

Proyecto Off Shore Area-31

Programa General de Perforación (GDP)

Pozo: Tolteca-1

Este documento contempla los requisitos mínimos para la confección del programa de perforación de un pozo direccional en el Area-31.

Equipo de Perforación: Plataforma Auto-Elevable (Jack up)
Contratista del Equipo: Por Definirse

Versión: 1.0

- CONFIDENCIAL -
- - USO EXTERNO - -

Página en blanco intencionalmente.

Programa General de Perforación Tolteca-1

APROBACIONES

Preparado por	Revisado y aprobado por
DIEGO TERRERA Senior Drilling Engineer	FERNANDO RUEDA Wells Team Leader
Fecha:	Fecha:

Revisado y aprobado para ejecución	Revisado y recomendado por	Revisado y recomendado por
CRISTIAN SARHAN Exploration Manager	FRANKLIN ROMERO VAZQUEZ Drilling Engineering Manager	PABLO CASANUEVA Completion & WO Manager
Fecha:	Fecha:	Fecha:

Aprobado y soportado para ejecución	Aprobado y autorizado para ejecución
GERARDO DORIA Drilling & Completion VP	FERNANDO VIRRAREAL Hokchi Project VP
Fecha:	Fecha:

LISTA DE DISTRIBUCIÓN

Nombre	Posición	Compañía
Sergio Pesavento		Emsep S.A de C.V
Vinicio Suro		Emsep S.A de C.V
Fernando Villarreal		Hokchi energy
Gerardo Doria		Pan American Energy
Oscar Álvarez		Pan American Energy
Franklin Romero Vázquez		Pan American Energy
Pablo Casanueva		Pan American Energy
Ricardo Digregorio		Pan American Energy
Cristian Sarhan		Pan American Energy
Diego Padva		Pan American Energy
Fernando Rueda		Pan American Energy
Eduardo Aviles		Pan American Energy
Humberto Carrizo		Emsep S.A de C.V
Nelson Lázaro		Emsep S.A de C.V
Diego Terrera		Emsep S.A de C.V
Reynaldo Vargas		Pan American Energy
Argenis Peñaloza		Pan American Energy
Enrique Dupertuis		Pan American Energy
Rogério Salomao		Pan American Energy
Carlos Martínez		Pan American Energy
Federico Caldora		Pan American Energy
Federico Ruggeri		Pan American Energy

Contenido

1	INTRODUCCIÓN	7
1.1	ALCANCE DEL PROGRAMA.....	7
1.2	ABREVIATURAS DEL IDIOMA INGLÉS USADAS EN ESTE DOCUMENTO	7
2	DATOS GENERALES	11
2.1	INFORMACIÓN GENERAL DEL POZO	11
2.2	ELEVACIONES Y PUNTOS DE REFERENCIA	12
3	GEOLOGÍA	12
3.1	DESCRIPCIÓN DEL PROSPECTO	12
3.2	OBJETIVOS DEL POZO.....	14
3.2.1	<i>Objetivos técnicos de Perforación, Completamiento y Prueba</i>	<i>14</i>
3.2.2	<i>Requerimientos mínimos en caso de falla.....</i>	<i>15</i>
3.3	TABLA DE PROGNOSIS GEOLÓGICA – CRONOESTRATIGRAFÍA.....	15
3.4	SECCIÓN SÍSMICA	16
3.5	GRADIENTE DE PRESIÓN DE PORO Y DE FRACTURA	16
3.6	PERFIL DE TEMPERATURA.....	19
4	PROGRAMA DE REVESTIMIENTO	19
4.1	PROFUNDIDADES DE SENTAMIENTO Y PROPIEDADES DE LOS REVESTIMIENTOS	19
4.2	CONTINGENCIAS.....	20
4.2.1	<i>Contingencia somera;</i>	<i>20</i>
4.2.2	<i>Contingencia intermedia / profunda.....</i>	<i>20</i>
4.3	CRITERIO PARA EL SENTAMIENTO DEL REVESTIMIENTO	21
4.4	FACTORES DE DISEÑO.....	22
4.5	TOLERANCIA AL INFLUJO.....	22
5	PROGRAMA DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN.....	23
5.1	SECCIÓN DE HUECO DE 36"	23
5.2	SECCIÓN DE HUECO DE 17.1/2"	23
5.3	SECCIÓN DE HUECO DE 12.1/4"	23
5.4	SECCIÓN DE HUECO DE 8.1/2"	23
6	PROGRAMA DE CEMENTACIÓN	24
6.1	CONDUCTOR DE 30"	24
6.2	REVESTIMIENTO DE SUPERFICIE DE 13.3/8"	24
6.3	REVESTIMIENTO DE PRODUCCIÓN DE 9.5/8"	25
7	PLAN DIRECCIONAL Y PLAN DE REGISTROS DE POSICIONAMIENTO	25
7.1	PLAN DIRECCIONAL	25
7.2	ESQUEMAS DIRECCIONALES	26
7.3	PLAN DE REGISTRO DE POSICIONAMIENTO.....	28
7.4	CONSIDERACIONES SOBRE INTERFERENCIA MAGNÉTICA Y ANTI-COLISIÓN	28
7.5	PLAN DE ENSAMBLAJES Y BARRENAS	28
8	EVALUACIÓN DE FORMACIONES	29
8.1	REGISTROS ELÉCTRICOS LWD Y ASISTIDOS	29
8.2	TOMA DE NÚCLEOS.....	30
8.3	MUESTREO DE CORTES, GAS Y LODO DE PERFORACIÓN	30
8.4	MONITOREO Y PREDICCIÓN EN TIEMPO REAL DE PRESIÓN DE PORO Y G.F.	30
8.5	PRUEBA DE PRODUCCIÓN	30
9	CABEZAL DE POZO Y CONTROL DE POZO	31
9.1	PROGRAMA DE CABEZAL DE POZO	31
9.2	PROGRAMA DE CONTROL DE POZO	31

9.3	PRESIONES DE PRUEBA DE PREVENTORAS (BOP)	31
9.3.1	Arreglo mínimo de BOP.....	32
9.4	PRUEBAS DE PRESIÓN PARA LOS REVESTIMIENTOS	32
9.4.1	Revestimiento de 30" / Sección de Hueco de 17.1/2"	33
9.4.2	Revestimiento de 13.3/8" / Sección de Hueco de 12.1/4"	33
9.4.3	Revestimiento de producción 9.5/8" / Sección de Hueco de 8.1/2"	33
10	DIAGRAMA DE POZO	34
11	ABANDONO/SUSPENSIÓN TEMPORAL	35
11.1	SISTEMA DE SUSPENSIÓN EN EL LECHO MARINO (MLS) – CASO BASE	35
11.2	SISTEMA DE SUSPENSIÓN EN EL LECHO MARINO (MLS) – CASO CONTINGENCIA	35
11.3	DIAGRAMA DE ABANDONO TEMPORAL PROPUESTO	37
12	PLAN OPERATIVO	38
12.1	RESUMEN DEL PLAN DE OPERACIONES	38
12.2	GUÍAS GENERALES PARA CADA SECCIÓN DE HUECO	38
12.2.1	Sección de Hueco de 36" y Conductor de 30"	38
12.2.2	Sección de Hueco de 17.1/2" y Revestimiento de 13.3/8"	39
12.2.3	Sección de Hueco de 12.1/4" y Revestimiento de 9.5/8"	41
12.2.4	Sección de Hueco de 8.1/2" (no se colocará revestimiento).....	42
12.2.5	Limpieza el revestimiento de 9.5/8" y pruebas de integridad	43
12.2.6	Abandono / Suspensión temporal	44
13	ESQUEMA DE POZO Y TIEMPOS	45
13.1	ESQUEMA DE POZO	45
13.2	TIEMPOS ESTIMADOS.....	45

1 Introducción

1.1 Alcance del programa

Este Programa General de Perforación comprende el trabajo de diseño de pozo hecho hasta la etapa de “Seleccionar” del proyecto, de acuerdo a la metodología para la planeación y ejecución de proyectos de perforación asumida por Hokchi Energy.

Hokchi Energy usa una metodología para la construcción de pozos similar a la metodología “VCDSE”, ampliamente usada en operaciones en México y en otros países; esta metodología permitir llevar a cabo las labores de planeación e ingeniería de una manera progresiva, por etapas, para ir avanzando o madurando el proyecto hasta sus etapas de Ejecución y Cierre.

Esto implica que la ingeniería de perforación, cuyos resultados generales se resumen en este documento, está sujeta ajustes y refinamientos, por cuanto es Ingeniería conceptual, y por ende, en desarrollo. Una vez se completen más estudios y se completen las labores de ingeniería de detalle, en la fase “Definir”, se tendrá un programa más detallado, el cual será la base de las labores a ejecutar Costa Afuera.

1.2 Abreviaturas del idioma Inglés usadas en este documento

Se han incluido la mayor parte de términos en idioma Español (Castellano). Sin embargo, algunos términos o abreviaturas pueden aún encontrarse en parte de este documento. Con el fin de evitar confusiones, a continuación se listan los términos y abreviaturas en inglés que pueden estar presentes en este documento.

Abreviatura	Significado en idioma original	Significado en Castellano
AMSL	Above Mean Sea Level	Sobre el nivel medio del mar
API	American Petroleum Institute	Instituto Americano del Petróleo (API)
APWD	Annulus Pressure while drilling	Presión anular mientras se perfora
Bbl / bbl	Barrels	Medida volumétrica de barril (42 galones USA)
BGL	Below Ground Level	Debajo del nivel del suelo
BHA	Bottom Hole Assembly	Aparejo o Ensamblaje de Fondo
BHP	Bottom Hole Pressure	Presión en el fondo del pozo
BHST	Bottom Hole Static Temperature	Temperatura en el fondo del pozo a condiciones estáticas
BHCT	Bottom Hole Circulating Temperature	Temperatura en el fondo del pozo a condiciones de circulación
BML	Below Mud line	Debajo del nivel del lecho marino
BMSL	Below Mean Sea Level	Por debajo del nivel medio del mar
BOP	Blow Out Preventer	Preventora para control de pozo
BPV	Back Pressure Valve	Válvula de contra presión
BRT	Below Rotary Table	Debajo de la mesa rotaria-piso de perforación
BUR	Build-up rate	Tasa de incremento de ángulo de inclinación (perforación direccional)
CaCO3	Calcium Carbonate	Carbonato de Calcio
CBL	Cement Bond Log	Registro de adherencia del cemento
CCU	Cargo Carrying Unit	Canasto o canasta de carga

CH	Cased Hole	Hueco entubado o revestido
CO2	Carbon Dioxide	Dióxido de Carbono
Cps	Centipoise	Centipoise - unidad de medida de viscosidad
DC	Drill Collar	Porta-barrenas, Porta-mechas
DIF	Drill-In Fluid	Fluido especial para perforar reservorio
DLS	Dog Leg Severity	Severidad del cambio en la trayectoria direccional
DP	Drill pipe	Tubería de perforación
DST	Drill Stem Test	Evaluación de formación
ECD	Equivalent Circulating Density	Densidad equivalente de Circulación (DEC)
EMW	Equivalent Mud Weight	Peso de lodo equivalente
EOB	End of Build Point	Punto de final de construcción de ángulo de inclinación
EOC	End of curve	Punto de final de curva
ESD	Equivalent Static Density	Densidad equivalente a condición estática
FIT	Formation integrity test	Prueba de integridad de la formación
FJ	Flush Joint	Conexión lisa (sin acople)
FOSV	Full opening safety valve	Válvula de seguridad de apertura total (conocida comúnmente como TIW)
ft	Feet	Pie (unidad de medida de longitud)
GPM/gpm	Gallons per Minute	Galones por minuto
GR	Gamma Ray	Registro de Rayos Gamma
GWD	Gyro while drilling	Registro giroscópico mientras se perfora
H2S	Hydrogen Sulphur	Sulfuro de Hidrógeno
HSE	Health, Safety and Environment	Salud, Seguridad industrial y Medio Ambiente
HSI	Horsepower per Square Inch	Caballos de fuerza por pulgada cuadrada
HP	Horse power	Caballos de fuerza
HPHT	High pressure-High temperature	Alta presión-Alta temperatura
HT	High Torque	Alto Torque
HWDP	Heavy Weight Drill Pipe	Tubería de perforación de alto peso
IADC	International Association of Drilling Contractors	Asociación Internacional de Contratistas de Perforación
IBC	Image Behind Casing	Imagen detrás del revestimiento
ID	Inside Diameter	Diámetro interno
in	INCH	Pulgada (unidad de medida de longitud)
IWCF	International Well Control Forum	Foro Internacional de Control de Pozo
J-U	Jack-up	Plataforma Auto-elevable
KCl	Potassium Chloride	Cloruro de Potasio
KMW	Kill mud weight	Peso de lodo de matar el pozo
KOP	Kick Off Point	Punto de inicio de trabajo direccional.
LCM	Loss Circulation Material	Material para control de pérdidas de circulación
LINER	Liner	Tubería de revestimiento colgada (tramo corto)
LOT	Leak off Test	Prueba de Goteo o fuga a la formación
LTI	Lost Time incident	Incidente con pérdida de tiempo laboral
LWD	Logging while drilling	Registro mientras se perfora
M/U	Make Up (M/U)	Torque - Apriete
MBT	Methyl Blue Test (Shale	Prueba de azul de Metileno (concentración de arcilla en

	Concentration in Mud)	el pozo).
MD	Measured Depth	Profundidad Medida
MDT	Modular formation dynamics tester	Probador modular de la dinámica de la formación
MDBML	Measured Depth below Mud line	Profundidad medida desde el lecho marino.
MDBRT	Measured Depth below Rotary Table	Profundidad medida desde la mesa rotaria (piso de perforación).
ML	Mud line	Lecho marino
MLS	Mud line suspension system	Sistema de suspensión en el lecho marino
MODU	Mobile offshore drilling unit	Equipo móvil de perforación costa afuera
MSDS	Material Safety Data Sheet	Hoja de datos de Seguridad de un material o producto
MSL	Mean Sea Level	Nivel medio del Mar
MW	Mud weight	Peso o densidad de lodo
MWD	Measurement while drilling	Herramienta para tomar desviaciones direccionales mientras se perfora.
N/D	Nipple down	Desmontar
N/U	Nipple up	Montar
NC50	Numbered Connection 50	Conexión Número 50 del API
NMDC	Non-Magnetic Drill Collar	Porta-barrenas de material no magnético-
NPT	Non-Productive Time	Tiempo no productivo
OBM	Oil Based Mud	Lodo base aceite
OD	Outside Diameter	Diámetro Externo
OH	Open Hole	Hueco Abierto
OIM	Offshore installation manager	Gerente de instalación costa afuera
OSV	Offshore Supply Vessel	Barco de suministro costa afuera
OWC	Oil Water Contact	Contacto Agua - Aceite
OWR	Oil -water ratio	Relación Agua - Aceite
P&A	Plugging and Abandonment	Taponamiento y Abandono
P/U	Pick Up	Levantar
PDC	Polycrystalline Diamond Compact (cutter)	Cortador de diamante poli-cristalino compacto (barrenas)
PDM	Positive Displacement Motor	Motor de desplazamiento positivo
PJSM	Pre-Jo safety meeting	Junta de Seguridad pre-operacional
POOH	Pull Out of Hole	Sacar del agujero
ppf / #	Pounds per foot	Libras por pie
PPFG	Pore pressure - Frac gradient	Presión de poro - Gradiente de fractura
PPG /ppg	Pound per gallon	Libras por galón
PPGE/ppge	Pound per Gallons Equivalent Density	Densidad equivalente en libras por galón
PSI/psi	Pounds per Square Inch	Libras por pulgada cuadrada
PSV	Platform Supply Vessel	Barco de suministro a plataforma
PV	Plastic viscosity	Viscosidad plástica
PVT	Pit Volume Totalizer	Totalizador de volumen de las presas

R/U	Rig Up (R/U)	Armar
REG	Regular connection (API)	Conexión tipo Regular (API)
RES	Resistivity	Registro de Resistividad
RSS	Rotary Steerable System	Sistema de orientación direccional rotativo
RIH	Run in Hole	Correr en el agujero
ROP	Rate of Penetration	Tasa de penetración - perforación
RPM	Revolutions per Minute	Revoluciones por minuto
ROV	Remote Operated Vehicle	Submarino operado a control remoto
RT	Rotary Table	Mesa rotaria o piso de perforación
RTE	Rotary Table Elevation	Elevación de la Mesa rotaria o piso de perforación
SDE	Senior Drilling Engineer	Ingeniero SÉnior de perforación
SFJ	Semi-Flush Joint	Junta casi-lisa (sin acople)
SG	Specific Gravity	Gravedad Especifica de un fluido; equivalente a gr/cc
SCR	Slow circulation rate	Tasa o gasto de bomba reducido / lento
SPP	Standpipe pressure	Presión en la línea de bombeo de lodo
T&C	Thread & Coupled	Roscado y Acoplado
TCI	Tungsten carbide insert	Inserto de carburo de tungsteno (barrenas)
TD	Total Depth	Profundidad total
TFA	Total flow area	Área total de flujo
TLC	Thru drill pipe Logging	Registros asistidos con tubería
TOC	Top of Cement	Tope o cielo del cemento
TOL	Top of Liner	Tope del revestimiento colgado
TVD	True Vertical Depth	Profundidad vertical verdadera
TVDBRT	True Vertical Depth below rotary table	Profundidad vertical verdadera medida desde la mesa rotaria (piso de perforación).
TVDSS	True Vertical Depth Sub sea	Profundidad vertical verdadera medida desde el nivel medio del mar
TWCV	Two-way check valve	Válvula de verificación bidireccional
VDL	Variable Density log	Registro de Densidad Variable
VS	Vertical Section	Sección Vertical
WH	Well head	Cabezal de pozo
WBM	Water Based Mud	Lodo base agua
WOB	Weight on Bit	Peso sobre la barrena
WOC	Wait on cement	Esperar fragüe de cemento
WSS	Well site supervisor	Supervisor de sitio del pozo
Xmas	Christmas (Production) Tree	Árbol de producción
WT	Wall thickness	Espesor de pared (revestimiento)
Wt	weight	Peso
XO	Cross-Over Sub	Sustituto convertidor- adaptador
YP	Yield Point	Punto de cedencia

2 Datos generales

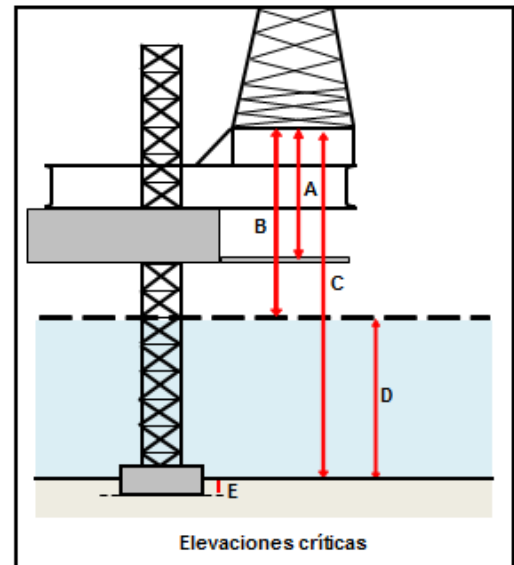
2.1 Información general del pozo

Nombre del pozo	Tolteca-1		
Bloque / Concesión	Area-31 (México, CNH-R03-L01)		
Área / Región	Coatzacoalcos, Estado Veracruz, México		
Clasificación del pozo	Exploratorio		
Tipo de pozo	Productor de Aceite		
Tipo de construcción de pozo	Costa Afuera, Aguas Someras, Direccional, Productor (Keeper)		
Objetivos Estratigráficos	Plioceno Inferior, Arenas/ Reservorios "m1" & "m2"		
Sistema de Coordenadas de Referencia	WGS-84 / UTM-15N (metros)		
Localización de superficie (Lecho Marino)	E= 355,952 m	N= 2,011,030 m	TVDSS: 19 m
Objetivo "m2" - punto de entrada preferido	E= 354,930 m	N= 2,011,665 m	TVDSS: 1,136 m
Objetivo "m1"- punto de entrada preferido	E= 354,735 m	N= 2,011,775 m	TVDSS: 1,530 m
Tamaño de los Objetivos	Círculos de 100m de radio con centro en los puntos de entrada preferidos		
Producción y tipo de fluido esperados	Aceite de 24 grados API		
Datos del Reservorio (m1 & m2)	Presión de formación: 2,800 psi al objetivo i1. Temperatura a TD: 72° centígrados Porosidad: 28 %, Permeabilidad: 1000 md Espesor total estimado: 32 metros		
Profundidad Total estimada (TD) Criterio para TD	2528 MDBRT / – 1700 m TVDSS Suficiente espacio debajo de la base del Objetivo m1, para evaluación con registros eléctricos.		
Profundidad del Agua -. provisional	19 metros		
Elevación de la plataforma Auto-elevable de perforación (RT) - provisional	32 metros sobre el Nivel medio del Mar (AMSL)		
Distancia Mesa rotaria al Lecho Marino	51 m MDBRT		
Tipo de Equipo de Perforación definido preliminarmente.	Unidad de perforación marina móvil (MODU) tipo Plataforma Auto-elevable (Jack up), de 3,000 HP ó 2,000 HP, con Patas de soporte independientes (ILC)		
Contratista del Equipo de Perforación	Aún no definida		
Denominación del equipo	Aún no definido		

2.2 Elevaciones y puntos de referencia

Measurement / Key Elevation	Lenght	
	(ft)	(m)
A. RT - Base guía conductor	56	17
B. RT - Nivel medio del mar	105	32
C. RT - Lecho marino (B+D)	167	51
D. Profundidad de agua	62	19
E. Penetración de la pata	Por definir	Por definir

Point	MDBRT (m)	TVDSS (m)
Mesa Rotaria o RT (or RKB)	0	-32
Base de guía del conductor	17	-15
Nivel medio del Mar	32	0
Lecho Marino	51	19
Profundidad Total planeada	2447	1681



Las alturas anteriores se tomaron asumiendo las medidas promedio de un taladro de Plataforma Auto-elevable (Jack -up) tipo ILC 375', así como también una distancia de la mesa rotaria al nivel medio del mar de 32 m. Estas medidas se ajustaran de acuerdo al equipo de perforación finalmente seleccionado.

3 Geología

3.1 Descripción del prospecto

El prospecto se encuentra localizado al noreste del campo Rabón Grande, en la porción SW de la provincia geológica de Coatzacoalcos, en la cuenca salina marina, limitando hacia el este por la cuenca marina de Comalcalco. Esta área se distingue por presentar una masa salina la cual está afectada por sedimentos terrígenos del Mioceno y estar constituida por numerosas estructuras anticlinales y Diapíricas de forma Dómica.

El pozo Tolteca-1 es un pozo Exploratorio que se encuentra ubicado costa afuera en aguas someras del Golfo de México, dentro del "Bloque 31" (CNH-R03-L01). El pozo será direccional hasta una profundidad final estimada en 1681 mvbnm (1700m TVDBRT/2528m MDBRT).

El pozo será el segundo a perforarse dentro de la campaña de exploración del Bloque y se perforará solo en caso de que el Pozo Olmeca-1 sea exitoso. Consta de dos objetivos principales:

1. Exploración: comprobar o descartar la existencia de una acumulación en niveles miocenos (más profundos) "m1" y "m2".
2. Delineación: establecer la continuidad y eventualmente comprobar el límite de la acumulación que hubiese descubierto el pozo Olmeca-1 en niveles del Plioceno, ya sea en el objetivo "i1", objetivo "i2" o en ambos.

Se recopilará información por medio de registros geofísicos en modo LWD, ensayador de presiones puntuales y registro de hidrocarburos. No está previsto realizar ensayo de pozo en ningún objetivo.

Debe preverse abandono temporal de la sección del pozo con objetivos someros y abandono definitivo de la sección con objetivos profundos. Los objetivos someros deben quedar detrás de una única cañería con buena calidad de cementación entre ambos, por encima y por debajo. Los objetivos profundos serán abandonados a pozo abierto, sin entubar.

La figura 1 y 2 muestran la ubicación del Area-31 y la ubicación respecto del campo Hokchi. También se observa la posición del pozo propuesto dentro del Area-31 y la ubicación de los pozos offset.

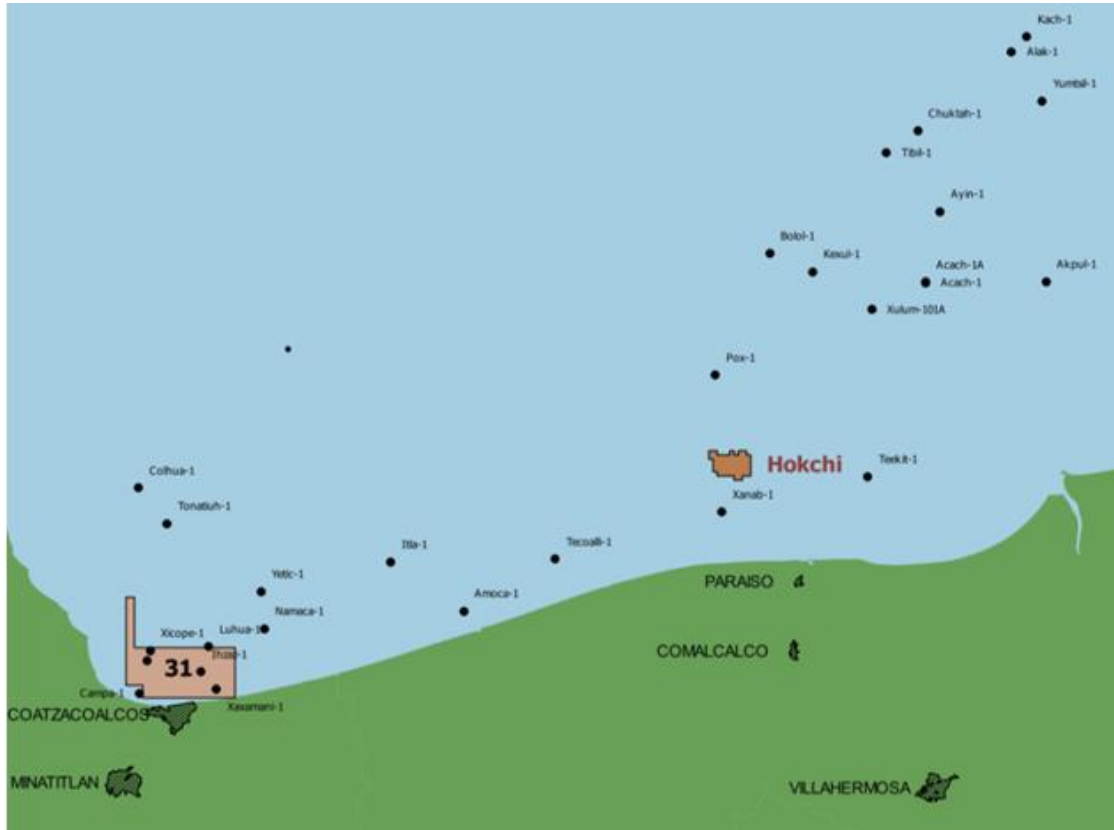


Figura-1. Ubicación del Area-31 en la cuenca y respecto de Hokchi.

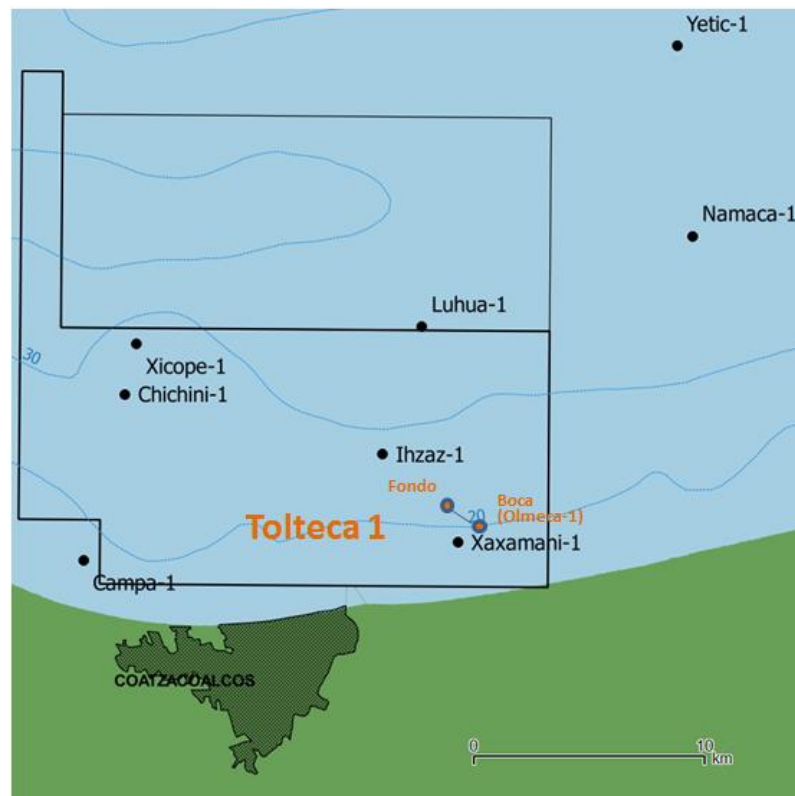


Figura-2. Ubicación del pozo Tolteca-1 dentro del Area-31.

3.2 Objetivos del pozo

Los objetivos del pozo propuesto son los siguientes;

- Definir la extensión vertical y lateral del yacimiento "i1", ensayado en el pozo previo Olmeca 1.
- Definir la existencia o continuidad de una acumulación en el objetivo "i2", dentro de la misma trampa.
- Definir la existencia de una acumulación en los objetivos "m1" y "m2".
- Definir propiedades sedimentológicas, petrográficas y petrofísicas de todos los objetivos;
 - Estimar un rango de capacidad productiva.
 - Refinar la estimación volumétrica de reservas y recursos.
- Obtener información geológica y geofísica a lo largo de toda la columna estratigráfica perforada por el pozo a fin de optimizar futuras operaciones de exploración, delineación y desarrollo.
- Lograr un ajuste adecuado de datos obtenidos en el pozo a los datos sísmicos.

Cumplimentar los puntos arriba planteados pura y exclusivamente mediante la obtención de registros geofísicos, ensayador modular (se refiere a ensayador tipo "MDT" o "Geotap") y registro de hidrocarburos. Está descartado cualquier ensayo de producción propiamente dicho.

	Prof. [TVDSS]	+ / - [m]	X (long) [m]	Y (lat) [m]	Objetivo	Comentario
i2 - Cima	810	50	Según trayectoria		i2	Plioceno
i2 - Base	843	50	Según trayectoria			
i1 - Cima	870	50	355,298	2,011,430	i1	Plioceno
i1 - Base	902	50	Según trayectoria			
m2 - Cima	1136	100	354,930	2,011,665	m2	Mioceno
m1 - Cima	1530	100	354,735	2,011,775	m1	

Tabla 1. Profundidad de objetivos

Margen de tolerancia para el objetivo: radio de 100 metros. Se analizará en mayor detalle en cuanto se disponga de la información 3D reprocesada.

3.2.1 Objetivos técnicos de Perforación, Completamiento y Prueba

- a. Realizar las operaciones de perforación del "Programa de Exploración" del Bloque Area-31 perforando el segundo pozo con una trayectoria direccional en esta localización.
- b. Obtener una buena calidad de información de las zonas objetivo "m1", "m2", "i1" e "i2", con los registros de evaluación de formación (MWD-LWD, registros eléctricos con cable que serán evaluados como contingencia de los primeros).
- c. Instalar un revestimiento de 9.5/8" entre el tope del Objetivo "m2" y la base del Objetivo "i1" para permitir el uso de un fluido de perforación apropiado para la zona del Objetivo "m" (tipo, densidad, formulación), para minimizar el potencial de daño de formación y reducir la posibilidad de ocurrencia de problemas de perforación. Con esta TR cementada y probada, se podrá perforar el tramo de interés con buen aislamiento entre los objetivos "m" y los Objetivos "i", garantizando la no comunicación de las formaciones y evitar problemas de integridad de pozo.
- d. Perforar la zona de interés en hueco de 8.1/2" (tamaño preferido por razones de Perforación Direccional y evaluación de la formación), y cementar abandonando definitivamente y aislando este tramo de la TR de 9.5/8".

- e. Entregar el pozo con un Sistema de suspensión en el lecho marino (MLS - mud line suspension system), para ser usado en el futuro como productor, después de ser conectado a una plataforma fija o a cualquier otro sistema de producción temprana.
- f. Taponar y abandonar temporalmente el pozo, con la integridad mecánica requerida para cumplir con las políticas de la empresa, la CNH de México, y las regulaciones legales mexicanas.

3.2.2 Requerimientos mínimos en caso de falla

En el evento de no encontrar las arenas de los Objetivos “m1” y “m2” (o si las arenas del “i1” se encuentran en agua), el objetivo del pozo es obtener la información clave para redefinir los modelos planeados.

3.3 Tabla de Prognosis geológica – Cronoestratigrafía

Asumiendo una Elevación de la mesa rotaria de 32 m sobre el nivel del mar (air gap), y una profundidad del agua de 19 m, se tienen pronosticadas las siguientes profundidades:

Periodo Formación	Espesor [m]	Tope [TVDSS]	Litología	Fluido Esperado	Aspectos Críticos de Subsuelo
Formación “A”	300	20 ± 5	Areniscas. Sucesión granocreciente (incrementa proporción de arcilla en profundidad).	Agua	
Formación “B”	490	320 ± 50	Lutitas. Escasas y delgadas intercalaciones de areniscas.	Agua y gas	
Formación “i”	290	810 ± 50	Bancos de areniscas de entre 25 y 35 m de espesor separados por intervalos de Lutitas de similar espesor.	Petróleo	OBJETIVOS
Formación “m”	600	1100 ± 50	Bancos de areniscas de entre 25 y 35 m de espesor separados por intervalos de Lutitas de similar espesor. Bien consolidado.	Petróleo	OBJETIVOS
TD TVD		1700 ± 50			

Tabla 2. Topes de formación

3.4 Sección Sísmica

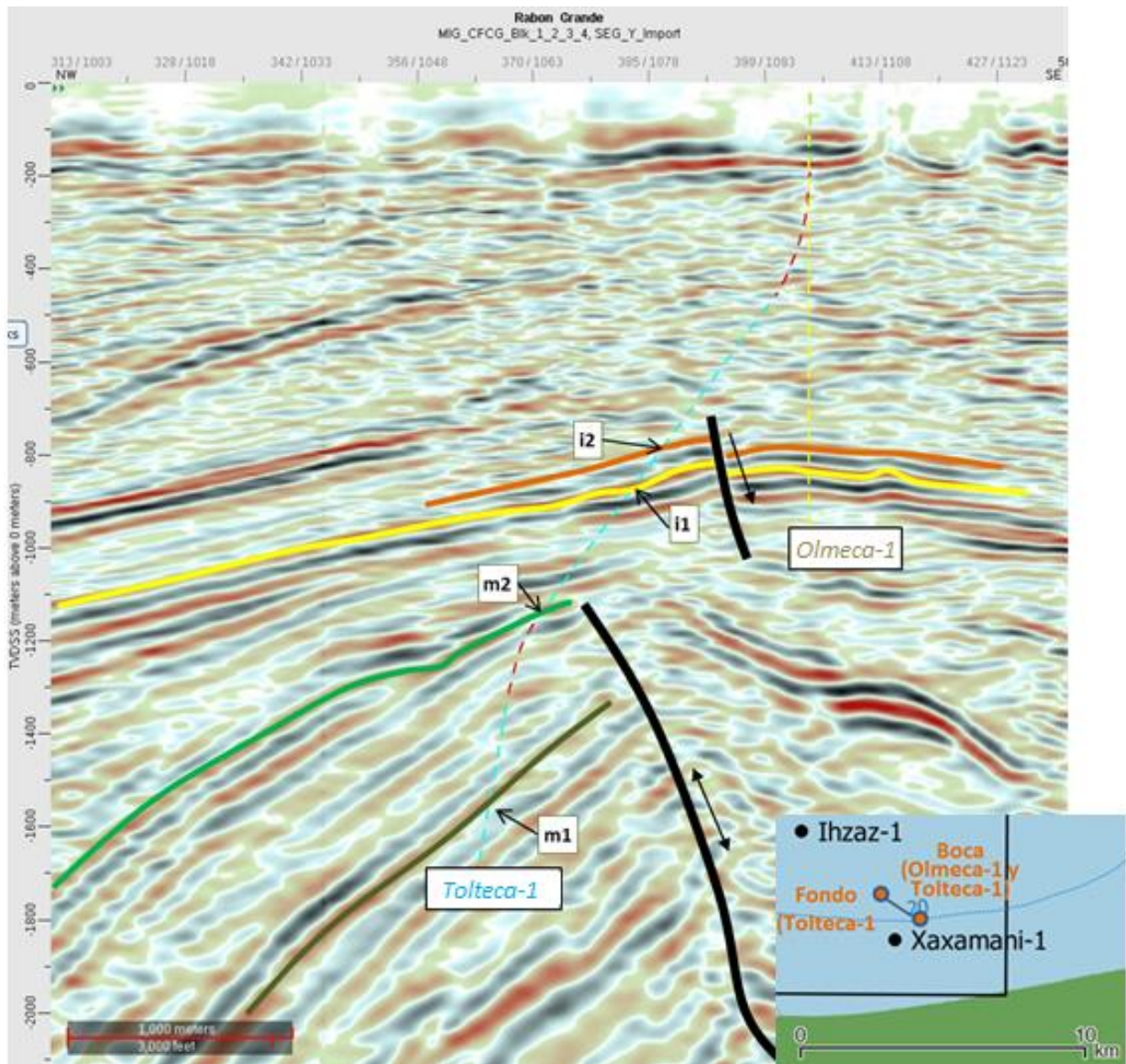
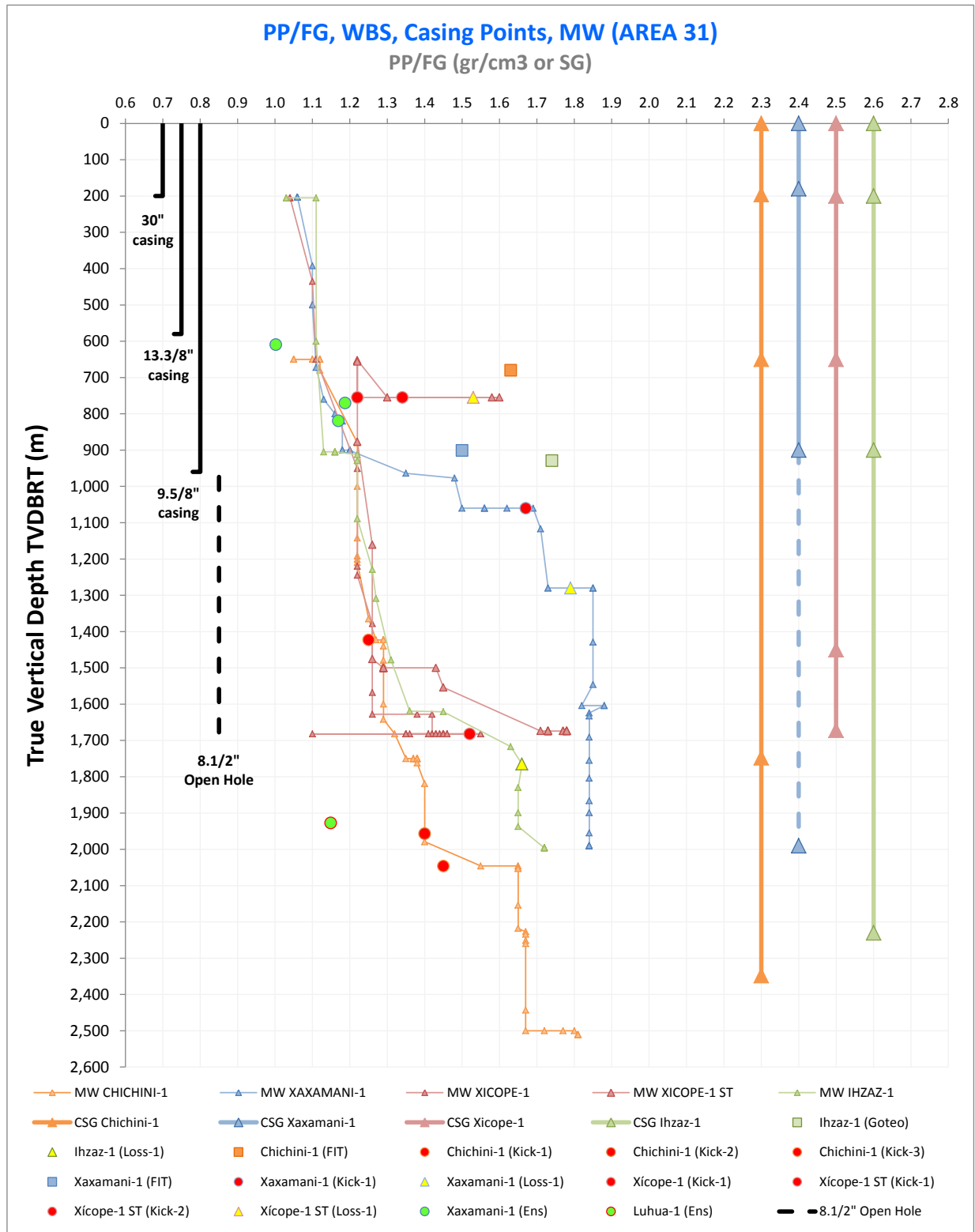


Figura 3. Sección sísmica

3.5 Gradiente de Presión de Poro y de Fractura

Actualmente no se cuenta con la curva de Presión de Poro y Presión de Fractura ya que no se ha hecho un estudio de Geomecánica de la zona. Tampoco se cuenta con una información similar de los pozos de referencia antes de la Perforación o después de la Perforación. Por lo tanto, basados en la información obtenida de los pozos de referencia (Chichini-1, Xaxamani-1, Xicope-1, Luhula-1 e Ihzaz-1), se han graficado las curvas de densidad de lodos de perforación, las pruebas de Goteo (Leak-off Test), y los eventos de influjos y pérdidas de fluido en el fondo del pozos, resultando en la siguiente gráfica:



La siguiente grafica muestra las presiones de poro estimadas y las curvas de presión hidrostática generadas por el lodo de perforación usada en los pozos de referencia, así como también los eventos antes mencionados.

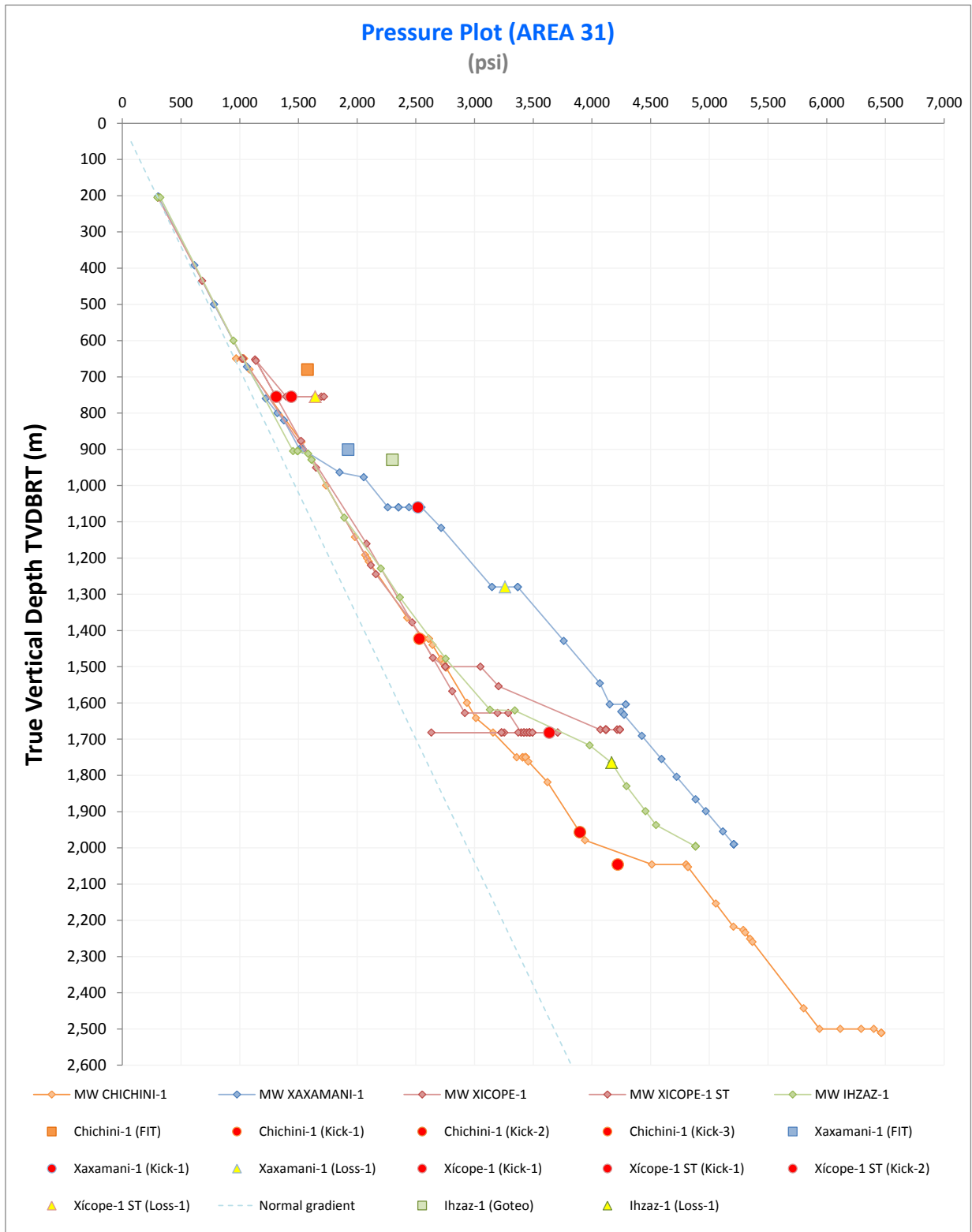


Figura 5. Curva de presiones pozos Offsets

Previo a la perforación de este pozo y del primero propuesto, Olmecca-1, se realizará un estudio Geomecánico 1D y 3D para determinar los gradientes de Presión de Poro y de Fractura, al igual que poder determinar las curvas de estabilidad. Se espera tener este estudio listo en el primer trimestre del 2019.

3.6 Perfil de Temperatura

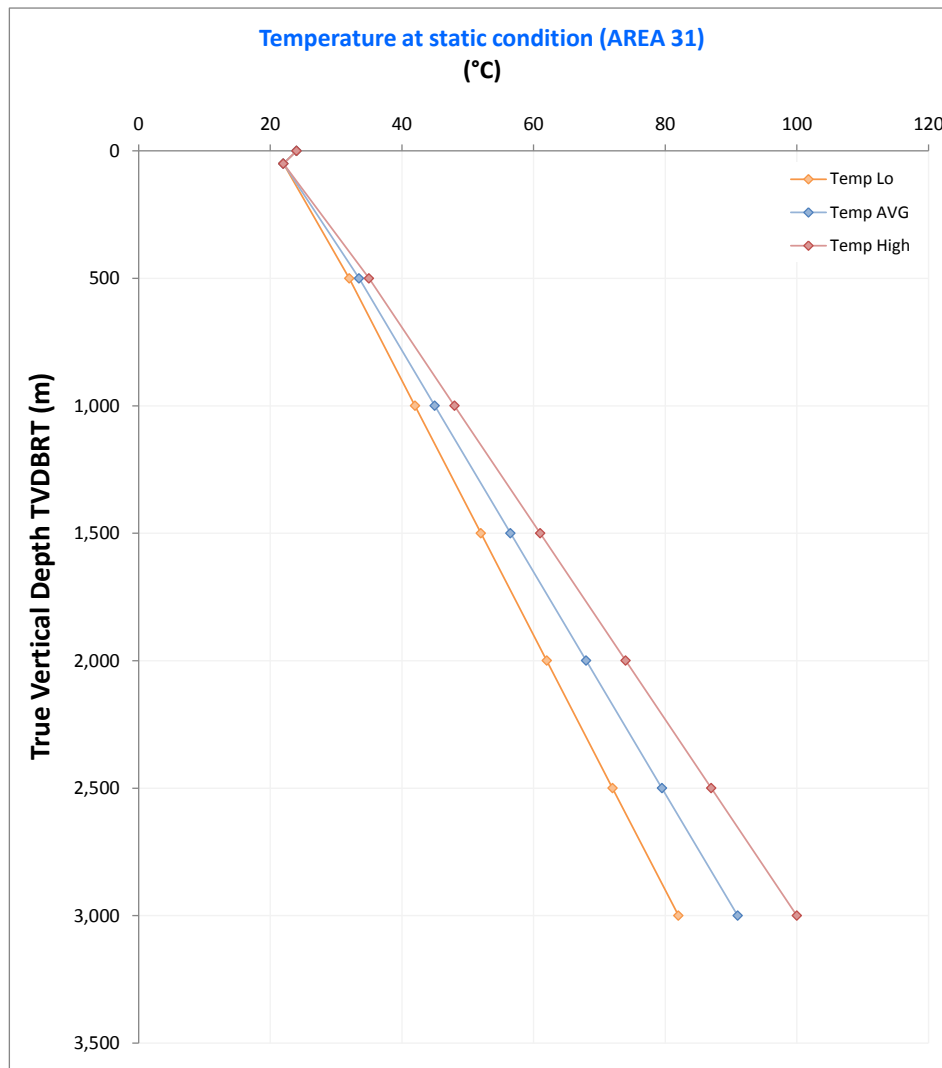


Figura 6. Temperatura esperada

4 Programa de revestimiento

4.1 Profundidades de asentamiento y propiedades de los revestimientos

Este Programa de Revestimiento presenta las profundidades de asentamiento de cada revestimiento, desarrollado con la base inicial de los requerimientos del pozo (Prognosis).

El diseño del pozo incluye tres sartas de revestimiento 30", 13.3/8" y 9.5/8". Todas van a superficie y la ultima de 9.5/8" será el revestimiento de producción. Es probable que el 9.5/8" sea Liner.

Tamaño [in]	Profundidad Asentamiento		Grado	Peso por pie [lb/pie]	Especificaciones			Conexión
	MDBRT [m]	TVDBRT [m]			Estallido [psi]	Colapso [psi]	Tensión [klb]	
30"	200	200	X-52	310	3,045	1,630	4,756	DRIL QUIP
13.3/8"	632	580	P-110	72	7,400	2,880	1,5633	TSH W523
9.5/8"	1430	974	L-80	53.5	7,932	6,602	1,245	TSH W523

4.2 Contingencias

La premisa de la contingencia a los diámetros planificados para el diseño de pozos planteado es básicamente la misma, asegurar integridad de pozo durante la perforación de las siguientes etapas y poder hacer al final de la perforación un abandono temporal que permita recuperar el pozo en un futuro sin mayores complicaciones. Desde el punto de vista de la perforación, la premisa es contar con una TR cementada antes de los objetivos someros donde se pueda montar un sistema de BOP y llegar con un diámetro disponible para perfora el tramo profundo en 8.1/2". Esto sería;

4.2.1 Contingencia somera;

En caso que el revestimiento de 13.3/8" necesite asentarse a una profundidad más somera que la planificada por razones de incertidumbre en las presiones porales, "shallow hazars" o mecánicas, se plantean dos escenarios. En ambos escenarios se deberá cementar la TR de 13.3/8" en el lugar y bajar tubería Macaroni para limpieza anular de 30" x 13.3/8" por arriba de la profundidad del Anillo de carga (Buttweld Sub). Las opciones son;

- Cortar la TR de 13.3/8" por debajo del Anillo de Carga y bajar una TR de 11.3/4" a la profundidad de la Zapata de 13.3/8". Para este caso se deberá contar con un sistema MLS que cuelgue la TR de 11.3/4" en el Buttweld Sub de 30" (13" x 11.3/4"), además de una Sección A 11.3/4" 3K x 13.5/8" 5K con sistema de Silp Lock para 11.3/4" y poder colgar la TR de 9.5/8".
- La otra opción también contempla bajar una TR de 11.3/4" a la profundidad de la Zapata de 13.3/8" planificada, pero en este caso no hay que cortar la TR de 13.3/8" antes de bajar la TR de 11.3/4". Si se deberá contar con un Liner Hanger para colgar 11.3/4" en la TR de 13.3/8". El WellHead será el mismo que para el pozo original.

4.2.2 Contingencia intermedia / profunda

Acá hay dos contingencias posibles, las cuales una será que la TR de 9.5/8" no pueda asentarse en la profundidad planificada y la otra es si en la etapa anterior se debió utilizar la contingencia de 11.3/4". Para estos casos se tendrá lo siguiente;

- Si la TR de 9.5/8" no llega a la profundidad planificada se deberá cementar en el lugar y luego bajar un Liner de 7", para lo cual se deberá contar con un Liner Hanger para colgar 7" x 9.5/8".
- En caso de que se haya corrido una TR de 11.3/4" (como TR o Liner), la TR de 9.5/8" no se podrá colgar en el MLS de 13.3/8", por lo cual se deberá contar con un MLS 11.3/4" x 9.5/8" o un Liner Hanger que puede ser de dos medidas, para colgar 9.5/8" en 11.3/4" o para colgar 9.5/8" en 13.3/8".

Revestimiento adicional de contingencia:

Tamaño [in]	Profundidad Asentamiento		Grado	Peso por pie [lb/pie]	Especificaciones			Conexión
	MDBRT [m]	TVDBRT [m]			Estallido [psi]	Colapso [psi]	Tensión [klb]	
11.3/4"	1506	974	P-110	65	8,750	4,480	2,070	lisa/semi lisa
7"	1506	974	N-80	29	3,060	8,163	677	lisa/semi lisa

Notas:

- Los requerimientos técnicos, y la disponibilidad de ciertos grados y conexiones, puede hacer modificar la selección de sartas de revestimiento a ser corridas finalmente.

- Las profundidades de asentamiento son provisionales y podrán ser ajustadas de acuerdo a las recomendaciones inferidas del estudio de Geomecánica.

4.3 Criterio para el sentamiento del revestimiento

El Criterio para definir los puntos de sentamiento del revestimiento está basado en la prognosis geológica y los datos disponibles de antecedentes de presión de poro y gradientes de fractura, al igual que a consideraciones de tipo estructural.

Revestimiento Conductor de 30"

El uso de este conductor de 30" es requerido para brindar soporte estructural para el Equipo de Desviación (Diverter) a ser instalado para perforar el tramo de 13.3/8". Además, el conductor de 30" tendrá el anillo de soporte (Buttweld Sub) del Sistema de Suspensión en el lecho marino (Mud line suspensión system o MLS), el cual permitirá hacer un abandono temporal del pozo y su posterior reconexión y puesta en producción. Un total de 17 (diecisiete) juntas de conductor de 30" se requieren para posicionarlo a 200 m MDBRT equivalentes a 149 m por debajo del lecho marino (BML).

Revestimiento de Superficie de 13.3/8"

Una vez sentado el conductor de 30", se perforará un hueco direccional de 17.1/2" hasta la profundidad de $\pm 580/632$ m TVDBRT/MDBRT.

El criterio de selección de la profundidad de sentamiento del revestimiento de 13.3/8" es el de obtener una prueba de Goteo (LOT) tal que se consiga la tolerancia a el influjo suficiente para poder perforar la siguiente etapa del hueco (Producción). También se considera profundizar la sección de 17.1/2" hasta 632 m MDBRT para evitar entrar una zona de potenciales influjos de pozo teniendo solamente el sistema de Desviación de influjos (Diverter), por lo que esta TR tendrá colocado el sistema de BOP para perforar de una manera segura la etapa siguiente (Producción).

Esta etapa permitirá perforar la etapa siguiente (Primeros objetivos) al estar encamisada la primera curva de la trayectoria del pozo.

En esta sección se planea tener herramientas de perfiles/registros mientras se perfora (LWD), registrando Rayos Gama y Resistividad (GR-RES), lo cual ayudará a la determinación de la profundidad total de la sección.

El revestimiento de 13.3/8" llevará el componente del Sistema de Suspensión en el lecho marino (MLS) que le permitirá colgarse en el Conductor de 30" y tener el perfil para soportar el Revestimiento de 9.5/8".

El revestimiento de 13.3/8" debe sentarse a 632 m MDBRT y con trayectoria direccional, por lo que para ayudar a que llegue a profundidad planificada, el plan operativo de la corrida del revestimiento de 13.3/8" incluirá el uso de Zapatas Rimadoras, Herramientas de corrida para rotar el revestimiento, y una adecuada centralización.

Revestimiento de Producción de 9.5/8"

Este revestimiento se planea sentar alrededor de 150m por debajo de la base del Reservorio i1, a $\pm 974/1430$ m TVDBRT/MDBRT. De esta manera se deja espacio para evaluar completamente la primera sección de interés con las herramientas de perforación y de registros eléctricos asistidos de ser necesario.

De la misma forma, los 150 m de sumidero sirven para dejar la parte de sello de cemento del revestimiento de 9.5/8" (shoe track), y también permiten tener suficiente espacio para realizar el abandono definitivo de la sección posterior OH de 8.1/2" que se dejará luego de la Exploración.

En esta sección se planea tener herramientas de perfiles/registros mientras se perfora (LWD), para la evaluación de la zona de intereses, y que también servirán para ajustar la profundidad total del pozo.

El revestimiento de 9.5/8" llevará el componente del Sistema de Suspensión en el lecho marino (MLS) que le permitirá colgarse en el Conductor de 13.3/8".

En caso de sentarse el Revestimiento de 9.5/8" antes de la profundidad planeada se prevé como contingencia un revestimiento colgado (Liner) de 7"

4.4 Factores de Diseño

Tamaño (pulgadas)	Categoría	Mínimos Factores de Diseño Requeridos para los revestimientos								
		Estallido		Colapso		Tensión		Triaxial	Compresión	
		Pipe	Con	Pipe	Con	Pipe	Con		Pipe	Con
30"	Conductor	1.1		1.0		1.4		1.25	1.4	1.0
13.3/8"	Superficie	1.1		1.0		1.4		1.25	1.4	1.0
9.5/8"	Producción	1.1		1.0		1.4		1.25	1.4	1.0

Factores de Diseño calculados usando el paquete de computación (software) StressCheck / Wellcat.

4.5 Tolerancia al influjo

Los criterios de cálculo de tolerancia al brote están basados en:

- El gradiente de fractura estimado en el zapato anterior del hueco abierto, o pruebas de goteo que se tengan disponibles en el bloque.
- Presión de poro en el hueco abierto:
 - Estimada de registros de pozo en el bloque.
 - Ajustada a ciertos eventos de control de pozo observados en los pozos offset.
 - Para considerar cierta incertidumbre en el valor de presión de poros, se usa un valor denominado "Kick Intensity - KI" (Intensidad del influjo), definido como un valor que se adiciona a la presión de poro estimada antes de hacer el cálculo de tolerancia al brote.
- El fluido de brote se define como gas, lo que toma en cuenta el caso más severo.
- Se usa un margen de seguridad en presión, para el manejo de equipo de superficie de control de pozo.
- Se usa la trayectoria de pozo programada.
- Los cálculos se hacen para secciones que son perforadas con BOP.
- Se usa planilla de cálculo que estima el valor definido como tolerancia al brote.

El valor mínimo aceptable de tolerancia al brote es de 50 bbl, en los casos que sea menor a esta es necesario generar una dispensación firmada.

Zapata			Pozo Abierto				Tolerancia al brote (con KI 0.06sg) (bbl) <=
Diámetro (in)	Profundidad Vertical (m)	FIT o LOT Estimado (sg)	Diámetro Hueco(in)	Densidad de Lodo (sg)	Profundidad Vertical (m)	Presión de Poros Estimada (sg)	
13.3/8	580	1.53	12.25	1.28	974	1.20	No rompe zapato
9.5/8	974	1.74	8.5	1.40	1700	1.16	73.3

Para la sección de hueco de 12.1/4", en caso de obtenerse un valor menor de 1,53 SG EMW en la prueba de Goteo (LOT), se procederá a evaluar la situación y decidir las medidas preventivas y correctivas a que haya lugar. El valor de 1.53 sg se obtiene de la pérdida parcial observada en 755 m en el pozo Xícope-1 durante el primer side track realizado.

5 Programa de fluidos de Perforación

Este programa está sujeto a cambios y ajustes dependiendo del Contratista que se seleccione para la prestación del servicio de Fluidos de perforación y completamiento.

5.1 Sección de Hueco de 36"

Tipo de Fluido: Agua de Mar y píldoras viscosas con bentonita para limpiar el hueco.

5.2 Sección de Hueco de 17.1/2"

Tipo de Fluido: Lodo Base Agua (WBM)

Propiedad	Unidad	Mínimo	Máximo
Densidad	gr/cc, SG	1,12	1,22
Viscosidad Embudo API (FV)	segundos	50	70
Viscosidad Plástica (PV)	Centipoise	12	18
Punto de Fluencia (YP)	lb/100pie2	15	20
Gel 10 segundos	lb/100pie2	6	12
Gel 10 minutos	lb/100pie2	8	15
Filtrado API	cc /30min	6	12
Solidos	% Vol.	7	10
MBT	lb/bbl	SC	SC

5.3 Sección de Hueco de 12.1/4"

Tipo de Fluido: Lodo Base Aceite (OBM), emulsión inversa.

Propiedades	Unidad	Mínimo	Máximo
Densidad	g/cc, SG	1,22	1,28
Viscosidad Embudo API (FV)	segundos	50	70
Viscosidad Plástica (PV)	Centipoise	25	32
Punto de Fluencia (YP)	lb/100pie2	19	25
Estabilidad eléctrica	mili voltios	700	
Gel 10 segundos	lb/100pie2	6	12
Gel 10 minutos	lb/100pie2	9	18
Gel 30 minutos	lb/100pie2	20	25
Pom (alcalinidad de fenolftaleína)	cm3	2	3
Filtrado HPHT	cc /30min	4	6
Relación Aceite/Agua	relación vol.		80 / 20
Sólidos de baja gravedad (LGS)	% Vol.		5
Cloruros en agua	mg/l	180.000	220.000

5.4 Sección de Hueco de 8.1/2"

Tipo de Fluido: Lodo Base Aceite (OBM), emulsión inversa.

Propiedades	Unidad	Mínimo	Máximo
Densidad	g/cc, SG	1,30	1,45
Viscosidad Embudo API (FV)	segundos	50	75
Viscosidad Plástica (PV)	Centipoise	30	35
Punto de Fluencia (YP)	lb/100pie2	18	22
Estabilidad eléctrica	mili voltios	600	
Gel 10 segundos	lb/100pie2	7	10
Gel 10 minutos	lb/100pie2	12	16
Gel 30 minutos	lb/100pie2	18	20
Exceso de Cal	lb/bbl	6	-
Filtrado HPHT	cc /30min	-	5
Relación Aceite/Agua	relación vol.	80 / 20	85 / 15
Sólidos de baja gravedad (LGS)	% Vol.		8
Cloruros en agua	mg/l	180.000	220.000

6 Programa de Cementación

Los diseños finales de los trabajos se revisaran con los contratistas de cementación, para producir un programa detallado de cementación antes del inicio del pozo y una vez que se tengan mayores datos de las zonas.

6.1 Conductor de 30"

Tipo de Trabajo:	Una sola etapa, sarta interna sin acoplamiento
Tope del cemento:	Lecho marino
Lechada de Cemento:	1.90 SG (15.8 ppg)
Exceso:	300% de exceso en hueco abierto.
Receta:	A ser confirmada en programa detallado
Espaciador:	Lavador base agua de 1.01 SG (8.4 ppg)
Centralización:	Ninguna
Equipo de flotación:	Zapato flotador de válvula sencilla.

6.2 Revestimiento de superficie de 13.3/8"

Tipo de Trabajo:	Dos lechadas, con cabeza y tapones de cementación
Tope del cemento:	Aprox. 110m MDBRT (50m debajo del lecho marino).
Lechada de Cemento:	1.50 SG (12.5 ppg) - Relleno 1.90 SG (15.8 ppg) - Amarre
Exceso:	100% de exceso en hueco abierto.
Receta:	A ser confirmada en programa detallado
Espaciador:	Lavador base agua de 1.20 sg (10 ppg). Agua de mar adelante, por encima del MLS.
Centralización:	632m a 400m - 1 centraliz./junta 400m a MLS- 1 centralizador / 3 juntas
Equipo de flotación:	Zapata rimadora / flotadora de doble válvula Collar flotador de doble válvula

- Nota 1: si se piensa que hubo canalización de cemento, se deben abrir los puertos de circulación del Sistema de suspensión en el lecho marino (MLS) y circular fuera cualquier posible exceso de cemento del espacio anular.
- Nota 2: se usarán centralizadores rígidos o similares que permitan usar herramientas de corrida de revestimiento (CRT), para rotar el revestimiento sin mayores riesgos de romper las aletas de los centralizadores.
- Nota 3: se instalarán centralizadores dejando el revestimiento centralizado justo por debajo y por encima del zapato del revestimiento anterior. Esto ayudaría en el caso de tener que realizar trabajos remediales para sello de espacios anulares.
- Nota 4: se controlará el tiempo de fragüe de la lechada de cementación (Thickening time), para esperar el tiempo requerido antes de hacer el trabajo de desmontaje de Diverter y montaje del cabezal de pozo.

6.3 Revestimiento de producción de 9.5/8"

Tipo de Trabajo:	Dos lechadas, con cabeza y tapones de cementación
Tope del cemento:	Aprox. 480m MDBRT (150m dentro de la TR anterior).
Lechada de Cemento:	1.78 SG (14.8 ppg) - relleno 1.90 SG (15.8 ppg) - anclaje
Exceso:	200% de exceso en hueco abierto.
Receta:	A ser confirmada en programa detallado
Espaciador:	1.78 SG (14.8 ppg)
Centralización:	Zapata hasta encima del cople flotador: 2 centraliz./junta. Desde 1430 a 1000 m MDBRT - 1 centraliz./2 juntas.
Equipo de flotación:	Zapata rimadora / flotadora de doble válvula Cople flotador de doble válvula

- Nota 1: si se piensa que hubo canalización de cemento, se deben abrir los puertos de circulación del Sistema de suspensión en el lecho marino (MLS) y circular fuera cualquier posible exceso de cemento del espacio anular.
- Nota 2: se usarán centralizadores rígidos o similares que permitan usar herramientas de corrida de revestimiento (CRT), para rotar el revestimiento sin mayores riesgos de romper las aletas de los centralizadores.
- Nota 3: se instalarán centralizadores dejando el revestimiento centralizado justo por debajo y por encima del zapato del revestimiento anterior. Esto ayudaría en el caso de tener que realizar trabajos remediales para sello de espacios anulares.

7 Plan direccional y plan de registros de posicionamiento

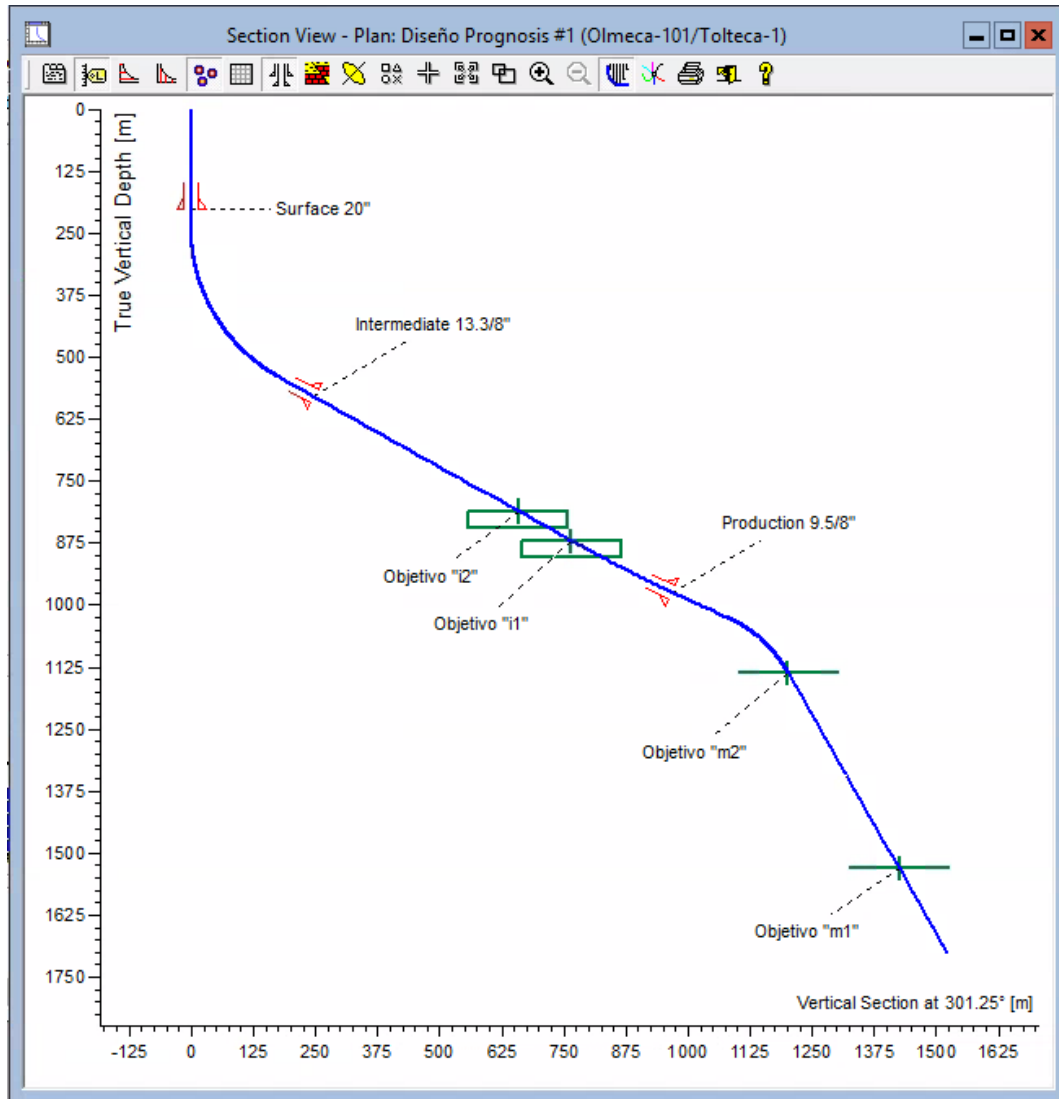
7.1 Plan direccional

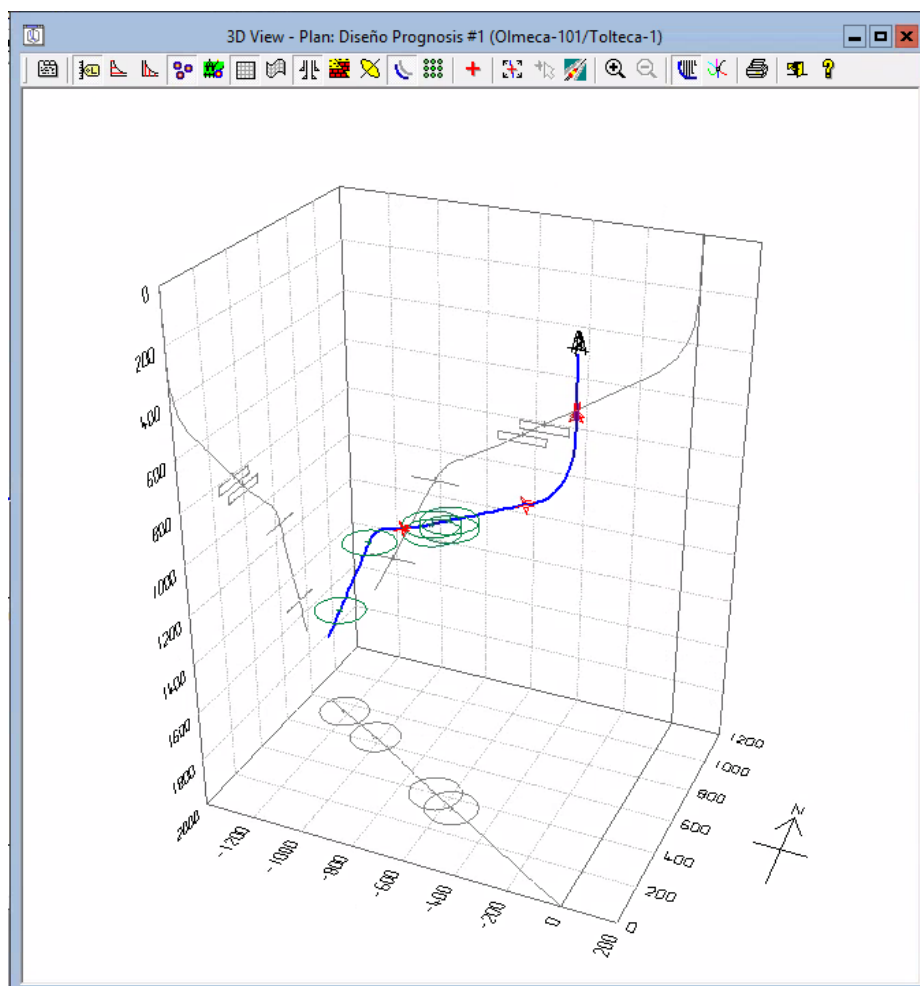
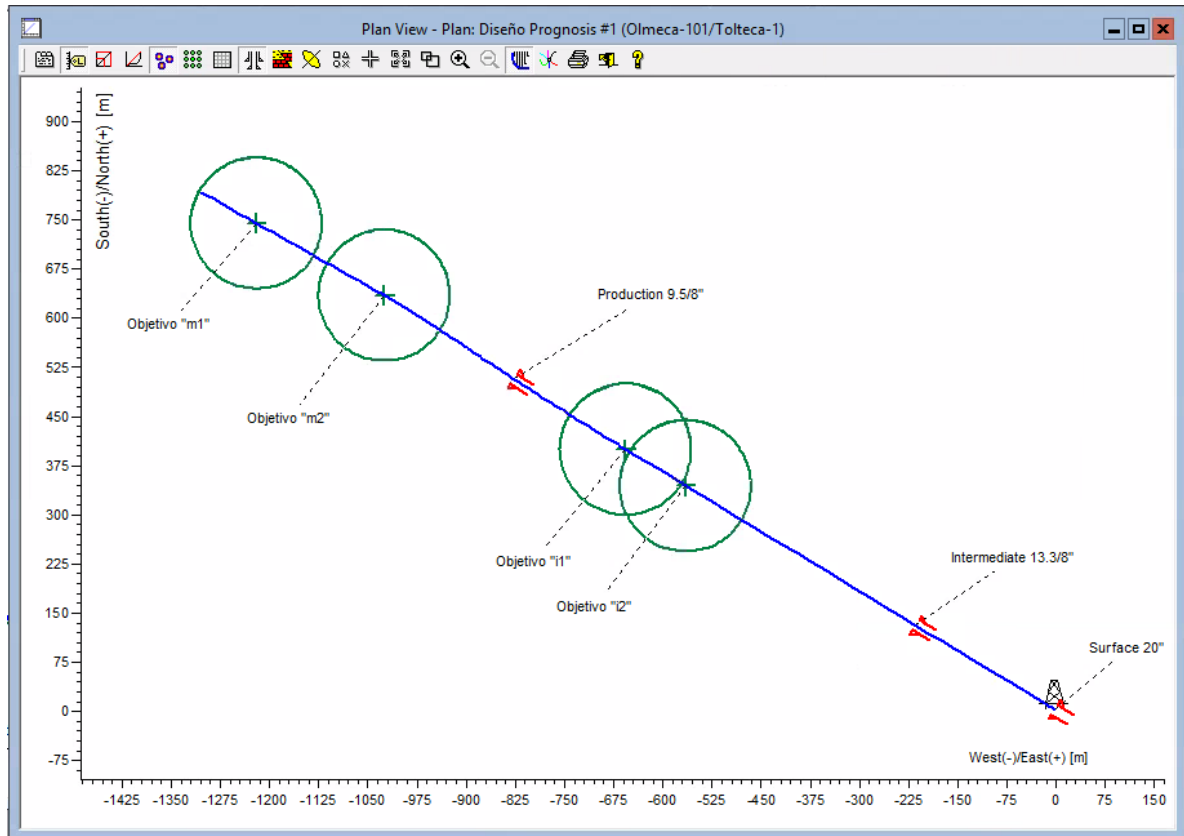
El pozo Tolteca-1 está planificado con trayectoria direccional tipo S, considerando los siguientes objetivos técnicos específicos:

1. Lograr perforar la sección objetivo en una posición óptima para corroborar su espesor y propiedades.
2. Minimizar la "tortuosidad" del hueco para evitar incrementar la dificultad técnica de las operaciones de corrida de revestimientos.
3. Contribuir al incremento de la eficiencia de perforación.

	MD (m)	CL (m)	Inc (°)	Azi (°)	TVD (m)	NS (m)	EW (m)	V.Sec (m)	Dogleg (°/30m)	T.Face (°)	Build (°/30m)	Turn (°/30m)	Section Type	Target
1	0.00		0.00	0.00	0.00	3.00	-3.00	0.00	0.000	0.00	0.000	0.000	Tie Line	
2	200.00	200.00	0.00	0.00	200.00	3.00	-3.00	0.00	0.000	0.00	0.000	0.000	Inc Azi MD	
3	240.00	40.00	0.00	0.00	240.00	3.00	-3.00	0.00	0.000	0.00	0.000	0.000	Slant	
4	695.51	455.51	60.73	301.24	614.87	116.90	-190.81	219.64	4.000	301.24	4.000	0.000	(ditto)	
5	1217.40	521.89	60.73	301.24	870.00	352.99	-580.08	674.91	0.000	0.00	0.000	0.000	(ditto)	Objetivo "i1" (±)
6	1761.52	544.12	60.73	301.24	1136.00	599.15	-985.94	1149.57	0.000	0.00	0.000	0.000	Straight TVD	Objetivo "m2"
7	1891.36	129.84	41.47	301.39	1217.15	651.40	-1071.88	1250.15	4.451	179.69	-4.451	0.036	OPT AL DLS	
8	2149.07	257.71	41.47	301.39	1410.25	740.29	-1217.56	1420.81	0.000	0.00	0.000	0.000	(ditto)	
9	2307.10	158.03	40.00	304.04	1530.00	795.99	-1304.33	1523.89	0.431	131.39	-0.279	0.503	(ditto)	Objetivo "m1" (±)
10	2529.02	221.92	40.00	304.04	1700.00	875.84	-1422.53	1666.41	0.000	0.00	0.000	0.000	Straight TVD	
11													Insert Line	

7.2 Esquemas direccionales





7.3 Plan de registro de posicionamiento

Sección de Hueco	Tipo de Herramienta	Intervalo (MD BRT)	Comentarios
30"	MWD	51 - 200m	Tomar registros de desviación cada 30 m
17.1/2"	MWD	200 - 632 m	Tomar registros de desviación cada 30 m
12.1/4"	MWD	632 - 1430 m	Tomar registros de desviación cada 30 m
8.1/2"	MWD	1430 - 2528 m	Tomar registros de desviación cada 30 m
12.1/4"	Gyro	0 - 1430 m	Tomar registro con Herramienta Giroscópica (buscador de Norte), para tener la desviación y orientación definitivas del pozo.

7.4 Consideraciones sobre Interferencia Magnética y Anti-Colisión

No hay información disponible que muestre que la trayectoria de este pozo cruce o intercepte la trayectoria de otro pozo perforado anteriormente en el área.

Por ser el segundo pozo a perforarse en el mismo Templete, se debe evitar los problemas de colisión y de interferencia magnética. Por esto, se debe mantener con la mayor verticalidad posible, especialmente hasta 240 m MDBRT.

7.5 Plan de Ensamblajes y Barrenas

Tamaño de Hueco	Tipo de Ensamblaje	Cantidad y Tipo de Barrena	Objetivos /Comentarios
36"	Rotario básico, liso o péndulo con Estabilizador de 36" a 22m.	(1 ea) Barrena tricónica de dientes (Mill tooth), Tipo IADC, 115.	Perforar verticalmente para correr casing conductor.
17.1/2"	Ensamblaje direccional con Motor de fondo y con MWD/LWD. Alternativa: Rotario con Sistema de orientación rotativa (RSS), y MWD/LWD.	(1 ea) Barrena PDC de cuerpo de Acero, 7 aletas , cortadores de 16/19 mm Alternativa: Barrena Tricónica de dientes para hacer la perforación del equipo de flotación del Revestimiento de 30"	Continuar perforando direccionalmente construyendo la curva y registrar para definir asentamiento de la zapata de 13.3/8" .
12.1/4"	Rotario con Sistema de orientación rotativa (RSS), y MWD/LWD. Alternativa: Ensamblaje direccional con Motor de Fondo.	(1 ea) Barrena PDC de cuerpo de Acero, 5 aletas, cortadores de 16/19 mm. Alternativa / contingencia: Barrena Tricónica de dientes para hacer la perforación del equipo de flotación del Revestimiento de 13.3/8"	Perforar la sección de producción lo más tangente posible para atravesar los objetivos i, sin hacer mucho trabajo direccional evitando patas de perro.
8.1/2"	Rotario con Sistema de orientación rotativa (RSS), y MWD/LWD.	1 (ea) Barrena PDC de cuerpo de Acero, 5 aletas , cortadores de 19 mm Alternativas / contingencia: Barrena Tricónica de dientes para	Perforar la sección direccionalmente para alcanzar los objetivos m y registrando con htas. LWD.

		hacer la perforación del equipo de flotación del Revestimiento de 9.5/8"	
		1 (ea) Barrena PDC de cuerpo de Acero, 5 aletas, cortadores de 16 mm	

8 Evaluación de formaciones

8.1 Registros Eléctricos LWD y Asistidos

Los objetivos claves de correr registros de evaluación de formación con herramientas de registro mientras se perfora (LWD) o con sistema asistido son los siguientes:

- Determinar las características petrofísicas básicas de la roca y sus fluidos.
- Caracterizar el espesor completo y neto del intervalo de interés.
- Hacer una caracterización PVT del fluido y comprobar el gradiente de presión.
- Definir los caracteres petrofísicos para el ajuste de los modelos de yacimiento.

El programa de Evaluación propuesto por secciones se resume en la siguiente tabla:

Sección de Hueco	LWD (MWD)	Cable Eléctrico	Objetivos
36"	MWD	Ninguno	Asegurar verticalidad
17.1/2"	Rayos Gamma, Resistividad, Direccional	Contingencia: Los mismos registros que con LWD Si se corre asistido, se correría un registro de Calibración del Tamaño del hueco (Caliper)	Litología Calibración de Presión de Poro y Fractura Determinar punto de revestimiento
12.1/4"	Rayos Gamma, Resistividad, Sónico onda P y S*, Densidad Neutrón. Direccional Presión anular mientras se perfora (PWD). A partir de 800 mTVD, lo anterior más: Presión de Formación e identificación de fluidos en tiempo real, Muestreo de Fluidos de formación, Medición de la Dinámica de la Sarta *Sónico onda S en caso de que esté disponible para herramientas LWD.	Contingencia: Los mismos registros considerados con LWD. Si se corre asistido, se correría un registro de Calibración del Tamaño del hueco (Caliper) <u>Hueco entubado (9.5/8" TR):</u> Rayos Gamma, Registro de Evaluación de Cemento cualitativa y cuantitativa. Gyro de todo el pozo, desde el tapón de abandono del OH hasta superficie.	Litología Calibración de Presión de Poro y Fractura Determinar punto de revestimiento Verificar Integridad del Pozo y aislamiento del reservorio. Necesario ver el cemento detrás de la zapata de 9.5/8"

8.1/2"	<p>Rayos Gamma, Resistividad, Sónico onda P y S*, Densidad Neutrón. Direccional Presión anular mientras se perfora (PWD). Presión de Formación e identificación de fluidos en tiempo real, Muestreo de Fluidos de formación, Medición de la Dinámica de la Sarta</p> <p>*Sónico onda S en caso de que esté disponible para herramientas LWD.</p>	<p>Contingencia: Los mismos registros que con LWD, lo cual requeriría usar asistencia con TLC.</p>	<p>Calibración de Presión de Poro y Fractura Verificar Integridad del Pozo y aislamiento del reservorio.</p>

Una vez que se termine de perforar el pozo y abandonado el tramo 8.1/2", se correrá el registro Gyro completo desde TD de la sección 9.5/8" hasta 0 m para registro final.

8.2 Toma de Núcleos

No se tienen planeado realizar operaciones de toma de núcleos (coring) en este pozo.

8.3 Muestreo de cortes, gas y lodo de perforación

Comenzando desde la sección de 17.1/2" (200m MDBRT) y hasta la TD del pozo programada.

- Gas total y cromatografía a volumen constante o con membrana semi-permeable
- Análisis cualitativo y cuantitativo de H₂S y CO₂.
- Parámetros de perforación: ROP, Carga en el gancho, Posición del bloque, Peso sobre la barrena, Torque, RPM, Presión de Bomba, Flujo bombeado, contador de strokes para todas las bombas de lodo. Flujo de salida.
- Volumen en cada una de las presas y circuito total.
- Exponente "D".
- Transmisión de los datos anteriores en tiempo real a las oficinas dentro del Taladro (Supervisor de Hokchi y Supervisor del equipo perforador) y oficinas en tierra, comenzando desde la sección de 17.1/2" (200m MDBRT).
- Descripción de los recortes de perforación cada 10, 5 ó 2 metros perforados. Intervalos a definir.

8.4 Monitoreo y predicción en tiempo real de Presión de Poro y G.F.

Se requiere este servicio para calibrar el modelo de Presión de Poro y Gradiente de Fractura en tiempo real, para poder hacer ajustes a las curvas de densidad del lodo de perforación tal como lo vaya requiriendo el pozo. Además, esto ayudará a una determinación más precisa de los puntos de asentamiento de los revestimientos.

8.5 Prueba de producción

No se planea hacer una prueba de producción (DST) en este pozo o algún otro tipo de ensayo de pozo.

9 Cabezal de pozo y control de pozo

9.1 Programa de Cabezal de Pozo

Se utilizará un Sistema de Cabezal de pozo de superficie, diseñado con cuñas colgadoras de revestimiento que requieran mínima tensión para su energización. Este cabezal será temporal, ya que el pozo será suspendido temporalmente una vez se termine la fase de pruebas del pozo.

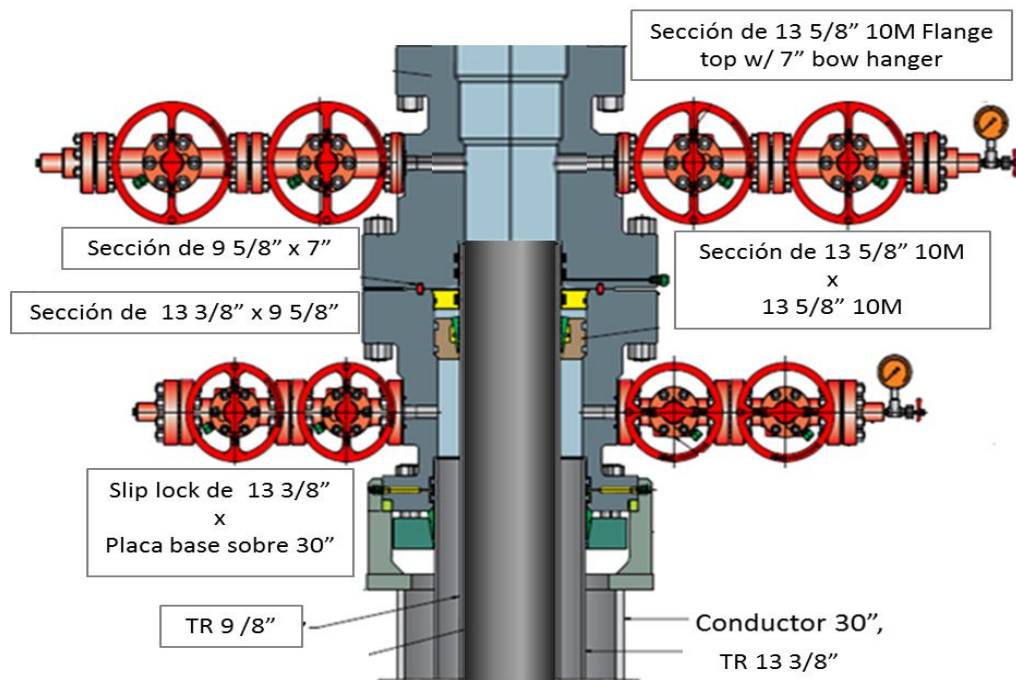
El cabezal de 30" x 13.3/8" x 9.5/8" estaría compuesto por:

Sección "A"

Cabezal de 13.3/8" con conector tipo "Slip-Lock" para la placa base en el conductor de 30", con 13.5/8" 10K en el tope, con un colgador de revestimiento de 9.5/8". Debe tener salidas de 2.1/16" 10K.

Sección "B"

Cabezal de 13.5/8" 10K x 13.5/8" 10K con colgador de revestimiento de 7", con salidas de 2.1/16" 10K.



9.2 Programa de Control de Pozo

Se contratará un equipo de perforación que tenga un sistema de Preventoras de mínimo 10,000 psi, que tendría:

1. Un Equipo de Desviación de influjos (Diverter).
2. Un sistema de Preventoras de mínimo 10,000 psi, que podría ser:
 - a. Combinación 21.1/4" 5K BOP y 13.5/8" 10K BOP
 - b. Combinación 21.1/4" 5K BOP y 13.5/8" 15K BOP
 - c. Sistema 18.3/4" 10K ó 18-3/4" 15K

9.3 Presiones de prueba de Preventoras (BOP)

El conjunto de Preventoras BOP se probará en el banco de pruebas (Stump), antes de iniciar la operación. De esta forma, sólo se probará la conexión del cabezal de 13.5/8" 10K con la conexión del

BOP, en el momento de instalar el cabezal de pozo. Una prueba funcional del conjunto de BOP será hecha en este momento.

Sistema - Componente	Presión de Prueba [psi]	Comentarios
18.3/4" (10K) BOP. Prueba en el banco de pruebas (Stump)	9,000	Prueba a la presión de trabajo del equipo, para detectar cualquier problema con el equipamiento. Prueba de acuerdo a los procedimientos del contratista del Jack up.
Sección A del Cabezal de pozo (10K) y BOP de 18.3/4" 10K	2,500	La presión máxima en superficie con el pozo lleno de gas seco es de 2,360 psi. Use un Tapón de pruebas (test plug) para aislar el revestimiento de 13.3/8"
Sección B del Cabezal de pozo (10K) y BOP de 13.5/8" 10K ó 18.3/4" 10K ó 15K	3,800	El valor esperado de presión del yacimiento sería alrededor de 3437 psi en un caso extremo. Use un Tapón de pruebas (test plug) para aislar el revestimiento de 9.5/8".

Las pruebas de presión para el conjunto de BOP se harán cada 21 días, o de acuerdo a como quede estipulado en el Documento de las políticas de Control de Pozo, entre el Contratista del Equipo de Perforación y Hokchi Energy.

Las pruebas de presión para el conjunto de BOP, manifold y equipamientos de control de brotes se realizarán cumpliendo lo indicado en el estándar PAE-OTZ-ES-014, el cual menciona la prueba cada 14 días y como máximo cada 21 días, considerando lo que quede estipulado en el Documento puente de las políticas de Control de Pozo entre compañías siempre que no se superen los 21 días. En ningún caso se podrán tomar periodos de pruebas BOP y equipamientos de control de brotes mayores a 21 días.

Como regla mínima se tomarán los siguientes puntos para la frecuencia de pruebas de equipamientos de control de brotes:

- Una vez instalada la BOP sobre el wellhead y antes de ser puesto en servicio operativo.
- Después de la desconexión, reparación o remplazo de cualquier componente (sello, RAM's, válvulas, bridas, coflexip, etc) que esté sometido a presión.
- Cada 15 días, aceptando su extensión hasta un máximo de 21 días con la aprobación de un ADR por parte del Líder de Operaciones. Periodos entre pruebas mayores a 21 días no son aceptables bajo ningún concepto.

9.3.1 Arreglo mínimo de BOP

- Preventor Esférico o Anular.
- Un preventor de arietes de tubería (Pipe Ram) (1).
- Un preventor de arietes ciegos y cizalla (Blind Shear Ram) (2).
- Salidas para líneas del choke y kill line arriba de Ram más bajo.
- Un preventor de arietes de tubería (Pipe Ram) (1).
- Al menos una Válvula manual y una Válvula HCR en la línea de ahogue de 2 1/16" diámetro nominal mínimo.
- Al menos una Válvula manual y una Válvula HCR en la línea de choque y de ahogue (o de matar pozo) de 3" diámetro nominal mínimo y de pasaje pleno.

9.4 Pruebas de presión para los revestimientos

Las siguientes presiones de prueba están basadas en las suposiciones de que se mencionan para cada revestimiento. Estas suposiciones deben ser revisadas con base en los valores reales de las densidades

de lodos, profundidades de asentamiento y presiones de poro realmente observadas durante la perforación del pozo, y los cálculos de las presiones de prueba deben revisarse antes de realizar cada prueba. Así como también serán ajustados los valores de prueba cuando se tenga el estudio de Geomecánica y se puedan tener mayor certeza de las Presiones de Yacimiento.

9.4.1 Revestimiento de 30" / Sección de Hueco de 17.1/2"

- Prueba: Máximo 300 psi en superficie con lodo de 1.12 sg en el pozo y contra el collar flotador sin haber perforado el shoe track (basada en Máxima presión del Diverter).
- Este es un revestimiento que no va a contener presión, ya que se usará un Desviador de Flujo (Diverter) para perforar la sección.

9.4.2 Revestimiento de 13.3/8" / Sección de Hueco de 12.1/4"

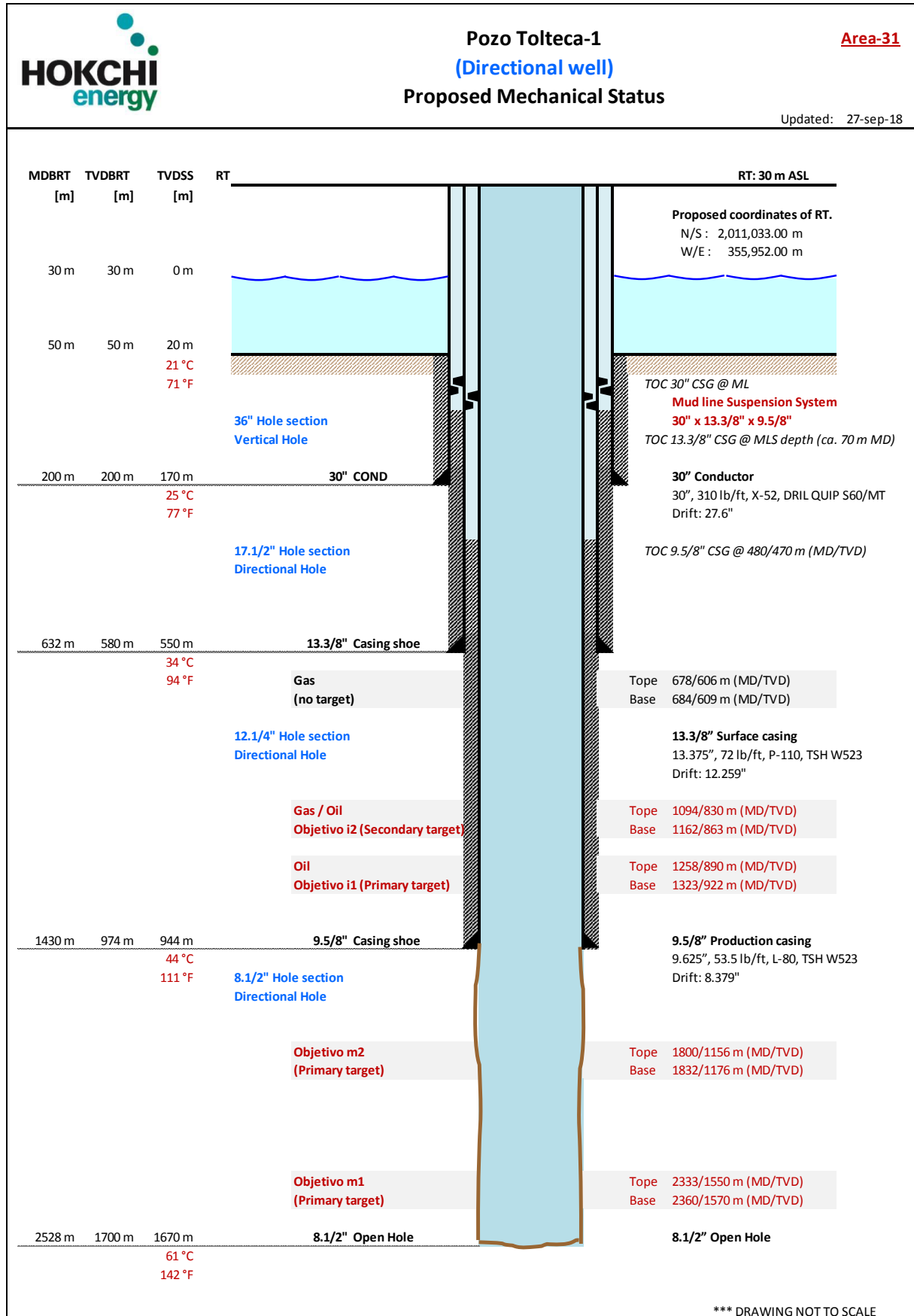
- Prueba: Máximo. 1,500 psi en superficie con lodo de 1.12 SG en el pozo
- Una condición extrema considera gas seco a superficie, con un gradiente de presión de poro estimado de 1.20 sg a 835m TVDBRT, con una resistencia en el zapato de 13.3/8" que supera 1.53 sg (peor caso, el zapato no se rompe), resultando una presión en superficie de 883 psi y en el zapato de 13.3/8" de 932 psi. El 80% a resistencia al Estallido del revestimiento de 13.3/8" N-80 es 4,014 psi (P estallido = 5,017 psi). El 80% de presión de trabajo del cabezal es de 2,400 psi (Sección A 3M).

9.4.3 Revestimiento de producción 9.5/8" / Sección de Hueco de 8.1/2"

- Prueba: Máximo. 2,000 psi en superficie con fluido de 1.22 SG en el pozo
- Caso extremo: Fuga a la sarta de producción - prueba cuando se produzca el pozo (Near Surface tubing leak).
El 80% de la resistencia al Estallido del revestimiento de 9.5/8" L-80 es 6,346 psi (P estallido = 7,932 psi). La carga de estallido neta sería de 1,750 psi a 700m TVDBRT.

Nota: todos los valores de presión de pruebas deberán ser revisados cuando se cuente con el estudio de Geomecánica y puedan ajustarse los valores de Presión de Poro, Presión de Fractura y por consiguiente las pruebas de goteo planificadas.

10 Diagrama de pozo

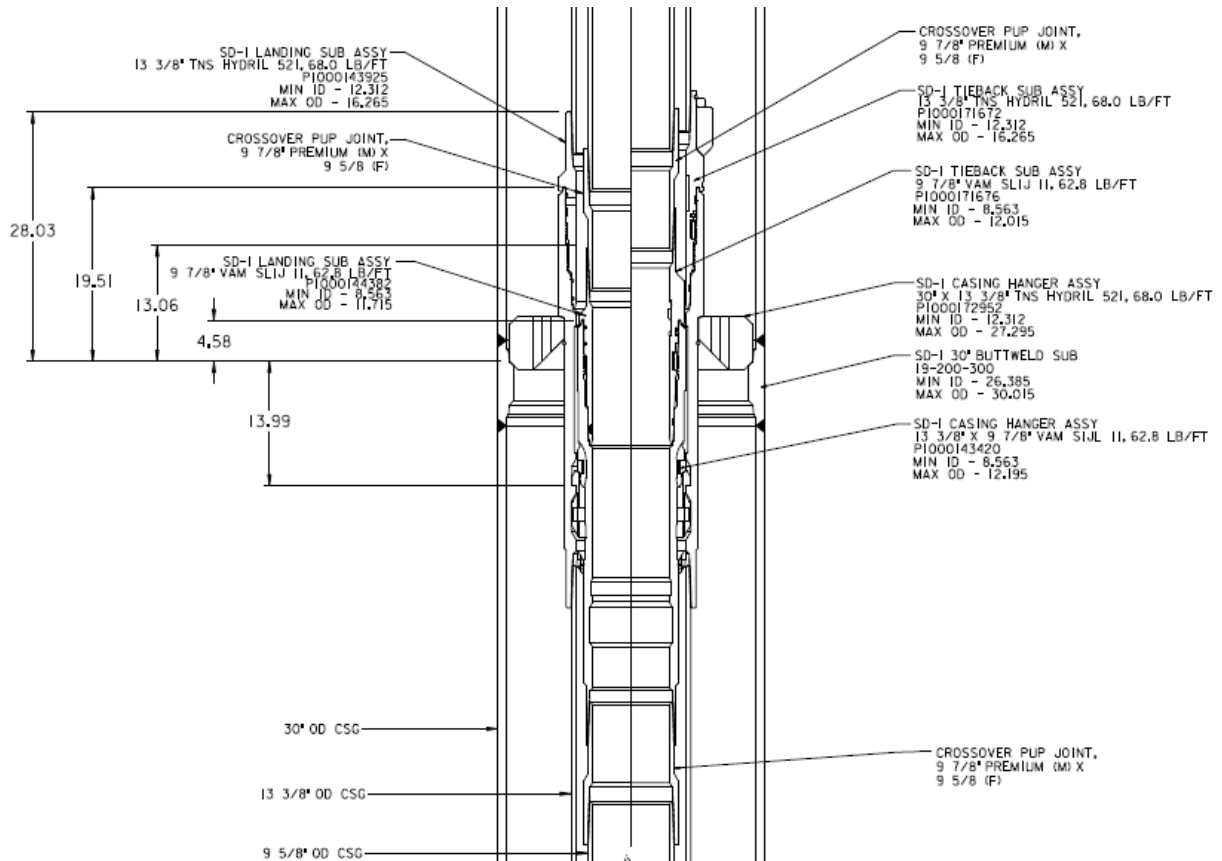


11 Abandono/suspensión temporal

El pozo se abandonará temporalmente siguiendo las normas y regulaciones de México y las políticas de Hokchi Energy. El abandono temporal se hará haciendo uso del Sistema de suspensión en el Lecho Marino, y usando las guías operativas que se desarrollaran al tener definido el proveedor del MLS

11.1 Sistema de suspensión en el Lecho Marino (MLS) – Caso Base

La siguiente ilustración muestra un Sistema MLS similar al que se usará en este pozo. Este esquema es provisional ya que aún no se define el proveedor para este equipamiento.



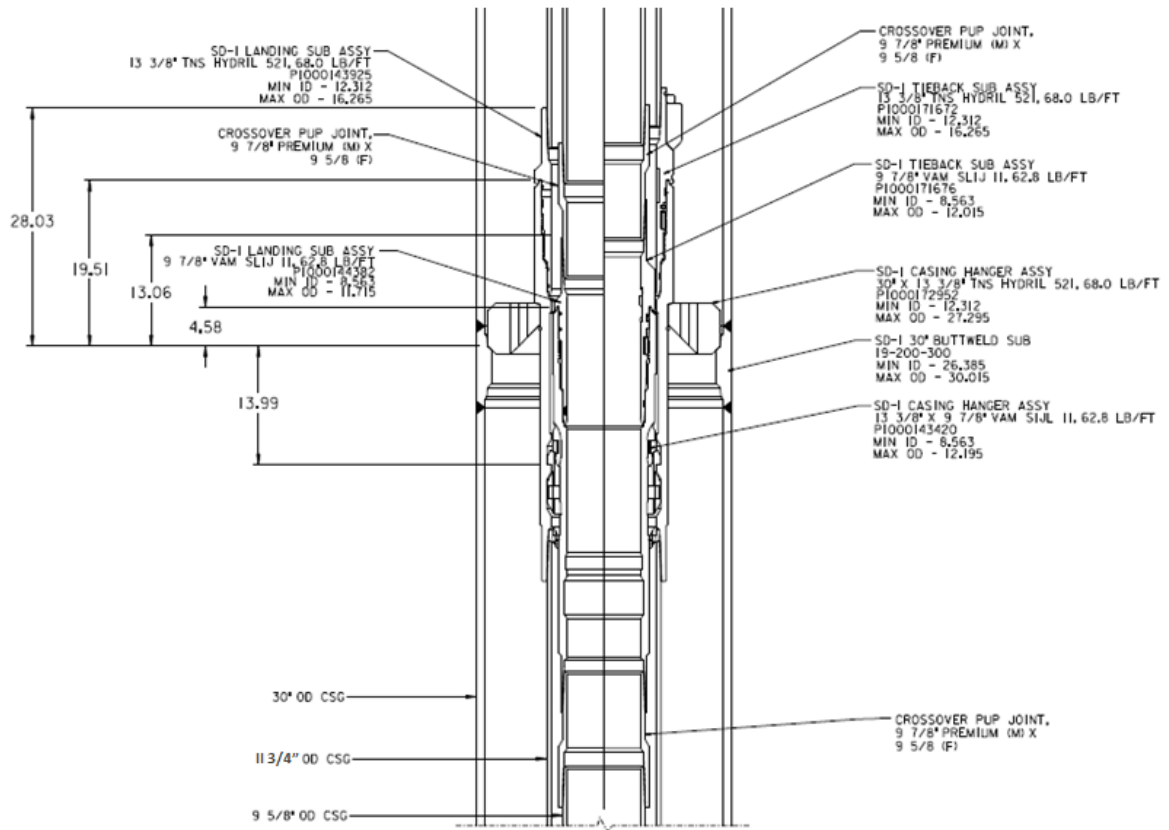
Se llevan conexiones para suspender/recuperar el pozo en los revestimientos de 13.3/8" y 9.5/8". El conductor de 30" tendrá un conector rápido, para restituir el conductor de 30" hasta superficie.

Una vez se recuperen las sargas de revestimiento desde el lecho marino, se instalarán protectores de suspensión para 9.5/8", 13.3/8" y 30", en donde se instalarán luego las sargas de conexión a superficie. La contingencia de 7" estará disponible en caso de necesitarse.

La tapa o tapón de suspensión de 30" requerirá la asistencia de video-cámara para la guía operativa en superficie y el uso de buzos industriales para el aseguramiento del tapón sobre el conductor de 30".

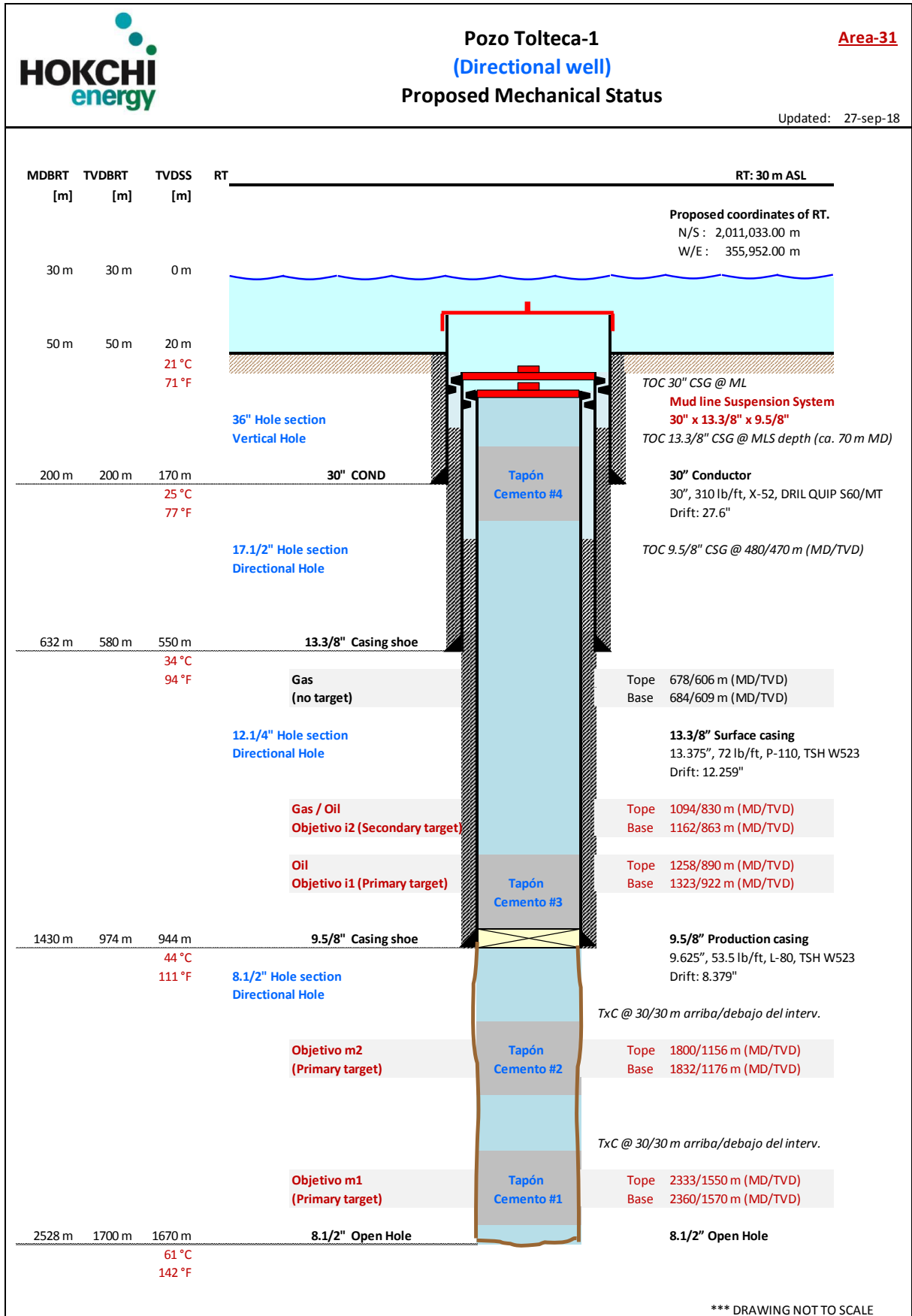
11.2 Sistema de suspensión en el Lecho Marino (MLS) – Caso Contingencia

Sistema: 30" x 11.3/4". La siguiente ilustración se muestra a modo de ejemplo ya que falta hacer la selección del proveedor final de este material.



Se llevan conexiones para suspender/recuperar el pozo en los revestimientos de 9.5/8" y en 7" para el caso de tener que correr el Tieback. El conductor de 30" tendrá un conector rápido, para restituir el conductor de 30" hasta superficie.

11.3 Diagrama de Abandono temporal propuesto



12 Plan operativo

12.1 Resumen del plan de operaciones

1. Posicionamiento del Cantiléver.
2. Instalación del templete (si no se ha hecho antes).
3. Preparación del Jack-up y servicios relacionados.
4. Perforar sección de 36" a 200m.
5. Instalar revestimiento conductor de 30".
6. Perforar sección de 17.1/2" a ± 632m MDBRT.
7. Instalar revestimiento de 13.3/8".
8. Montar Sección A del Well Head. Probar. Montar BOP. Probar.
9. Perforar sección de 12.1/4" a ± 1430m MDBRT.
10. Instalar revestimiento de producción de 9.5/8".
11. Perforar sección de 8.1/2" a ± 2528m MDBRT.
12. Abandonar sección de 8.1/2".
13. Limpiar el revestimiento de 9.5/8", con ensamblaje de limpieza de hueco entubado de 8.1/2" (well bore clean out).
14. Tomar los registros eléctricos en hueco revestido.
15. Abandono Temporal (P&A).
16. Liberar o desafectar el equipo de perforación para su movimiento a su siguiente sitio de perforación.

Nota: no hubo evidencia de problemas en el lecho marino en los pozos Offset perforados anteriormente, luego no se espera tener que hacer un "hueco piloto" en esta sección. Esto se debe revisar una vez se tengan datos Geofísicos y Geológicos del Estudio del Sitio (Site Survey) y el Estudio de Riesgos Geológicos a nivel somero (Shallow Hazards).

12.2 Guías Generales para cada Sección de Hueco

12.2.1 Sección de Hueco de 36" y Conductor de 30"

Objetivos:

- Perforar hasta 200m MDBRT.
- Sentar el conductor de 30" requerido para brindar soporte estructural para el Equipo de Desviación de influjos (Diverter), a ser instalado para perforar 17.1/2", y las demás sargas de revestimiento.
 - El conductor de 30" tendrá el anillo de soporte del Sistema de Suspensión en el lecho marino (Mud line suspension system o MLS) tipo Buttwell Sub.

Plan direccional:

- El objetivo direccional es perforar verticalmente para correr revestimiento conductor.
 - Se planea perforar con un ensamblaje rotario Pendular de 36" hasta 200m MDBRT.
- No hay información disponible que muestre que la trayectoria de éste pozo cruce o intercepte la trayectoria de otro pozo perforado anteriormente en el área.
- Por ser el primer pozo a perforarse en el sitio, este pozo no tendrá interferencia magnética en las secciones superiores.

Ensamblaje de Fondo (BHA):

- Rotario básico, péndulo con un solo estabilizador de 36" a 22m. Los registros direccionales se tomarán con herramienta MWD instalada durante la perforación y al final del pozo se correrá un registro Gyro para obtener el survey final completo del pozo..

Requerimientos de Medición y evaluación mientras perfora (MWD/LWD):

- Registrar inclinación con MWD.

Trépano o barrena (Drilling Bit):

- Una (1 ea) Barrena tricónica de dientes de 36" (Mill tooth), Tipo IADC, 115.

Fluido de Perforación:

- Tipo de Fluido: agua de mar y píldoras viscosas con bentonita para limpiar el hueco.
- Esta sección se perforará sin tubería conductora a superficie (riserless), por lo tanto, no habrá retorno de cortes ni de fluidos a superficie.

Secuencia operativa - pasos mayores

- Levantar y amar BHA de 36".
- Correr hasta el lecho marino, entrar en el templete submarino, con ayuda de Buzos.
- Perforar hueco de 36" hasta profundidad total de la sección, enviando píldoras viscosas para limpiar el hueco y registrando verticalidad con MWD.
- Sacar BHA de 36".
- Correr y cementar conductor de 30". Verificando retornos en el lecho marino.
- Cortar el conductor de 30" en la plataforma Texas Deck.
- Instalar línea de flujo y conectar el Sistema de Desviación de Flujo (Diverter).

12.2.2 Sección de Hueco de 17.1/2" y Revestimiento de 13.3/8"

Objetivos:

- Perforar direccionalmente el hueco de 17.1/2" hasta la profundidad de \pm 632m MDBRT.
- Sentar allí un revestimiento de 13.3/8".
 - El criterio de selección de la profundidad de sentamiento del revestimiento de 13.3/8" es el de obtener una buena prueba de Goteo (LOT), tal que se consiga la tolerancia al influjo suficiente para poder perforar la etapa siguiente.
 - Lograr una buena cementación y consiguiente aislación de la sección objetivo con el lecho marino.
 - El revestimiento de 13.3/8" llevará el componente del Sistema de Suspensión en el lecho marino (MLS) que le permitirá colgarse en el Conductor de 30" y tener el perfil para soportar el Revestimiento de 9.5/8".

Contingencias:

- El revestimiento de 13.3/8" debe sentarse a 632m MDBRT. El plan operativo de la corrida del revestimiento de 13.3/8" incluirá el uso de Zapatos Rimadores, Herramientas de corrida para rotar el revestimiento, y una adecuada centralización. En caso de tenerse problemas para sentar el revestimiento de 13.3/8" a la profundidad planeada se tendrán las contingencias que se detallan en el punto 4.2.

Plan direccional:

- El objetivo direccional es hacer el arranque de la trayectoria para lograr atravesar los dos primeros objetivos y lograr la inclinación requerida para alcanzar el target final.
- Se planea perforar con un ensamblaje direccional con Motor de fondo y con MWD/LWD, para garantizar que se logre la construcción de inclinación requerida mientras se ayuda con la limpieza del agujero y se optimiza la tasa de penetración, al tiempo que se procura un agujero de buena calidad (sin tortuosidad excesiva).
- No hay información disponible que muestre que la trayectoria de éste pozo cruce o intercepte la trayectoria de otro pozo perforado anteriormente en el área.

Ensamblaje de Fondo (BHA):

- Motor de fondo y con MWD/LWD. Respecto de la perforación se puede hacer con BHA con Motor de Fondo o con RSS ya que por el BUR (4°/30m) no habría límite de qué herramienta utilizar, pero lo que sí puede influir es el tipo de formación ya que es una formación blanda donde se debe construir y esto le da mayores probabilidades de éxito al Motor de Fondo con BH.

Requerimientos de Medición y evaluación mientras perfora (MWD/LWD):

- En esta sección se planea tener herramientas de perfiles/registros mientras se perfora (LWD), registrado Rayos Gama y Resistividad, Sónico onda P y S, Porosidad y Neutrón, lo cual ayudará a la determinación de la profundidad total de la sección.
- El registro de presiones anulares mientras se perfora (PWD) ayudará a manejar la evacuación de los cortes de perforación, evitando un exceso perjudicial de Densidad Equivalente de Circulación (ECD). También se tendrá medición en tiempo real de la dinámica de la sarta.
- Se incorpora la herramienta de LWD para registro Sónico al conjunto del MWD/LWD para obtener información que complementa el análisis de geo-presiones.

Trépano o barrena (Drilling Bit):

- 1 (ea) Barrena PDC de cuerpo de Acero o Matriz, 5 aletas, cortadores de 16/19 mm.
- Alternativa: Barrena Tricónica de dientes para hacer la perforación del equipo de flotación del Revestimiento de 30”.

Fluido de Perforación:

- Tipo de Fluido: Lodo Base Agua (WBM).

Propiedad	Unidad	Mínimo	Máximo
Densidad	gr/cc, SG	1.12	1.22
Filtrado API	cc /30min	6	9
Solidos	% Vol.	7	10

- El plan contempla “Cero Descargas” de cortes y fluidos de perforación o sus remanentes, luego estos deben ser colectados en el Jack-up y enviarse a tierra para su disposición final.

Secuencia operativa - pasos mayores

- Levantar y armar BHA de 17.1/2”.
- Correr en el hueco hasta el tope del cemento dentro del conductor de 30”. Hacer los simulacros de Control de pozo (referidos a gas somero y uso del Derivador de flujo).
- Perforar el cemento y equipo de flotación del revestimiento de 30”.
- Perforar hueco de 17.1/2” hasta profundidad total de la sección, tomando registros de desviación MWD/LWD.
- Sacar BHA de 17.1/2”, preparando el agujero para corrida de revestimiento.
- Correr y cementar revestimiento de 13.3/8”, verificando retornos de espaciador en superficie.
- Abrir los puertos de lavado del MLS y circular exceso de cemento afuera.
- Esperar por fragüe de cemento.
- Hacer corte de revestimiento de 13.3/8”, y conductor de 30” en la plataforma Texas Deck. Hacer los biselados requeridos.
- Instalar la placa base del Cabezal de pozo y Sección A.
- Instalar línea de flujo.
- Instalar la Preventoras BOP. Probarlas.
- Instalar buje de desgaste.

12.2.3 Sección de Hueco de 12.1/4" y Revestimiento de 9.5/8"

Objetivos:

- Perforar la zona de interés hasta alrededor de 100m por debajo de la base del Reservorio "i1", a ± 150 m MDBRT.
 - De esta manera se deja espacio para evaluar completamente toda la sección de interés con las herramientas de perforación y de registros eléctricos con cable.
 - También, los 150m de sumidero sirven tener suficiente espacio para completar la secuencia de abandono definitivo de la sección siguiente. De la misma forma, sirven para dejar la parte de sello de cemento del revestimiento de 9.5/8" (shoe track).
- Tomar los registros/perfiles eléctricos que se requieran en caso de alguna falla o inconveniente con el MWD/LWD.
- Evaluar el cemento detrás del revestimiento de 13.3/8", desde la zapata del mismo.
- Correr el revestimiento de 9.5/8".

Contingencias:

- Si los registros de la herramienta MWD/LWD son de una calidad inaceptable o no pudieron ser tomados, se harían corridas de registros eléctricos asistido (TLC).
- En caso de sentarse el Revestimiento de 9.5/8" antes de la profundidad planeada se prevé la contingencia detallada en el punto 4.2.

Plan direccional:

- El objetivo direccional es continuar perforando el pozo con trayectoria direccional de la sección anterior, sin inducir altos cambios de inclinación (Dog leg severity - DLS) para poder atravesar los objetivos "i2" e "i1".
- Se planea perforar con un ensamblaje rotario con RSS. La tasa de penetración estará controlada debido a los requerimientos de evaluación de cortes de perforación y toma de registros en la zona de interés.

Ensamblaje de Fondo (BHA):

- Ensamble Rotario con Sistema de orientación rotativa (RSS), y MWD/LWD.

Requerimientos de Medición y evaluación mientras perfora (MWD/LWD):

- En esta sección se planea tener herramientas de perfiles/registros mientras se perfora (LWD), para la evaluación de la zona de intereses, y que también servirán para ajustar la profundidad total del pozo.

Trépano o barrena (Drilling Bit):

- 1 (ea) Barrena PDC de 12.1/4", de cuerpo de Matriz, 5 aletas, cortadores de 19 mm.
- Alternativas / contingencia: Barrena Tricónica de dientes para hacer la perforación del equipo de flotación del Revestimiento de 13.3/8", 1 (ea) Barrena PDC de cuerpo de Acero, 5 aletas, cortadores de 16 mm.

Fluido de Perforación:

- Tipo de Fluido: Lodo Base Aceite (OBM)

Propiedad	Unidad	Mínimo	Máximo
Densidad	gr/cc, SG	1.22	1.28
Filtrado API	cc /30min	5	6
Solidos	% Vol.	7	8

- El plan contempla “Cero Descargas” de cortes y fluidos de perforación o sus remanentes, luego estos deben ser colectados en el Jack-up y enviarse a tierra para su disposición final.

Secuencia operativa - pasos mayores

- Levantar y armar BHA de 12.1/4”
- Correr en el hueco hasta el tope del cemento dentro del revestimiento de 13.3/8”. Hacer los simulacros de Control de pozo.
- Probar el revestimiento.
- Perforar el cemento y equipo de flotación del revestimiento de 13.3/8”.
- Perforar 5 metros de formación nueva y hacer prueba de Goteo (LOT).
- Perforar hueco de 12.1/4” hasta \pm 1430m MDBRT, tomando registros de desviación MWD y registros LWD.
- Sacar BHA de 12.1/4”, preparando el agujero para corrida de registros eléctricos.
- Registrar el cemento del revestimiento de 13.3/8”, especialmente alrededor del zapato.
- Correr y cementar revestimiento colgado de 9.5/8”.
 - Se debe instalar tubos cortos (pup joints) y en lo posible marcadores radioactivos (pip marks), para efectos de futuras correlaciones.
- Sacar la Herramienta de corrida del colgador del revestimiento.

12.2.4 Sección de Hueco de 8.1/2” (no se colocará revestimiento)

Objetivos:

- Perforar la zona de interés atravesando los objetivos Exploratorios “m2” y m1” hasta \pm 2528m MDBRT.
 - De esta manera se deja espacio para evaluar completamente toda la sección de interés con las herramientas de perforación y de registros eléctricos con cable. De la misma forma.
- Tomar los registros / perfiles eléctricos (asistidos de ser necesario - TLC), que se requieran en caso de alguna falla o inconveniente con el MWD/LWD.
- Evaluar el cemento detrás del revestimiento de 9.5/8”, desde el zapato del mismo.
- Abandonar definitivamente el tramo para aislarlo del hueco con TR de 9.5/8”.

Contingencias:

- Si los registros de la herramienta MWD/LWD son de una calidad inaceptable o no pudieron ser tomados, se harían corridas de registros eléctricos con cable (TLC).

Plan direccional:

- El objetivo direccional es perforar direccionalmente hasta los objetivos “m”. Para esto se debe bajar ángulo y hasta direccional la trayectoria hasta los objetivos y luego mantener tendencia hasta TD, sin inducir altos cambios de inclinación / dirección (Dog leg severity - DLS).
- Se planea perforar con un ensamblaje rotario con RSS. La tasa de penetración estará controlada debido a los requerimientos de evaluación de cortes de perforación y toma de registros en la zona de interés.

Ensamblaje de Fondo (BHA):

- Ensamble Rotario con Sistema de orientación rotativa (RSS), y MWD/LWD.

Requerimientos de Medición y evaluación mientras perfora (MWD/LWD):

- En esta sección se planea tener herramientas de perfiles/registros mientras se perfora (LWD), para la evaluación de la zona de intereses, y que también servirán para ajustar la profundidad total del pozo.

Trépano o barrena (Drilling Bit):

- 1 (ea) Barrena PDC de 8.1/2", de cuerpo de Matriz, 5 aletas, cortadores de 16 mm.
- Alternativas / contingencia: Barrena Tricónica de dientes para hacer la perforación del equipo de flotación del Revestimiento de 9.5/8", 1 (ea) Barrena PDC de cuerpo de Acero, 5 aletas, cortadores de 16 mm.

Fluido de Perforación:

Tipo de Fluido: Lodo Base Aceite (OBM), emulsión inversa.

Propiedad	Unidad	Mínimo	Máximo
Densidad	gr/cc, SG	1.30	1.45
Filtrado API	cc /30min	-	5
Solidos	% Vol.	-	8

El plan contempla "Cero Descargas" de cortes y fluidos de perforación o sus remanentes, luego estos deben ser colectados en el Jack-up y enviarse a tierra para su disposición final.

Secuencia operativa - pasos mayores

- Levantar y armar BHA de 8.1/2".
- Correr en el hueco hasta el tope del cemento dentro del revestimiento de 9.5/8". Hacer los simulacros de Control de pozo.
- Probar el revestimiento.
- Perforar el cemento y equipo de flotación del revestimiento de 9.5/8".
- Perforar 5 metros de formación nueva y hacer prueba de Goteo (LOT).
- Perforar hueco de 8.1/2" hasta ± 2528 m MDBRT tomando registros de desviación MWD/LWD.
- Sacar BHA de 8.1/2" calibrando agujero. Realizar Flow Check.
- Registrar el cemento del revestimiento de 9.5/8"
- Bajar retenedor de cemento.
- Realizar tapón de cemento sobre el retenedor.

12.2.5 Limpieza el revestimiento de 9.5/8" y pruebas de integridad

Objetivos:

- Rotar y escariar el cemento que hubiese quedado en el revestimiento de 9.5/8", asegurando dejar sólo la cámara requerida hasta el TOC del tapón de cemento anterior.
- Limpiar el pozo y desplazarlo a fluido de completación.
- Registrar la calidad del cemento en el revestimiento de producción.
- Tomar registro para el posicionamiento definitivo del pozo (final well trajectory survey).
- Hacer prueba de presión positiva del revestimiento.

Contingencias:

- En caso de tener fuga a través de la zapata de 9.5/8", correr un tapón puente permanente (bridge plug).

Fluido de Completación / prueba:

- Agua de Mar tratada (1.01 SG), con inhibidor de corrosión y bactericida.
- Para ahogar o matar el pozo, se tendrá el lodo de perforación usado para perforar la sección de 12.1/4".

Trépano o barrena (Drilling Bit):

Se puede correr una barrena tricónica de 8.1/2" y escariadores para TR de 9.5/8".

Secuencia operativa - pasos mayores

- Levantar y amar BHA de limpieza con escariadores para revestimientos y cepillos 9.5/8".
- Bajar dentro del revestimiento limpiando y perforando cemento hasta el TOC requerido.
- Hacer prueba positiva del pozo y del revestimiento de 9.5/8". Sacar ensamblaje.
- Bombear bache/tratamiento químico requerido para limpiar las paredes de pozo y desplazar el lodo OBM por Fluido de abandono temporal (agua tratada).
- Tomar perfil/registro de evaluación del cemento del revestimiento de 9.5/8" con 500 psi de presión. Correr un registro direccional con herramienta de posicionamiento giroscópica (Gyro).

12.2.6 Abandono / Suspensión temporal

Objetivos:

- Abandonar temporalmente el pozo, siguiendo las normas y regulaciones de México y las políticas de Hokchi Energy.
- Dejar el pozo para ser completado y puesto en producción en un futuro.
- Verificar visualmente el estado de suspensión del pozo.

Contingencias:

- Se deben tener identificadas herramientas para cortar y recuperar de manera segura sartas de TR de 30", 13.3/8" y 9.5/8", que pudiesen haber quedado cementadas concéntricamente.
- En caso de falla de las conexiones del sistema de suspensión de lecho marino, se deben tener identificadas herramientas de corte interno del revestimiento (mecánicas / hidráulicas).

Fluido de Completación / prueba:

- Agua de Mar tratada (1.01 SG), con inhibidor de corrosión y bactericida.
- Para ahogar o matar el pozo, se tendrá el lodo de perforación usado para perforar la sección de 8.1/2".

Secuencia operativa - pasos mayores:

- Colocar TxC de 30 metros lineales (100 pies), en el revestimiento de 9.5/8", en la profundidad de la zapata de 13.3/8".
- Probar tapón con peso.
- Sentar TxC de 60 metros lineales (200 pies), en el revestimiento de 9.5/8", a 250m debajo de la profundidad del Sistema de Suspensión en el lecho marino (MLS).
- Desmontar caño conductor, BOP, Cabezal de pozo. Recuperar cuña de revestimiento.
- Correr sarta de pesca con enganchador interno (casing spear) rotatorio. Desconectar el revestimiento de 9.5/8" del MLS, y sacar el mismo.
- Lavar perfiles del MLS y sentar tapa de suspensión de 9.5/8" (TA Cap).
- Desmontar Cabezal de pozo. Recuperar cuña de revestimiento.
- Correr sarta de pesca con enganchador interno (casing spear) rotatorio. Desconectar el revestimiento de 13.3/8" del MLS, y sacar el mismo.
- Lavar perfiles del MLS y sentar tapa de suspensión de 13.3/8" (TA Cap).
- Desmontar Cabezal de pozo.
- Desconectar conductor de 30" del conector rápido.
- Lanzar buzos e instalar Tapa de suspensión de 30".
- Registrar altura final del conductor de 30" sobre el lecho marino.
- Instalar la jaula de protección (net guard).
- Preparar para mover el equipo a próximo destino fuera de la locación actual.

13 Esquema de pozo y Tiempos

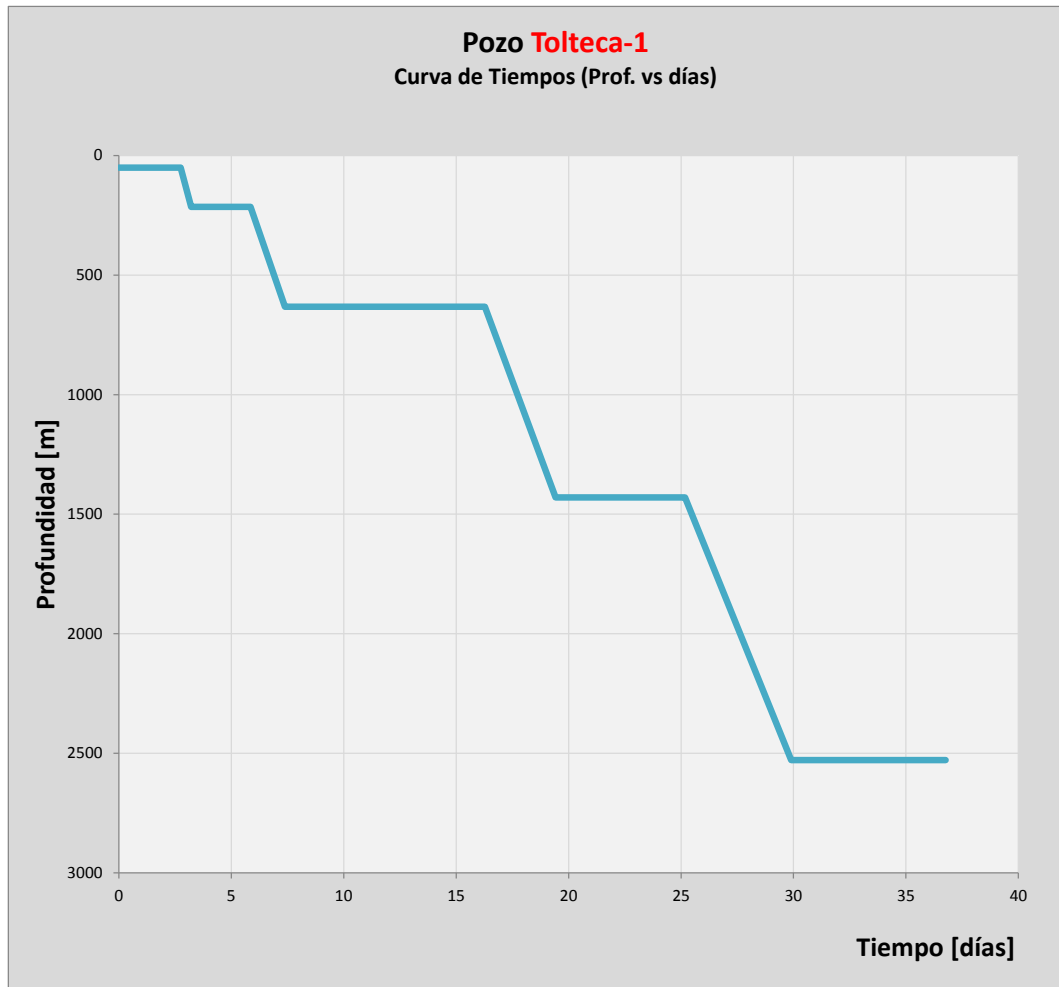
13.1 Esquema de pozo

A continuación se muestra una figura con el esquema de pozo y un resumen de Barrenas, BHAs, Lodos, Cemento y Registros.

Tolteca-1 (Directional well)											
Depth (mTVD)	Shoe		Casing Sizes	Hole Sizes	Schematic	Barrenas		BHA	Lodo	Cemento	Evaluación
	(mTVD)	(mMD)				Diám [in]	Tipo				
0											
50											
93	Reciente Pleistoceno	200	200	30"	36"	30"	36"	Péndulo con STB Helicoidal y MWD	Agua de mar + Baches de 1.2 sg con sello	Cemento Tipo H 300% exceso	No planeados
135							(Tricono)				
178											
221											
263											
306	425 m	580	632	13.3/8"	17.1/2"	13.3/8" 11.3/4"	17.1/2"	PDC 6 blades 16 mm 19 mm	WBM 1.22 sg	Cemento Tipo H 100% exceso	Con LWD Rayos Gamma, Resistividad, Direccional
349											
391											
434											
477											
520	700 m	974	1430	9.5/8"	12.1/4"	9.5/8"	12.1/4"	PDC 6 blades 16 mm 19 mm	OBM 1.28 sg	Cemento Tipo H 100% exceso con control de GAS	Con LWD GR, Resist, Sónico, De/Neu, Direc, PWD, P form. e ident de fluid, Muestreo de fluidos
562											
605											
648											
690											
733	1100 m	1700	2528	Open Hole	8.1/2"	7" 6"	8.1/2"	PDC 6 blades 16 mm	OBM 1.45 sg	N/A	Con LWD GR, Resistividad, Sónico onda P y S, Densidad Neutrón, Direccional, PWD, Presión de Form. e identificación de fluidos, Muestreo de Fluidos de formación
776											
818											
861											
904											
946	Mioceno Superior										
989											
1032											
1074											
1117											
1160											
1202											
1245											
1288											
1330											
1373											
1416											
1459											
1501											
1544											
1587											
1629											
1672											
1715											
1757											
1800											

13.2 Tiempos estimados

La siguiente gráfica muestra la curva de Profundidad vs. Tiempo calculado para el pozo Olmeca-1 y, a continuación, los mismos datos tabulados.



Resumen de tiempos

Etapa	MD	Días Etapa	Días Acum.
PRE	60	2.7	2.7
DRLG 36"	215	0.5	3.2
Flat 30"	215	2.6	5.8
DRLG 17.5"	632	1.5	7.4
Flat 13 3/8"	632	8.9	16.3
DRLG 12 1/4"	1430	3.1	19.4
Flat 9 5/8"	1430	5.8	25.2
DRLG 8.1/2"	2528	4.7	29.9
Abandono	2528	6.9	36.8
Total pozo vertical			36.8