}\ 68\frac{lb}{ft}} &= 0.5067 \left(D_{agujero\ 17\frac{1}{2}}^2 - D_{TR\ 13\frac{3}{8}}^2 \right) \\ &= 0.5067(17.5^2 - 3.375^2) = 64.532295\ L/m \end{aligned}$$

F6. Capacidad anular entre TR 13 3/8 in y TR 20 in

$$\begin{aligned} Canular_{TP\ 20 \leftrightarrow TP\ 13\frac{3}{8}\ 72\frac{lb}{ft}} &= 0.5067 \left(Di_{TP\ 20}^2 - D_{TR\ 13\frac{3}{8}}^2 \right) \\ &= 0.5067(19^2 - 3.375^2) = 92.27482\ L/m \end{aligned}$$

G. Cálculo de volúmenes

G1. Volumen anular entre TR 20 in y TR 13 3/8 in (únicamente cantidad de cemento de traslape)

$$\begin{aligned} V_{TR\ 20 \leftrightarrow TR\ 13\frac{3}{8}(traslape)} &= L_{TR\ 20 \leftrightarrow TR\ 13\frac{3}{8}(traslape)} Canular_{TP\ 20 \leftrightarrow TP\ 13\frac{3}{8} \frac{lb}{ft}} \\ &= 252\ m * 92.27482 \frac{L}{m} = 23253.255\ L = 23.2533\ m^3 \end{aligned}$$

G2. Volumen anular entre agujero de 17.5 in y TR de 13 3/8 in (entre la zapata de TR de 20 in y cima de cemento de amarre)

$$\begin{aligned} V_{agujero\ 17\frac{1}{2} \leftrightarrow TR\ 13\frac{3}{8}(zap\ 20 \leftrightarrow cima.cem.amarre)} &= L_{zap\ 20 \leftrightarrow cima.cem.amarre} Canular_{agujero\ 17\frac{1}{2} \leftrightarrow TP\ 13\frac{3}{8} \frac{lb}{ft}} \\ &= 1355.64\ m * 64.5322995 \frac{L}{m} = 87483.51\ L \\ &= 87.4835\ m^3\ sin\ considerar\ el\ exceso \\ &= 1.57 * 87.4835 = 137.3491\ m^3\ con\ exceso \end{aligned}$$

G3. Volumen anular entre agujero de 17.5 in y TR de 13 3/8 in (entre cima de cemento de amarre y zapata de TR 13 3/8 in)

$$\begin{aligned} V_{agujero\ 17\frac{1}{2} \leftrightarrow TR\ 13\frac{3}{8}(cima.cem.amarre \leftrightarrow zap\ 13\frac{3}{8})} &= L_{cima.cem.amarre \leftrightarrow zap\ 13\frac{3}{8}} Canular_{agujero\ 17\frac{1}{2} \leftrightarrow TR\ 13\frac{3}{8} \frac{lb}{ft}} \\ &= 80\ m * 64.5322995 \frac{L}{m} = 5162.6396\ L \\ &= 5.16264\ m^3\ sin\ considerar\ el\ exceso \\ &= 1.57 * 5.16264 = 8.1053\ m^3\ con\ exceso \end{aligned}$$

G4. Volumen interior de TR de 13 3/8 in (entre la zapata y el cople)

$$\begin{aligned} V_{iTR\ 13\frac{3}{8}} &= L_{zap\ TR\ 13\frac{3}{8} \leftrightarrow cople\ TR\ 13\frac{3}{8}} CI_{TR\ 13\frac{3}{8} \frac{lb}{ft}} = 24.93\ m * 78.0988 \frac{L}{m} \\ &= 1947.003\ L = 1.9470\ m^3 \end{aligned}$$

G5. Volumen total de lechada

$$V_{TL} = V_{TR\ 20 \leftrightarrow TR\ 13\frac{3}{8}}(traslape) + V_{agujero\ 17\frac{1}{2} \leftrightarrow TR\ 13\frac{3}{8}}(zap\ 20 \leftrightarrow cima.cem.amarre) \\ + V_{agujero\ 17\frac{1}{2} \leftrightarrow TR\ 13\frac{3}{8}}(cima.cem.amarre \leftrightarrow zap\ 13\frac{3}{8}) + V_{iTR\ 13\frac{3}{8}} \\ V_{TL} = 23.2533\ m^3 + 137.3491\ m^3 + 8.1053\ m^3 + 1.9470\ m^3 \\ = 170.65\ m^3$$

H. Cemento de amarre necesario, densidad de 1.94 g/cc

Para su preparación se utilizará agua de perforación y se considerará una altura de cemento de 80 m.

H1. Volumen anular entre agujero de 17 ½ in y TR de 13 3/8 in (entre cima de cemento de amarre y zapata de TR 13 3/8 in) con exceso de 57%. Es el volumen que se calculó en el inciso D3.

$$V_{agujero\ 17\frac{1}{2} \leftrightarrow TR\ 13\frac{3}{8}}(cima.cem.amarre \leftrightarrow zap\ 13\frac{3}{8}) = 8105.3\ L\ con\ exceso$$

H2. Volumen interior de TR de 13 3/8 in (entre zapata y cople) sin exceso por ser tapón. Es el volumen que se calculó en el inciso D4.

$$V_{iTR\ 13\frac{3}{8}} = 1947.0\ L$$

$$V_{TL\ amarre} = V_{agujero\ 17\frac{1}{2} \leftrightarrow TR\ 13\frac{3}{8}}(cima.cem.amarre \leftrightarrow zap\ 13\frac{3}{8}) + V_{iTR\ 13\frac{3}{8}}$$

$$V_{TL\ amarre} = 8105.3\ L + 1947.0\ L = 10052.3\ L$$

$$\#sacos = \frac{V_{TL\ amarre}}{rendimiento\ lechada\ amarre} = \frac{10052.3\ L}{36.61\ L/saco} = 274.58\ sacos$$

$$Total\ cemento\ requerido\ amarre = \frac{274.58\ sacos}{20\ sacos/1Ton} = 13.73\ Ton$$

I. Cantidad de aditivos para el cemento de amarre

$$\text{Cantidad de control de filtrado} = 274.58 \text{ sacos } (.60 \text{ L/saco})$$

$$= 164.7476 \text{ L de ctrl. filtrado}$$

$$\text{Cantidad de dispersante} = 274.58 \text{ sacos } (.45 \text{ L/saco})$$

$$= 123.5607 \text{ L de extendedor}$$

$$\text{Cantidad de retardador} = 274.58 \text{ sacos } (.34 \text{ L/saco})$$

$$= 96.1027 \text{ L de extendedor}$$

$$\text{Cantidad de antisedimentante} = 274.58 \text{ sacos } (0.2\%) \frac{50 \text{ kg}}{\text{saco}}$$

$$= 27.4579 \text{ kg de extendedor} = 60.407 \text{ lb}$$

N. Volumen del fluido de mezcla con aditivos líquidos para cemento de amarre

$$\text{fluido de mezcla}_{\text{amarre}} = \text{agua de mezcla} + \sum \text{aditivos} = [L/\text{sacos}]$$

$$= 19.595 + 0.60 + 0.45 + 0.35 = 20.995 \text{ L/sacos}$$

$$\text{fluido total de mezcla}_{\text{amarre}} = 20.995 \text{ L/sacos} * 274.58 \text{ sacos} = 5764.791 \text{ L}$$

$$\text{fluido total de mezcla}_{\text{amarre}} = 5764.791 \text{ L} \left(\frac{1 \text{ gal}}{3.785 \text{ L}} \frac{1 \text{ bbl}}{42 \text{ gal}} \right) = 36.2633 \text{ bbl}$$

El número de cajas necesarias en la unidad de alta para bombear el cemento de amarre es igual al fluido total de mezcla entre 10, ya que cada caja tiene 10 bbl. Por lo que se necesitarán 3.626 cajas de fluido de mezcla de amarre.

J. Cemento de relleno necesario, densidad 1.64 g/cc

Para su preparación se utilizará agua de mar.

J1. Volumen anular entre TR 20 in y TR 13 3/8 in (únicamente la cantidad de cemento de traslape) sin exceso por ir dentro tubo. Es el volumen que se calculo en el inciso D1.

$$V_{TR 20 \leftrightarrow TR 13 \frac{3}{8}(\text{traslape})} = 23253.255 \text{ L}$$

J2. Volumen anular entre agujero de 17 ½ in y TR de 13 3/8 in (entre zapata de TR 20 in y cima de cemento de amarre) con exceso de 57%. Es el volumen que se calculo en el inciso D2.

$$V_{\text{agujero } 17\frac{1}{2} \leftrightarrow \text{TR } 13\frac{3}{8} (\text{zap } 20 \leftrightarrow \text{cima.cem.amarre})} = 137349.1 \text{ L}$$

$$V_{TL \text{ relleno}} = V_{\text{TR } 20 \leftrightarrow \text{TR } 13\frac{3}{8} (\text{traslape})} + V_{\text{agujero } 17\frac{1}{2} \leftrightarrow \text{TR } 13\frac{3}{8} (\text{zap } 20 \leftrightarrow \text{cima.c.amarre})}$$

$$V_{TL \text{ relleno}} = 23253.255 \text{ L} + 137349.1 \text{ L} = 160602.4 \text{ L}$$

$$V_{TL \text{ relleno}} = 160.602 \text{ m}^3$$

$$\#sacos = \frac{V_{TL \text{ relleno}}}{\text{rendimiento lechada relleno}} = \frac{160602.4 \text{ L}}{55.44 \text{ L/saco}} = 2896.87 \text{ sacos}$$

$$\text{Total cemento requerido relleno} = \frac{2896.87 \text{ sacos}}{20 \text{ sacos}/1\text{Ton}} = 144.8 \text{ Ton}$$

K. Cantidad de aditivos para el cemento de relleno

$$\text{Cantidad de antiespumante} = 2896.87 \text{ sacos} \left(.05 \frac{\text{L}}{\text{saco}} \right)$$

$$= 144.8434 \text{ L de antiespumante}$$

$$\text{Cantidad de extendedor} = 2896.87 \text{ sacos} \left(1 \frac{\text{L}}{\text{saco}} \right)$$

$$= 2896.87 \text{ L de extendedor}$$

$$\text{Cantidad de dispersante} = 2896.87 \text{ sacos} \left(.20 \frac{\text{L}}{\text{saco}} \right)$$

$$= 579.3736 \text{ L de dispersante}$$

$$\text{Cantidad de retardador} = 2896.87 \text{ sacos} (.60 \text{ L/saco})$$

$$= 1738.121 \text{ L de retardador}$$

$$\text{Cantidad de control de filtrado} = 2896.87 \text{ sacos} (0.8 \%) \frac{50 \text{ kg}}{\text{saco}}$$

$$= 1158.747 \text{ kg de control de filtrado} = 2549.2438 \text{ lb}$$

L. Volumen del fluido de mezcla con aditivos líquidos para cemento de relleno

$$\text{fluido de mezcla}_{\text{relleno}} = \text{agua de mezcla} + \sum \text{aditivos} = [L/\text{sacos}]$$

$$\text{fluido de mezcla}_{\text{relleno}} = 37.79 + 0.05 + 1 + 0.20 + 0.60 = 39.641 L/\text{sacos}$$

$$\text{fluido total de mezcla}_{\text{relleno}} = 39.641 L/\text{sacos} * 2896.87 \text{ sacos} = 114 834.747 L$$

$$\text{fluido total de mezcla}_{\text{relleno}} = 114 834.747 L \left(\frac{1 \text{ gal}}{3.785 L} \frac{1 \text{ bbl}}{42 \text{ gal}} \right) = 722.367 \text{ bbl}$$

El número de cajas necesarias en la unidad de alta para bombear el cemento de llenado es igual al fluido total de mezcla entre 10, ya que cada caja tiene 10 bbl, por lo tanto se necesitarán 72.23 cajas.

M. Volumen de desplazamiento

M1. Volumen anular entre la mesa rotaria y taponos de desplazamiento

$$\begin{aligned} V_{iTPHW} &= L_{\text{cabeza subsea} \leftrightarrow \text{taponos desp. TR } 13\frac{3}{8}} CI_{TPHW} 5 \\ &= 105.96 \text{ m} * 4.5603 \frac{L}{\text{m}} = 483.21 L = 4.8321 \text{ m}^3 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} V_{iTR 13\frac{3}{8} 72\frac{lb}{ft}} &= L_{TR 13\frac{3}{8} 72\frac{lb}{ft}} \text{ desde los taponos desplazadores } CI_{TR 13\frac{3}{8} 72\frac{lb}{ft}} \\ &= (931.21 \text{ m} - 2.76 \text{ m}) * 77.24561 \frac{L}{\text{m}} = 71718.69 L \\ &= 71.7186 \text{ m}^3 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} V_{iTR 13\frac{3}{8} 68\frac{lb}{ft}} &= L_{TR 13\frac{3}{8} 68\frac{lb}{ft}} \text{ hasta el cople } CI_{TR 13\frac{3}{8} 68\frac{lb}{ft}} \\ &= (1153.23 \text{ m} - 24.93 \text{ m}) * 78.0988 \frac{L}{\text{m}} = 88118.87 L \\ &= 88118.87 \text{ m}^3 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} V_D &= V_{iTPHW} + V_{iTR 13\frac{3}{8} 72\frac{lb}{ft}} + V_{iTR 13\frac{3}{8} 68\frac{lb}{ft}} = 160320.8 L = 160.32 \text{ m}^3 \\ &= 42356.25 \text{ gal} = 1008.94 \text{ bbl} \end{aligned}$$

N. Tiempos de desplazamiento

Se realizará el desplazamiento de un volumen de 160.32 m³ (42356.25 gal) mediante una Bomba triplex 6" X 12" P160.

La capacidad es la bomba con una eficiencia de 100% es:

$$Q_{100\%} = 0.0386225(D_{\text{camisa[in]}}^2 * L_{\text{bástago[in]}}) \left[\frac{L}{\text{embolada}} \right]$$

$$= 0.0386225(6_{\text{camisa}}^2 * 12) = 16.69 \frac{L}{\text{embolada}}$$

$$= 4.41 \frac{\text{gal}}{\text{embolada}}$$

$$\# \text{ emboladas totales} = \frac{V_D[\text{gal}]}{Q \left[\frac{\text{gal}}{\text{embolada}} \right]}$$

$$\text{Tiempo} = \frac{V_D[\text{gal}]}{Q \left[\frac{\text{gal}}{\text{embolada}} \right] * \frac{\# \text{ emboladas}}{\text{min}}}$$

Con las ecuaciones anteriores se genera la cédula de bombeo.

Tabla 11 Cédula de bombeo

Eficiencia [%]	GPE	Emboladas Totales	Tiempo a diferentes emboladas por minute [min]									
			120	115	110	105	100	95	90	85	80	
100	4.41	9610.37	80	84	87	92	96	101	107	113	120	
97	4.28	9907.60	83	86	90.1	94.36	99	104	110	117	124	
95	4.19	10116.03	84	88	92	96	101	106	112	119	126	
90	3.97	10678.03	89	93	97	102	107	112	119	126	133	
85	3.75	11306.15	94	98	103	108	113	119	126	133	141	

O. Presión diferencial y presión de carga sobre la TR

O1.Presión interior

Se considera una columna única de fluido dentro, de la TR al cople

$$P_{int @zap} = \frac{L_{\text{cabeza subsea} \leftrightarrow \text{cople}} * \rho_{\text{lodo}}}{10} + \frac{L_{\text{zap} \leftrightarrow \text{cople}} * \rho_{\text{cemento amarre}}}{10}$$

$$P_{int @zap} = \frac{(2187.64m - 24.93m) * 1.45 \text{ gr/cc}}{10} + \frac{24.93 m * 1.94 \text{ gr/cc}}{10}$$

$$P_{int @zap} = 318.4294 \text{ kg/cm}^2 = 4528.06 \text{ psi}$$

O2.Presión exterior

Se considera una columna de fluido fuera de la TR al cople

$$P_{ext @zap} = \frac{L_{lodo} * \rho_{lodo}}{10} + \frac{L_{cemento\ relleno} * \rho_{cemento\ relleno}}{10} + \frac{L_{cemento\ amarre} * \rho_{cemento\ amarre}}{10}$$
$$P_{ext @zap} = \frac{(500\ m\ vbmr) * 1.45\ gr/cc}{10} + \frac{1607.64\ m * 1.64\ gr/cc}{10} + \frac{80\ m * 1.94\ gr/cc}{10}$$
$$P_{ext @zap} = 351.6729\ kg/cm^2 = 5000.7894\ psi$$

O3.Presión diferencial

$$P_D = P_{ext @zap} - P_{int @zap} = 472.72\ psi$$

La cual es la carga de colapso actuando sobre la tubería.

O4.Análisis de la resistencia al colapso del tubo de TR

Se considera un factor de seguridad a la tensión exigido por Pemex de 1.125 para corregir la resistencia nominal al colapso, se analizará basándose en la tubería de menor resistencia, P110.

$$RPC_R = \frac{RPC_N}{F_{SC}} = \frac{2330\ psi}{1.125} = 2071.11\ psi$$

Factor de seguridad al efecto biaxial: 0.898

Resistencia corregida con efecto biaxial:

$$RPC_{R\&B} = RPC_R F_{SB} = 2071.11\ psi * 0.898 = 1859.859\ psi$$

Al dividir la resistencia del tubo corregida entre la carga de colapso aplicada 472.7238 psi entre obtendremos el factor de seguridad operacional, que es de:

$$F_{SCPD} = \frac{RPC_{R\&B}}{|P_D|} = \frac{1859.859 \text{ psi}}{472.7238 \text{ psi}} = 3.9343$$

Conclusión 3.9343 > de 1.125, por lo que se cumple la condición establecida por Pemex.

O5.Presión interna de la TR

Resistencia a la presión interna de la TR 13 3/8 in: 6910 psi

Factor de seguridad a la presión interna: 1.2

Presión final de acoplamiento de tapones: 1800 psi

Resistencia a la presión interna con factor de seguridad de 1.2:

$$RPI_R = \frac{RPI_N}{F_{SRPI}} = \frac{6910 \text{ psi}}{1.2} = 5758.33 \text{ psi}$$

Carga total de presión interna:

$$P_{int \text{ TOTAL @zap}} = P_{int @zap} + P_{ftapones} = 4528.06 + 1800$$

$$P_{int \text{ TOTAL @zap}} = 6328.066 \text{ psi}$$

Se considera el caso crítico de pérdida de circulación del cemento, siendo la única contrapresión la del lodo:

$$P_{h @zap13 \frac{3}{8}} = \frac{L_{lodo} * \rho_{lodo}}{10} = \frac{(2187.64) \text{ m} * 1.45 \text{ gr/cc}}{10}$$

$$= 317.2078 \text{ kg/cm}^2 = 4510.694 \text{ psi}$$

Carga efectiva de presión interna:

$$P_E = P_{int \text{ TOTAL @zap}} - P_{h @zap13 \frac{3}{8}} = 1817.37 \text{ psi}$$

Factor de seguridad operacional para presión interna:

$$F_{SPI} = \frac{RPI_R}{P_E} = \frac{5758.33 \text{ psi}}{1817.37} = 3.168$$

Conclusión: 3.168 > de 1.2, por lo que se cumplen la condición establecida por Pemex.

Programa operativo

- 1°. Introducir TR de 13 3/8 in a 2187.64 m con Zapata y cople flotador en rosca BCN.
- 2°. Levantar ± 10 m arriba del fondo la TR de 13 3/8 in considerando la elongación de 0.82918 m y acondicionar lodo de acuerdo a las condiciones de operación.
- 3°. En caso de no bajar la TR de 13 3/8 in intentar con circulación y peso bajar a la profundidad programada.
- 4°. En caso de no bajar de acuerdo con el punto anterior, sacar TR 13 3/8 in a superficie. Acondicionar o reparar el agujero y volver a introducir la TR 13 3/8 in.
- 5°. En caso de no funcionar el equipo de flotación dejar represionada la TR de 13 3/8 in con la presión diferencial.
- 6°. Bajar el soltador al fondo marino con TPHW de 5 in.
- 7°. Instalar la cabeza de cementación SubSea y colocar el dardo y la bola en el interior de la cabeza.
- 8°. Efectuar la junta de seguridad con el personal de I.P.C. y DS involucrado en la operación durante la circulación del pozo.
- 9°. Probar líneas de cementación con 4000 psi.
- 10°. Bombear el lavador químico CW 15 bbl con densidad de 1.00 g/cc con la unidad de alta presión.
- 11°. Mezclar y bombear la lechada de relleno de 144.8 ton a densidad de 1.64 g/cc (agua de mar)
- 12°. Mezclar y bombear la lechada de amarre de 13.73 ton a densidad de 1.94 g/cc (agua de perforación)
- 13°. Iniciar el desplazamiento con la bomba a 11 bpm un total de 1008.94 bbl con lodo LS de 1.45 g/cc.
- 14°. En caso de no alcanzar la presión final, NO SOBREDDESPLAZAR
- 15°. Descargar presión a cero en las cajas de la unidad de alta, verificar equipo de flotación.
- 16°. No sentar la TR en el fondo si trabaja el equipo de flotación, para no dejar la zapata fuera del cemento y así tener buen resultado al efectuar la prueba de la misma.
- 17°. Esperar 8 hrs de fraguado antes de soltar la TR.

A.3 Ejemplo de cementación de TR 9 5/8 in desde una plataforma fija

El presente ejemplo sirve a comparación respecto a los dos anteriores que son cementaciones submarinas.

Datos

<i>DATOS DEL POZO</i>	
Diámetro del agujero	12 in
Exceso de cemento	30%
Temperatura de fondo	°F
Temperatura circulante	°F
Bombas de la U/A	in
	in

Pozo: Abkatún 37

Campo: Abkatún

<i>CARACTERISTICAS DEL LODO</i>	
Tipo	Protexil 1.90 x95
Densidad	1.90 g/cc

<i>PROFUNDIDADES</i>		
Profundidad de la zapata de la TR 13 3/8 in	1785.1	mvbmr
Profundidad total de agujero de 12 in	3433	mvbmr
Profundidad de la zapata de la TR 9 5/8 in	3426.66	mvbmr
Profundidad de cabezal	12.39	mvbmr

<i>LONGITUDES</i>		
Longitud de TR 9 5/8 in	3426.66	m
Longitud entre zapata y cople de la TR 9 5/8 in	49.02	m
Longitud anular de lechada única $\rho=1.95$ g/cc entre TR 13 3/8 y TR 9 5/8 (traslape hasta el cabezal)	1785.1	m
Longitud anular de lechada única $\rho=1.95$ g/cc entre zapata de TR de 13 3/8 in y zapata TR 9 5/8	1647.9	m

<i>CARACTERISTICAS DE TR ANTERIOR</i>	
Diámetro	13 3/8 in
Libraje	68 & 72 lb/ft
Profundidad zapata	1785.1 mvbmr
Di	12.415 In

<i>CARACTERISTICAS DE BACHES</i>	
Lavador	
Volumen	50 bbl

<i>DATOS DE LECHADA UNICA</i>		
Densidad de Cemento H	1.95	g/cc
Rendimiento	47.2	L/saco
Agua de mezcla	24.7	L/saco
Tiempo bombeable	4:42	hrs
Volumen	125	Ton
ADITIVOS		
	Concentración	
Arena sílica	35	%
CFR-2	0.6	%
Halad 22-A	0.3	%
HR-4	0.45	%

Ejemplo basado en caso presentado en la fuente: (Oficina de desarrollo en campos Pemex. Subdirección de producción primaria, 1989). Fuente de datos técnicos: (Tenaris Tamsa, 2011; Systems, 1996)

Objetivo de la operación

Aislar las formaciones de presión anormal para tener un mejor control del pozo, al continuar perforando para entrar al yacimiento productor del campo.

Revisión de la TR

<i>Características de la TR a cementar</i>				
	<i>TR1</i>	<i>TR2</i>	<i>TR3</i>	<i>TR4</i>
Diámetro	9 5/8 in	9 5/8 in	9 5/8 in	9 5/8 in
Libraje	47 lb/ft	47 lb/ft	53.5 lb/ft	53.5 lb/ft
Longitud	1306.29 m	306.65 m	988.51 m	825.21 m
Di	8.681 in	8.681 in	8.535 in	8.535 in
Grado	N-80	P-110	P-110	TAC-110
Conexión	HD SLX	HD SLX	HD SLX	HD SLX
Resistencia tensión del tubo	1085688 lb	1492822 lb	1709855 lb	1709855 lb
Presión interna del tubo	6870 psi	9440 psi	10900 psi	10900 psi
Presión de colapso del tubo	4750 psi	5300 psi	7950 psi	10520 psi
Resistencia tensión conexión	1028000 lb	1285000 lb	1508000 lb	1508000 lb

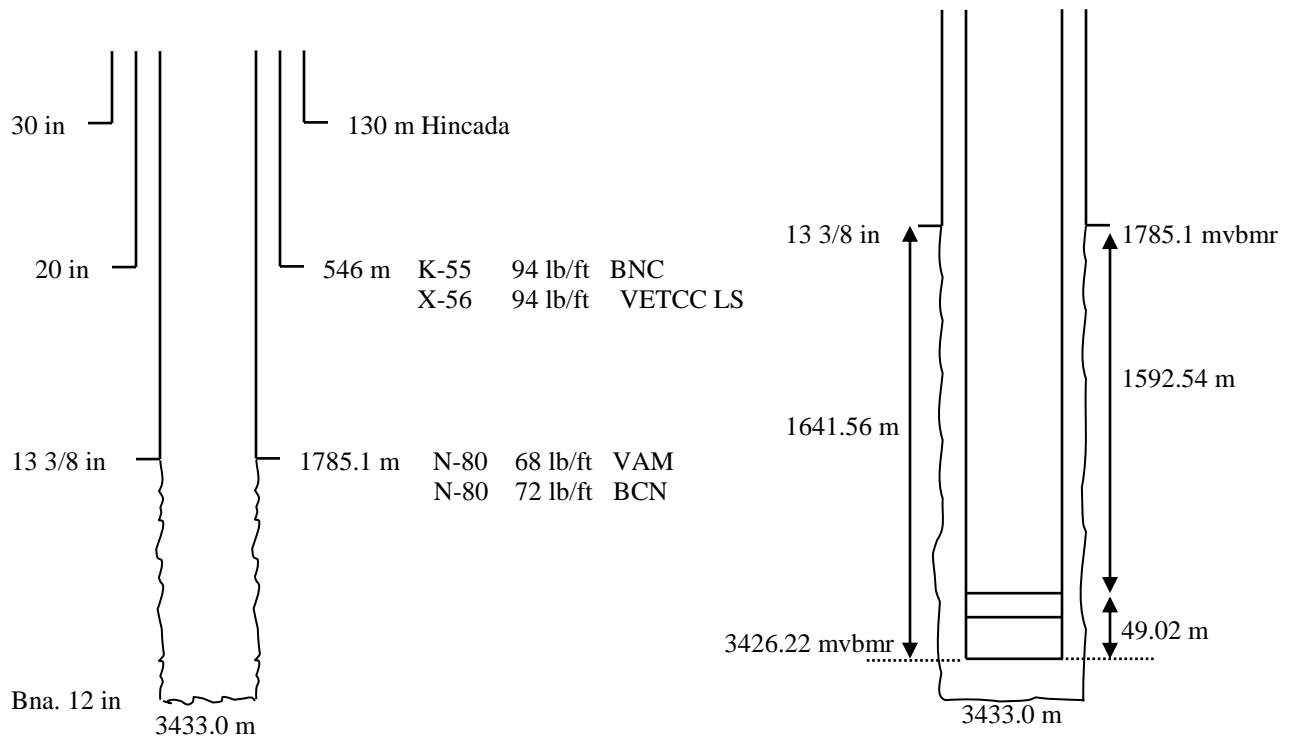
Distribución de TR:

- 1 Zapata de longitud 0.32 m (longitud acumulada 0.32 m)
- 4 Tubos TR de 9 5/8 in, TAC-110 53.5 lb/ft cubriendo una longitud de 48.21 m (longitud acumulada 48.53 m)
- 1 Cople de 0.49 m (longitud acumulada 49.02 m)
- 67 Tubos TR 9 5/8 in, TAC-110 53.5 lb/ft cubriendo una longitud de 776.19 m (longitud acumulada 825.21 m)
- 76 Tubos TR 9 5/8 in, P-110 53.5 lb/ft cubriendo una longitud de 988.51 m (longitud acumulada 1813.72 m)
- 1 combinación 9 5/8 de 0.53 m (longitud acumulada 1814.25 m)
- 27 Tubos TR 9 5/8 in, P-110 47 lb/ft cubriendo una longitud de 306.12 m (longitud acumulada 2120.37 m)
- 108 Tubos TR 9 5/8 in, N-80 47 lb/ft cubriendo una longitud de 1292.31 m (longitud acumulada 3412.68 m)
- 1 combinación Doble piñón 9 5/8 in, 47 lb/ft de 0.4 m (longitud acumulada 3413.08 m)
- 1 Colgador 9 5/8 in 1.19 m (longitud acumulada 3414.27 m)
- E.M.R. al cabezal es de 12.39 m (longitud acumulada 3426.66m)

Con los datos anteriores del aparejo se requiere establecer la siguiente longitud para los cálculos posteriores de peso de TR y cementación:

- Longitud entre la zapata y el cople de la TR de 20 in: 49.02 m.

Estado mecánico del pozo



Cálculos

A. Cálculo del peso de la TR 9 5/8 in

A1. Peso de la TR en el aire

Peso de la TR1

$$WTR_1 = L_{TR1} * W_{TR1}$$

$$WTR_1 = 1306.29 \text{ m} * 47 \frac{\text{lb}}{\text{ft}} \left(\frac{3.28 \text{ ft}}{\text{m}} \right) = 201377.666 \text{ lbs}$$

$$WTR_1 = 201377.66 \text{ lb} = 91.42 \text{ ton en el aire}$$

Peso de la TR2

$$WTR_2 = L_{TR2} * W_{TR2}$$

$$WTR_2 = 306.65 m * 47 \frac{lb}{ft} \left(\frac{3.28 ft}{m} \right) = 47273.164 lb$$

$$WTR_2 = 47273.164 lb = 21.46 ton en el aire$$

Peso de la TR3

$$WTR_3 = L_{TR3} * W_{TR3}$$

$$WTR_3 = 988.51m * 53.5 \frac{lb}{ft} \left(\frac{3.28 ft}{m} \right) = 173463.735 lb$$

$$WTR_3 = 173463.735 lb = 78.75 ton en el aire$$

Peso de la TR4

$$WTR_4 = L_{TR4} * W_{TR4}$$

$$WTR_4 = 825.21m * 53.5 \frac{lb}{ft} \left(\frac{3.28 ft}{m} \right) = 144807.85 lb$$

$$WTR_4 = 144807.85 lb = 65.74 ton en el aire$$

Peso de total de la TR

$$\begin{aligned} WTR &= WTR_1 + WTR_2 + WTR_3 + WTR_4 = 566922.416 lb \\ &= 257.3827 ton en el aire \end{aligned}$$

A2.Peso de la TR flotada

El factor de flotación en lodo de $\rho = 1.90$ g/cc es:

$$F_b = 1 - \frac{\rho_{lodo}}{\rho_{acero}} = 1 - \frac{1.90 \frac{g}{cc}}{7.85 \frac{g}{cc}} = 0.7579$$

Por lo tanto:

$$WTOTAL_F = 0.7579(566922.416 lb) = 429705.5255 lb$$

$$WTOTAL_F = 429705.5255 lb = 195.086 ton en lodo$$

B. Cálculo de capacidades

B1. Capacidad interior agujero 12 in

$$CI_{\text{agujero } 12} = 0.5067(D_{\text{agujero } 12}^2) = 0.5067(12^2) = 72.9648 \text{ L/m}$$

B2. Capacidad interior TR 9 5/8 in de 47 lb/ft

$$CI_{TR\ 9\frac{5}{8}\ 47\frac{lb}{ft}} = 0.5067\left(Di_{TR\ 9\frac{5}{8}\ 47\frac{lb}{ft}}^2\right) = 0.5067(8.6811^2) = 38.1856 \text{ L/m}$$

B3. Capacidad interior TR 9 5/8 in de 53.5 lb/ft

$$\begin{aligned} CI_{TR\ 9\frac{5}{8}\ 53.5\frac{lb}{ft}} &= 0.5067\left(Di_{TR\ 9\frac{5}{8}\ 53.5\frac{lb}{ft}}^2\right) = 0.5067(8.53516^2) \\ &= 36.9127 \text{ L/m} \end{aligned}$$

B4. Capacidad anular entre TR 9 5/8 y agujero 12 in

$$\begin{aligned} Canular_{\text{agujero } 12 \leftrightarrow TR\ 9\frac{5}{8}} &= 0.5067\left(D_{\text{agujero } 12}^2 - D_{TR\ 9\frac{5}{8}}^2\right) \\ &= 0.5067(12^2 - 9.625^2) = 26.0236 \text{ L/m} \end{aligned}$$

B5. Capacidad anular entre TR de 13 3/8 in y TR de 9 5/8 in

$$\begin{aligned} Canular_{TR\ 13\frac{3}{8} \leftrightarrow TR\ 9\frac{5}{8}} &= 0.5067\left(Di_{TR\ 13\frac{3}{8}}^2 - D_{TR\ 9\frac{5}{8}}^2\right) \\ &= 0.5067(12.415^2 - 9.625^2) = 31.1577 \text{ L/m} \end{aligned}$$

C. Cálculo de volúmenes

C1. Volumen anular entre TR 13 3/8 in y TR de 9 5/8 in (únicamente cantidad de cemento de traslape hasta el cabezal)

$$\begin{aligned} V_{TR\ 13\frac{3}{8} \leftrightarrow TR\ 9\frac{5}{8}(\text{traslape})} &= H_{\text{superficie} \leftrightarrow \text{zapata } 13\frac{3}{8}} Canular_{TR\ 13\frac{3}{8} \leftrightarrow TR\ 9\frac{5}{8}} \\ &= 1785.1\text{m} * 31.1577 \text{ L/m} = 55619.779 \text{ L} = 55.619 \text{ m}^3 \end{aligned}$$

C2. Volumen anular entre agujero de 12 in y TR de 9 5/8 in (entre la zapata de TR de 13 3/8 in y la zapata de TR de 9 5/8)

$$\begin{aligned} V_{\text{agujero } 12 \leftrightarrow \text{zap } TR\ 9\frac{5}{8}} &= L_{\text{zap } 13\frac{3}{8} \leftrightarrow \text{zap } 9\frac{5}{8}} Canular_{\text{agujero } 12 \leftrightarrow TR\ 9\frac{5}{8}} \\ &= 1647.9\text{m} * 26.02 \text{ L/m} = 42884.6123 \text{ L} \\ &= 42.884 \text{ m}^3 \text{ sin considerar el exceso} \\ &= 1.3 * 42.884 = 55.749 \text{ m}^3 \text{ con exceso del 30\%} \end{aligned}$$

C3. Volumen interior de TR de 9 5/8 in (entre la zapata y el cople)

$$V_{iTR\ 9\frac{5}{8}\ 53.5\frac{lb}{ft}} = L_{zap\ TR\ 9\frac{5}{8}\leftrightarrow\ cople\ TR\ 9\frac{5}{8}} CI_{TR\ 9\frac{5}{8}\ 53.5\frac{lb}{ft}} = 49.02m * 36.9127\frac{L}{m}$$

$$= 1089.38\ L = 1.089\ m^3$$

C4. Volumen total de lechada

$$V_{TL} = V_{TR\ 30\leftrightarrow\ TR\ 20\ (traslape)} + V_{agujero\ 12\leftrightarrow\ zap\ TR\ 9\frac{5}{8}} + V_{iTR\ 9\frac{5}{8}\ 53.5\frac{lb}{ft}}$$

$$V_{TL} = 55.619\ m^3 + 55.749\ m^3 + 1.089\ m^3 = 113.17\ m^3 \approx 712\ bbl$$

D. Cemento necesario de lechada única de 1.95 g/cc

$$V_{TL} = 113.17\ m^3$$

$$\#sacos = \frac{V_{TL}}{\text{rendimiento lechada relleno}} = \frac{113179.16\ L}{47.2\ L/saco} = 2397.86\ sacos$$

$$\text{Total cemento requerido relleno} = \frac{2397.86\ sacos}{20\ sacos/1Ton} = 119.89\ Ton$$

E. Cantidad de aditivos para el cemento de lechada única

$$\text{Cantidad de SSA} - 1 = 2397.86\ sacos\ (35\%) \frac{50\ kg}{saco}$$

$$= 41962.61\ kg\ \text{de control de SSA} - 1 = 92317.74\ lb$$

$$\text{Cantidad de CFR} - 2 = 2397.86\ sacos\ (0.6\%) \frac{50\ kg}{saco}$$

$$= 719.35\ kg\ \text{de control de CFR} - 2 = 1582.58\ lb$$

$$\text{Cantidad de Halad 22} - A = 2397.86\ sacos\ (0.3\%) \frac{50\ kg}{saco}$$

$$= 359.67\ kg\ \text{de control de Halad 22} - A = 791.29\ lb$$

$$\text{Cantidad de HR} - 4 = 2397.86\ sacos\ (0.45\%) \frac{50\ kg}{saco}$$

$$= 539.5192\ kg\ \text{de control de HR} - 4 = 1186.9424\ lb$$

F. Volumen del fluido de mezcla con aditivos líquidos para cemento de lechada única

$$\begin{aligned} \text{fluido de mezcla} &= \text{agua de mezcla} + \sum \text{aditivos liq} = [L/\text{sacos}] = 24.7 + 0 \\ &= 24.7 L/\text{sacos} \end{aligned}$$

$$\text{fluido de mezcla} = 24.7 L/\text{sacos} * 2397.86 \text{ sacos} = 59227.2298 L$$

$$\text{fluido de mezcla} = 59227.2298 L \left(\frac{1 \text{ gal}}{3.785 L} \frac{1 \text{ bbl}}{42 \text{ gal}} \right) = 372.56 \text{ bbl}$$

El número de cajas necesarias en la unidad de alta para bombear el cemento de lechada única es igual al fluido total de mezcla entre 10, ya que cada caja tiene 10 bbl, por lo tanto se necesitarán 37.2 cajas.

G. Volumen de desplazamiento

G1. Volumen interior de TR de 9 5/8 in, desde el colgador hasta el cople de la TR 9 5/8 in

$$\begin{aligned} V_{iTR\ 9\frac{5}{8}} &= L_{TR\ 9\frac{5}{8}\ 47\frac{lb}{ft}} CI_{TR\ 9\frac{5}{8}\ 47\frac{lb}{ft}} \\ &\quad + L_{TR\ 9\frac{5}{8}\ 53.5\frac{lb}{ft}\ \text{hasta cople diferencial}} CI_{TR\ 9\frac{5}{8}\ 53.5\frac{lb}{ft}} \\ V_{iTR\ 9\frac{5}{8}} &= 1612.94m * 38.1856 L/m + 1764.7m * 36.9127 L/m \\ &= 126729.885 L = 126.729m^3 \\ V_D = V_{iTR\ 9\frac{5}{8}} &= 126729.885 L = 126729.885 L = 33482.13 gal \end{aligned}$$

H. Tiempos de desplazamiento

Se realizará el desplazamiento de un volumen de 126.729 m³ (33482.13 gal) mediante una Bomba Triplex 6'' X 12''.

La capacidad es la bomba con una eficiencia de 100% es:

$$\begin{aligned} Q_{100\%} &= 0.0386225 (D_{\text{camisa}[in]}^2 * L_{\text{bástago}[in]}) \left[\frac{L}{\text{embolada}} \right] \\ Q_{100\%} &= 0.0386225 (6_{\text{camisa}}^2 * 12) = 16.69 \frac{L}{\text{embolada}} = 4.41 \frac{\text{gal}}{\text{embolada}} \end{aligned}$$

$$\# \text{ emboladas totales} = \frac{V_D[\text{gal}]}{Q \left[\frac{\text{gal}}{\text{embolada}} \right]}$$

$$\text{Tiempo} = \frac{V_D[\text{gal}]}{Q \left[\frac{\text{gal}}{\text{embolada}} \right] * \frac{\# \text{ emboladas}}{\text{min}}}$$

Tabla 12 Cédula de Bombeo

Eficiencia [%]	GPE	Emboladas Totales	Tiempo a diferentes emboladas por minute [min]								
			120	115	110	105	100	95	90	85	80
100	4.41	7596.78	63	66	69	72	76	80	84	89	95
97	4.28	7831.73	65	68	71.2	74.59	78	82	87	92	98
95	4.19	7996.61	67	70	73	76	80	84	89	94	100
90	3.97	8440.86	70	73	77	80	84	89	94	99	106
85	3.75	8937.38	74	78	81	85	89	94	99	105	112

La eficiencia de la bomba se puede calcular de la siguiente manera:

- 1°. Cubicar una presa vacía
- 2°. Llenarla bombeando con emboladas por minuto constante
- 3°. Anotar el tiempo utilizado para llenarla
- 4°. Calcular el tiempo en que debió llenarse con eficiencia de 100%
- 5°. Calcular la eficiencia, dividiendo el tiempo real entre el tiempo de llenado del paso 4°

I. Presión diferencial y presión de carga sobre la TR

II. Presión interior

Se considera una columna única de fluido dentro de la TR al cople

$$P_{int @zap} = \frac{L_{TR \leftrightarrow cople} * \rho_{lodo}}{10} + \frac{L_{zap \leftrightarrow cople} * \rho_{cemento relleno}}{10}$$

$$P_{int @zap} = \frac{(34266.66 - 49.02)m * 1.90 \text{ gr/cc}}{10} + \frac{49.02 m * 1.95 \text{ gr/cc}}{10}$$

$$P_{int @zap} = 651.3105 \text{ kg/cm}^2 = 9261.63 \text{ psi}$$

I2. Presión por exterior

Se considera una columna de fluido fuera de la TR al cople

$$P_{ext @ zap} = \frac{H_{agujero} * \rho_{c. lechada unica}}{10}$$

$$P_{ext @ zap} = 3433 m * 1.95 gr/cc$$

$$P_{ext @ zap} = 669.435 \text{ kg/cm}^2 = 9519.38 \text{ psi}$$

I3. Presión diferencial

$$P_D = P_{ext @ zap} - P_{int @ zap} = 257.73 \text{ psi}$$

I4. Análisis de la resistencia al colapso del tubo de TR

Se considera un factor de seguridad a la tensión exigido por Pemex de 1.125 para corregir la resistencia nominal al colapso, se analizará basándose en la tubería de menor resistencia, N-80.

$$RPC_R = \frac{RPC_N}{F_{SC}} = \frac{4750 \text{ psi}}{1.125} = 4222.22 \text{ psi}$$

Al dividir la resistencia del tubo corregida entre la carga de colapso aplicada 257.73 psi entre obtendremos el factor de seguridad operacional, que es de:

$$F_{Screal} = \frac{RPC_R}{P_D} = \frac{4222.22 \text{ psi}}{257.73 \text{ psi}} = 14.71$$

Conclusión 14.71 >> de 1.125, por lo que se cumplen la condición establecida por Pemex.

I5. Presión interna de la TR

Resistencia a la presión interna de la TR 9 5/8 in: 6910 psi

Factor de seguridad de resistencia a la presión interna: 1.2

Presión final de acoplamiento de tapones: 1000 psi

Resistencia corregida a la presión interna con factor de seguridad de 1.2:

$$RPI_R = \frac{RPI_N}{F_{SRPI}} = \frac{6910 \text{ psi}}{1.2} = 5758.33 \text{ psi}$$

Carga total de presión interna:

$$P_{int @zap} = 9261.63 \text{ psi}$$

Carga total de presión interna:

$$P_{int TOTAL @zap} = P_{int @zap} + P_{ftapones} = 9261.63 + 1000$$

$$P_{int TOTAL @zap} = 10261.63 \text{ psi}$$

Se considera el caso crítico de pérdida de circulación del cemento, siendo la única contrapresión la del lodo:

$$P_{h @zap} = \frac{H_{zap} * \rho_{lodo}}{10} = \frac{(3426.66) \text{ m} * 1.90 \text{ gr/cc}}{10} = 651.06 \text{ kg/cm}^2$$
$$= 9258.14 \text{ psi}$$

Carga efectiva de presión interna:

$$P_E = P_{int TOTAL @zap} - P_{h @zap} = 10261.63 - 9258.14 = 1003.48 \text{ psi}$$

Factor de seguridad operacional para presión interna:

$$F_{SPReal} = \frac{RPI_R}{P_E} = \frac{5725 \text{ psi}}{1003.48 \text{ psi}} = 5.705$$

Conclusión: 5.705 > de 1.2, por lo que se cumplen la condición establecida por Pemex.

J. Presión máxima de cementación, Pmax

$$P_{max} = \frac{\frac{RT_{TR}}{F_{ST}} - W_{acumulado\ flotado\ TR}}{A_{int\ de\ TR}}$$

Donde RT_{TR} es la resistencia a la tensión de la TR, F_{ST} es el factor de seguridad a la tensión, $W_{acumulado\ flotado\ TR}$ es el peso flotando acumulado hasta una dada sección de TR y $A_{int\ de\ TR}$ es el área interior de la TR (no transversal). Utilizando un factor de seguridad a la tensión de 1.8.

Ejemplo

$$P_{max\ N-80} = \frac{\frac{RT_{C_{TRN-80}}}{F_{ST}} - W_{acumulado\ flotado\ TR\ incluyendo\ N-80}}{\frac{\pi}{4} D_{iN-80}^2}$$

$$P_{max\ N-80} = \frac{\frac{1085688\ lb}{1.8} - 429705.5255\ lb}{\frac{\pi}{4} (8.6811\ in)^2} = 2930.52\ psi = 206.085\ kg/cm^2$$

$$P_{max\ P-110\ 47\ \frac{lb}{ft}} = \frac{\frac{RT_{C_{TR\ P-110\ 47\ \frac{lb}{ft}}}}{F_{ST}} - W_{acumulado\ flotado\ TR\ incluyendo\ P-110\ 47\ \frac{lb}{ft}}}{\frac{\pi}{4} D_{iP-110\ 47\ \frac{lb}{ft}}^2}$$

$$P_{max\ P-110\ 47\ \frac{lb}{ft}} = \frac{\frac{1492822\ lb}{1.8} - 277068.95\ lb}{\frac{\pi}{4} (8.5351\ in)^2} = 9330.76\ psi = 656.1719\ kg/cm^2$$

Sección de TR	Peso de TR flotada [kg]	Presión máxima de cementación [kg/cm ²]
N-80, 47 lb/ft	195086	206.085
P-110, 47 lb/ft	125789	656.172
P-110, 53.5 lb/ft	109522	871.053
TAC-110, 47 lb/ft	49831	1032.656

La presión máxima que se puede utilizar para la cementación de la TR de 9 5/8 in es de 206.085 kg/cm² sin correr riesgo de desprender la TR y sin dañarla por la presión interna.

Programa de centradores

Se establece en base al ángulo de desviación del pozo obtenido del reporte diario de perforación y es de 34° 30´.

# tramos TR	# centradores
1 al 5	3 por tramo
6 al 40	2 por tramo
41 al 150	1 por tramo
152 a superficie	1 por 2 tramos

Programa Operativo

1. Bajar TR a fondo observando el cumplimiento del programa de circulación y centradores establecidos, instalar cabeza de cementar y probar línea con 5000 psi.
2. Bombear 3 m³ de bache lavador de diesel al 2% de Hyflo IV y posteriormente 4.5 m³ de bache espaciador tipo SAM IV.
3. Bombear lechada única de 119.89 ton de cemento.
4. Desplazar lechada de cemento con 126.7 m³ de lodo protexil 1.90 x 95 con las bombas del equipo que tienen una eficiencia probada de 90% en un tiempo de 1:36 hrs con gasto de 80 emboladas/ min.
5. Checar equipo de flotación.
6. Asentar datos de la operación y distribución de TR en la bitácora de petroleros.
7. Definir programa para siguiente etapa.

Reporte de operaciones

Utilizando un barco cementador se cementó TR 9 5/8 in a 3426.66 m con 125 tons al 35% SSA-1, 0.6% CFR-2, 0.3% Halad 22-A y 0.45% HR-4 con densidad de 1.95 g/cc rendimiento de lechado 47.2 L/saco y con tiempo bombeable de 4:41 hrs; bombeándose a un gasto promedio de 7 bbl por minuto. Previo al cemento se bombearon 3 m³ de diesel al 2% de Hyflo IV y 4.5 m³ de bache espaciador SAM IV.

Se desplazó lechada de cemento con 126.7 m³ de lodo protexil con presión promedio de desplazamiento de 35 kg/cm² alcanzó una presión final de 140 kg/cm².

Se checó quipo de flotación y observó durante toda la operación circulación normal, salió cemento a superficie.

Distribución de TR

E.M.R.	0.0-12.39
Colgador 9 5/8 in D.C HD SLX x Listón	13.58
Doble piñón 9 5/8 in, 47 lb/ft	13.98
108 T TR 9 5/8 in N-80 47 lb/ft HD SLX	1306.29
27 T TR 9 5/8 in P-110 47 lb/ft HD SLX	1612.41
1 combinación 9 5/8 in PHDSFJ-P x C/SEU	1612.94
76 T TR 9 5/8 in P-110 53.5 lb/ft HD SLX -P	2601.45
67 T TR 9 5/8 in TAC-110 53.5 lb/ft HD SLX -P	3377.64
1 cople diferencial 9 5/8 in 53.5 lb/ft HD SLX-P	3378.13
4 T TR 9 5/8 in TAC-110 53.5 lb/ft HD SLX-P	3426.34
1 zapata guía 9 5/8 in 53.5 lb/ft HD SLX -P	3426.66

A.4 Ejemplo de tapón por circulación (TXC) a 150 m desde plataforma fija

Datos

DATOS DEL CEMENTO TIPO G		
Densidad	1.90	g/cc
Rendimiento	38	L/saco
Agua de mezcla	22	L/saco
Tiempo bombeable	3:15	hrs
ADITIVOS	Concentración	
Retardador	0.2	%

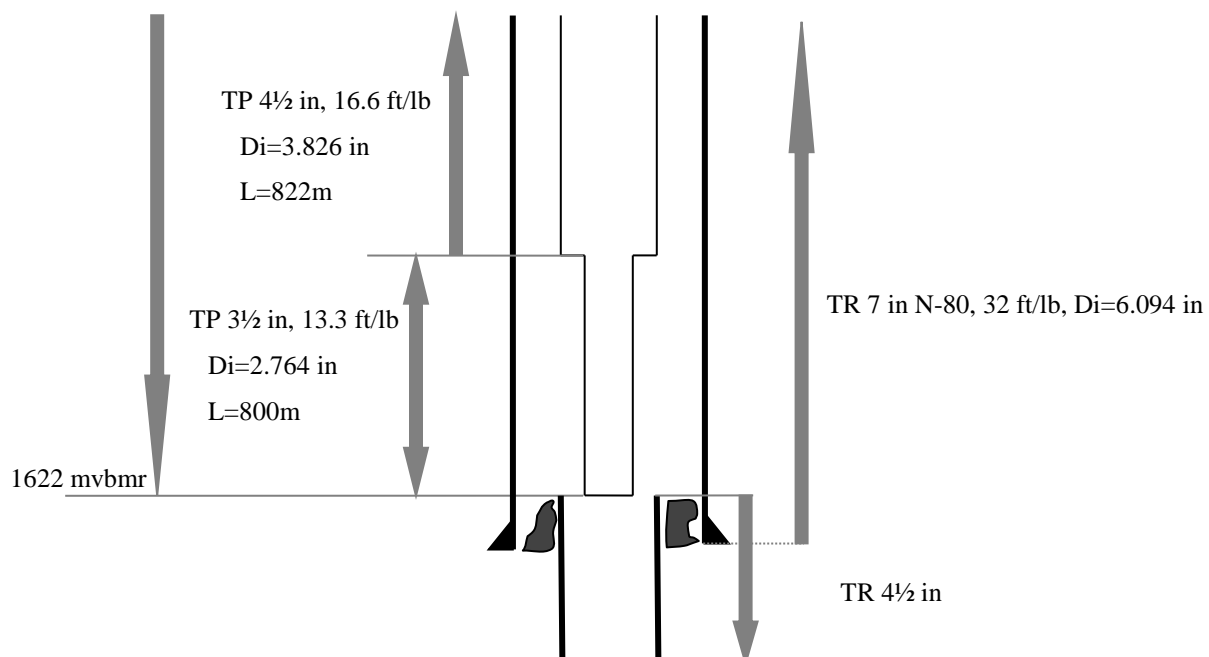
Ejemplo basado en caso presentado en la fuente: (Oficina de desarrollo en campos Pemex. Subdirección de producción primaria, 1989). Fuente de datos técnicos: (Tenaris Tamsa, 2011; Systems, 1996)

Pozo lleno con agua salada de densidad 1.02 g/cc. Debido a que el pozo tiene agua salada, la lechada se bombeará entre baches de agua dulce, para evitar el contacto con el cemento.

Objetivo

Colocar tapón de cemento por circulación para cubrir 150 m lineales e inyectar 100 m para controlar la pérdida parcial de circulación en la boca de la TR corta de 4 ½ in.

Estado mecánico del pozo



Cálculo de la tubería para bajar TR

- Capacidad interior TP de 3½ in

$$CI_{TP\ 3\frac{1}{2}} = 0.5067(2.764^2) = 3.871\ L/m$$

- Capacidad interior TP de 4½ in

$$CI_{TP\ 4\frac{1}{2}} = 0.5067(3.826^2) = 7.417\ L/m$$

- Capacidad interior TR de 7 in

$$CI_{TR\ 7} = 0.5067(6.094^2) = 18.82\ L/m$$

- Capacidad anular entre TR 7 in y TP 3½ in

$$Canular_{TR\ 7 \leftrightarrow TP\ 3\frac{1}{2}} = 0.5067(6.094^2 - 3.5^2) = 12.61\ L/m$$

Cálculo de volumen de cemento

- Para cubrir 150 m en TR de 7 in se requiere de un volumen de lechada de:

$$V_{TL} = V_{TR\ 7} = 150\ m\ (18.82\ L/m) = 2823\ L\ de\ lechada$$

- Cantidad de cemento

$$\#sacos = \frac{2823\ L}{38\ L/saco} = 75\ sacos$$

$$\begin{aligned} Cantidad\ de\ cemento &= 75\ sacos\ (50\ kg/saco) = 3750\ kg \\ &= 3.75\ ton\ de\ cemento\ G \end{aligned}$$

- Cantidad de agua

$$\begin{aligned} Cantidad\ de\ agua &= 75\ sacos\ (22\ L/saco) = 1650\ kg \\ &= 10.37\ bbl\ de\ agua\ dulce \end{aligned}$$

- Cantidad de aditivos, notar que solamente se requieren aditivos sólidos

$$Cantidad\ de\ aditivos = 3750\ kg\ (0.002) = 7.5\ kg\ de\ HR - 4$$

- Cálculo de altura del cemento dentro de la TR de 7 in, conteniendo la TP de 3 ½ in

$$H_{cemento} = \frac{V_{TL}\ [L]}{CI_{TP\ 3\frac{1}{2}} + Canular_{TR\ 7 \leftrightarrow TP\ 3\frac{1}{2}}\ [L/m]} = \frac{2823}{3.871 + 12.61} = 171.3\ m$$

Esta altura del cemento es debida al volumen de acero que se va a sacar después de colocar el tapón.

Cálculo del volumen de bache espaciador

- Para un bache de 50 m lineales en espacio anular:

$$V_1 = L_{bache} * Canular_{TR\ 7 \leftrightarrow TP\ 3\frac{1}{2}} = 50\ m\ (12.61\ L/m) = 630\ L = 4\ bbl$$

- Para un bache de 50 m lineales dentro de la TP de 3 ½ in:

$$V_2 = L_{bache} * CI_{TP\ 3\frac{1}{2}} = 50\ m\ (3.871\ L/m) = 193.6\ L = 1.2\ bbl \cong 1\ bbl$$

Cálculo de volumen de desplazamiento

- Cálculo del volumen para desplazar, V_D

Para dejar balanceado el tapón se debe desplazar hasta:

$$L_d = H_{TP} - (L_{tapon\ cemento} + L_{bache})$$

Donde H_{TP} es la profundidad de la TP franca, $L_{tapon\ cemento}$ es la longitud del tapón de cemento y L_{bache} es la longitud del bache separador.

$$L_d = 1622\ m - (172\ m + 50\ m) = 1400\ m$$

De los 1400 m: 800 m son dentro de la TP de 4 ½ in

600m son dentro de la TP de 3 ½ in

$$V_{desplazarTP\ 4\frac{1}{2}} = 800\ m \left(7.417 \frac{L}{m} \right) = 5933.6\ L = 37\ bbl$$

$$V_{desplazarTP\ 3\frac{1}{2}} = 600\ m \left(3.871 \frac{L}{m} \right) = 2322.6\ L = 14\ bbl$$

El volumen total a desplazar será de:

$$V_D = V_{desplazarTP\ 4\frac{1}{2}} + V_{desplazarTP\ 3\frac{1}{2}} = 51\ bbl$$

Cálculo de volumen para forzar inyección de 100 m lineales de tapón de cemento dentro de TR 7 in

$$\begin{aligned} V_{iny} &= L_{tapon\ cemento\ de\ inyección} * CI_{TR\ 7} = 100\ m \left(18.82 \frac{L}{m} \right) = 1882\ L \\ &= 12\ bbl\ de\ agua\ salada \end{aligned}$$

Programa operativo

- 1°. Bombear bache inicial de 4 bbl de agua dulce.
- 2°. Mezclar y bombear lechada de cemento.
- 3°. Bombear bache trasero de 1 bbl de agua dulce.
- 4°. Desplazar con 52 bbl de agua salada para colocar el bache balanceado.
- 5°. Levantar la TP franca a ± 1320 m.
- 6°. Llenar el espacio anular, cerrar preventor anular e inyectar 12 bbl de agua hasta alcanzar una presión máxima de 140 kg/cm^2

Las condiciones finales del tapón inyectado darán la pauta para establecer el programa a seguir de acuerdo a los procedimientos.

A.5 Ejemplo de tapón por circulación (TXC) a 1228 m

Datos

DATOS DEL CEMENTO TIPO H APASCO	
Densidad	1.94 g/cc
Rendimiento	36.87 L/saco
Agua de mezcla	20.65 L/saco
Tiempo bombeable	4.15 hrs
ADITIVOS	Concentración
Antiespumante	0.023 L/saco
Retardador	0.155 L/saco

Sitio: Mataredonda

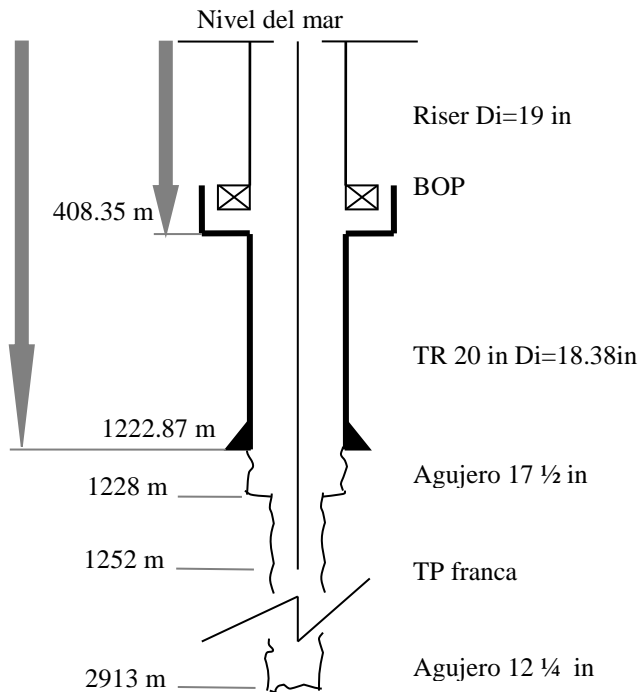
Pozo: Chuktah 1

Ejemplo basado en caso real. Fuente de datos técnicos: (Tenaris Tamsa, 2011; Systems, 1996)

Objetivo de la operación

Colocar 100 m lineales de cemento, de los cuales 70 m se ubicaran dentro de la TR de 20 in y 30 m en el agujero de 17 ½ in. Utilizar un bache espaciador de agua dulce de 25 m. Inyectar 30 m a la formación.

Estado mecánico del pozo



Cálculo de la tubería para bajar TR

- Capacidad interior TP de 5 in

$$CI_{TP\ 5} = 0.5067(Di_{TP\ 5}^2) = 0.5067(4.278^2) = 9.26\ L/m$$

- Capacidad interior TR 20 in

$$CI_{TR\ 20} = 0.5067(D_{TR\ 20}^2) = 0.5067(18.38^2) = 171.17\ L/m$$

- Capacidad interior agujero 17 ½ in

$$CI_{agujero\ 17\frac{1}{2}} = 0.5067\left(D_{agujero\ 17\frac{1}{2}}^2\right) = 0.5067(17.5^2) = 155.17\ L/m$$

- Capacidad interior agujero 12 ¼ in

$$CI_{agujero\ 12\frac{1}{4}} = 0.5067\left(D_{agujero\ 12\frac{1}{4}}^2\right) = 0.5067(12.25^2) = 76.03\ L/m$$

- Capacidad anular entre TR 20 in y TP 5 in

$$\begin{aligned}Canular_{TR\ 20 \leftrightarrow TP\ 5} &= 0.5067(Di_{TR\ 20}^2 - D_{TP\ 5}^2) \\ &= 0.5067(18.28^2 - 5^2) = 158.5\ L/m\end{aligned}$$

- Capacidad anular entre agujero 17 ½ in y TP 5 in

$$\begin{aligned}Canular_{agujero\ 17\frac{1}{2} \leftrightarrow TP\ 5} &= 0.5067\left(D_{agujero\ 17\frac{1}{2}}^2 - D_{TP\ 5}^2\right) \\ &= 0.5067(17.5^2 - 5^2) = 142.5\ L/m\end{aligned}$$

- Capacidad anular entre agujero 12 ½ in y TP 5 in

$$\begin{aligned}Canular_{agujero\ 12\frac{1}{2} \leftrightarrow TP\ 5} &= 0.5067\left(D_{agujero\ 12\frac{1}{2}}^2 - D_{TP\ 5}^2\right) \\ &= 0.5067(12.5^2 - 5^2) = 63.3\ L/m\end{aligned}$$

Cálculo de volumen de cemento

- Volumen en el agujero de 12 ¼ in

$$V_{agujero\ 12\frac{1}{4}} = L_{agujero\ 12\frac{1}{4}} CI_{agujero\ 12\frac{1}{4}} = 24m * 76.03 \frac{L}{m} = 1824.7\ L$$

- Volumen en el agujero de 17 ¼ in

$$V_{agujero\ 17\frac{1}{2}} = L_{agujero\ 17\frac{1}{2}} CI_{agujero\ 17\frac{1}{2}} = 6m * 155.17 \frac{L}{m} = 931.02\ L$$

- Volumen dentro de TR 20 in

$$V_{TR\ 20} = L_{TR\ 20} CI_{TR\ 20} = 70m * 171.17 \frac{L}{m} = 11981.9 L$$

- Volumen total de lechada requerida

$$V_{TL} = V_{agujero\ 12\frac{1}{4}} + V_{agujero\ 17\frac{1}{2}} + V_{TR\ 20} = 14737.26 L$$

- Cantidad de cemento requerido

$$\#sacos = \frac{V_{TL}}{\text{rendimiento lechada}} = \frac{14737.26 L}{44.87 L/saco} = 399.7 sacos \cong 400 sacos$$

$$\text{Total cemento requerido relleno} = \frac{400 sacos}{20 sacos/1Ton} = 20 Ton$$

- Cantidad de agua necesaria para la operación

$$\text{Cantidad de agua requerida} = \# sacos \left(\text{fluidos totales} \frac{L}{saco} \right)$$

Los fluidos totales del caso es igual al agua requerida más los aditivos líquidos requeridos:

$$\begin{aligned} \text{fluidos totales} &= 20.65 L/saco + 0.023L/saco + 0.155 L/saco \\ &= 20.828L/saco \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Cantidad de agua requerida} &= 400 sacos \left(20.8282 \frac{L}{saco} \right) = 8328 L \\ &= 52.37 bbls \end{aligned}$$

- Cálculo de altura del cemento dentro de la TR de 20 in conteniendo la TP de 5 in

$$\begin{aligned} L_{tapon\ cemento@TR20} &= \frac{V_L [L]}{CI_{TP\ 5} + Canular_{TR\ 20 \leftrightarrow TP\ 5} [L/m]} = \frac{14737.26}{9.26 + 158.5} \\ &= 87.8 m \end{aligned}$$

Cálculo del volumen bache de agua dulce de 25 m

- Volumen del bache de 25 m lineales en el espacio anular

$$V_{bache} = L_{bache} Canular_{TR\ 20 \leftrightarrow TP\ 5} = 25m * 158.5 \frac{L}{m} = 3962.5 L = 25 bbl$$

- Volumen del bache de 25 m dentro de la TP de 5 in

$$V_{bache} = L_{bache} CI_{TP\ 5} = 25m * 9.26 \frac{L}{m} = 231.5 L = 1.45 bbl$$

Cálculo de volumen de desplazamiento para balancear el tapón

Para dejar balanceado el tapón se debe desplazar hasta una altura denominada L_d :

$$L_d = H_{TP} - (L_{\text{tapon cemento@TR20}} + L_{\text{bache}})$$

Donde H_{TP} es la profundidad de la TP franca en mvbmr, $L_{\text{tapon cemento @TR 20}}$ es la longitud del tapón de cemento dentro de la TR 20 en m y L_{bache} es la longitud del bache separador en m.

$$L_d = 1252 \text{ mvbmr} - (87.8 \text{ m} + 25 \text{ m}) = 1139.2 \text{ m}$$

Por lo tanto el volumen a desplazar a través de la TP será de:

$$V_D = 1139.2 \text{ m} \left(9.26 \frac{L}{m} \right) = 10548.9 \text{ L} = 66.3 \text{ bbl}$$

Cálculo de volumen para forzar inyección de 30 m lineales de tapón de cemento dentro de TR 20 in

$$V_{iny} = L_{\text{tapon.cemento a inyectar}} * CI_{TR 20} = 30 \text{ m} \left(171.17 \frac{L}{m} \right) = 5151 \text{ L} = 32.3 \text{ bbl}$$

- Cima teórica sin forzar = $1222.87 \text{ mvbmr} - 70 \text{ m} = 1152.87 \text{ m}$
- Cima teórica forzada (después de inyectar 30 m) = 1182.8 m
- Sacar TP franca a = $1252 \text{ mvbmr} - (87.8 \text{ m} - 250 \text{ m}) = 914 \text{ m}$

Nota: Donde 250 m es un margen de seguridad para evitar un atrapamiento de sarta.

Programa operativo

- 1°. Probar líneas de U. alta con 3000 psi por 5 min.
- 2°. Con TP franca a 1252 m, preparar y bombear bache delantero de 25 bbl de agua dulce $\rho=1$ g/cc.
- 3°. Prepara y bombear 5.2 cajas (52 bbl= 20 ton) de cemento tipo H, $\rho=1.94$ g/cc, preparado con agua de mar.
- 4°. Preparar y bombear bache espaciador por detrás de 1.45 bbl de agua dulce.
- 5°. Desplazar y balancear tapón con 66.3 bbl de lodo.
- 6°. Sacar TP franca a 980 m:
 - a. Circular inverso y sacar
 - b. Cerrar preventor anular y forzar 32.3 bbl y esperar fraguado

A.6 Ejemplo de tapón por circulación (TXC) de desvió a 4530 m

Datos

DATOS DEL CEMENTO TIPO H	
Densidad	1.95 g/cc
Rendimiento	55.46 L/saco
Agua de mezcla	26.28 L/saco
Tiempo bombeable	3:40 hrs
ADITIVOS	Concentración
Silica	35 %
Sal	37.2 %
ASA	0.222 L/saco
FPGL	0.023 L/saco
R21L	0.044 L/saco
FL33L	1.998 L/saco
CD31L	0.11 L/saco

Sitio: Mataredonda

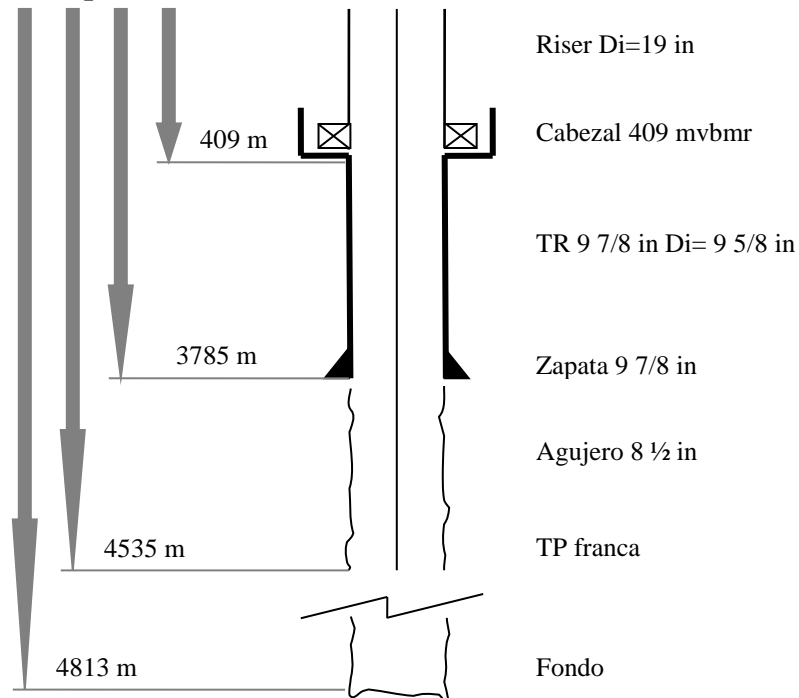
Pozo: Chuktha 1

Ejemplo basado en caso real. Fuente de datos técnicos: (Tenaris Tamsa, 2011; Systems, 1996)

Objetivo de la operación

Colocar un TXC de desvió de 200 m lineales en agujero de 8.5 in a 4530 m y bache de 70 m.

Estado mecánico del pozo



Cálculo de la tubería para bajar TR

- Capacidad interior TP de 5 in, 25.6 lb/ft

$$CI_{TP\ 5\ 25.6\frac{lb}{ft}} = 0.5067 \left(Di_{TP\ 5\ 25.6\frac{lb}{ft}}^2 \right) = 0.5067(4^2) = 8.11\ L/m$$

- Capacidad interior TP de 5 in, 19.5 lb/ft

$$CI_{TP\ 5\ 19.5\frac{lb}{ft}} = 0.5067 \left(Di_{TP\ 5\ 19.5\frac{lb}{ft}}^2 \right) = 0.5067(4.276^2) = 8.11\ L/m$$

- Capacidad interior agujero 8 ½ in

$$CI_{agujero\ 8\frac{1}{2}} = 0.5067 \left(D_{agujero\ 8\frac{1}{2}}^2 \right) = 0.5067(8.5^2) = 36.61\ L/m$$

- Capacidad anular entre agujero 8 ½ in y TP 5 in

$$\begin{aligned} Canular_{agujero\ 8\frac{1}{2} \leftrightarrow TP\ 5} &= 0.5067 \left(D_{agujero\ 8\frac{1}{2}}^2 - D_{TP\ 5}^2 \right) \\ &= 0.5067(8.5^2 - 5^2) = 23.94\ L/m \end{aligned}$$

Cálculo de volumen de cemento

- Volumen en el agujero de 8 ½ in

$$V_{agujero\ 8\frac{1}{2}} = L_{agujero\ 8\frac{1}{2}} CI_{agujero\ 8\frac{1}{2}} = 200\ m * 36.61\ \frac{L}{m} = 7322\ L$$

- Volumen total de lechada requerida

$$V_{TL} = V_{agujero\ 8\frac{1}{2}} = 7322\ L$$

- Cantidad de cemento requerido

$$\#sacos = \frac{V_{TL}}{rendimiento\ lechada} = \frac{7322\ L}{55.46\ L/saco} = 132.02\ sacos$$

$$Total\ cemento\ requerido\ relleno = \frac{132.02\ sacos}{20\ \frac{sacos}{1Ton}} \approx 6.6\ Ton$$

- Cantidad de agua necesaria para la operación

$$Cantidad\ de\ agua\ requerida = \#sacos \left(fluidos\ totales\ \frac{L}{saco} \right)$$

Los fluidos totales del caso son iguales al agua requerida más los aditivos líquidos requeridos:

$$\begin{aligned} \text{fluidos totales} &= \frac{26.28L}{\text{saco}} + \frac{0.222L}{\text{saco}} + \frac{0.023L}{\text{saco}} + \frac{0.044L}{\text{saco}} + \frac{1.998L}{\text{saco}} + \frac{0.11L}{\text{saco}} \\ &= 28.68 \text{ L/saco} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Cantidad de agua requerida} &= 132 \text{ sacos} \left(28.68 \frac{L}{\text{saco}} \right) = 3785.7 \text{ L} \\ &= 23.81 \text{ bbls} \end{aligned}$$

- Cálculo de altura del cemento dentro del agujero de 8.5 in conteniendo la TP de 5 in

$$\begin{aligned} L_{\text{tapon cemento@agujero}} &= \frac{V_L [L]}{CI_{TP 5} + \text{Canular}_{\text{Agujero } 8.5 \leftrightarrow TP 5} [L/m]} \\ &= \frac{7322L}{9.26 + 23.94} = 220.5 \text{ m} \end{aligned}$$

Cálculo del volumen bache espaciador de 100 m y bache lavador de 60 m

- Volumen del bache delantero espaciador de 100 m lineales en el agujero

$$\begin{aligned} V_{\text{bache espaciador}} &= L_{\text{bache}} \text{Canular}_{\text{Agujero } 8.5 \leftrightarrow TP 5} = 100m * 23.94 \frac{L}{m} = 2394 \text{ L} \\ &= 15 \text{ bbl} \end{aligned}$$

- Volumen del bache delantero lavador de 60 m lineales en el agujero

$$\begin{aligned} V_{\text{bache lavador}} &= L_{\text{bache}} \text{Canular}_{\text{Agujero } 8.5 \leftrightarrow TP 5} = 60m * 23.94 \frac{L}{m} = 1436.4 \text{ L} \\ &= 9 \text{ bbl} \end{aligned}$$

- Volumen del bache por detrás espaciador de 100 m lineales en TP 5 in, 19.5 lb/ft

$$V_{\text{bache espaciador t}} = L_{\text{bache}} \text{Canular}_{TP 5} = 100m * 9.26 \frac{L}{m} = 926 \text{ L} = 5.8 \text{ bbl}$$

- Volumen del bache por detrás lavador de 60 m lineales en TP 5 in, 19.5 lb/ft

$$V_{\text{bache lavador t}} = L_{\text{bache}} \text{Canular}_{TP 5} = 60m * 9.26 \frac{L}{m} = 555.6 \text{ L} = 3.5 \text{ bbl}$$

Cálculo de volumen de desplazamiento para balancear el tapón

Para dejar balanceado el tapón se debe desplazar hasta una altura denominada L_d :

$$L_d = H_{TP} - (L_{\text{tapon cemento}@agujero} + L_{\text{baches}})$$

Donde H_{TP} es la profundidad de la TP franca en mvbmr, $L_{\text{tapon cemento}@TR 20}$ es la longitud del tapón de cemento dentro de la TR 20 en m y L_{bache} es la longitud del bache separador en m.

$$L_{\text{desplazar}} = 4535 \text{ mvbmr} - (220.5 \text{ m} + 100 \text{ m} + 60 \text{ m}) = 4154.5 \text{ m}$$

De los 4154.5 m: 540 m son dentro de la TP de 5 in 25.6 lb/ft

3614.5 m son dentro de la TP de 5 in 19.5 lb/ft

$$V_{\text{desplazarTP 5 } 25.6 \frac{\text{lb}}{\text{ft}}} = 540 \text{ m} \left(8.11 \frac{\text{L}}{\text{m}} \right) = 4379.4 \text{ L} = 27.5 \text{ bbl}$$

$$V_{\text{desplazarTP 5 } 19.5 \frac{\text{lb}}{\text{ft}}} = 3614.5 \text{ m} \left(9.26 \frac{\text{L}}{\text{m}} \right) = 33470 \text{ L} = 210.5 \text{ bbl}$$

El volumen total a desplazar será de:

$$V_D = V_{\text{desplazarTP 5 } 25.6 \frac{\text{lb}}{\text{ft}}} + V_{\text{desplazarTP 5 } 19.5 \frac{\text{lb}}{\text{ft}}} = 238 \text{ bbl}$$

Programa operativo

- 1°. Colocar TP franca a 4535 m
- 2°. Probar que las líneas de U. alta con 3500 psi por 10 min trabajen correctamente
- 3°. Prepare y bombee 9 bbl de bache lavador $\rho=1.02$ g/cc con agua dulce
- 4°. Bombee 15 bbl de bache espaciador $\rho=1.92$ g/cc con agua dulce
- 5°. Prepare y bombee 7322 L de lechada densidad 1.95 g/cc con 6.6 Ton de cemento tipo H con 35% de silica con agua de mar (23.8 bbl de fluido de mezcla = 2.38 cajas).
- 6°. Bombee 5.8 bbl de espaciador
- 7°. Bombee 3.5 bbl de lavador
- 8°. Desplace con 238 bbl de lodo de densidad 1.9 g/cc
- 9°. Desconecte la línea para cementar de Kelly
- 10°. Levante TP franca a 3785 m y cierre BOP anular
- 11°. Circule inverso 2 ciclos
- 12°. Espere fraguado 18 hrs

A.7 Ejemplo de verificación del diseño de TR de 9 5/8 in (Método práctico)

El presente ejemplo es la verificación del diseño de la TR utilizada en la cementación de TR 9 5/8 in del caso ejemplificado en el anexo A.3. Ejemplo basado en caso presentado en la fuente: (Oficina de desarrollo en campos Pemex. Subdirección de producción primaria, 1989). Fuente de datos técnicos: (Tenaris Tamsa, 2011; Systems, 1996).

Datos

TR 9 5/8 in	
Profundidad	3433 MD=3059 MV
Densidad lodo	1.90 x 95
Densidad cemento	1.95 g/cc
Sección	de 0 a 3433 MD

Distribución de la TR 9 5/8

- 1306.29 m de TR 9 5/8 in N-80, 47 lb/ft
- 306.65 m de TR 9 5/8 in P-110, 47 lb/ft
- 988.51 m de TR 9 5/8 in P-110, 53.5 lb/ft
- 825.21 m de TR 9 5/8 in TAC-110, 53.5 lb/ft

Sección de TR	Resistencia al colapso		Resistencia a la presión interna		Yp [psi]
	[psi]	[Kg/cm ²]	[psi]	[Kg/cm ²]	
N-80, 47 lb/ft	4750	334	6870	484	80 000
P-110, 47 lb/ft	5300	372.7	9440	665	110 000
P-110, 53.5 lb/ft	7950	559.1	10900	776	110 000
TAC-110, 53.5 lb/ft	10520	739.8	10900	776	110 000

Cálculo de la presión hidrostática con el fluido de carga máxima (cemento, $\rho=1.95$ g/cc):

$$P_{hc} = \frac{H_{pozo\ MV} * \rho_{cemento}}{10}$$

$$P_{hc} = 0.1 * 3059\ m * 1.95\ gr/cc = 597\ kg/cm^2$$

Diseño de colapso y presión interna por el método biaxial

Peso de la sarta por secciones para calcular la reducción al colapso en cada sección de TR.

Calculo del peso de cada sección (W')

$$W'_1 = 1306.29 \text{ m} * 47 \frac{\text{lb}}{\text{ft}} \left(\frac{1 \text{ kg}}{2.2 \text{ lbs}} \frac{3.28 \text{ ft}}{1 \text{ m}} \right) = 91\,500 \text{ kg}$$

$$W'_2 = 306.12 \text{ m} * 47 \frac{\text{lb}}{\text{ft}} \left(\frac{1.4909 \text{ kg}}{\text{lbs}} \frac{\text{ft}}{\text{m}} \right) = 21\,500 \text{ kg}$$

$$W'_3 = 989.04 \text{ m} * 53.5 \frac{\text{lb}}{\text{ft}} \left(\frac{1.4909 \text{ kg}}{\text{lbs}} \frac{\text{ft}}{\text{m}} \right) = 79\,000 \text{ kg}$$

$$W'_4 = 825.21 \text{ m} * 53.5 \frac{\text{lb}}{\text{ft}} \left(\frac{1.4909 \text{ kg}}{\text{lbs}} \frac{\text{ft}}{\text{m}} \right) = 66\,000 \text{ kg}$$

$$W_t = W'_1 + W'_2 + W'_3 + W'_4 = 258\,000 \text{ kg} = 258 \text{ ton}$$

Distribución de peso de cada sección ($W_i@x_i$)

1306.29 m	W_1	X_1	N-80 47 lb/ft	$W_{1@X1} = W_t$
		X_2		$W_{1@X2} = W'_4 + W'_3 + W'_2$
306.65 m	W_2	X_3	P-110 47 lb/ft	$W_{2@X3} = W'_4 + W'_3 + W'_2$
		X_4		$W_{2@X4} = W'_4 + W'_3$
988.51 m	W_3	X_5	P-110 53.5 lb/ft	$W_{3@X5} = W'_4 + W'_3$
		X_6		$W_{3@X6} = W'_4$
825.21 m	W_4	X_7	TAC-110 53.5 lb/ft	$W_{4@X7} = W'_4$
		X_8		$W_{4@X8} = 0$

Resistencia al colapso

El cálculo de la reducción en la resistencia al colapso debido a la tensión se efectúa con las siguientes fórmulas:

$$X = \frac{W}{A_t Y_p} = \frac{W}{RT_N}$$
$$F_{biaxialC} = \sqrt{1 - 0.75X^2} - 0.5X$$
$$RC_R = \frac{F_{biaxialC} * RC_N}{F_{SC}} \left[\frac{kg}{cm^2} \right]$$

Donde RT_N es la resistencia a la tensión nominal del tubo, A_t es el área transversal de la TR, F_{SC} es el factor de seguridad al colapso (1.125), $F_{biaxialC}$ es el factor biaxial de colapso, Y_p es el esfuerzo mínimo a la cedencia de la tubería, RC_N es la resistencia nominal al colapso de la TR y RC_R es la resistencia al colapso corregida por el factor biaxial y el factor de seguridad.

Ejemplo

Para la N-80, sección superior (X_1):

$$X_1 = \frac{W_{@X_1}}{A_{tN-80} Y_{pN-80}} = \frac{258000 \text{ Kg}}{\frac{\pi}{4} (9.625^2 - 8.681^2) \text{ in}^2 (80000 \text{ psi}) \left(\frac{0.454 \text{ Kg}}{\text{lbs}} \right)} = 0.523$$

$$F_{biaxialC1} = \sqrt{1 - 0.75X_1^2} - 0.5X_1 = \sqrt{1 - 0.75(0.523)^2} - 0.5(0.523) = 0.639$$

$$RC_{R1} = \frac{F_{biaxialC1} * RC_{NN-80}}{F_{SC}} = \frac{0.639 * 334 \frac{kg}{cm^2}}{1.125} = 186.95 \left[\frac{kg}{cm^2} \right]$$

Para la N-80, sección inferior (X₂):

$$X_2 = \frac{W_{@X_2}}{A_{tN-80} Y_{pN-80}} = \frac{166500 \text{ Kg}}{\frac{\pi}{4} (9.625^2 - 8.681^2) \text{ in}^2 (80000 \text{ psi}) \left(\frac{0.454 \text{ Kg}}{\text{lbs}} \right)} = 0.338$$

$$F_{biaxialC_2} = \sqrt{1 - 0.75X_2^2} - 0.5X_2 = \sqrt{1 - 0.75(0.338)^2} - 0.5(0.338) = 0.787$$

$$RC_{R2} = \frac{F_{biaxialC_2} * RC_{NN-80}}{F_{SC}} = \frac{0.787 * 334 \frac{\text{kg}}{\text{cm}^2}}{1.125} = 233.78 \left[\frac{\text{kg}}{\text{cm}^2} \right]$$

Para la P-110, sección superior (X₃):

$$X_3 = \frac{W_{@X_3}}{A_{tP-110} Y_{pP-110}} = \frac{166500 \text{ Kg}}{\frac{\pi}{4} (9.625^2 - 8.681^2) \text{ in}^2 (110000 \text{ psi}) \left(\frac{0.454 \text{ Kg}}{\text{lbs}} \right)} = 0.246$$

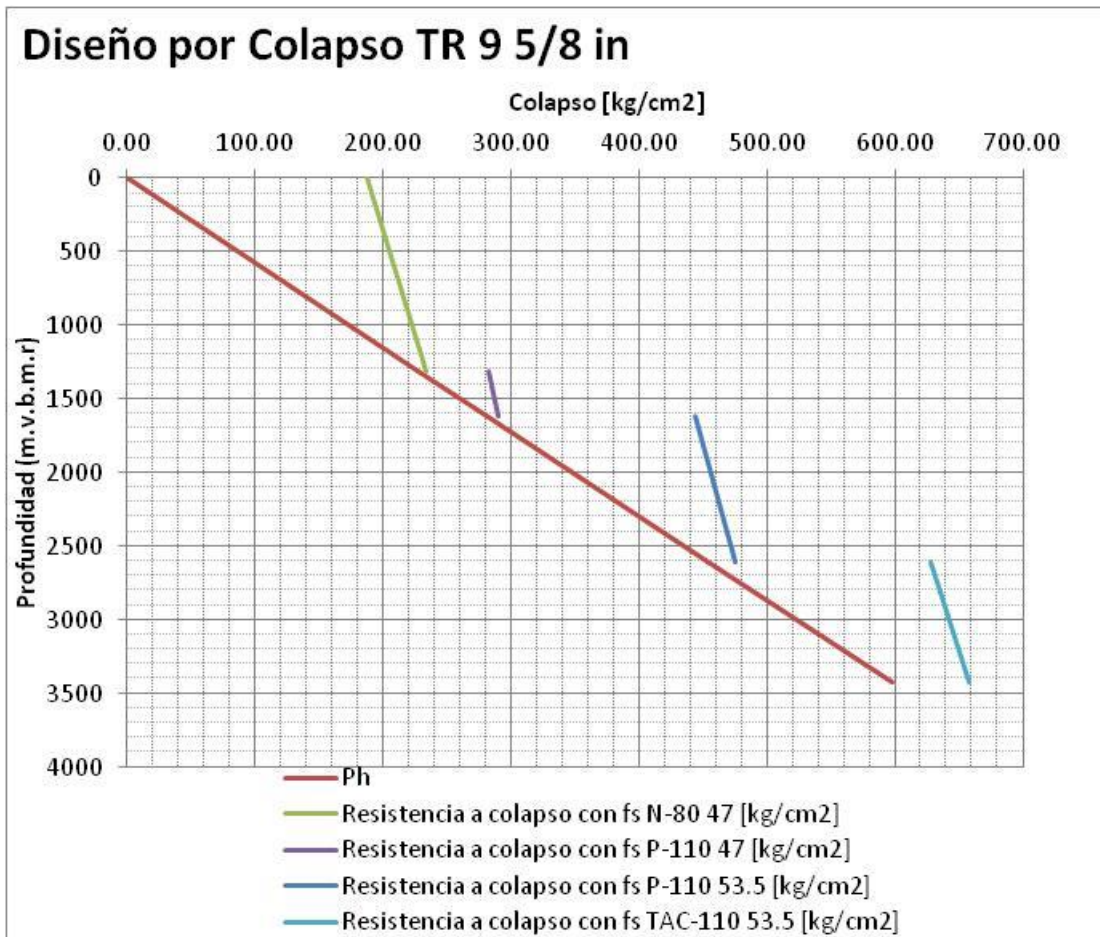
$$F_{biaxialC_3} = \sqrt{1 - 0.75X_3^2} - 0.5X_3 = \sqrt{1 - 0.75(0.246)^2} - 0.5(0.246) = 0.854$$

$$RC_{R3} = \frac{F_{biaxialC_3} * RC_{NP-110}}{F_{SC}} = \frac{0.854 * 372.7 \frac{\text{kg}}{\text{cm}^2}}{1.125} = 283.02 \left[\frac{\text{kg}}{\text{cm}^2} \right]$$

Se continúa el cálculo para cada punto en las secciones subsecuentes, para obtener la siguiente tabla:

Sección de TR	X	F _{biaxialC}	Resistencia al colapso [kg/cm ²]	
			Nominal RC _N	Reducida RC _R
N-80	0.523	0.630	334.0	186.95
47 lb/ft	0.338	0.787	334.0	233.78
P-110	0.246	0.854	372.7	283.02
47 lb/ft	0.214	0.876	372.7	290.13
P-110	0.187	0.893	559.1	443.99
53.5 lb/ft	0.085	0.955	559.1	474.48
TAC-110	0.085	0.955	739.8	627.86
53.5 lb/ft	0.000	1.000	739.8	657.60

La Ilustración 219 muestra el diseño por colapso de la TR 9 5/8 in. El línea de diseño al colapso inicia con 0 kg/cm² en la superficie hasta 597 kg/cm² a 3426.6 m, presión generada por la densidad del cemento. Las líneas inclinadas representan la resistencia al colapso de cada sección de TR corregida por el efecto biaxial. En ambos diseños se observa que la TR programada cuenta con un margen de seguridad adecuado.



Resistencia a la presión interna

El cálculo de la reducción en la resistencia a la presión interna debido a la tensión se efectúa con las siguientes fórmulas:

$$X = \frac{W}{A_t Y_p} = \frac{W}{RT_N}$$
$$F_{biaxialPI} = \sqrt{1 - 0.75X^2} + 0.5X$$
$$RPI_R = \frac{F_{biaxialPI} * RPI_N}{F_{SPI}} \left[\frac{kg}{cm^2} \right]$$

Donde RT_N es la resistencia a la tensión nominal del tubo, A_t es el área transversal de la TR, F_{SPI} es el factor de seguridad para presión interna (1.2), $F_{biaxialPI}$ es el factor biaxial de presión interna, Y_p es el esfuerzo mínimo a la cedencia de la tubería, RPI_N es la resistencia nominal a la presión interna de la TR y RPI_R es la resistencia la presión interna corregida por el factor biaxial y el factor de seguridad.

Ejemplo

Para la N-80, sección superior (X_1):

$$X_1 = \frac{W_{@X_1}}{A_{tN-80} Y_{pN-80}} = \frac{258000 \text{ Kg}}{\frac{\pi}{4} (9.625^2 - 8.681^2) \text{ in}^2 (80000 \text{ psi}) \left(\frac{0.454 \text{ Kg}}{\text{lb}} \right)} = 0.523$$

$$F_{biaxialPI1} = \sqrt{1 - 0.75X_1^2} + 0.5X_1 = \sqrt{1 - 0.75(0.523)^2} + 0.5(0.523) = 1.153$$

$$RPI_{R1} = \frac{F_{biaxialPI1} * RC_{NN-80}}{F_{SPI}} = \frac{1.153 * 484 \frac{kg}{cm^2}}{1.2} = 465.07 \left[\frac{kg}{cm^2} \right]$$

Para la N-80, sección inferior (X₂):

$$X_2 = \frac{W_{@X_2}}{A_{tN-80} Y_{pN-80}} = \frac{166500 \text{ Kg}}{\frac{\pi}{4} (9.625^2 - 8.681^2) \text{ in}^2 (80000 \text{ psi}) \left(\frac{0.454 \text{ Kg}}{\text{lb}} \right)} = 0.338$$

$$F_{biaxialPI2} = \sqrt{1 - 0.75X_2^2 + 0.5X_2} = \sqrt{1 - 0.75(0.338)^2 + 0.5(0.338)} = 1.125$$

$$RPI_{R2} = \frac{F_{biaxialPI2} * RC_{NN-80}}{F_{SPI}} = \frac{1.125 * 484 \frac{\text{kg}}{\text{cm}^2}}{1.25} = 453.81 \left[\frac{\text{kg}}{\text{cm}^2} \right]$$

Para la P-110, sección superior (X₃):

$$X_3 = \frac{W_{@X_3}}{A_{tP-110} Y_{pP-110}} = \frac{166500 \text{ Kg}}{\frac{\pi}{4} (9.625^2 - 8.681^2) \text{ in}^2 (110000 \text{ psi}) \left(\frac{0.454 \text{ Kg}}{\text{lb}} \right)} = 0.246$$

$$F_{biaxialPI3} = \sqrt{1 - 0.75X_3^2 + 0.5X_3} = \sqrt{1 - 0.75(0.246)^2 + 0.5(0.246)} = 1.1$$

$$RPI_{R3} = \frac{F_{biaxialPI3} * RPI_{NP-110}}{F_{SPI}} = \frac{1.1 * 665 \frac{\text{kg}}{\text{cm}^2}}{1.25} = 609.55 \left[\frac{\text{kg}}{\text{cm}^2} \right]$$

Se continúa el cálculo para cada punto en las secciones subsecuentes, para obtener la siguiente tabla:

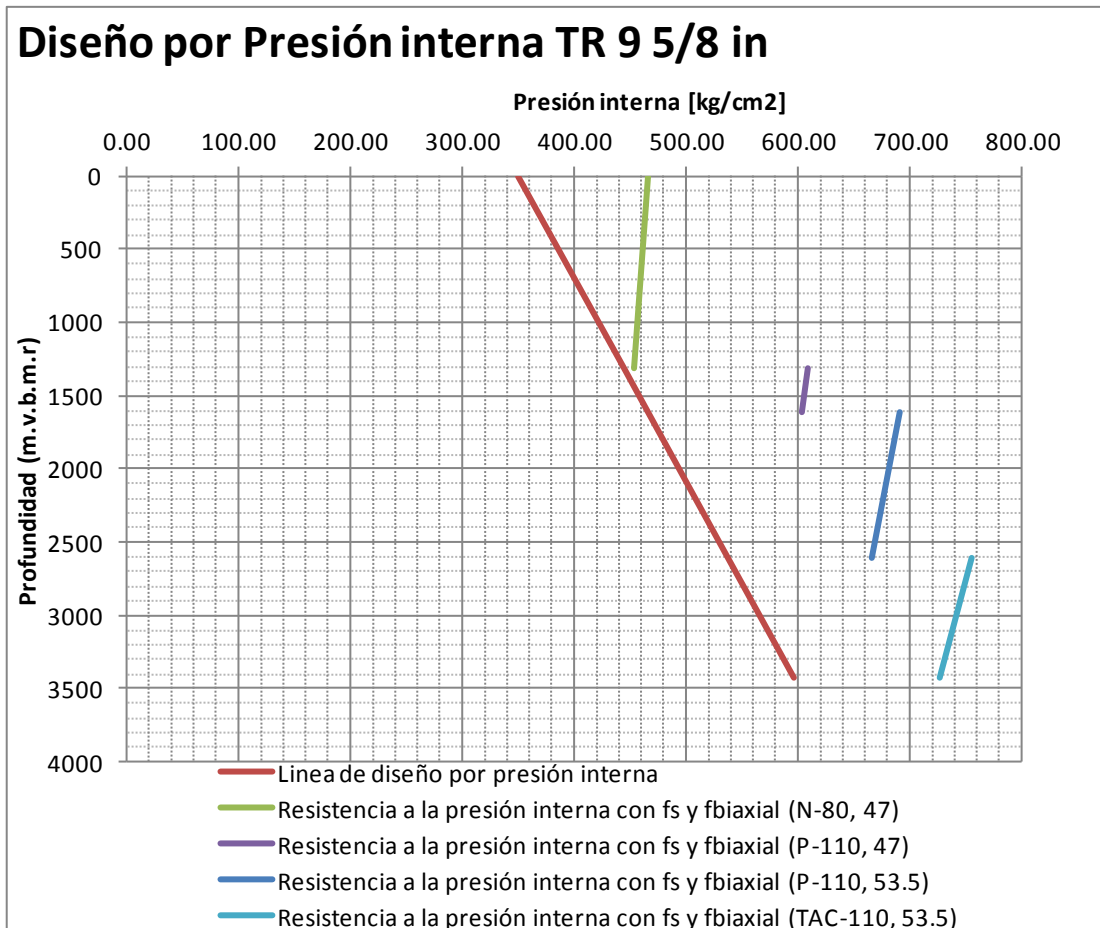
Sección de TR	X	F _{biaxialPI}	Resistencia a la presión interna [kg/cm ²]	
			Nominal RPI _N	Reducida RPI _N
N-80	0.523	1.153	484	464.07
47 lb/ft	0.338	1.125	484	453.81
P-110	0.246	1.100	665	609.55
47 lb/ft	0.214	1.090	665	603.85
P-110	0.187	1.080	768	691.34
53.5 lb/ft	0.085	1.040	768	665.47
TAC-110	0.085	1.040	872	755.59
53.5 lb/ft	0.000	1	872	726-67

La presión de inyección, P_{iny} , es igual a la presión hidrostática ejercida por la columna del cemento, P_{hc} .

$$P_{iny} = P_{hc} = 597 \frac{kg}{cm^2}$$

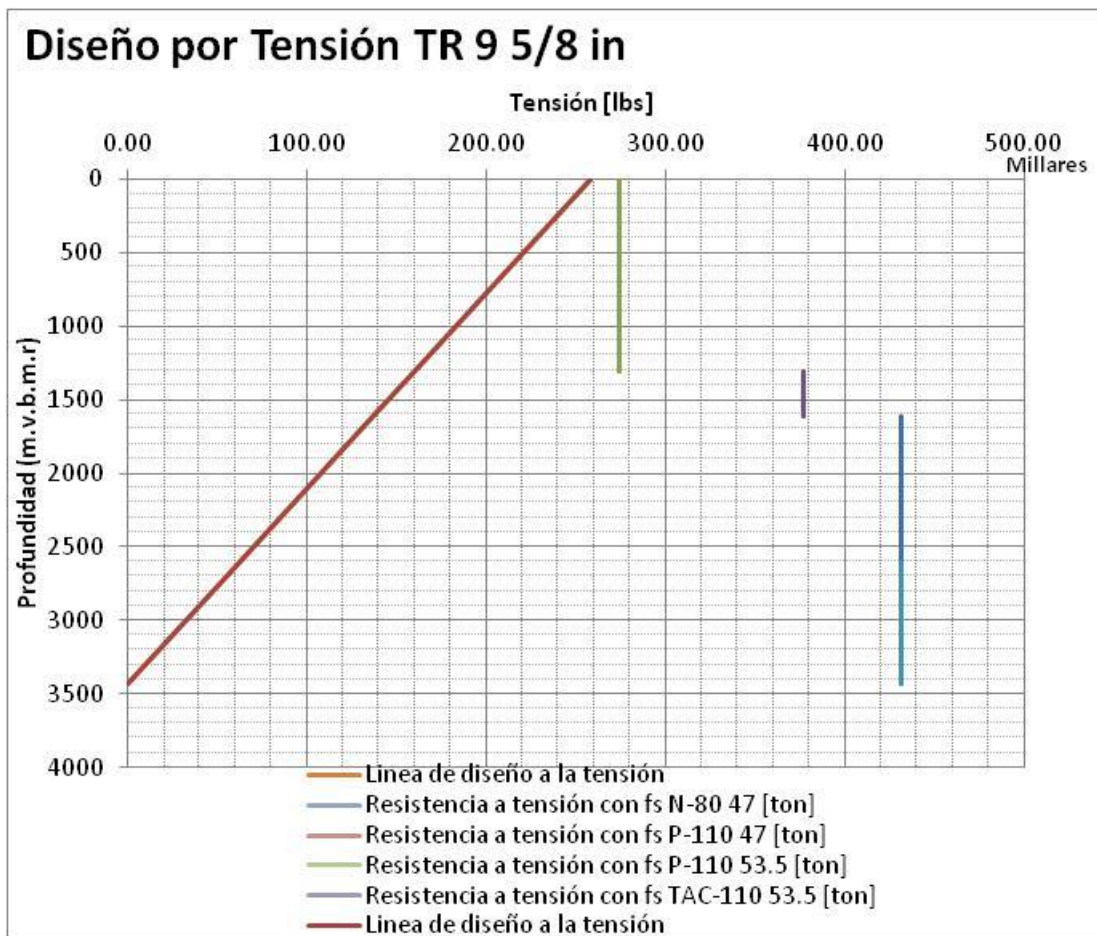
La presión superficial, P_s , es igual a la presión de trabajo del árbol de válvulas y de las conexiones superficiales de control, que es de 350 kg/cm^2 .

La ilustración de abajo es la gráfica de diseño a presión interna. En ella se señala la línea de diseño a presión interna. Las líneas verticales representan la longitud de las secciones de TR así como su resistencia a la presión interna corregida.



Diseño gráfico por tensión

La línea de diseño a la tensión parte de 0 Ton a 3426.6 m hacia 258 ton en la superficie que es el peso de toda la TR en el aire. Las líneas verticales son las resistencias a la tensión de la TR afectadas por el factor de seguridad a la tensión de 1.8.



A.8 Ejemplo de prueba de alijo

Se va efectuar una prueba de alijo a la boca de un liner de 7 in que se encuentra a la profundidad de 3760 m, la densidad actual del lodo base aceite es de 1.90 g/cc y se bajará el empacador a la profundidad de 3740 m. La densidad equivalente requerida es de 1.0 g/cc. Calcule la longitud de fluido equivalente.

Datos

$$HT= 3740 \text{ m}, \quad \rho_{\text{deseada}}=1.0 \text{ g/cc}, \quad \rho_2= 1.90 \text{ g/cc}, \quad \rho_1= \text{diesel } 0.85 \text{ g/c}$$

Solución

Como el fluido no es base agua, se debe agregar diesel al sistema, para obtener la densidad equivalente.

Aplicando la Ecuación 4.7.3-1 se tiene:

$$H_1 = 3740 \text{ m} \frac{1.9 \text{ g/cm}^3 - 1.0 \text{ g/cm}^3}{1.9 \text{ g/cm}^3 - 0.85 \text{ g/cm}^3} = 3205.71 \text{ m}$$

Por lo que aplicando la Ecuación 4.7.3-2 se tiene:

$$H_2 = HT - H_1 = 3740 \text{ m} - 3205.71 \text{ m} = 534.29 \text{ m}$$

Es decir, sólo se necesitarán 534.29 m de lodo en la tubería para alcanzar la densidad equivalente deseada.

Comprobación de presiones

- Presión hidrostática generada por la columna de diesel a 3205.7 m = 272.48 kg/cm².
- Presión hidrostática generada por la columna de lodo con densidad 1.90 g/cc de 534.29 m es de 101.51 kg/cm².
- Presión fuera de la TP

$$P_{fuera TP} = \frac{\rho * profundidad}{10} = \frac{1.9 * 3740}{10} = 710.6 \text{ kg/cm}^2$$

- Presión diferencial: 710.6-374 = 336.6 kg/cm² = 4786.4 psi
- Densidad equivalente por dentro:

$$\rho_{equivalente} = \frac{P * 10}{profundidad} = \frac{(272.48 + 101.51) * 10}{3740} = 1.0 \text{ gr/cm}^3$$

A.9 Elongación

Elongación por fuerza axial

Suponiendo que tubería es homogénea, es decir tiene un módulo de Young (E) constante, que su área transversal (A_t) es uniforme, y se efectúa sobre ella una fuerza axial uniforme (F), su elongación (AL) se obtiene mediante la siguiente fórmula basada en la Ley de Hook (Beer, Johnston, & DeWolf, 2004):

$$AL = \frac{F L}{E A_t} = \frac{F L}{E \frac{\pi}{4}(D^2 - D_i^2)} \quad \text{Ecuación AL-1}$$

Donde L es la longitud de la tubería, D es su diámetro exterior y D_i su diámetro interior.

Elongación axial por propio peso de la tubería

En el caso de la deformación sufrida por el propio peso de la tubería, la fuerza interna provocada por el peso no es uniforme ya dependerá del punto donde se calcule por lo que habrá un diferencial de elongación dado por (Beer, Johnston, & DeWolf, 2004):

$$dAL = \frac{F(x) dx}{E A_t}$$

Donde dx es el diferencial de longitud, $F(x)$ es la fuerza en el tubo provocada por su peso, es función de su longitud y está dada por:

$$F(x) = W_t x$$

Donde W_t es el libraje de la tubería, que es un dato constante, y x es la posición a lo largo de la longitud de la tubería. Por lo que, la elongación de la tubería completa será (Beer, Johnston, & DeWolf, 2004):

$$AL_{peso} = \int_0^L \frac{F(x) dx}{E A_t} \quad \text{Ecuación AL-3}$$

Para una sola sección de tubería

$$AL_{\text{peso}} = \int_0^L \frac{(W_t x) dx}{E A_t}$$

$$AL_{\text{peso}} = \frac{W_t}{E A_t} \int_0^L x dx$$

$$AL_{\text{peso}} = \frac{W_t}{E A_t} \left. \frac{x^2}{2} \right|_{x=0}^{x=L}$$

$$AL_{\text{peso}} = \frac{W_t}{2 E A_t} (L^2 - 0^2)$$

$$AL_{\text{peso}} = \frac{W_t L^2}{2 E A_t} = \frac{W_t L^2}{E \frac{\pi}{2} (D^2 - D_i^2)} \quad \text{Ecuación AL-4}$$

Considerando el módulo de Young del acero (30 E+6 psi), la elongación para toda tubería de acero por su propio peso será:

$$AL_{TR} = \frac{W_{TR} L_{TR}^2}{\left(3 * 10^7 \frac{\text{lbs}}{\text{in}^2}\right) \frac{\pi}{2} (D_{TR}^2 - D_{iTR}^2)} = \frac{W_{TR} L_{TR}^2}{(2.12207 * 10^8) \frac{\text{lbs}}{\text{in}^2} (D_{TR}^2 - D_{iTR}^2)}$$

$$AL_{TR[\text{ft}]} = \frac{W_{TR[\text{lbs/ft}]} L_{TR[\text{ft}]}^2}{(21.2207 * 10^9) \frac{\text{lbs}}{\text{in}^2} (D_{TR[\text{in}^2]}^2 - D_{iTR[\text{in}^2]}^2)} \quad \text{Ecuación AL-5}$$

Para el caso de dos tuberías la ecuación a aplicar será:

$$AL_{TR[\text{ft}]} = \frac{W_{TR1[\text{lbs/ft}]} L_{TR1[\text{ft}]}^2}{(21.2207 * 10^9) \frac{\text{lbs}}{\text{in}^2} (D_{TR1[\text{in}^2]}^2 - D_{iTR1[\text{in}^2]}^2)} + \frac{W_{TR2[\text{lbs/ft}]} L_{TR2[\text{ft}]}^2}{(21.2207 * 10^9) \frac{\text{lbs}}{\text{in}^2} (D_{TR2[\text{in}^2]}^2 - D_{iTR2[\text{in}^2]}^2)} + \frac{W_{TR2[\text{lbs/ft}]} L_{TR2[\text{ft}]} L_{TR1[\text{ft}]}^2}{(42.4413 * 10^9) \frac{\text{lbs}}{\text{in}^2} (D_{TR2[\text{in}^2]}^2 - D_{iTR2[\text{in}^2]}^2)}$$

Ecuación AL-6

A.10 Ejemplo de hoja de presupuesto

INTANGIBLES	Cantidad	Precio Unitario	\$ Etapa 1	\$ Etapa n	\$ Profundidad integral	INTANGIBLES	Cantidad	Precio Unitario	\$ Etapa 1	\$ Etapa n	\$ Profundidad integral
Tiempo (días)						Tiempo (días)					
<i>Preparación de locación</i>						<i>Cemento y aditivos</i>					
Permisos						Conductor					
Identificación y caracterización						TR superficial i					
Preparación física						TR superficial n					
Limpieza						TR intermedia i					
						TR intermedia n					
<i>Movilización</i>						TR corta i					
Cuota de plataforma						TR corta n					
Remolcadores						TR producción i					
Supervisión						TR producción n					
Rentas						TR complementaria i					
Barcos						Taponamiento y abandono					
Combustible						Cementación forzada i					
						Cementación forzada n					
<i>Contratistas de perforación</i>						<i>Barrenas, accesorios y estabilizadores</i>					
Cuota diaria						Barrena i					
Tiempo Extra						Barrena n					
Alimentación y servicios						Barrena i					
						Accesorios de barrena i					
<i>Materiales y suministros</i>						Accesorios de barrena n					
Combustible						Estabilizadores					
Agua											
						<i>Misceláneos consumibles</i>					
<i>Fluido de perforación y materiales</i>						<i>Servicio de Cementación</i>					
Materiales						Conductor					
Tembloquinas						TR superficial i					
Instalación control de sólidos						TR superficial n					
						TR intermedia i					
<i>Renta del equipo</i>						TR intermedia n					
Tembloquinas						TR corta i					
Centrifugas						TR corta n					
Adaptadores						TR producción i					
Silos						TR producción n					
Línea de acero						TR complementaria i					
Quemadores						Taponamiento y abandono					
Preventores						Cementación forzada i					
Barrenas						Cementación forzada n					
Martillos						Cementador en locación					
Lastra barrenas						Renta de herramientas					
Herramientas adicionales						Renta plug luncher					

TANGIBLES					TANGIBLES				
Cantidad	Precio Unitario	\$ Etapa 1	\$ Etapa n	\$ Profundidad integral	Cantidad	Precio Unitario	\$ Etapa 1	\$ Etapa n	\$ Profundidad integral
Tiempo (días)					Tiempo (días)				
<i>Tuberías de revestimiento</i>					<i>Equipo de flotación</i>				
TR i					Flotador para TR i				
TR ...					Flotador para TR ...				
<i>Centradores</i>					<i>Cabezal submarino</i>				
Centrador i					Cabezal				
Centrador ...					Agua				
<i>Accesorios</i>					<i>Equipo de terminación</i>				
					Empacadores				
					Juntas				
					Ensamblés				
TOTAL DE TANGIBLES									

PRESUPUESTO DEL POZO		\$ Etapa 1	\$ Etapa n	\$ Profundidad integral
Tangibles				
Intangibles				
Seguros				
COSTO TOTAL				
Con X% de retraso				
Con Y% de retraso				
Con Z% de retraso				

Símbolos de los Anexos

A_{int}	Área interior
AL	Elongación
A_t	Área transversal
$Canular_i$	Capacidad anular de la sección i
CI_i	Capacidad interior de la sección i
D	Diámetro exterior
Di	Diámetro interior
E	Módulo de Young
F	Fuerza axial uniforme
F_b	Factor de flotación
$F_{biaxialC}$	Factor biaxial de colapso
$F_{biaxialPI}$	Factor biaxial de presión interna
F_{SC}	Factor de seguridad de resistencia al colapso
F_{SCreal}	Factor de seguridad de la resistencia al colapso real
F_{SPI}	Factor de seguridad de resistencia a la presión interna
F_{ST}	Factor de seguridad a la tensión
HT	Profundidad del empacador
H_i	Profundidad de la sección
L_i	Longitud de la sección i
L_d	Altura a desplazar
MOP	Margen de jalón
P_D	Presión diferencial
P_E	Presión efectiva

P_{int}	Presión interior
P_{iny}	Presión de inyección
P_{ext}	Presión exterior
P_s	Presión superficial
Q_i	Capacidad e gasto
RPC_N	Resistencia al colapso nominal
RPC_R	Resistencia al colapso con factor de seguridad
RPI_N	Resistencia nominal a la presión interna
RPI_R	Resistencia reducida a la presión interna
RT	Resistencia a la tensión
V_D	Volumen de desplazamiento de lechada
V_i	Volumen del elemento i
V_{TL}	Volumen total de lechada
W_{TR}	Peso de la TR
W_{TPHW}	Peso de la tubería de perforación pesada
W_{TR}	Libraje de TR
W_i	Peso del elemento i
Y_p	Punto cedente del fluido de perforación
ρ_{acero}	Densidad del acero
ρ_{lodo}	Densidad del lodo

Índice de Ilustraciones

<i>Ilustración 1 Otras provincias petroleras con desarrollo en aguas profundas (Pemex exploración y producción, 2011)</i>	22
<i>Ilustración 2 Área de oportunidad exploratoria en aguas profundas del Golfo de México (Pemex exploración y producción, 2011)</i>	23
<i>Ilustración 3 Estado de los principales campos productores de hidrocarburos en México (SENER- Pemex, 2008)</i>	24
<i>Ilustración 4 Provincias petroleras en la República Mexicana (Pemex exploración y producción, 2011)</i>	24
<i>Ilustración 5 Subprovincias de lo que comprende el área exploratoria del Golfo de México (Pemex exploración y producción, 2011)</i>	25
<i>Ilustración 6 Programa de PEP para la perforación de pozos en aguas profundas y ultra-profundas del Golfo de México (Pemex exploración y producción, 2011)</i>	25
<i>Ilustración 7 Pozos petroleros en aguas profundas</i>	26
<i>Ilustración 8 Equipos de perforación flotante y las profundidades a las que trabajan (Natural Gas Org)</i>	29
<i>Ilustración 9 Vista lateral de un barco perforador de sexta generación</i>	30
<i>Ilustración 10 Vista aérea barco perforador convencional</i>	30
<i>Ilustración 11 Plataforma semisumergible en calado de tránsito</i>	31
<i>Ilustración 12 Plataforma semisumergible en calado de operación</i>	31
<i>Ilustración 13 Proyección al fondo del mar de la TLP</i>	32
<i>Ilustración 14 Vista de la TLP desde la superficie</i>	32
<i>Ilustración 15 Perfil de una Spar</i>	33
<i>Ilustración 16 Conexiones del FPSO</i>	35
<i>Ilustración 17 Vista FPSO sobre el mar</i>	35
<i>Ilustración 18 Vista lateral del barco perforador Glomar Pacific</i>	42
<i>Ilustración 19 Vista aérea de la distribución del barco perforador Glomar Pacific</i>	42
<i>Ilustración 20 Vista lateral de la distribución del barco perforador Glomar Pacific</i>	42
<i>Ilustración 21 Configuración lateral de la plataforma semisumergible Bicentenario</i>	43
<i>Ilustración 22 Vista de planta de la cubierta de la plataforma semisumergible Bicentenario</i>	43
<i>Ilustración 23 Configuración lateral de la plataforma semisumergible Bicentenario</i>	43
<i>Ilustración 24 Vista de planta de los pontones de la plataforma semisumergible Bicentenario (2)</i>	43
<i>Ilustración 25 Plataforma semisumergible "Bicentenario"</i>	46
<i>Ilustración 26 Sistema de Posicionamiento Dinámico en el puente de mando</i>	47
<i>Ilustración 27 Sistema de potencia de la plataforma Bicentenario</i>	48
<i>Ilustración 28 Torre de la PSS Bicentenario</i>	49
<i>Ilustración 29 Corona de la PSS Bicentenario</i>	50

<i>Ilustración 30 Malacate de la PSS Bicentenario</i>	50
<i>Ilustración 31 Bloque viajero de la PSS Bicentenario</i>	51
<i>Ilustración 32 Bloque y Top Drive de la PSS Bicentenario</i>	51
<i>Ilustración 33 Top Drive de la PSS Bicentenario</i>	51
<i>Ilustración 34 Cable de perforación</i>	52
<i>Ilustración 35 Ancla</i>	52
<i>Ilustración 36 Mesa rotatoria</i>	52
<i>Ilustración 37 Brazo manipulador</i>	53
<i>Ilustración 38 Iron Roughnecks</i>	53
<i>Ilustración 39 Peine para TP y DC</i>	54
<i>Ilustración 40 Peine para TR</i>	54
<i>Ilustración 41 Máquina alimentadora de tubulares (TP, DC)</i>	54
<i>Ilustración 42 Máquina alimentadora de tubería (Riser)</i>	55
<i>Ilustración 43 Máquina alimentadora de tubulares (Casing)</i>	55
<i>Ilustración 44 Agujeros de ratón</i>	56
<i>Ilustración 45 SBA</i>	57
<i>Ilustración 46 LGA</i>	57
<i>Ilustración 47 Chaqueta recolectora de lodo</i>	57
<i>Ilustración 48 Vistas de la cabina de control del perforador y sillas de operación inteligente</i>	58
<i>Ilustración 49 Bombas de lodos</i>	59
<i>Ilustración 50 Desviador de flujo</i>	60
<i>Ilustración 51 Temblorinas</i>	60
<i>Ilustración 52 Unidad limpiadora de lodo con desarcillador de 20 conos</i>	60
<i>Ilustración 53 Desarenador</i>	61
<i>Ilustración 54 Centrífuga</i>	61
<i>Ilustración 55 Desgasificadores</i>	61
<i>Ilustración 56 Árbol de estrangulación</i>	62
<i>Ilustración 57 Árbol de válvulas del Standpipe</i>	63
<i>Ilustración 58 Manifold de cementación</i>	63
<i>Ilustración 59 Grúa articulada</i>	64
<i>Ilustración 60 Grúas principales de levantamiento de equipo</i>	64
<i>Ilustración 61 Paneles de control</i>	66
<i>Ilustración 62 Unidad de Potencia Hidráulica</i>	67
<i>Ilustración 63 Unidad de Potencia Hidráulica</i>	67
<i>Ilustración 64 Unidad de Control del Diverter</i>	68
<i>Ilustración 65 Unidad de mezclado de Glicol y Lubricante (MU)</i>	69
<i>Ilustración 66 Unidad de recuperación de fluido (FRU)</i>	70
<i>Ilustración 67 Unidad de suministro de potencia interrumpible A y B</i>	71

<i>Ilustración 68 Botellas acumuladoras de fluido para el conjunto de preventores</i>	72
<i>Ilustración 69 Diagrama esquemático mostrando los componentes principales de la botella acumuladora tipo vejiga</i>	72
<i>Ilustración 70 Transportador de preventores</i>	73
<i>Ilustración 71 Grúa viajera del X-Mas Tree</i>	74
<i>Ilustración 72 Plataforma inferior móvil del X-Mas Tree (Moon Car)</i>	74
<i>Ilustración 73 Unidad Ahorradora de Viajes</i>	75
<i>Ilustración 74 Sistema de tensionadores de acción directa del Riser</i>	76
<i>Ilustración 75 Carrete de cable multiplexado amarillo</i>	77
<i>Ilustración 76 Carrete de cable multiplexado azul</i>	77
<i>Ilustración 77 Manguera de la línea caliente</i>	78
<i>Ilustración 78 Carrete para la válvula de autollenado</i>	78
<i>Ilustración 79 Polea</i>	79
<i>Ilustración 80 Abrazadera</i>	79
<i>Ilustración 81 Riser marino y sus componentes principales</i>	80
<i>Ilustración 82 Arreglo submarino típico de última generación</i>	82
<i>Ilustración 83 Perspectiva de la araña para correr el Riser</i>	83
<i>Ilustración 84 Detalle del sistema nivelador (Gimbal)</i>	84
<i>Ilustración 85 Detalle de los elementos principales del Diverter</i>	85
<i>Ilustración 86 Housing del Diverter</i>	86
<i>Ilustración 87 Junta esférica</i>	87
<i>Ilustración 88 Detalle de la junta telescópica</i>	88
<i>Ilustración 89 Detalle de sistema de auto-candado</i>	90
<i>Ilustración 90 Detalle del momento en que cerrará el anillo de tensión de los DAT sobre la TJ</i>	91
<i>Ilustración 91 Detalle del anillo tensionador del Riser</i>	92
<i>Ilustración 92 Detalle de Riser de perforación marino</i>	93
<i>Ilustración 93 Detalle de Riser y elemento de flotación</i>	94
<i>Ilustración 94 Riser y elementos de flotación segregados por resistencia a la compresión (colores)</i>	94
<i>Ilustración 95 Detalle de coples del Riser</i>	95
<i>Ilustración 96 Clip conector de la Cía. Aker.</i>	96
<i>Ilustración 97 Válvula de autollenado</i>	97
<i>Ilustración 98 Junta de terminación</i>	97
<i>Ilustración 99 Detalle de la junta flexible inferior de 18 ¾ in</i>	98
<i>Ilustración 100 Diagrama de preventores de una plataforma semisumergible de sexta generación (DSME; Cameron, 2010)</i>	99
<i>Ilustración 101 Conjunto de preventores de una plataforma de sexta generación</i>	100
<i>Ilustración 102 Paquete Inferior del Riser Marino o LMRP</i>	101
<i>Ilustración 103 Diagrama del stack de preventores</i>	102

<i>Ilustración 104 Diagrama de un sistema de control electrohidráulico multiplexado</i>	105
<i>Ilustración 105 Detalle de la ubicación de la sección MUX y MOD del POD amarillo en el conjunto de preventores marca Cameron</i>	106
<i>Ilustración 106 Detalle de un Preventor anular De Hydril</i>	108
<i>Ilustración 107 Panel de control digital de los preventores marca Cameron (Cameron, Larsen Oil & Gas, 2008)</i>	109
<i>Ilustración 108 Detalle de funcionalidad del preventor ciego de corte SBR</i>	109
<i>Ilustración 109 Detalle de los componentes principales de un preventor doble de Cameron</i>	109
<i>Ilustración 110 Detalle de un bop doble mostrando el bonete de supercorte de TR</i>	110
<i>Ilustración 111 Principales tipos de Rams</i>	110
<i>Ilustración 112 Círculo de alerta de la posición de la plataforma por DP</i>	116
<i>Ilustración 113 Ariete de corte ciego</i>	117
<i>Ilustración 114 Configuración del sistema de emergencia acústico</i>	118
<i>Ilustración 115 Panel del ROV en el conjunto del BOP</i>	119
<i>Ilustración 116 Templete de perforación o base guía temporal</i>	121
<i>Ilustración 117 Herramienta para correr la Base guía Temporal</i>	121
<i>Ilustración 118 Base guía permanente con sus postes guía</i>	122
<i>Ilustración 119 Cabezal de 30 in</i>	123
<i>Ilustración 120 Herramienta para correr el cabezal de 30 in y TR de 30 in</i>	124
<i>Ilustración 121 Cabezal de 18¾ in</i>	125
<i>Ilustración 122 Detalle de cabezal submarino Modelo STC-10 Cameron mostrando sus elementos</i>	125
<i>Ilustración 123 Herramienta para correr el cabezal de 18 ¾”, TR de 20” y probar el conjunto de preventores</i>	126
<i>Ilustración 124 Herramienta para correr y probar la TR, colgador y ensamble sello (CHSART).</i>	127
<i>Ilustración 125 Colgador de la TR de 9 5/8 in</i>	128
<i>Ilustración 126 Ensamble sello</i>	129
<i>Ilustración 127 Bujes de desgaste de 18 ¾ in x 13 3/8 in y de 9 5/8 in</i>	129
<i>Ilustración 128 Herramienta para correr y recuperar los bujes de desgaste</i>	130
<i>Ilustración 129 Herramienta “Weight set test”</i>	130
<i>Ilustración 130 Herramienta Boll Weevil</i>	131
<i>Ilustración 131 Cabezal submarino DMS-700</i>	133
<i>Ilustración 132 Cabezal submarino SMS-800</i>	134
<i>Ilustración 133 Diferentes geometrías de los cabezales de pozos DMS 700 y SMS 800</i>	135
<i>Ilustración 134 Mud mat</i>	136
<i>Ilustración 135 Detalle del cabezal de baja presión de 36 in</i>	137
<i>Ilustración 136 Herramienta CADAT entrando al cabezal de baja presión de 36 in</i>	137
<i>Ilustración 137 Herramienta para continuar perforando después de jeteo CADAT 36 in</i>	138
<i>Ilustración 138 Herramienta CHRT</i>	139

<i>Ilustración 139 Detalle del Colgador de TR de 28" ubicado debajo de Mud Line</i>	139
<i>Ilustración 140 Detalle del cabezal de 18 ¾" de alta presión DMS - 700</i>	140
<i>Ilustración 141 Detalle del cabezal de 18 ¾" de alta presión SMS - 800</i>	141
<i>Ilustración 142 Herramienta CART</i>	141
<i>Ilustración 143 Colgador de TR de 13 5/8 in</i>	142
<i>Ilustración 144 Posición del Colgador de TR de 9 5/8 in</i>	142
<i>Ilustración 145 Ensamble sello mostrando empaque energizador desactivado y activado</i>	142
<i>Ilustración 146 Buje de desgaste</i>	143
<i>Ilustración 147 Herramienta para correr buje de desgaste sin y con buje instalado</i>	143
<i>Ilustración 148 Herramienta para correr colgador de TR con presión asistida en tubería de perforación</i>	144
<i>Ilustración 149 Herramienta de prueba con aislado</i>	145
<i>Ilustración 150 Reporte de perforación</i>	156
<i>Ilustración 151 Comportamiento típico de la presión de formación y fractura en pozos con presión anormal</i>	157
<i>Ilustración 152 Influencia de la correcta evaluación de la presión de poro en los procesos de mayor impacto de la planeación del pozo</i>	160
<i>Ilustración 153 Gráfica de formación anormalmente presurizada</i>	161
<i>Ilustración 154 Tendencia normal de compactación basada en tiempo de tránsito sísmico</i>	163
<i>Ilustración 155 Relación de Pennebaker entre la presión de poro y los intervalos de velocidad de tránsito sísmicos para Texas Frio</i>	166
<i>Ilustración 156 Relación de Mathews y Kelly para el coeficiente de esfuerzo matricial</i>	173
<i>Ilustración 157 Correlación de Eaton para el módulo de Poisson</i>	176
<i>Ilustración 158 Vista de varios carriles con los datos en Predict</i>	179
<i>Ilustración 159 Ejemplo de conjunto de datos validados de porosidad</i>	180
<i>Ilustración 160 Registro de datos refinado.</i>	180
<i>Ilustración 161 Ejemplo de densidad de la roca y gradiente de sobrecarga.</i>	181
<i>Ilustración 162 tendencias normales de compactación dependiendo del indicador</i>	182
<i>Ilustración 163 Tendencias normal de compactación utilizando los registros de resistividad y sónico.</i>	182
<i>Ilustración 164 Ejemplo de presión de poro mediante los métodos de Eaton y Bowers</i>	183
<i>Ilustración 165 Cálculo de presión de Fractura utilizando el métodos de Eaton</i>	184
<i>Ilustración 166 Resume de manera grafica resultado del análisis de presiones de un pozo ultra-profundo</i>	184
<i>Ilustración 167 Ejemplos de aplicación le la herramienta PWD</i>	186
<i>Ilustración 168 Determinación del asentamiento de las tuberías de revestimiento y densidades de lodo del pozo Maximino 1 con un tirante de agua de 2958 mvbmr</i>	188
<i>Ilustración 169 Determinación de los asentamientos TR y densidades de lodo para el pozo ultraprofundo Pep1</i>	190
<i>Ilustración 170 Diferentes geometrías de los cabezales de pozos DMS 700 y SMS 800</i>	192

<i>Ilustración 171 Arreglo de un cabezal MS 800 mostrando en sección, la geometría posible para la distribución de tuberías de revestimiento y sus colgadores.</i>	193
<i>Ilustración 172 Arreglo de un cabezal MS 800 mostrando en secciones la geometría posible para la distribución de tuberías de revestimiento y sus colgadores.</i>	194
<i>Ilustración 173 Gráfica de Profundidad contra temperatura</i>	195
<i>Ilustración 174 Fórmula general de un ester</i>	196
<i>Ilustración 175 Viscosidad de un sistema convencional como un sintético</i>	197
<i>Ilustración 176 Perfil de temperatura en aguas profundas</i>	201
<i>Ilustración 177 Ventana operativa (Densidad de poro y densidad de fractura)</i>	201
<i>Ilustración 178 Arreglo típico para efectuar una cementación primaria nitorgenada</i>	203
<i>Ilustración 179 Comparativo de las caídas de presión en las tuberías 5 ½" y 5 7/8" a diferentes gastos</i>	207
<i>Ilustración 180 Elipse de plasticidad</i>	228
<i>Ilustración 181 Diagrama esquemático de los esfuerzos en tuberías bajo condiciones de servicio</i>	232
<i>Ilustración 182 Diagrama de capacidad de carga triaxial (Elipse de plasticidad)</i>	235
<i>Ilustración 183 Análisis de capacidad de resistencia y cargas aplicadas a una tubería bajo la consideración del esfuerzo triaxial</i>	236
<i>Ilustración 184 Análisis gráfico de presión interna y colapso (ejemplo liner de 5 in)</i>	257
<i>Ilustración 185 Análisis gráfico de la tensión (ejemplo liner de 5 in)</i>	257
<i>Ilustración 186 Interfaz del TDAS para la introducción de datos</i>	259
<i>Ilustración 187 Interfaz del TDAS para generar el arreglo de menor costo</i>	259
<i>Ilustración 188 Ejemplo de gráfica triaxial resultante del TDAS</i>	260
<i>Ilustración 189 Gráficas de cargas del software StressCheck</i>	262
<i>Ilustración 190 Muestra un ejemplo de los límites del análisis triaxial con factores de diseño generado por el software</i>	263
<i>Ilustración 191 Gráfica típica "Profundidad vs Tiempo" de los tiempos programados para la construcción del un pozo incluyendo el límite técnico</i>	265
<i>Ilustración 192 Gráfico la potencia en la flecha requerida de un remolcador para situar ancla de 3 in</i>	276
<i>Ilustración 193 Ejemplos de listado para una plataforma tipo Pacemaker II con diferentes longitudes de cadena y sus correspondientes tirantes de agua</i>	278
<i>Ilustración 194 Principales patrones de anclaje en equipos flotantes</i>	279
<i>Ilustración 195 Posiciones iniciales para el anclaje de la unidad</i>	280
<i>Ilustración 196 Chaser del barco remolcador jalando un ancla de la plataforma</i>	280
<i>Ilustración 197 Perforando agujero para la TR estructural sin usar la BGT</i>	291
<i>Ilustración 198 Perforando agujero para la TR estructural con la BGT instalada, usando la "J" sencilla</i>	293
<i>Ilustración 199 Perforando agujero para la TR estructural con la BGT instalada usando la Doble J</i>	293
<i>Ilustración 200 Sentando la TR estructural de 30 in por el método de toberas con la herramienta J sencilla</i>	302

<i>Ilustración 201 Sentando la TR estructural de 30 in por el método de toberas perforando la etapa de 36 in, con la herramienta Doble J en un solo viaje</i>	305
<i>Ilustración 202 Sentando la TR estructural de 36 in por el método de toberas y continuando la perforación con la herramienta Drilling Ahead y motor de fondo en un solo viaje.</i>	306
<i>Ilustración 203 "Mix on the fly" de lodo y agua de mar</i>	316
<i>Ilustración 204 Perforando la etapa de 26 in, con retornos al fondo marino (TR de 30 in cementada)</i>	318
<i>Ilustración 205 Perforando la etapa de 26 in con lodo y retorno al navío</i>	318
<i>Ilustración 206 Cabeza de cementación</i>	340
<i>Ilustración 207 Proceso de cementación</i>	343
<i>Ilustración 208 Zapata flotadora Tipo V</i>	348
<i>Ilustración 209 Cople Receptor</i>	348
<i>Ilustración 210 Cople de retención Tipo I</i>	349
<i>Ilustración 211 Cople de retención Tipo II</i>	349
<i>Ilustración 212 Unión giratoria Tipo "C-1" con portatapón</i>	350
<i>Ilustración 213 Cople portatapón</i>	350
<i>Ilustración 214 Colgador Mecánico "CMC"</i>	351
<i>Ilustración 215 Colgador hidráulico "MC"</i>	352
<i>Ilustración 216 Diagrama de flujo para una cementación de TR corta (liner)</i>	356
<i>Ilustración 217 Gráfica de la prueba de goteo en zapata de 9 5/8 in</i>	359
<i>Ilustración 218 Diagrama de las longitudes y densidades para efectuar una prueba de alijo</i>	365

Bibliografía

Oil States Industries. (2013). *Subsea Overview. Flex Joint. Offshore*. Retrieved from <http://www.oilstates.com/fw/main/Subsea-Overview-374C471.html>

ABB Vetco Gray (an ABB Oil & gas company) for Industria perforadora de Campeche. (1989, Agosto). Products & services for floating operations. ODE-005 RS (Curso).

Aberdeen Drilling School & Well Control. (2002). *Well Control Systems*. Scotland, UK.

Adams, N. J. (1985). *Drilling Engineering A Complete Well Planning Approach*. Tulsa, Oklahoma: PennWell Book.

Aker MH AS. (2010, Noviembre). Curso de introducción a la plataforma bicentenario.HMI course. *Versión 01 06-2010*.

Aker MH AS. (2010, Noviembre). Curso de introducción a la plataforma centenario. *Versión 01 06-2010*.

Aker Solutions. (2011, Enero 10). Introducción IC and human machine interface HMI C course in MH drilling equipment.

American Association of Drilling Engineers. (1998). Pressure regimes in sedimentary basins and their prediction. *Foro de Houston chapter of the American Association of Drilling Engineers, AAPG MEMOIR 76*. Houston, Texas.

American Petroleum Institute. (1994, Octubre 1). Bulling on formulas and calculation for casing, tubing, drill pipe and lipe pipe properties. Exploration and production department. . *API Bulleting , 5C*(6th edición).

Antoranz, A. M. (2001). Tidal currents and mixing in the Lake Maracaibo estuarine system. *Scientia Marina, 65*, Suplemento 1, 155-166.

- API. (2008). *Technical report on equations and calculations for casing, tubing and line pipe used as casing or tubing; and performance properties tables for casing and tubing*. Washington D.C.: API.
- Baker Hughes. (2010). *Packers Systems Catalog Baker Hughes*. Boulevard Houston, Tx.: Baker Hughes.
- Beer, F. P., Johnston, J. E., & DeWolf, J. T. (2004). *Mecánica de Materiales*. México: McGraw Hill.
- Bourgoyne, A. T., Chenevert, M. E., Millheim, K. K., & Young, F. S. (1991). *Applied Drilling Engineering*. Texas: Society of Petroleum Engineers.
- Cameron . (2010). Drilling system training. *Mux controls overview (Curso)*.
- Cameron, Larsen Oil & Gas. (2008). SA-02 Drilling Systems Overview. *SA-02 Drilling Systems Overview (Curso)*. Houston, Texas, U.S.A.
- Cameron, Larsen Oil & Gas. (2008). Sa-05 System Operations. *Sa-05 System Operations (Curso)*. Houston, Texas, U.S.A.
- CIA Country Comparison: Oil - proved reserves*. (2011, Enero 01). Retrieved from The World Fact Book: <https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/rankorder/2178rank.html>
- Cooper. (1992, Noviembre). Cooper oil toll. STC-10 Marine Wellhead system 30 in X 20 in X13 3/8 in X 9 5/8 in. *curso*. Mexico.
- Cuvillier, G., Edwards, S., Johnson, G., Plumb, D., Sayers, C., Denyer, G., . . . Vise, C. (2000). *Soluciones para los problemas de la construcción de pozos en aguas profundas*. Retrieved from Oilfield Review: http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish00/sum00/p2_19.pdf

- De Rozières, J., Griffin, T. J., & Schlumberger, D. (1990). Foamed Cement. In E. B. Nelson, *Well Cementing*. Schlumberger educational services.
- Dieffenbaugher, J., Dupre, R., Authement, G., Mullen, G., Gonzalez, Y., & P B., T.-L. (2005). Drilling fluids planning and execution for a world record water depth well. *SPE/IADC Drilling Conference 92587*. Anmsterdam: The Netherlands.
- Drill-Well Inc. (1991, Enero 24). Curso de mobile offshore drilling operations.
- Drill-Well Inc. (n.d.). Mobile offshore drilling operations (Curso). Houston, Texas, USA.
- DSME; Cameron. (2010, Noviembre). *Manual de operaciones de la plataforma Bicentenario*.
- Earl Shanks, T., Andrew Dykes, A. C., Marc Quilici, A. C., & John Pruitt, A. C. (2003). Deepwater BOP Control System-A Look at Reliability Issues. *Offshore Technology Conference* (p. 2). Houston: Texas.
- Ecapetrol. (n.d.). *Sartas de Perforación y Conceptos de Diseño*.
- ENERTECH. (1995). *StressCheck Training Course Manual*. Houston: Enertec.
- Farooq, M. (n.d.). *Thick and thin cylindres*. Retrieved from Department of Mechanical Engineering UET:
http://uetmmmksk.weebly.com/uploads/3/6/0/0/3600114/thick__thin_cylinders.pdf
- Fooshee, J. S. (2008, 12 19). *The Development of a Pore Pressure and Fracture Gradient Prediction Model for the Ewing Banks 910 Area in the Gulf of Mexico*. Retrieved from Louisiana State University Electronic Thesis and Dissertation Collection:
http://etd.lsu.edu/docs/available/etd-01202009-143411/unrestricted/fooshee_thesis.pdf
- Fried & Goldman. (n.d.). Petrorig 3. 6th generation ultra deepwater semisubmersible rig. *Fried & goldman ex Desing Tech specification. Doc PR3-P-001. Ring III*.

GE Hydril. (2012). *Hydril Pressure Control GL Annular BOP*. Retrieved from GE Oil & Gas: <http://hydrilpressurecontrol.com/pressureControl/BOP/annulars/annular-GL.php>

GE Oil and Gas Drilling & Production. (2010). Field Service Manual MS-800 Wellhead System with 36", 28", 22", 18", 16" 13 5/8" and 9 7/8" Equipment.

GE Oil and Gas Drilling and Production. (2010). Pemex DMS-700 Wellheads.

Halliburton. (2008, Mayo 02). *Ringzone*. Retrieved from Halliburton Acquires Knowledge Systems: http://www.rigzone.com/news/article.asp?a_id=61435

Halliburton. (2013). *Drillworks® Pore Pressure Prediction and Geomechanical Analysis Software*. Retrieved from <http://www.halliburton.com/ps/Default.aspx?navid=214&pageid=1976&>

Halliburton. (2013). *Pressure-While-Drilling (PWD) Services*. Retrieved from <http://www.halliburton.com/ps/default.aspx?pageid=511&navid=1717>

Halliburton. (2013). *Robert Mitchell*. Retrieved from <http://www.halliburton.com/ps/default.aspx?pageid=2446>

Halliburton. (2013). *StressCheck Casing Design Software*. Retrieved from <http://www.halliburton.com/ps/Default.aspx?navid=918&pageid=881&prodid=MS E%3a%3a1055451587244724>

Huisman Equipment B.V. (2008). *HuisDrill 12000*. Retrieved from http://www.huismanequipment.com/en/products/drilling/drill_ships/huisdrill_10000

Huisman Equipment B.V. (2008). *Noble Globetrotter I & II*. Retrieved from Huisman: http://www.huismanequipment.com/en/products/drilling/drill_ships/globetrotter_drill_ship

Industrial Perforadora de Campeche. (n.d.). Tubular Design and Analysis System (TDAS). *Presentación*. Veracruz, Veracruz, México.

Institut Francais du Pétrole Publications. (1999). *Drilling data handbook*. Éditions Technip.

Ivan Sandra. International Exploration and Production at Statoil. (2010, Noviembre 01).

The impact of Gulf of Mexico oil spill on future offshore developments. Retrieved from International Energy Forum: http://www.ief.org/_resources/files/content/lecture-series/the-impact-of-gulf-of-mexico-oil-spill-on-future-offshore-developments-nov-2010.pdf

Jayne Redding. Cameron. (2009, Abril 29). *Functional Design Specification for BOP Control System Group R*.

Jayne Redding; Cameron. (2009, Abril 29). Functional Design Specification for BOP Control System Grupo R.

Jellison, M. K. (1990). An Expert System for Casing String Design. *Petroleum Computer Conference*. Denver : Colorado.

José Antonio Escalera Alcocer. Pemex exploración y producción. (2012, Julio 12). *Avances y resultados de la exploración en la porción mexicana del Golfo de México Profundo*. Retrieved from http://www.pemex.com/files/content/120830_aguasprofundas.pdf

Laporte, L. F. (1974). Los ambientes antiguos. Barcelona, España: Ediciones Omega.

Linda Kellner. Knowledge systems Inc. (2000, 12 7). Guía paso a paso para la predicción de la presión de poro utilizando DRILL-WORKS/PREDICT. Versión 9.5. *modificado 31 /10*.

Martha L. Cecopieri Gómez, Instituto Mexicano del Petroleo. (n.d.). *Fluidos de Perforación en Aguas Profundas*.

Martin, R. (. (2009, Agosto 17). Sinopsis de ingeniería de cementación en aguas profundas.

Maurer Engineering Inc. (1993). *Stress/Drag/Hydraulic/Buckling Theory and User's Manual*. Houston, TX.

- Natural Gas Org. (n.d.). *Offshore Drilling*. Retrieved from NaturalGas.org:
http://www.naturalgas.org/naturalgas/extraction_offshore.asp
- Nelson, E. B. (2012). *Fundamentos de la Cementación en Pozos*. Retrieved from Oilfield Review:
http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish12/sum12/defin_e_cement.pdf
- NOV Grant Prideco Drilling Tubulars XT. (n.d.). *Drilling Products and Services*. Grant Prideco.
- Offshore technology.com. (n.d.). *Ursa, United States of America*. Retrieved from Offshore technology.com: <http://www.offshore-technology.com/projects/ursa/>
- Oficina de desarrollo en campos Pemex. Subdirección de producción primaria. (1989). *Procedimientos de operación de ingeniería petrolera*. México.
- Oil Information Technology Journal. (1998, Noviembre). *GeoQuest buys OTS software and revamps PowerPlan (November 1998)*. Retrieved from oilIT.com:
http://www.oilit.com/2journal/4php/4_builddoc.php?year=1998&month=11
- Pemex base de datos institucional. (2012, Julio 12). *Términos usados en la Industria Petrolera*. Retrieved Diciembre 11, 2012, from
<http://www.ri.pemex.com/files/content/Glosario%2020101221.pdf>
- Pemex división marina subgerencia de ingeniería y diseño. (2011). *Programa de perforación preliminar del pozo exploratorio TRION 1*.
- Pemex exploración y producción. (2010). *Provincia Petrolera Golfo de México Profundo*. Retrieved from Registro de Información Geológica:
<http://www.cnh.gob.mx/rig/PDF/CUENCAS/Golfo%20Profundo.PDF>
- Pemex exploración y producción. (2010). *Provincias Petroleras de México*. Retrieved from Registro de Información Geológica:
<http://www.cnh.gob.mx/rig/PDF/PROVINCIAS%20PETROLERAS.pdf>

- Pemex exploración y producción, J. A. (2011, Marzo 01). *Retos de la exploración en aguas*. Retrieved from PEMEX: http://contratos.pemex.com/portal/files/content/jae_esp.pdf
- Pemex gerencia de ingeniería subgerencia de perforación. (n.d.). *Guía para la predicción de geopresiones (presiones de sobrecarga, poro y fractura)*.
- Pemex subdirección de perforación y mantenimiento de pozos. (2012). *Programa de Perforación Preliminar del Pozo Exploratorio PEP-1*.
- Pemex superintendencia de ingeniería petrolera. (1997, Abril). Manual de procedimientos operativos. Ciudad del Carmen, Campeche.
- Pemex unidad de perforación y mantenimiento de pozos. (2004). *Manual Técnico. Formulas y tablas para trabajos de perforación y mantenimiento de pozos*.
- Pemex unidad de perforación y mantenimiento de pozos. (n.d.). *Proyecto Maximo-1*.
- Rigzone. (n.d.). *How Do FPSOs Work?* Retrieved from Ringzone: http://www.rigzone.com/training/insight.asp?insight_id=299&c_id=12
- Rigzone. (n.d.). *Rig Data: Noble Globetrotter I*. Retrieved from http://www.rigzone.com/data/offshore_drilling_rigs/1586/Drillship/Noble_Drilling/Noble_Globetrotter_I
- Sayers, C. M., Johnsonz, G. M., & Denyer, G. (2002, Julio-Agosto). Predrill pore-pressure prediction using seismic data. *GEOPHYSICS*, 67(4), pp. 1286-1292.
- Schlumberger . (1998). *Planning and drilling wells in the next millenium* . Retrieved from Oilfield Review: http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/ors98/win98/complete.pdf
- Schlumberger Drilling School. (n.d.). *Tecnología de Perforación*.

- Schlumberger-Mi Swaco. (2003). *RHELIANT The non-aqueous system with the flat rheology you can trust to reduce expensive mud losses and protect your AFE*. Retrieved from https://www.slb.com/~media/Files/miswaco/brochures/rheliant_ms06096.pdf
- Secretaria de Economía. (24 de agosto de 2004). *Exploracion del petróleo taponamiento de pozos petroleros terrestres, lacustres y marinos. NMX-169-SCFI-2004. Aclaración de la norma mexicana*.
- SENER. (2011). *Prospectiva del Mercado de Petróleo Crudo 2010-2025*. Retrieved from http://www.sener.gob.mx/res/PE_y_DT/pub/perspectiva_crudo_2010_2025.pdf
- SENER- Pemex. (2008, Mayo 02). *Diagnóstico: Situación de Pemex*. Retrieved from <http://www.pemex.com/files/content/situacionpemex.pdf>
- Systems, X. (1996). Large Diameter pipe specification.
- Tan Nguyen. New Mexico Tech University. (2011). Well Design PE 413.
- Taylor, A. T. (2010, Octubre 5). *The NIST Guide for the use of the International System of Units*. Retrieved 12 11, 2012, from The National Institute of Standards and Technology (NIST): <http://physics.nist.gov/Pubs/SP811/appenB8.html>
- Tenaris Tamsa. (2011). Prontuario. *Prontuario 2011 Tenaris (CB754)*.
- Transocean. (2010). Drilling Practices Course. *Drilling Practices Course Manual*, (p. 334).
- Vujasinovic, A., McMahan, J., & Inc., S. I. (1988). Electrohydraulic Multiplex Bop Control Systems For Deep Water. *Offshore Technology Conference*. Houston: Texas.
- Well Control School (WCS). (2002). Control de Pozos Submarinos. *Certificacion*.
- WEST Engineering Services Inc. (2003). *Evaluation of Secondary Intervention Methods in Well Control*. Brookshire, TX.

Western Oceanic Procedures. (n.d.). *Running and Retriving Anchors*. Pacesetter Series.
WO- 60-01-06.

Whitby, M. (Mayo 2007). Design evolution of a subsea BOP. *Drilling Contractor*, 36-38.

Wisuki. (2013, 01 07). *Maracaibo Bay*. Retrieved from Alertas de Viento y Olas:
<http://wisuki.com/tide/4389/maracaibo-bay>

Workstrings International. (2011). *Drill Pipe Performance Characteristics*.