

Proyecto Off Shore Area-31

# Programa General de Perforación (GDP)

## Pozo: Olmeca-1

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

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

**Versión: 3.0**

**- CONFIDENCIAL -**  
**- - USO EXTERNO - -**

*Página en blanco intencionalmente.*

## Programa General de Perforación Olmeca-1

### APROBACIONES

Preparado por	Preparado por	Revisado y aprobado por
<b>DIEGO TERRERA</b> Senior Drilling Engineer	<b>FEDERICO RUGGERI</b> Senior Completion Engineer	<b>FERNANDO RUEDA</b> Wells Team Leader
Fecha:	Fecha:	Fecha:

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

Aprobado y soportado para ejecución	Aprobado y autorizado para ejecución
<b>GERARDO DORIA</b> Drilling & Completion VP	<b>FERNANDO VILLARREAL</b> Hokchi Project VP
Fecha:	Fecha:

**LISTA DE DISTRIBUCIÓN**

<b>Nombre</b>	<b>Posición</b>	<b>Compañía</b>
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
Federico Ruggeri		Pan American Energy
Reynaldo Vargas		Pan American Energy
Argenis Peñaloza		Pan American Energy
Enrique Dupertuis		Pan American Energy
Rogelio Salomao		Pan American Energy
Carlos Martinez		Pan American Energy
Federico Caldora		Pan American Energy
		Pan American Energy

## Contenido

<b>1</b>	<b>INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>7</b>
1.1	ALCANCE DEL PROGRAMA.....	7
1.2	ABREVIATURAS DEL IDIOMA INGLÉS USADAS EN ESTE DOCUMENTO .....	7
<b>2</b>	<b>DATOS GENERALES .....</b>	<b>11</b>
2.1	INFORMACIÓN GENERAL DEL POZO .....	11
2.2	ELEVACIONES Y PUNTOS DE REFERENCIA .....	12
<b>3</b>	<b>GEOLOGÍA .....</b>	<b>12</b>
3.1	DESCRIPCIÓN DEL PROSPECTO .....	12
3.2	OBJETIVOS DEL POZO.....	14
3.2.1	<i>Objetivos geológicos primarios .....</i>	<i>14</i>
3.2.2	<i>Objetivos de producción.....</i>	<i>14</i>
3.2.3	<i>Objetivos técnicos de Perforación, Completamiento y Prueba .....</i>	<i>14</i>
3.2.4	<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
<b>4</b>	<b>PROGRAMA DE REVESTIMIENTO .....</b>	<b>19</b>
4.1	PROFUNDIDADES DE SENTAMIENTO Y PROPIEDADES DE LOS REVESTIMIENTOS .....	19
4.2	CONTINGENCIAS.....	20
4.3	CRITERIO PARA EL SENTAMIENTO DEL REVESTIMIENTO .....	20
4.4	FACTORES DE DISEÑO.....	21
4.5	TOLERANCIA AL INFLUJO.....	21
<b>5</b>	<b>PROGRAMA DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN.....</b>	<b>22</b>
5.1	SECCIÓN DE HUECO DE 36” .....	22
5.2	SECCIÓN DE HUECO DE 17.1/2” .....	22
5.3	SECCIÓN DE HUECO DE 12.1/4” .....	23
<b>6</b>	<b>PROGRAMA DE CEMENTACIÓN .....</b>	<b>23</b>
6.1	CONDUCTOR DE 30” .....	23
6.2	REVESTIMIENTO DE SUPERFICIE DE 13.3/8” .....	23
6.3	REVESTIMIENTO DE PRODUCCIÓN DE 9.5/8” .....	24
<b>7</b>	<b>PLAN DIRECCIONAL Y PLAN DE REGISTROS DE POSICIONAMIENTO .....</b>	<b>24</b>
7.1	PLAN DIRECCIONAL .....	24
7.2	ESQUEMAS DIRECCIONALES .....	25
7.3	PLAN DE REGISTRO DE POSICIONAMIENTO.....	25
7.4	CONSIDERACIONES SOBRE INTERFERENCIA MAGNÉTICA Y ANTI-COLISIÓN .....	25
7.5	PLAN DE ENSAMBLAJES Y BARRENAS .....	26
<b>8</b>	<b>EVALUACIÓN DE FORMACIONES .....</b>	<b>26</b>
8.1	REGISTROS ELÉCTRICOS CON CABLE Y LWD .....	26
8.2	TOMA DE NÚCLEOS.....	27
8.3	MUESTREO DE CORTES, GAS Y LODO DE PERFORACIÓN .....	27
8.4	MONITOREO Y PREDICCIÓN EN TIEMPO REAL DE PRESIÓN DE PORO Y G.F. ....	27
8.5	PRUEBA DE PRODUCCIÓN .....	27
<b>9</b>	<b>CABEZAL DE POZO Y CONTROL DE POZO .....</b>	<b>28</b>
9.1	PROGRAMA DE CABEZAL DE POZO .....	28
9.2	PROGRAMA DE CONTROL DE POZO .....	29
9.3	PRESIONES DE PRUEBA DE PREVENTORAS (BOP) .....	29

9.4	PRUEBAS DE PRESIÓN PARA LOS REVESTIMIENTOS .....	29
9.4.1	Revestimiento de 30" / Sección de Hueco de 17.1/2" .....	29
9.4.2	Revestimiento de 13.3/8" / Sección de Hueco de 12.1/4" .....	29
9.4.3	Revestimiento de producción 9.5/8" / Prueba –DST .....	30
<b>10</b>	<b>DIAGRAMA DE POZO .....</b>	<b>31</b>
<b>11</b>	<b>ABANDONO/SUSPENSIÓN TEMPORAL .....</b>	<b>32</b>
11.1	SISTEMA DE SUSPENSIÓN EN EL LECHO MARINO (MLS) – CASO BASE .....	32
11.2	SISTEMA DE SUSPENSIÓN EN EL LECHO MARINO (MLS) – CASO CONTINGENCIA .....	32
11.3	DIAGRAMA DE ABANDONO TEMPORAL PROPUESTO .....	34
<b>12</b>	<b>PLAN OPERATIVO .....</b>	<b>35</b>
12.1	RESUMEN DEL PLAN DE OPERACIONES .....	35
12.2	GUÍAS GENERALES PARA CADA SECCIÓN DE HUECO .....	35
12.2.1	Sección de Hueco de 36" y Conductor de 30" .....	35
12.2.2	Sección de Hueco de 17.1/2" y Revestimiento de 13.3/8" .....	36
12.2.3	Sección de Hueco de 12.1/4" y Revestimiento de 9.5/8" .....	38
12.2.4	Limpieza el revestimiento de 9.5/8" y pruebas de integridad .....	39
12.2.5	Pruebas de producción / Ensayo del pozo .....	40
12.2.6	Abandono / Suspensión temporal .....	41
<b>13</b>	<b>ESQUEMA DE POZO Y TIEMPOS .....</b>	<b>42</b>
13.1	ESQUEMA DE POZO .....	42
13.2	TIEMPOS ESTIMADOS .....	42

## 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

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

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

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

## 2 Datos generales

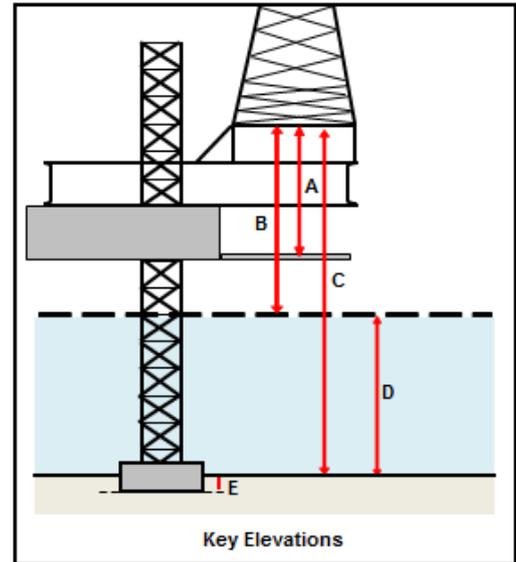
### 2.1 Información general del pozo

Nombre del pozo	Olmeca-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, Vertical, Productor (Keeper)		
Objetivos Estratigráficos	Plioceno Inferior, Arenas/ Reservorios "i1" & "i2"		
Sistema de Coordenadas de Referencia	WGS-84 / UTM-15N (metros)		
Localización de superficie (Lecho Marino)	E= 335,955 m	N= 2,011,030 m	TVDSS: 19 m
Objetivo "i2" - punto de entrada preferido	E= 335,955 m	N= 2,011,030 m	TVDSS: 775 m
Objetivo "i1" - punto de entrada preferido	E= 335,955 m	N= 2,011,030 m	TVDSS: 835 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 (i1 & i2)	Presión de formación: 1,430 psi al objetivo i1. Temperatura a TD: 48° centígrados Porosidad: 28 %, Permeabilidad: 1000 md Espesor total estimado: 32 metros		
Profundidad Total estimada (TD) Criterio para TD	960 MDBRT / – 941 m TVDSS Suficiente espacio debajo de la base del Objetivo i1, para evaluación con registros eléctricos (contingencia) y posicionamiento de cañones en la sarta de prueba del pozo (100 metros).		
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 - Conductor Guide Base	56	17
B. RT - MSL	105	32
C. RT - Mud line (B+D)	167	51
D. Water Depth (WD)	62	19
E. Spud can Penetration	TBD	TBD

Point	MDBRT (m)	TVDSS (m)
RT (or RKB)	0	-32
Conductor Guide Base	17	-15
MSL	32	0
Mud line	51	19
Planned TD	940	908



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 Olmeca-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 vertical hasta una profundidad final estimada en 928 mvbnm (960 m TVDBRT).

El pozo será el primero a perforarse dentro de la campaña de exploración del Bloque por ser considerado el de mayor probabilidad de éxito a la fecha. Su objetivo principal es comprobar reservas en el intervalo atravesado por el pozo Xaxamani-1 entre los 778 y 810 mvbnm. Dicho pozo fue perforado por Pemex durante 2003 y registró indicios concretos de existencia de petróleo en dicho intervalo. A tal fin, en caso de identificarse el mismo intervalo con propiedades similares en el pozo aquí propuesto, se realizará un ensayo de producción utilizando sistema de levantamiento artificial (se considera en principio bombeo Electrosumergible). El diseño del ensayo deberá prever altas chances de aporte de sólidos de formación (arena). En caso de éxito, el pozo se abandonará temporalmente (Keeper).

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 dentro del Area-31 y la ubicación de los pozos offset.

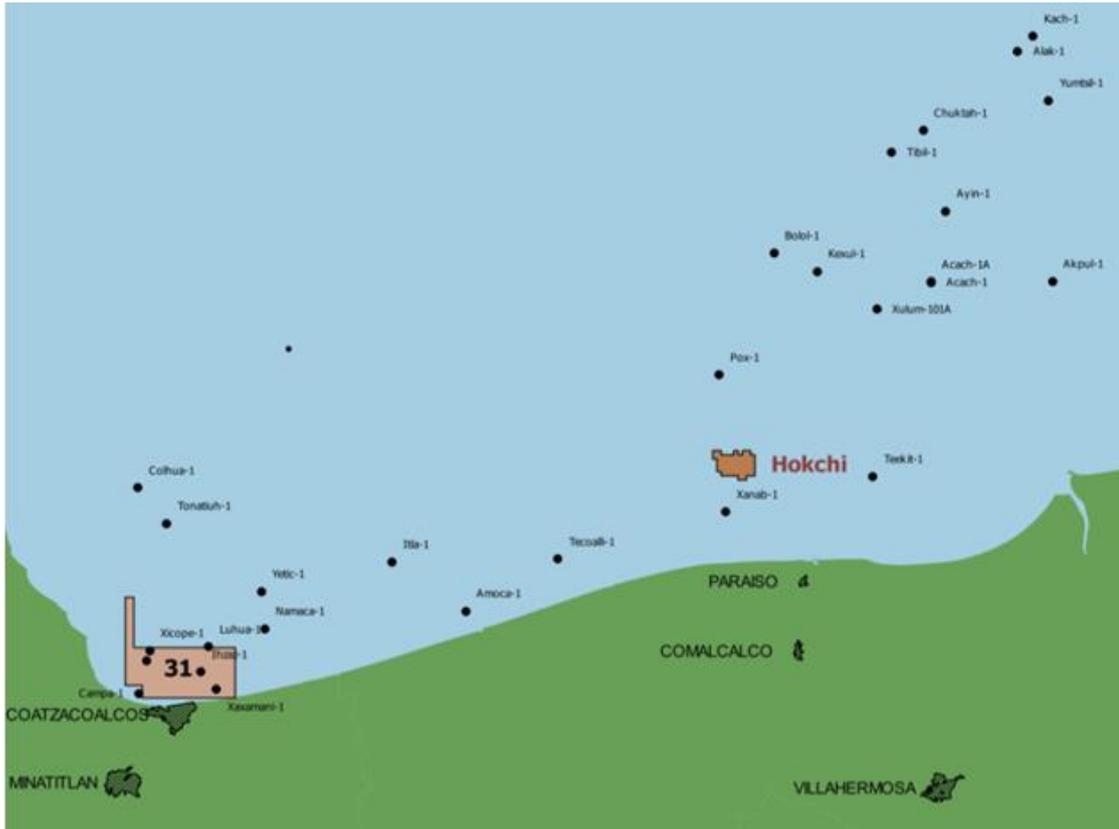


Figura-1. Ubicación del Area-31 en la cuenca y respecto de Hokchi.

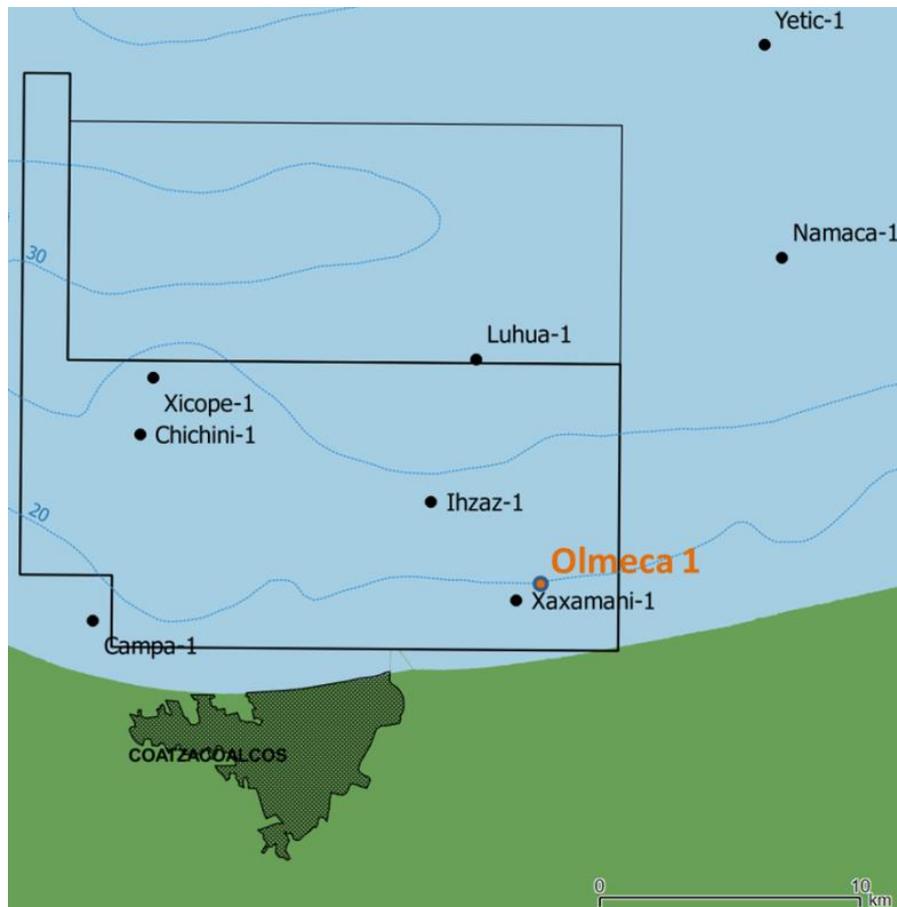


Figura-2. Ubicación del pozo Olmeca-1 dentro del Area-31.

### 3.2 Objetivos del pozo

#### 3.2.1 Objetivos geológicos primarios

Definir propiedades sedimentológicas, petrográficas y petrofísicas del tramo a perforar. Definir la existencia de otras acumulaciones de hidrocarburos dentro de la misma trampa en cualquier otro nivel atravesado por el pozo. Definir propiedades sedimentológicas, petrográficas y petrofísicas de dichos intervalos.

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.

#### 3.2.2 Objetivos de producción

Comprobar la viabilidad económica de la acumulación de hidrocarburos (petróleo) detectada por el pozo Xaxamani-1 en el año 2003 entre los 778 y 810 mvbnm, mediante un ensayo de producción que permita replicar condiciones dinámicas similares a las que se tendrían durante una eventual fase de desarrollo. En caso de éxito, estimar un rango de capacidad productiva y realizar una estimación volumétrica de recursos.

	Prof. [TVDS]	+ / - [m]	X (long) [m]	Y (lat) [m]	Objetivo	Comentario
i2 - Cima	775	50	355,955	2,011,030	i2	Objetivo secundario Ensayó gas en Xaxamani-1
i2 - Base	808	50	355,955	2,011,030		
i1 - Cima	835	50	355,955	2,011,030	i1	Objetivo principal (A ser ensayado) Comprobó petróleo en Xaxamani-1
i1 - Base	867	50	355,955	2,011,030		

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.

#### 3.2.3 Objetivos técnicos de Perforación, Completamiento y Prueba

- Realizar las operaciones de perforación del "Programa de Exploración" del Bloque Area-31 perforando el primer pozo con una trayectoria vertical en esta localización.
- Obtener una buena calidad de información de las zonas objetivo "i1" e "i2", con los registros de evaluación de formación (MWD-LWD, registros eléctricos con cable).
- Realizar una prueba de producción del pozo a hueco entubado (DST).
- Instalar un revestimiento de 13.3/8" al tope del Objetivo "i2" para permitir el uso de un fluido de perforación apropiado para la zona de interés (tipo, densidad, formulación), para minimizar el potencial de daño de la 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 un aislamiento entre los reservorios y el lecho marino para garantizar la no comunicación de las partes y evitar problemas de integridad de pozo.
- Perforar la zona de interés en hueco de 12.1/4" (tamaño preferido por razones de producción y evaluación de la formación), y correr y cementar un revestimiento de producción de 9.5/8" con buen aislamiento zonal.
- Evaluar la posibilidad de completar la sección de yacimiento con open hole gravel pack technology si los riegos asociados son mitigados.

- g. 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.
- h. 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.

### 3.2.4 Requerimientos mínimos en caso de falla

En el evento de no encontrar las arenas del Objetivo "i1" (o si las arenas del "i1" se encuentran en agua), el objetivo del pozo es obtener la información clave para redefinir los modelos planeados, minimizando el costo del pozo al mismo tiempo; en este evento la prueba de pozo sería suspendida.

## 3.3 Tabla de Prognosis geológica – Cronoestratigrafía

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

Periodo Formación	Espesor [m]	Tope [TVDSS]	Litología	Fluido Esperado	Aspectos Críticos de Subsuelo
<b>Formación "A"</b>	300	20 ± 5	Areniscas. Sucesión granocreciente (incrementa proporción de arcilla en profundidad).	Agua	
<b>Formación "B"</b>	455	320 ± 50	Lutitas. Escasas y delgadas intercalaciones de areniscas.	Agua y gas	
<b>Formación "i"</b>	125	775 ± 50	Bancos de areniscas de entre 25 y 35 m de espesor separados por intervalos de lutitas de similar espesor.	Gas y petróleo	<b>OBJETIVOS</b>
<b>TD TVD</b>		900 ± 50			

*Tabla 2. Topes de formación*

### 3.4 Sección Sísmica

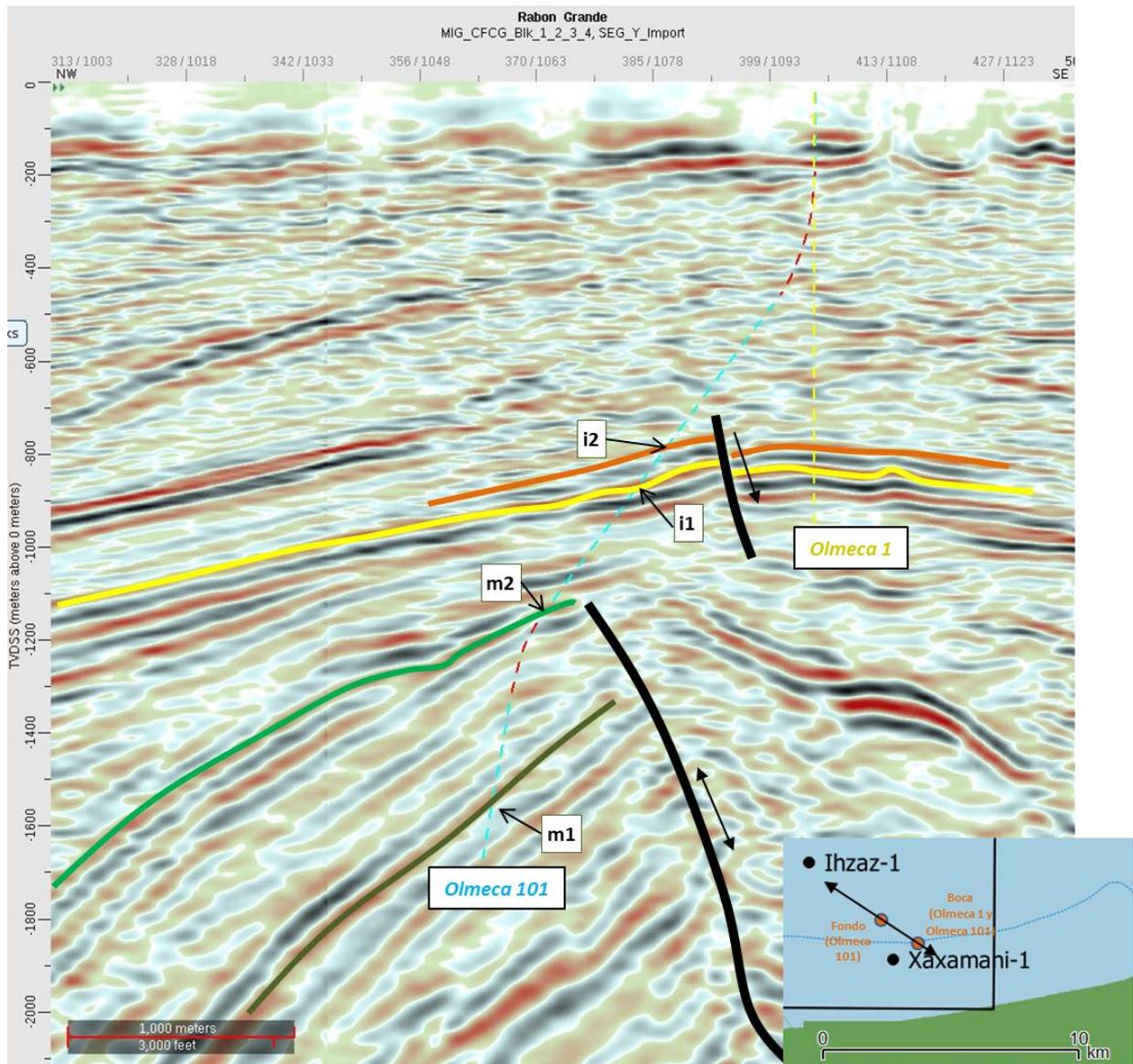
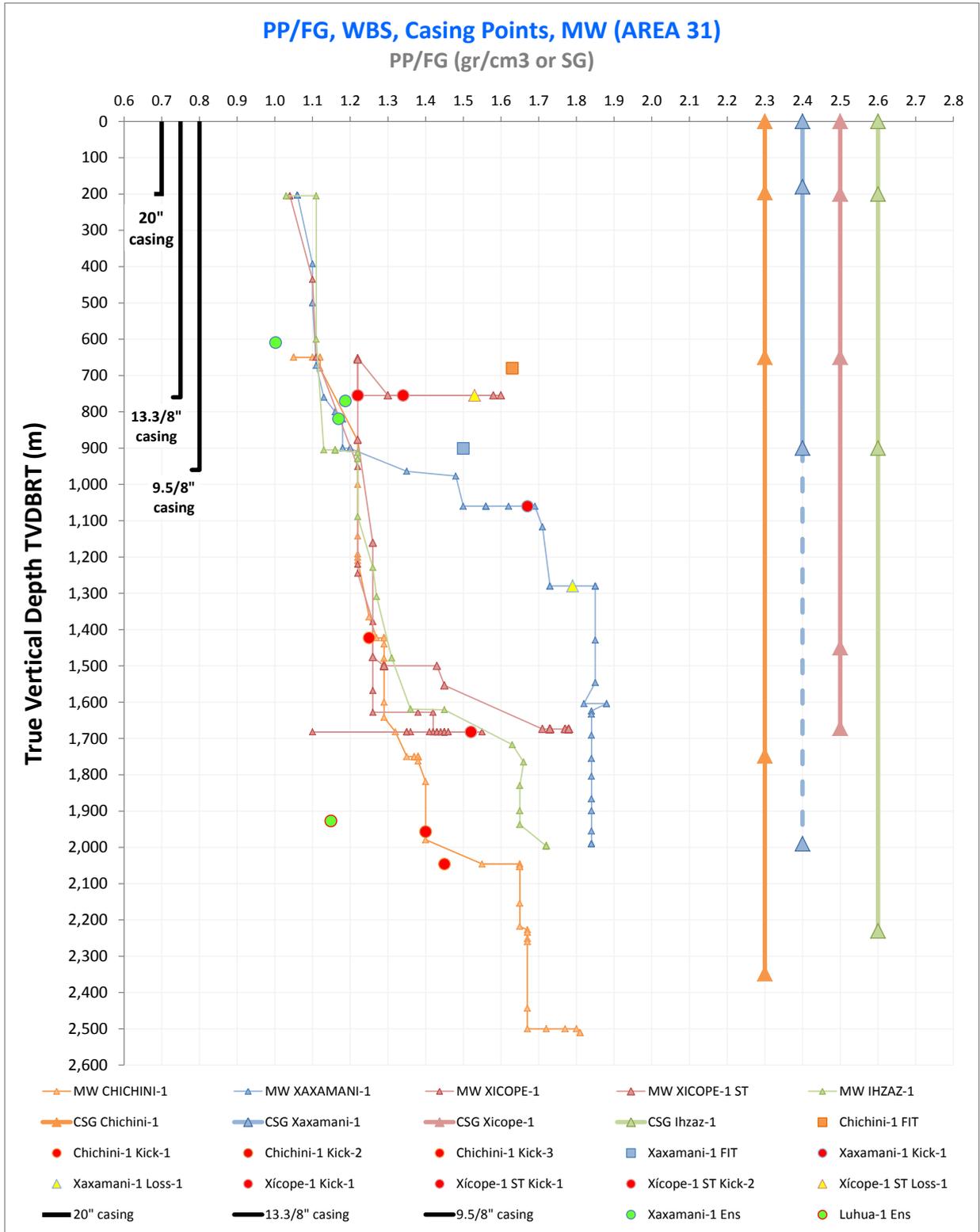


Figura 3. Sección sísmica

### 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, Luhua-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:



*Figura 4. Curva de presiones pozos Offsets*

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.

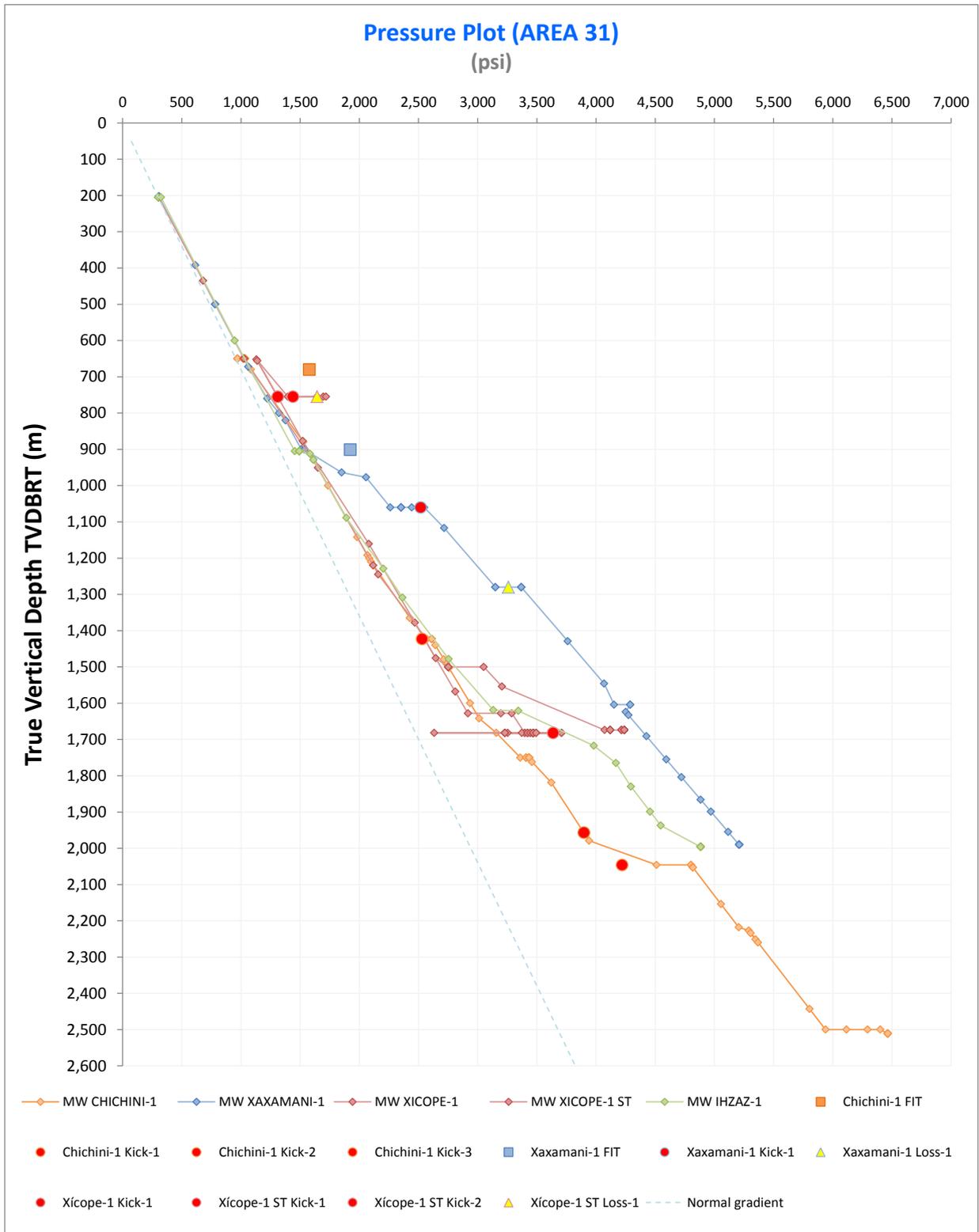


Figura 5. Curva de presiones pozos Offsets

Previo a la perforación de este pozo, se realizará un estudio Geomecánico 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

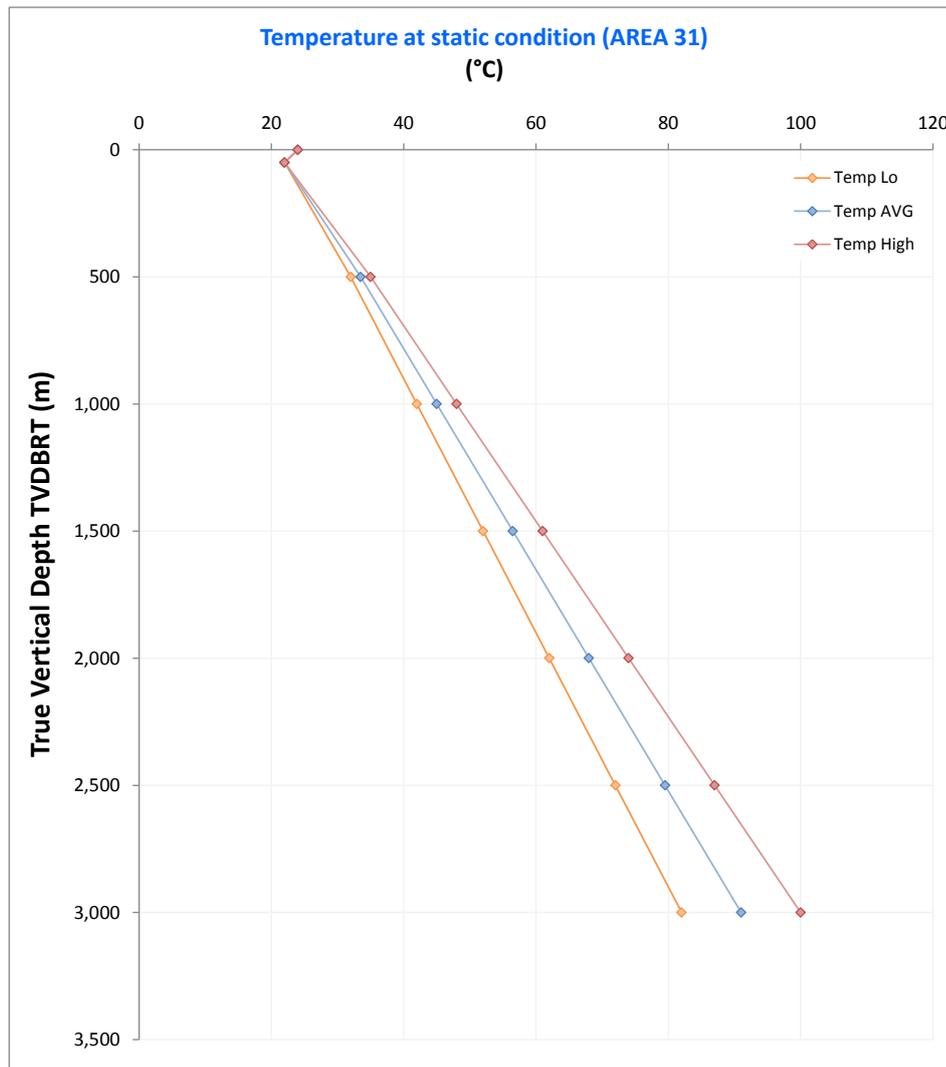


Figura 6. Temperatura esperada

## 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.

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"	760	600	P-110	72	7,400	2,880	1,5633	TSH W523
9.5/8"	960	960	L-80	53.5	7,932	6,602	1,245	TSH W523

## 4.2 Contingencias

Como contingencia en el diseño se tienen incluida lo siguiente:

- En caso que el revestimiento de 13.3/8" no llegue a profundidad de asentamiento, se podrá dejar a la profundidad alcanzada o cortar y sentar el revestimiento de 9.5/8" en su lugar con un sistema de suspensión en el lecho marino de contingencia. Esto en caso que la TR de 13.3/8" quede irremediablemente fuera de la profundidad objetivo de la sección. En este caso, el pozo terminaría con un revestimiento colgado de 7".

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]	
7"	960	960	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 de 13.3/8". Además, el conductor de 30" tendrá el anillo de soporte 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 200m MDBRT equivalentes a 149m por debajo del lecho marino (BML).

### Revestimiento de Superficie de 13.3/8"

Una vez sentado el conductor de 30", se perforará un hueco de 17.1/2" hasta la profundidad de ±600 MDBRT (549m BML).

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 la influjo suficiente para poder perforar la siguiente etapa del hueco (Producción). También se considera profundizar la sección de 17.1/2" hasta 600m 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).

En esta sección se planea tener herramientas de perfiles/registros mientras se perfora (LWD), registrando Rayos Gama y Resistividad (GR-RES), lo cual ayudara 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 20" y tener el perfil para soportar el Revestimiento de 9.5/8".

El revestimiento de 13.3/8" debe sentarse a 600m MDBRT, por lo que para intentar asegurar esto, 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 100m por debajo de la base del Reservorio i1, a ± 960m 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 ser necesario.

De la misma forma, los 100m 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 correr los cañones tipo TLC que se instalaran en la sarta de prueba temporal.

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 colgado 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".

El casing de Producción 9.5/8" alojará el sistema de Case Hole Gravel Pack, el cual se diseñará e instalará previamente al ensayo de producción planificado. Esta es una de las alternativas para realizar el ensayo, hacerlo a hueco entubado y por lo tanto requiere la instalación de la TR a profundidad de objetivos.

En caso de requerirse completamiento Open hole gravel pack, la profundidad de sentamiento del revestimiento de 9.5/8" se planea para ser sentado al tope de la formación productora de aceite "i1"

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", el cual requerirá perforar un hueco de 8.1/2".

## **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 es 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"	600	1.53	12.25	1.28	600	1.20	Más de 50

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	1,16
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	1,16	1,22
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

## 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.

### 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:	1.54 SG (12.8 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:	760m a 400m - 1 centraliz./junta 400m BRT a superficie- 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 o usar tubería macaroni para circular el exceso de cemento..
- 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. 600m MDBRT (160m dentro de la TR anterior).
Lechada de Cemento:	1.54 SG (12.8 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 940 a 600 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 instalaran 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.

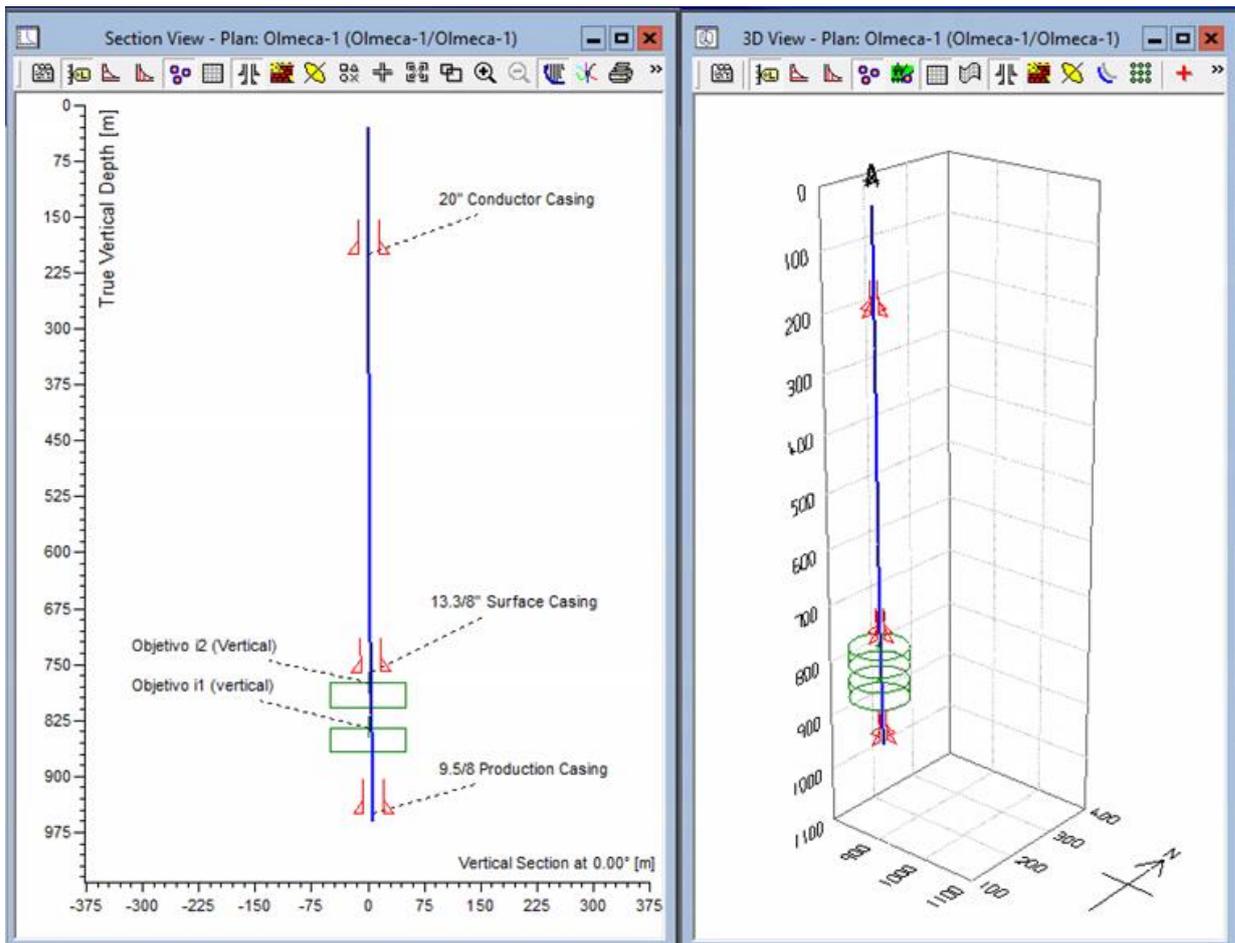
## 7 Plan direccional y plan de registros de posicionamiento

### 7.1 Plan direccional

Este pozo, Olmeca-1, está planificado con trayectoria vertical, 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.

## 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 - 760m	Tomar registros de desviación cada 30 m
12.1/4"	MWD	760 - 960m	Tomar registros de desviación cada 30 m
12.1/4"	Gyro	0 - 960m	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 primer pozo a perforarse en el sitio (probablemente se perfore un segundo en el mismo Templete), y con el objetivo de evitar problemas de colisión e interferencia magnética, este pozo debe mantener la mayor verticalidad posible, especialmente para hasta 600m MDBRT. Esto por si se planifica perforar otros pozos en la misma localización en una etapa de Producción posterior.

## 7.5 Plan de Ensamblajes y Barrenas

Tamaño de Hueco	Tipo de Ensamblaje	Cantidad y Tipo de Barrena	Objetivos /Comentarios
36"	Rotario básico, Slick or péndulo con Estabilizador de 36" a 22m y MWD para registrar verticalidad	(1 ea) Barrena tricónica de dientes (Mill tooth), Tipo IADC, 115.	Perforar verticalmente para correr casing conductor.
17.1/2"	Rotario con Sistema de orientación rotativa (RSS), y MWD/LWD.  Péndulo con estabilizador de 17.1/4" a 25m	(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 verticalmente 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: Ensamble rotario pendular o empacado con estabilizadores de 12.1/8".	(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 vertical posible, sin hacer trabajo direccional.

## 8 Evaluación de formaciones

### 8.1 Registros Eléctricos con Cable y LWD

Los objetivos claves de correr registros de evaluación de formación con Cable o con herramientas de registro mientras se perfora (LWD) 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"	Direccional	Ninguno	Asegurar verticalidad
17.1/2"	Rayos Gamma, Resistividad, Sónico onda P y S, Densidad Neutrón, Direccional	Contingencia: Los mismos registros que con LWD Si se corre cable, 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, Presión de Formación e identificación de fluidos en tiempo real, Muestreo de Fluidos de formación, Direccional Presión anular mientras se perfora (PWD). Medición de la Dinámica de la Sarta	Contingencia: Los mismos registros que con LWD Si se corre cable, 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	Litología Calibración de Presión de Poro y Fractura Determinar punto de revestimiento  Verificar Integridad del Pozo
---------	--	---	--

Una vez que se termine de perforar el pozo y ya con la TR cementada, se correrá el registro Gyro completo desde TD 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).

- 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

Se planea hacer una prueba de producción (DST). Los detalles de esta prueba estarán descritos en el programa de Prueba de Producción.

## 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 13.3/8" x 9.5/8" estaría compuesto por:

#### Sección "A"

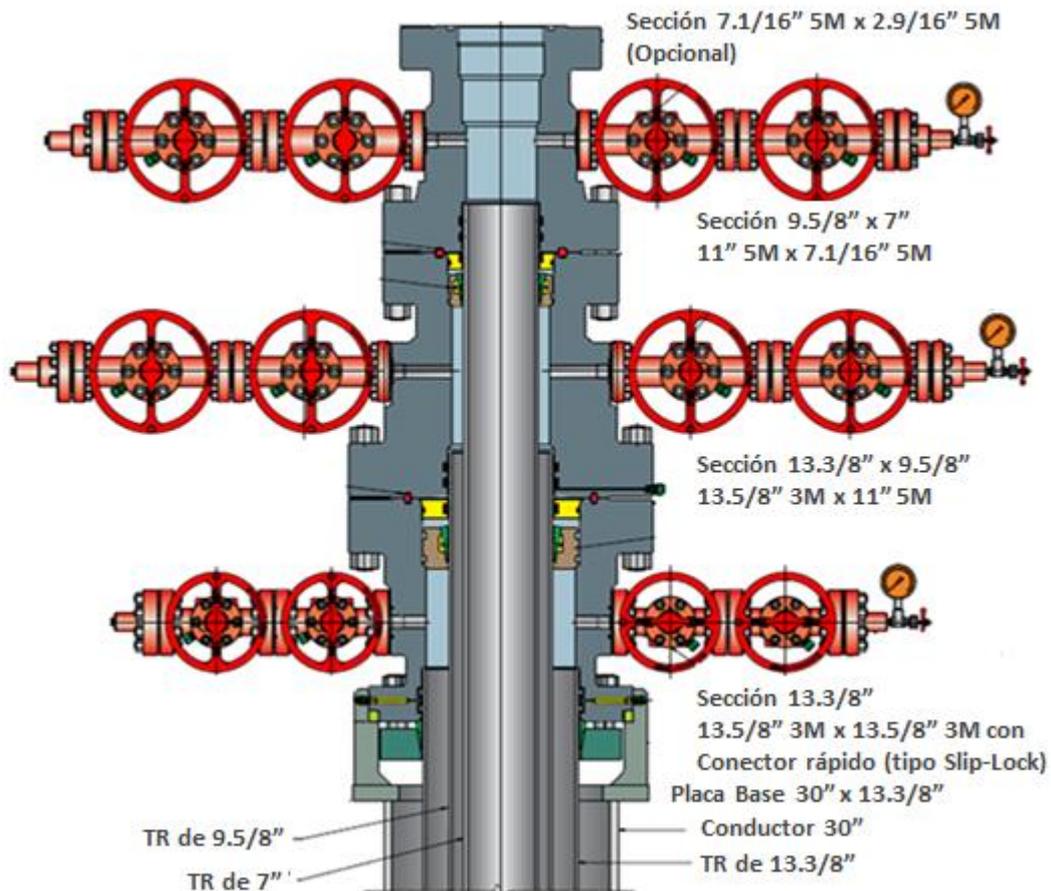
Cabezal de 13.3/8" con conector tipo "Slip-Lock" para la placa base en el conductor de 30", con 13.5/8" 3M en el tope, con un colgador de revestimiento 13.3/8" x 9.5/8". Debe tener salidas de 2-1/16" 3M.

#### Sección "B"

Cabezal de 13.5/8" 3M x 13.5/8" 5M con colgador de revestimiento de 9.5/8", con salidas de 2-1/16" 5M

#### Sección "C"

Cabezal de 13.5/8" 5M x 11" 5M con colgador de revestimiento de 7", con salidas de 2.1/16" 5M. Esta sección se pide para el caso de contingencia de tener que correr un Liner de 7".



## 9.2 Programa de Control de Pozo

Se contratará un equipo de perforación que tenga un sistema de Preventoras de mínimo 5,000 psi, que tendría:

1. Un Equipo de Desviación de influjos (diverter).
2. Un sistema de Preventoras de mínimo 5,000 psi, que podría ser:
  - a. Combinación 13.5/8" 3M BOP y 13.5/8" 5M BOP
  - b. Combinación 13.5/8" 3M BOP y 18.3/4" 10M BOP

## 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" 3M 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
13.5/8" (5M) BOP. Prueba en el banco de pruebas (Stump)	5,000	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 (3M) y BOP de 13.5/8" 5M	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 (5M) y BOP de 13.5/8" 5M	3,000	El valor esperado de presión del yacimiento sería alrededor de 2420 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.

## 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 1.14 sg en el pozo.  
Basada capacidad del Diverter (P operacion= 500 psi)
- 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. 1000 psi en superficie con lodo de 1.12 SG en el pozo

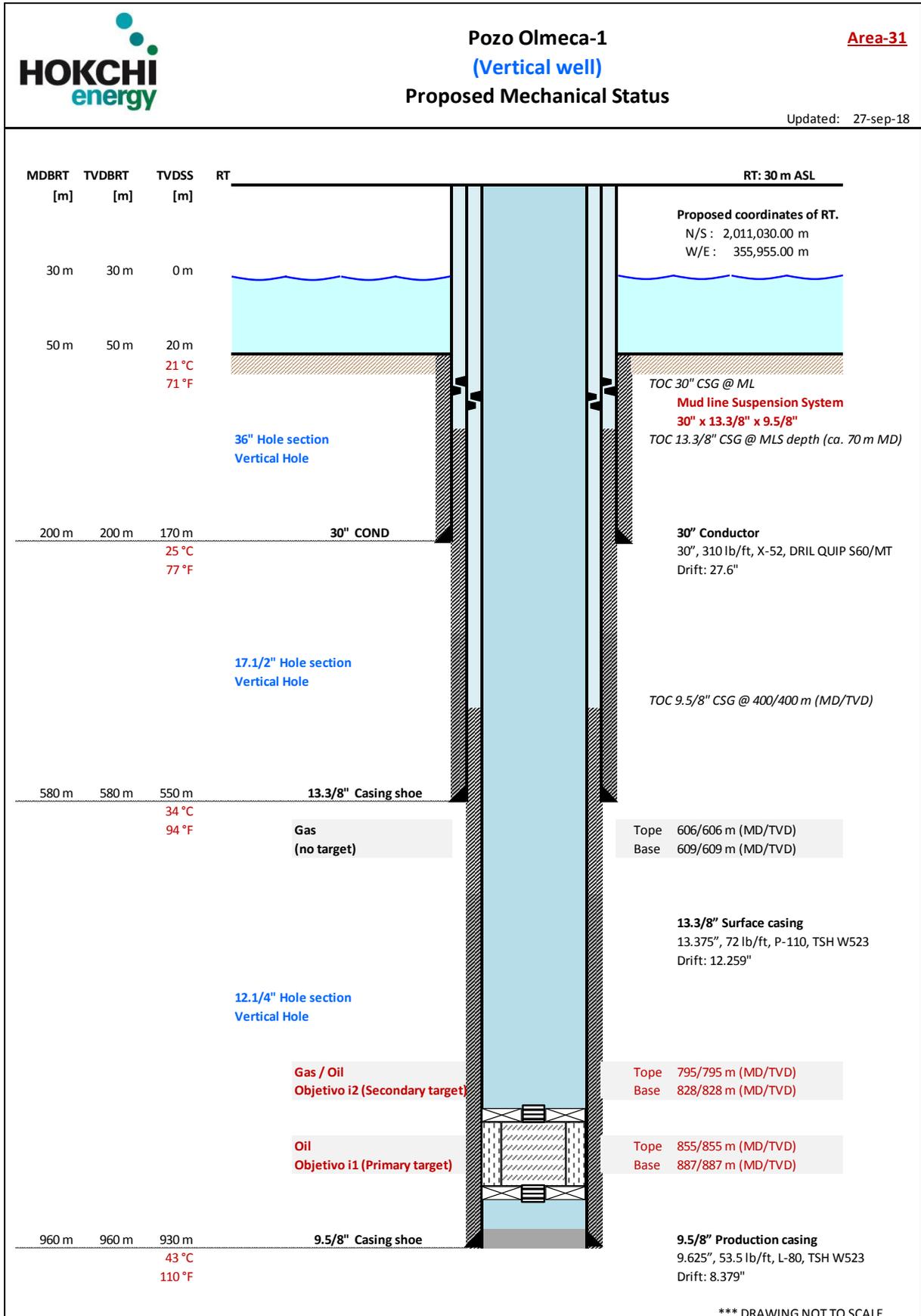
- Se evalúa una condición extrema, considera gas seco a superficie, con un gradiente de presión de poro estimado de 1.20 sg a 835m TVDBRT, con una resistencia en el zapato de 13.3/8" que supera 1.53 sg (peor caso, el zapato no se rompe), resultando una presión en superficie de 883 psi y en el zapato 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" / Prueba –DST**

- Prueba: Máximo. 800 psi en superficie con fluido de 1.22 SG en el pozo
- Caso extremo: Fuga en 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

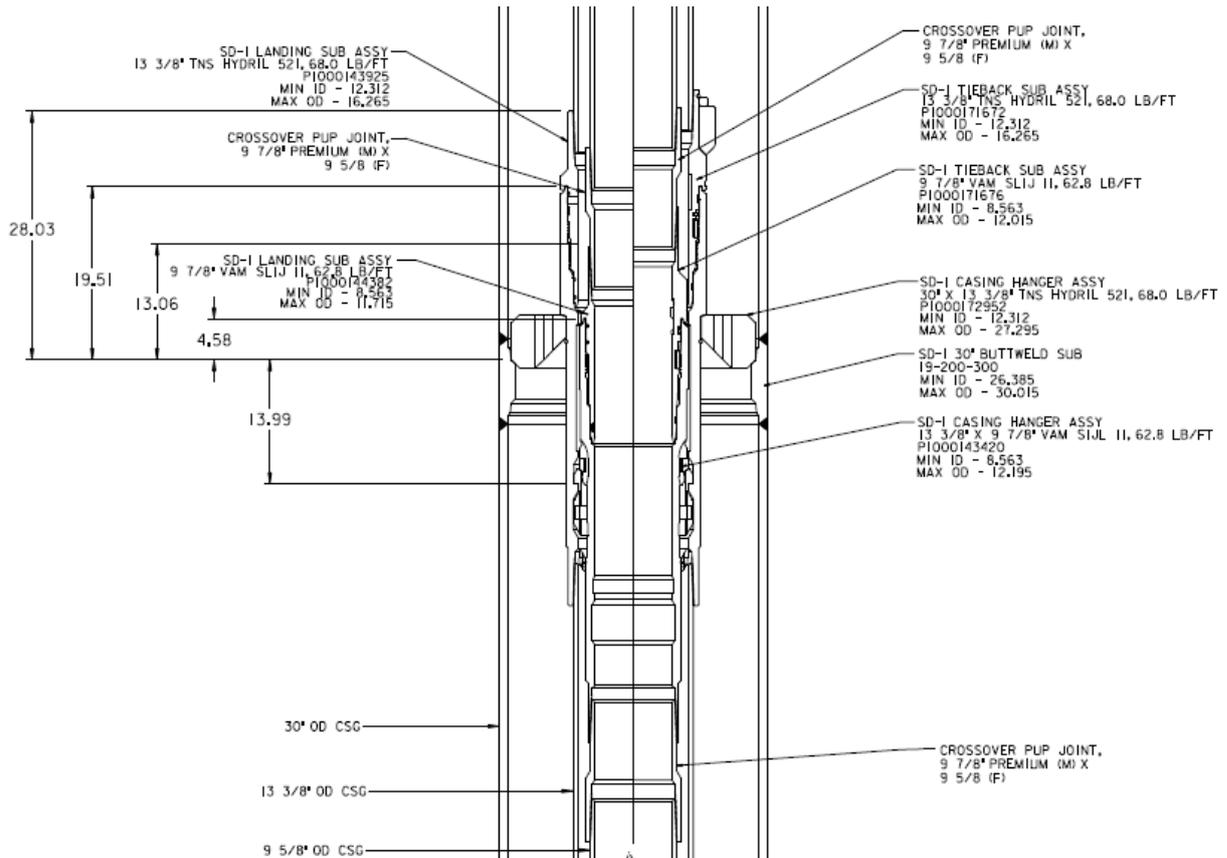


## 11 Abandono/suspensión temporal

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 el definido el proveedor del MLS

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

La siguiente ilustración se muestra un Sistema similar a usarse en este pozo. Este dibujo es provisional ya que está por definirse el proveedor para este equipamiento.



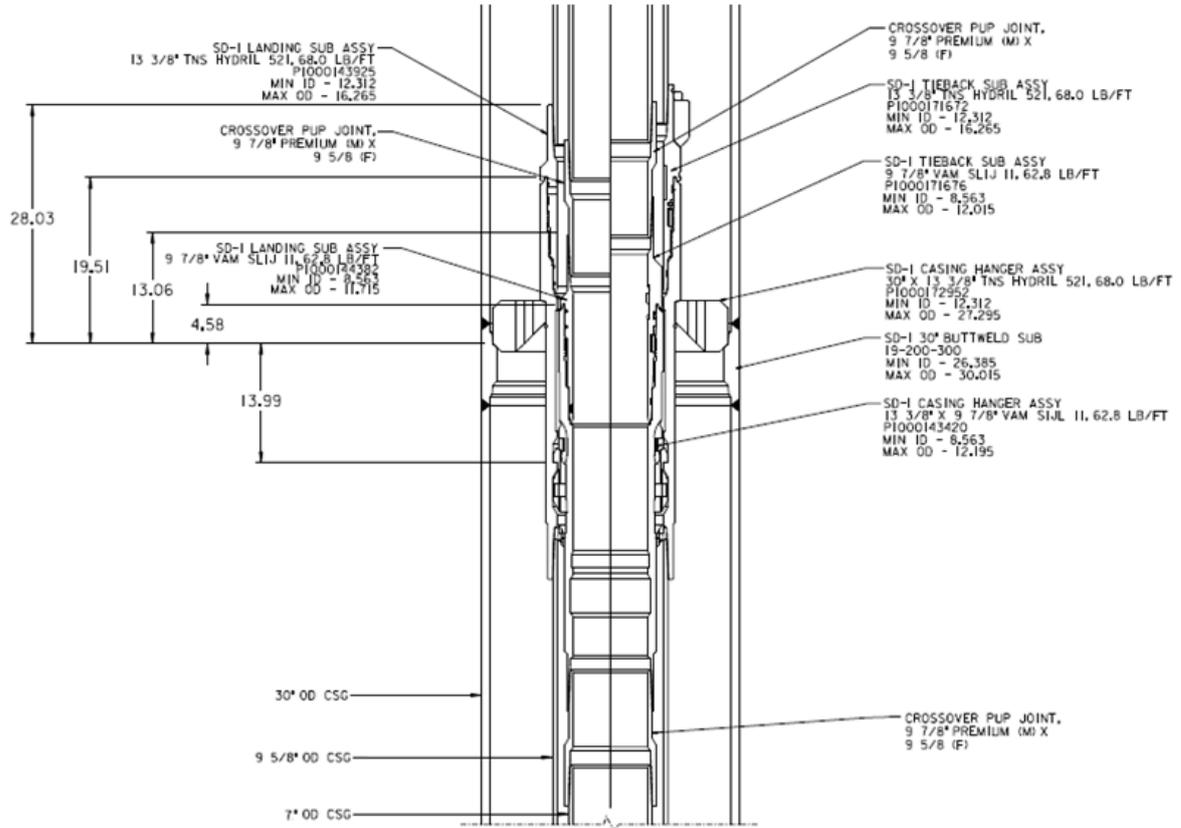
Se llevan conexiones para suspender/recuperar el pozo en los revestimientos de 13.3/8” y 9.5/8”. El conductor de 30” tendrá un conector rápido, para restituir el conductor de 30” hasta superficie.

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 Trash Cap para el de 30”, en donde se instalarán luego las sargas de conexión a superficie. Se usará el mismo equipo si fuera necesario aplicar la etapa de contingencia de 7”.

La colocación del Trash Cap será instalada por los Buzos para el aseguramiento de la misma sobre el conductor de 30”.

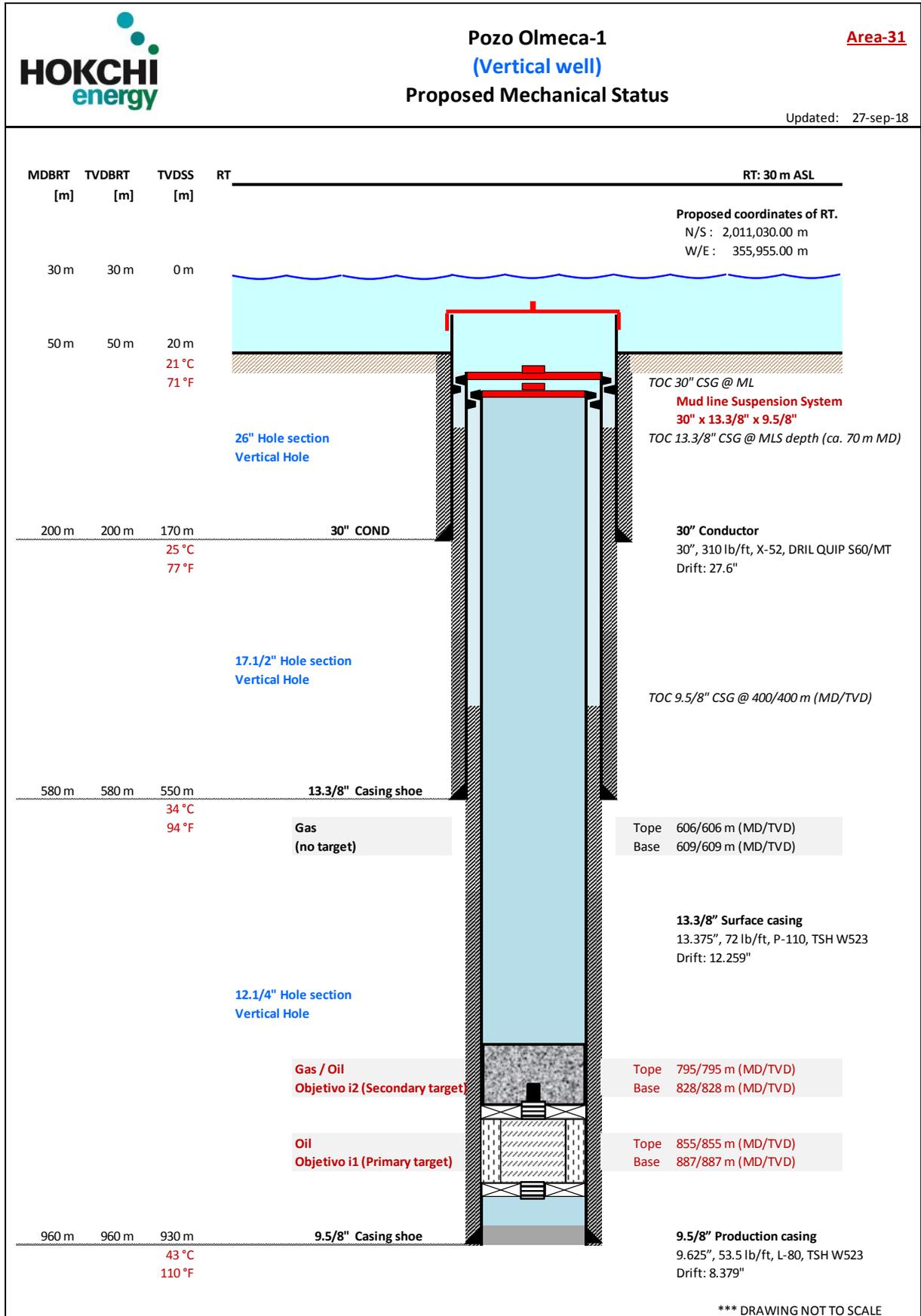
### 11.2 Sistema de suspensión en el Lecho Marino (MLS) – Caso Contingencia

Sistema: 30” x 9.5/8”. La siguiente ilustración se muestra a modo de ejemplo ya que falta hacer la selección del proveedor final de este material. También el esquema muestra un arreglo en caso de tener que correr un Tieback de 7” hasta MLS.



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. Movilización del Equipo de perforación (Jack up) al sitio del pozo.
2. Precarga de la Jack up y posicionamiento del Cantiléver.
3. Instalación del templete (si no se ha hecho antes).
4. Preparación del Jack-up y servicios relacionados.
5. Perforar sección de 36" a 200m.
6. Instalar revestimiento conductor de 30".
7. Perforar sección de 17.1/2".

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).

8. Instalar revestimiento de 13.3/8".
9. Montar Sección A del Well Head. Probar. Montar BOP. Probar.
10. Perforar sección de 12.1/4".
11. Evaluación del reservorio (llevar a cabo los registros eléctricos adicionales, si es necesario).
12. Instalar revestimiento de producción de 9.5/8".
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. Instalar sistema de Gravel Pack en case Hole.
16. Prueba de pozo con hueco revestido (DST).
17. Abandono Temporal (P&A).
18. Liberar o desafectar el equipo de perforación para su movimiento a su siguiente sitio de perforación.

### 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 un anillo de soporte del Sistema de Suspensión en el lecho marino (Mud line suspension system o MLS) tipo Butt weld Sub.

##### Plan direccional:

- El objetivo direccional es perforar verticalmente para correr revestimiento conductor.
  - Se planea perforar con un ensamblaje rotario liso o 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, liso o péndulo con un solo estabilizador de 36" a 22m. los registros direccionales se tomarán con herramienta MWD instalada durante la perforación por lo que no hará falta correr un registro Gyro al final de la sección.

**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 un hueco vertical de 17.1/2" hasta la profundidad de  $\pm 600$  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 600m 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 dos contingencias de mitigación:
  - Cortar y recuperar el revestimiento de 13.3/8" desde la profundidad del Sistema de Suspensión en el lecho marino (MLS), adicionalmente se evaluara la posibilidad de dejarlo en la profundidad planeada o
  - Correr en su reemplazo el Revestimiento de 9.5/8". En este caso también se usará un Cabezal de pozo de contingencia.

**Plan direccional:**

- El objetivo direccional es perforar verticalmente para correr revestimiento.
  - Se planea perforar con un ensamblaje rotario con Motor de fondo y MWD/LWD de 17.1/2" hasta 600m 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 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), 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 complemente 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	1.16
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. En el estudio MIA que se está realizando actualmente se está solicitando a las autoridades de la CNH un permiso para depositar los recortes de Perforación de esta etapa (lodo WBM) en el lecho marino. De contar con esta posibilidad, no habría transporte de recortes desde la JU hasta tierra para 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. Evaluar la posibilidad de utilizar Macaronis para asegurar el lavado sobre el MLS.
- 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  $\pm 960$  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. De la misma forma, los 100m 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 correr los cañones tipo TLC que se instalaran en la sarta de prueba temporal.
- 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.
- Obtener un registro de calibre (caliper) del hueco abierto, si la condición del agujero lo permite.
- Correr el revestimiento de 9.5/8".

#### **Contingencias:**

- Si los registros de la herramienta MWD/LWD son de un calidad inaceptable o no pudieron ser tomados, se harían corridas de registros eléctricos con cable.
- 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", el cual requerirá perforar un hueco de 8.1/2".

#### **Plan direccional:**

- El objetivo direccional es continuar perforando el pozo con trayectoria vertical, sin inducir altos cambios de inclinación (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 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	1.16	1.22
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 amar 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 profundidad total del pozo, 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 Limpieza el revestimiento de 9.5/8" y pruebas de integridad**

**Objetivos:**

- Perforar el cemento que se hubiese dejado en el revestimiento de 9.5/8", asegurando dejar sólo la cámara requerida.
- 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 escareadores 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 collar de aterrizaje (landing collar).
- 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 completamiento 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).
- Preparar la planchada para preparación de las pruebas de producción.

#### **12.2.5 Pruebas de producción / Ensayo del pozo**

##### **Objetivos:**

- Correr una sarta temporal de cañoneo.
- Punzar / Cañonear el pozo en la formación a probar.
- Efectuar un empaquetamiento con grava.
- Correr una sarta de ensayo con bomba electrosumergible (ESP). Hacer la prueba de flujo multi-etapas.
- Hacer cierre del pozo para determinar parámetros petrofísicos y de productividad del yacimiento.

##### **Contingencias:**

- Deben preverse materiales para una carrera adicional (explosivos, cañones, cabezas de disparo), en caso de una carrera fallida.
- De igual manera debe tenerse previsto un set adicional de equipamiento para Gravel Pack por si se debiera reemplazar algún elemento por daño o por el motivo que fuere.
- La sarta de ensayo con ESP debe contar con un back-up en caso de fallo de herramientas.

##### **Fluido de Completación / prueba:**

- Salmuera de NaCl o CaCl<sub>2</sub> (dependiendo el peso final requerido), con inhibidor de corrosión, secuestrante de oxígeno y bactericida.
- Para ahogar o matar el pozo, se tendrá el lodo de perforación usado para perforar la sección de 12.1/4".

##### **Secuencia operativa - pasos mayores:**

- Armar y correr Sarta de TCP a la profundidad de disparo.
- Correlacionar los cañones.
- Activar los disparos.
- Armar y correr terminación de gravel pack. Realizar montaje en superficie de equipo de bombeo.
- Realizar bombeo de gravel pack. Al finalizar, sacar sarta de trabajo, desconectar equipos y despejar planchada.
- Armar y correr sarta de ensayo con ESP. Conectar barco de procesos para llevar a cabo ensayo de pozo.
- Fluir el pozo con ESP para limpieza. Quemar gas si es necesario.
- Hacer prueba a múltiples gastos. Colectar la producción en barco de procesos para ser enviada a tierra.
- Cerrar el pozo para observar incremento de presión.
- Ahogar el pozo con el fluido de perforación usado para perforar la sección de 12.1/4".
- Liberar y sacar sarta de prueba.

- Despejar la planchada del equipo de pruebas de producción.

### **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).
- Tapón mecánico más back up con sus correspondientes herramientas de anclaje.

#### **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:**

- Para el caso de que se haya bajado una instalación de Gravel Pack, se deberá colocar un tapón mecánico en el empaque superior del Gravel Pack. Bombear arena sobre el bridge plug para protección del mismo.
- Sobre la arena protectora del tapón mecánico, sentar un TxC (tapón de cemento) de 30 metros lineales (100 pies), en el revestimiento de 9.5/8".
- Probar tapón con peso y/o presión.
- Colocar TxC de 30 metros lineales (100 pies), en el revestimiento de 9.5/8", en la profundidad del zapato del revestimiento anterior.
- 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).
- Prepare para mover el equipo fuera de la locación del pozo.

## 13 Esquema de pozo y Tiempos

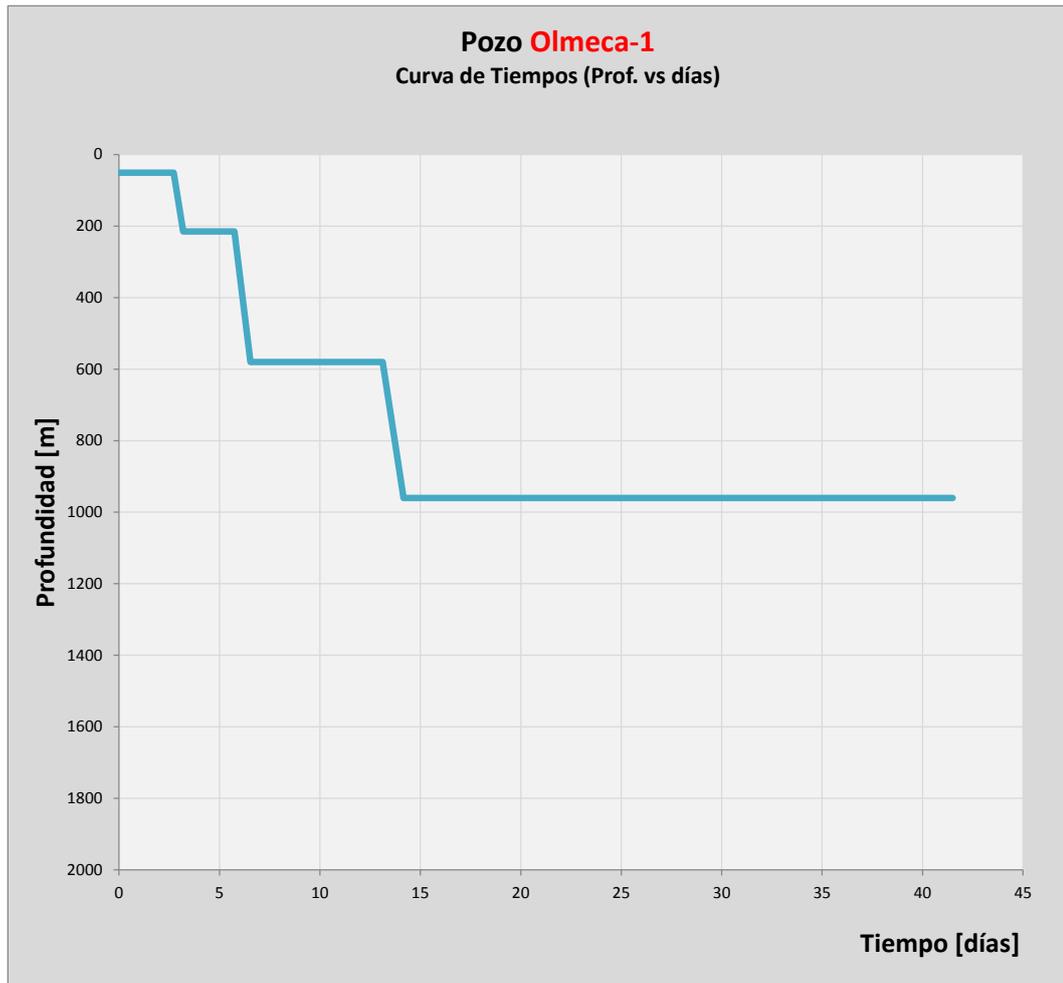
### 13.1 Esquema de pozo

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

Olmeca-1 (Vertical Well)												
Depth (mTVD)	Formation / Unit / Lithology	Shoe		Casing Sizes	Hole Sizes	Schematic	Barrenas		BHA	Lodo	Cemento	Evaluación
		(mTVD)	(mMD)				Diám [in]	Tipo				
0												
50												
73												
96												
120					SW							
143					1.20 sg							
166												
189												
212		200	200	30"	36"	30"	36"	Tricono 115	Péndulo con STB Helicoidal y MWD	Agua de mar + Baches de 1.2 sg con sello	Cemento Tipo H 300% exceso	No planeados
235	Reciente Pleistoceno											
259												
282												
305												
328												
351												
374					WBM		17.1/2"					
398					1.23 sg							
421												
444		425 m										
467												
490												
513												
537												
560	Plioceno Medio											
583		580	580	13.3/8"	17.1/2"	13.3/8"	17.1/2"	PDC 6 blades 16 mm 19 mm	Rotario con Sistema de orientación rotativa (RSS), y MWD/LWD.	WBM 1.22 sg	Cemento Tipo H 100% exceso	Con LWD Rayos Gamma, Resistividad, Sónico onda P y S, Densidad Neutrón, Direccional
606												
629												
652												
676												
699												
722		700 m										
745												
768					OBM		12.1/4"					
791					1.40 sg							
815												
838												
861	Plioceno Inferior											
884												
907												
930												
954		960	960	9.5/8"	12.1/4"	9.5/8"	12.1/4"	PDC 6 blades 16 mm 19 mm	Rotario con Sistema de orientación rotativa (RSS), y MWD/LWD.	OBM 1.22 sg	Cemento Tipo H 100% exceso con control de GAS	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
977												
1000												

### 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	51	2.7	2.7
DRLG 26"	215	0.5	3.2
Flat 20	215	2.5	5.7
DRLG 17.5"	580	0.8	6.5
Flat 13 3/8"	580	6.6	13.1
DRLG 12 1/4"	960	1.0	14.2
Flat 9 5/8"	960	4.3	18.5
Ensayo	960	16.2	34.7
Abandono	960	6.8	41.5
<b>Total pozo vertical</b>			<b>41.5</b>