

Proyecto Off Shore Area Hokchi

Programa General de Completación (GCP) Pozos Inyectores

Este documento contempla los requisitos mínimos para la confección del programa de completación de los pozos inyectores Hokchi-12H, Hokchi-13, Hokchi-14 y Hokchi-15 en el Area Hokchi.

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

Versión: 0.0

- CONFIDENCIAL -
- - USO EXTERNO - -

Página en blanco intencionalmente.

Programa General de Completación
Pozos Inyectores
(Hokchi-12H, Hokchi-13, Hokchi-14 y Hokchi-15)

APROBACIONES

Preparado por	Preparado por	Revisado y aprobado por
MAURICIO BAENA Senior Completion Engineer	FEDERICO RUGGERI Senior Completion Engineer	FERNANDO RUEDA Wells Team Leader
Fecha:	Fecha:	Fecha:

Revisado y aprobado para ejecución	Revisado y recomendado por	Revisado y recomendado por
PABLO CASANUEVA Drilling & Completion Manager Hokchi Energy	FRANKLIN ROMERO VAZQUEZ Drilling Engineering Manager	GABRIEL SCHNAIDLER Completion & WO Manager
Fecha:	Fecha:	Fecha:

Aprobado y soportado para ejecución	Aprobado y autorizado para ejecución
GERARDO DORIA Drilling & Completion VP	NESTOR GRAFF Hokchi Energy Ops Manager
Fecha:	Fecha:

LISTA DE DISTRIBUCIÓN

Nombre	Posición	Compañía
Enrique Lusso		Hokchi Energy
Nestor Graff		Hokchi Energy
Vinicio Suro		Hokchi Energy
Pablo Casanueva		Hokchi Energy
Gerardo Doria		Pan American Energy
Oscar Álvarez		Pan American Energy
Franklin Romero Vázquez		Pan American Energy
Gabriel Schnaidler		Pan American Energy
Alejandro López Angriman		Pan American Energy
Héctor Moyano		Pan American Energy
Juan Manuel Gavilán		Pan American Energy
Ricardo Mazzola		Pan American Energy
Fernando Rueda		Hokchi Energy
Eduardo Aviles		Hokchi Energy
Humberto Carrizo		Hokchi Energy
Jorge Jiménez		Hokchi Energy
Nelson Lázaro		Hokchi Energy
Diego Terrera		Hokchi Energy
Reynaldo Vargas		Hokchi Energy
Francisco Pilataxi		Hokchi Energy
Enrique Dupertuis		Hokchi Energy
Santiago Pilataxi		Hokchi Energy
Federico Ruggeri		Pan American Energy
Mauricio Baena		Pan American Energy
Argenis Peñaloza		Pan American Energy
Rogério Salomao		Pan American Energy
Carlos Martinez		Pan American Energy
Federico Caldora		Pan American Energy
Roberto Sentinelli		Pan American Energy

Contenido

1	INTRODUCCIÓN	6
1.1	ALCANCE DEL PROGRAMA.....	6
1.2	ABREVIATURAS DEL IDIOMA INGLÉS USADAS EN ESTE DOCUMENTO	6
2	DATOS GENERALES	10
2.1	INFORMACIÓN GENERAL DEL POZO – HOKCHI-12H	10
2.2	ESTADO MECÁNICO ACTUAL – HOKCHI-12H	11
2.3	ESTADO DEL POZO EN LECHO MARINO Y MLS – HOKCHI-12H	12
2.4	TRAYECTORIAS – HOKCHI-12H	13
2.5	INFORMACIÓN GENERAL DEL POZO – HOKCHI-13.....	13
2.6	ESTADO MECÁNICO ACTUAL – HOKCHI-13	15
2.7	ESTADO DEL POZO EN LECHO MARINO Y MLS – HOKCHI-13.....	16
2.8	TRAYECTORIAS – HOKCHI-13	16
2.9	INFORMACIÓN GENERAL DEL POZO – HOKCHI-14.....	17
2.10	ESTADO MECÁNICO ACTUAL – HOKCHI-14.....	18
2.11	ESTADO DEL POZO EN LECHO MARINO Y MLS – HOKCHI-14.....	19
2.12	TRAYECTORIAS – HOKCHI-14	19
2.13	INFORMACIÓN GENERAL DEL POZO – HOKCHI-15	20
2.14	ESTADO MECÁNICO ACTUAL – HOKCHI-15.....	21
2.15	ESTADO DEL POZO EN LECHO MARINO Y MLS – HOKCHI-15.....	22
2.16	TRAYECTORIAS – HOKCHI-15	23
3	DISEÑO DE COMPLETACIÓN	23
3.1	CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO Y DE LOS FLUIDOS A PRODUCIR	23
3.2	METALURGIA.....	24
3.3	DISEÑO DE TUBERÍA DE PRODUCCIÓN.....	25
3.3.1	<i>3.3.1 Tubing 4 ½" 15.1" L80.....</i>	27
3.4	DISEÑO DE COMPLETACIÓN	27
3.5	DISEÑO DE PUNZADOS.....	32
3.6	DISEÑO DE ARMADURAS DE PRODUCCIÓN.....	32
4	PROGRAMA DE FLUIDOS DE COMPLETACIÓN	33
5	PROGRAMA DE COMPLETACIÓN	34
5.1	RESUMEN DEL PLAN OPERATIVO	34
5.2	PUNZADO	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
5.3	PUNZADO ORIENTADO (SÓLO HOKCHI-12H)	35
5.4	BAJADA DE COMPLETACIÓN.....	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
5.5	MONTAJE DE ARMADURA DE PRODUCCIÓN	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.

1 Introducción

1.1 Alcance del programa

Este Programa General de Completación 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 completación, 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.

Este programa será aplicado a la completación de los pozos inyectores Hokchi-12H, Hokchi-13, Hokchi-14 y Hokchi-15 (antiguos Hokchi-24H, Hokchi-18, Hokchi-19 y Hokchi-21).

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)
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
BOPD	Barrels of Oil per Day	Barriles de petróleo por día
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)
BWPD	Barrels of Water per Day	Barriles de agua por día

CaBr₂	Calcium Bromide	Bromuro de Calcio
CaCl₂	Calcium Chloride	Cloruro de Calcio
CaCO₃	Calcium Carbonate	Carbonato de Calcio
CBL	Cement Bond Log	Registro de adherencia del cemento
CCL	Casing Collar Locator	Localizador de cuplas de casing
CCU	Cargo Carrying Unit	Canasto o canasta de carga
CDPP	Critical Drawdown Pressure Plot	Gráfico de presión de drawdown crítico
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)
GP	Gravel Pack	Empacamiento con grava
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 Wate 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 Concentration in Mud)	Prueba de azul de Metileno (concentración de arcilla en 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
NTU	Nephelometric Turbidity Unit	Unidad nefelométrica de turbidez
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
TIW	Texas Iron Works	Texas Iron Works
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
TRSCSSV	Tubing retrievable surface controlled subsurface safety valve	Válvula de seguridad de subsuelo controlada desde superficie recuperable con tubería
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
WBCO	Wellbore Clean Out	Limpieza de pozo
WOB	Weight on Bit	Peso sobre la barrena
WOC	Wait on cement	Esperar fragüe de cemento

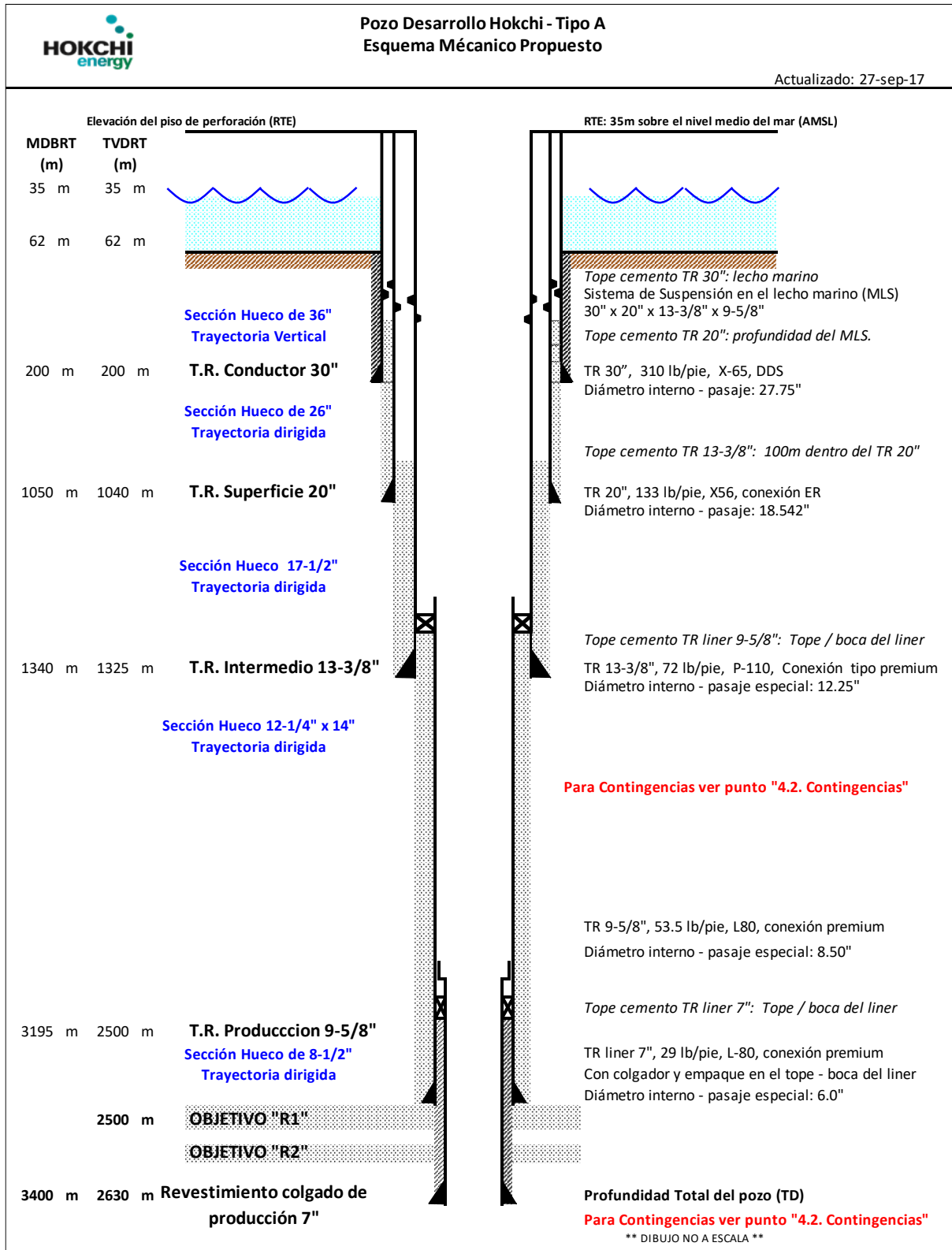
WP	Working Pressure	Presión de trabajo
WSS	Well site supervisor	Supervisor de sitio del pozo
Xmas	Christmas (Production) Tree	Árbol de producción
WT	Wall thickness	Espesor de pared (revestimiento)
Wt	weight	Peso
XO	Cross-Over Sub	Sustituto convertidor- adaptador
YP	Yield Point	Punto de cedencia

2 Datos generales

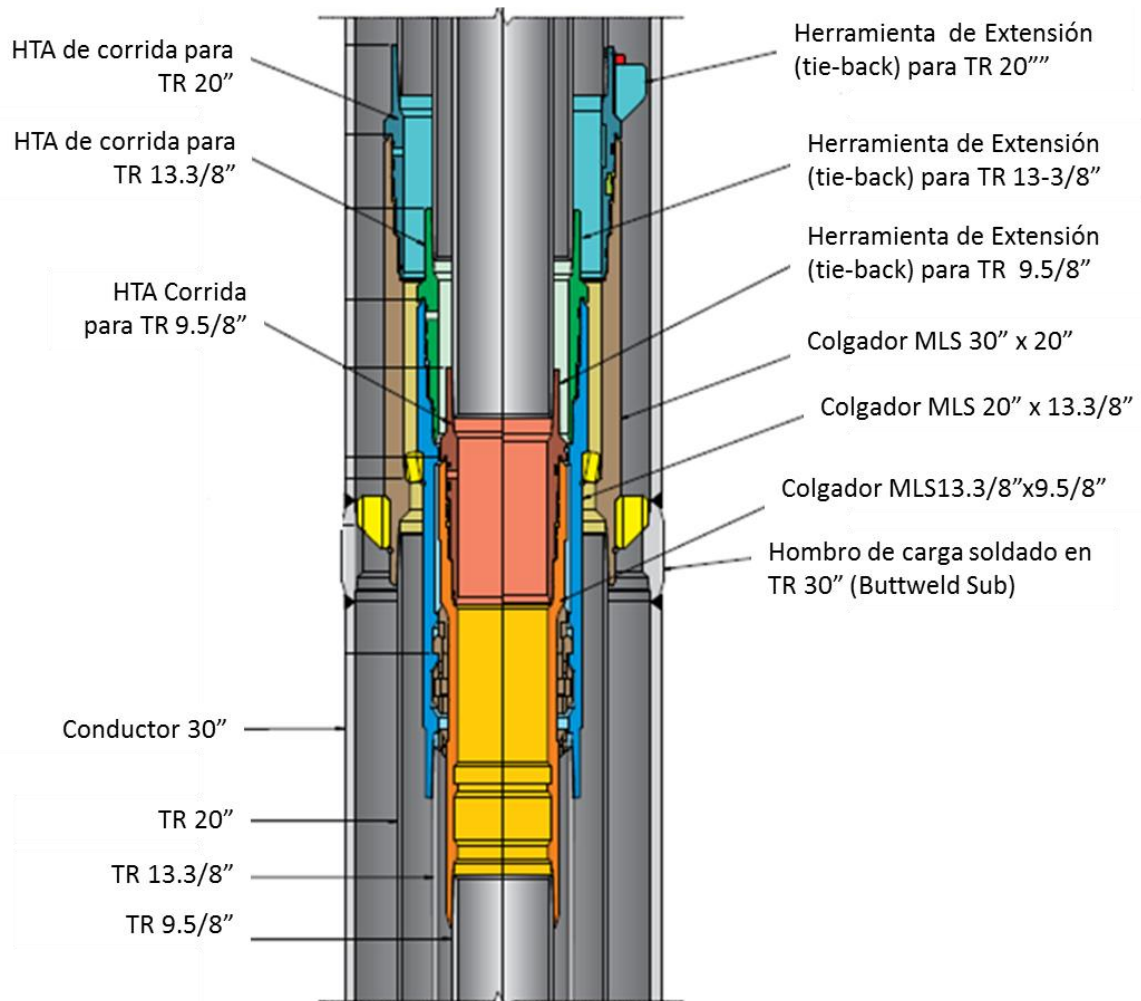
2.1 Información general del pozo – Hokchi-12H

Nombre oficial del pozo	Hokchi-12HL		
Área contractual	Área 2		
Identificación del contrato	CNH-R01-L02-A2/2015		
Área / Región	Paraíso, Estado Tabasco, México		
Clasificación del pozo	Delimitador (dígitos 106)		
Tipo de pozo	Productor de Aceite		
Tipo de construcción de pozo	Costa Afuera, Aguas Someras, Productor (Keeper)		
Sistema de Coordenadas de Referencia	WGS-84 / UTM-15N (metros)		
Coordenadas del Conductor (Lecho Marino)			
Coordenadas planares (slot)	E = 462,396.08	N = 2,059,980.50	27 mvbnm
Coordenadas geográficas (slot)	93° 21' 23.40" O	18° 37' 49.77" N	
Objetivo "R1" - punto de entrada	E = 462,588	N = 2,058,047	2555m mvbnm
Profundidad Total Alcanzada (TD)	3,792m MD / 2,617m TVD		
Profundidad del Agua	27 metros		
Elevación de la plataforma (RT)	35 metros sobre el Nivel medio del Mar		
Distancia Mesa rotaria al Lecho Marino	62.5 metros		
Tipo de Equipo de Perforación definido.	Plataforma Auto-elevable "Jack Up"		
Contratista y Equipo de Perforación	A definir		
Profundidades de Asentamiento de TR Revestimientos / Referencias	PROFUNDIDAD MD (BRT) / TVD (BRT)		
Lecho Marino	27 m (27 mTVD)		
30" Tubería de Revestimiento Conductor	200 m (200 mTVD)		
MLS – Mud line suspensión	78.9 m (78.9 mTVD)		
20" Tubería Revestimiento de Superficie	1,110 m (1,100 mTVD)		
13-3/8" Tubería Revestimiento intermedio	1,411 m (1,400 mTVD)		
9-5/8" Tubería Revestimiento de Producción	2,991 m (2,500 mTVD)		
7" TR colgado de Producción - TD	3,792 m (2,617 mTVD)		

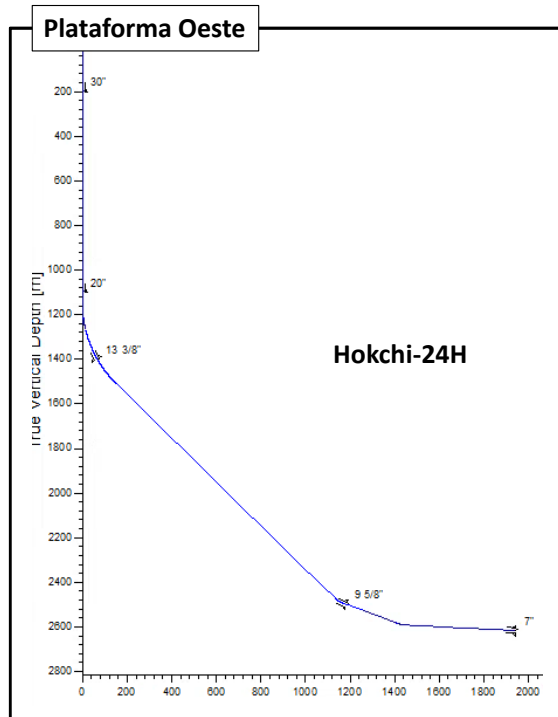
2.2 Estado Mecánico Actual – Hokchi-12H



2.3 Estado del pozo en lecho marino y MLS – Hokchi-12H



2.4 Trayectorias – Hokchi-12H



2.5 Información general del pozo – Hokchi-13

Nombre oficial del pozo	Hokchi-13		
Área contractual	Área 2		
Identificación del contrato	CNH-R01-L02-A2/2015		
Área / Región	Paraíso, Estado Tabasco, México		
Clasificación del pozo	Delimitador (dígitos 106)		
Tipo de pozo	Productor de Aceite		
Tipo de construcción de pozo	Costa Afuera, Aguas Someras, Productor (Keeper)		
Objetivos Estratigráficos	Mioceno Medio, Roca almacén "R1" & "R3"		
Sistema de Coordenadas de Referencia	WGS-84 / UTM-15N (metros)		
Localización de superficie	Coordenadas del Equipo de Perforacion		
Coordenadas del Conductor (Lecho Marino)			
Coordenadas planares (slot)	E = 462,396	N = 2,059,981	27 mvbnm
Objetivo "R1" - punto de entrada Real	E = 460,326	N = 2,059,602	2565m mvbnm
Profundidad Total Alcanzada (TD)	3,830 m MD / 2,647m TVD		
Profundidad del Agua	26.7metros		
Elevación de la plataforma (RT)	34.3 metros sobre el Nivel medio del Mar		
Distancia Mesa rotaria al Lecho Marino	61 metros		
Tipo de Equipo de Perforación definido.	Plataforma Auto-elevable "Jack Up"		
Contratista y Equipo de Perforación	COSL Hunter		
Profundidades de Asentamiento de TR Revestimientos / Referencias	PROFUNDIDAD MD (BRT) / TVD (BRT)		
Lecho Marino	61 m (61 mTVD)		
30" Tubería de Revestimiento Conductor	200 m (200 mTVD)		

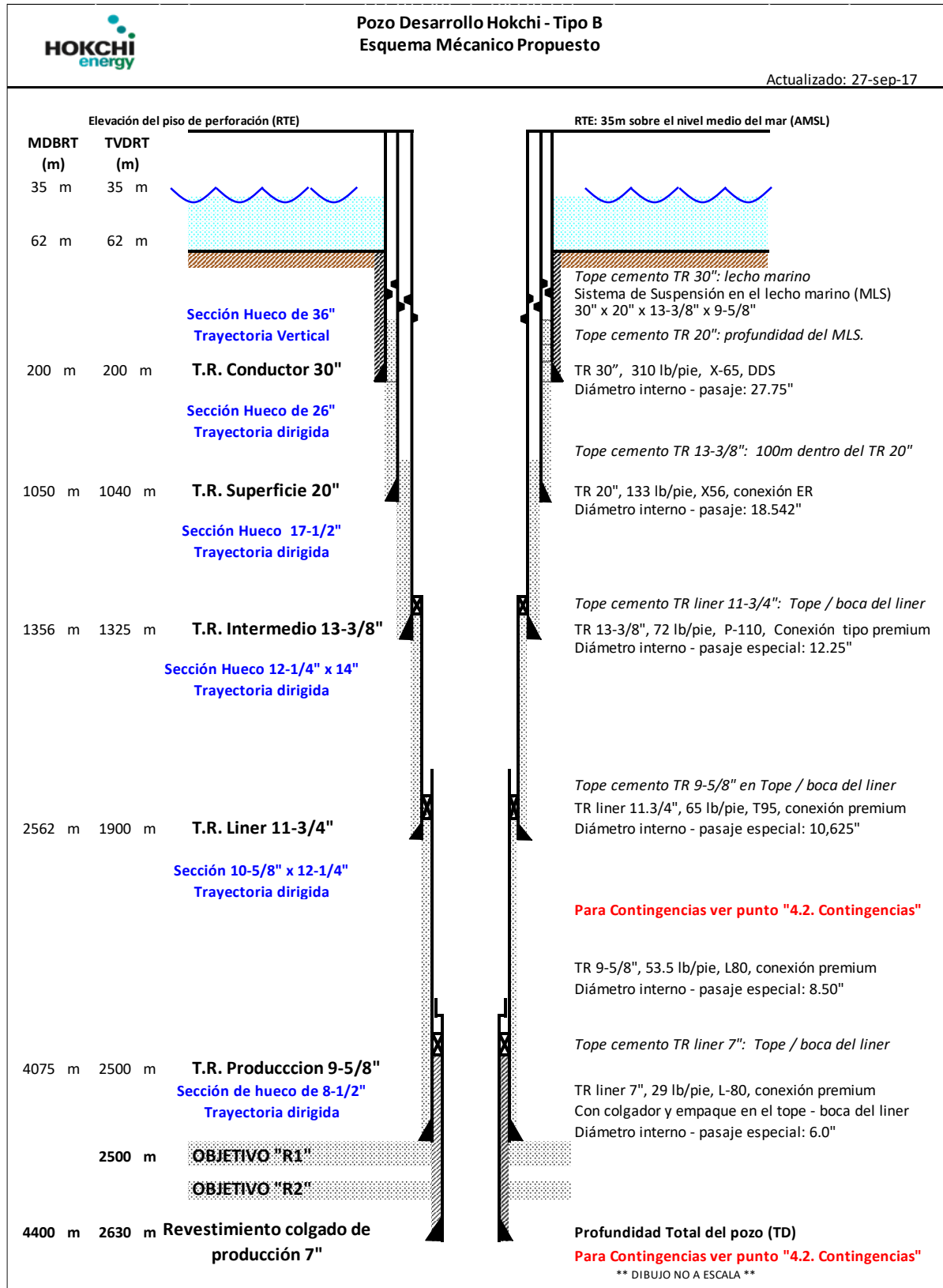


PROGRAMA GENERAL DE COMPLETACION
Pozos Inyectores
(Hokchi-12H, Hokchi-13, Hokchi-14 y Hokchi-15)

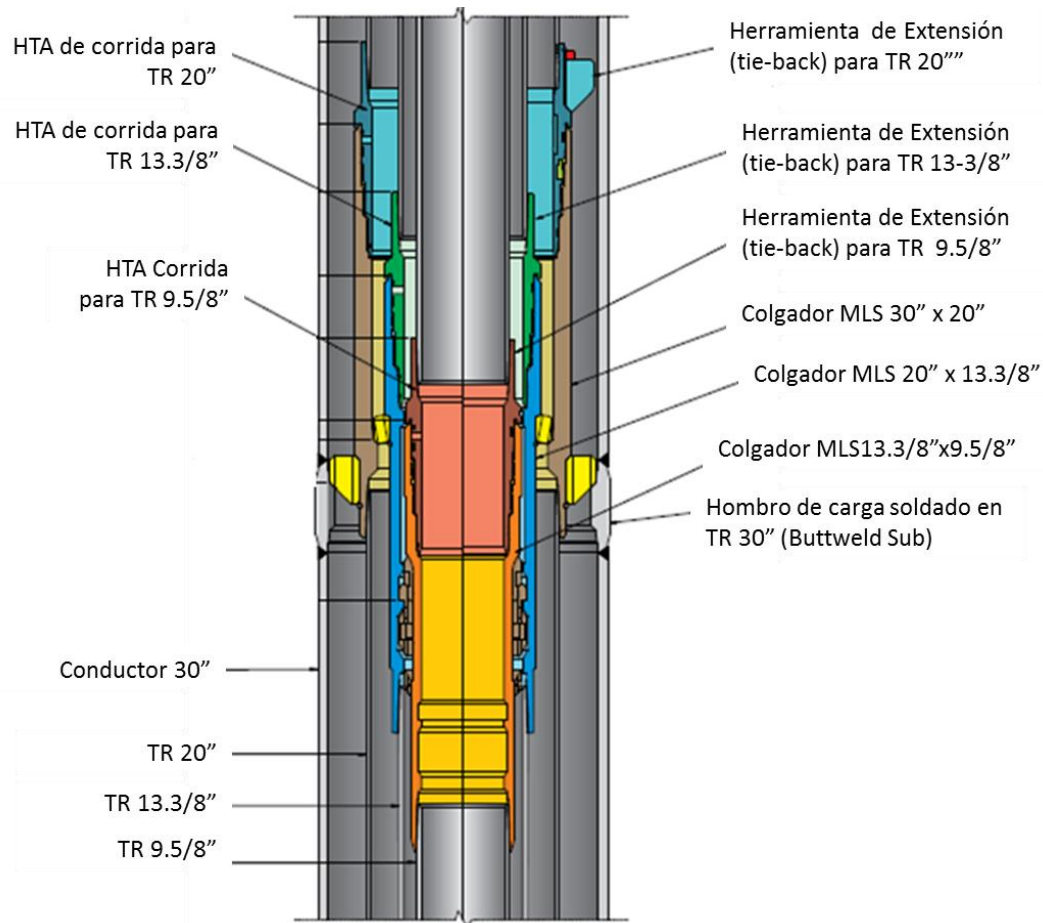
GCP-05_rev0
Fecha 09/06/2019
- USO EXTERNO -

MLS – Mud line suspensión	72 m (72 mTVD)
20" Tubería Revestimiento de Superficie	1,100 m (1,100 mTVD)
13-3/8" Tubería Revestimiento intermedio	1,411 m (1,400 mTVD)
11 3/4" Tubería Revestimiento intermedio	2,518 m (2,000 mTVD)
9-5/8" Tubería R- colgado de Producción	3,531 m (2,500 mTVD)
7" TR colgado de Producción	3,830 m (2,647 mTVD)

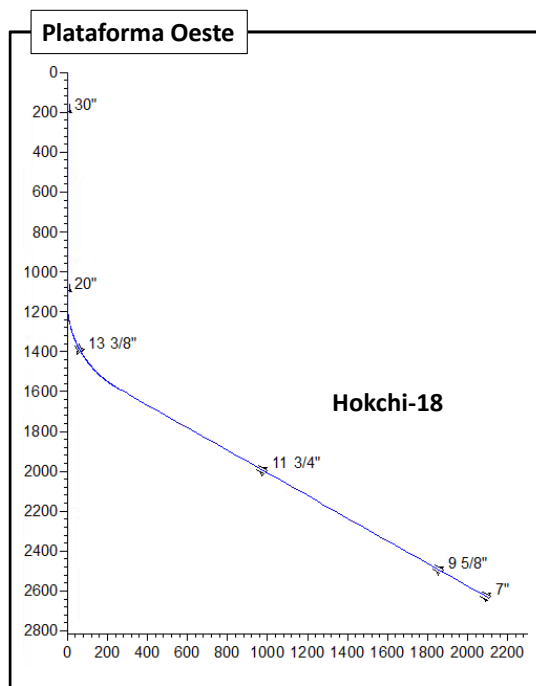
2.6 Estado Mecánico Actual – Hokchi-13



2.7 Estado del pozo en lecho marino y MLS – Hokchi-13



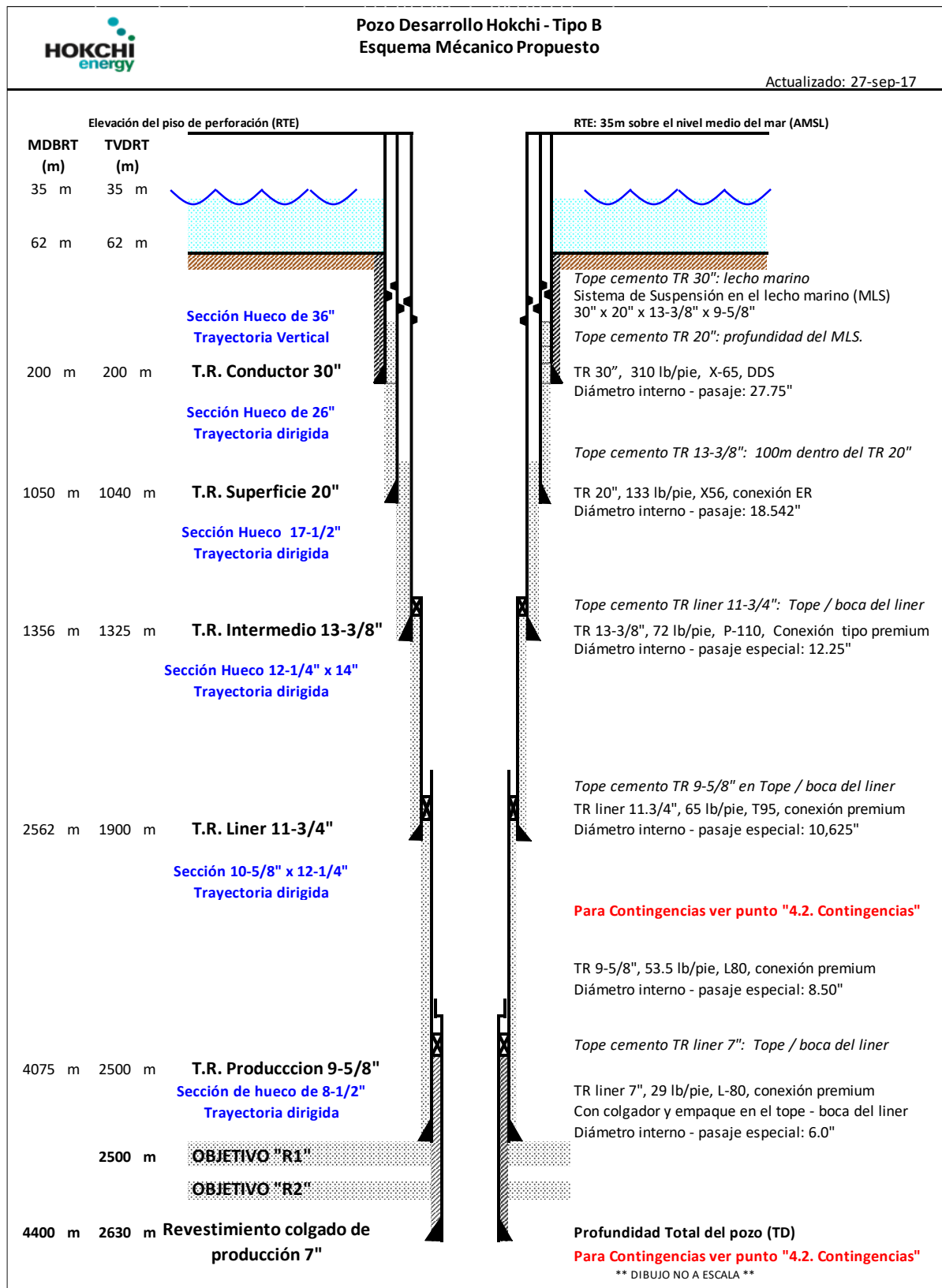
2.8 Trayectorias – Hokchi-13



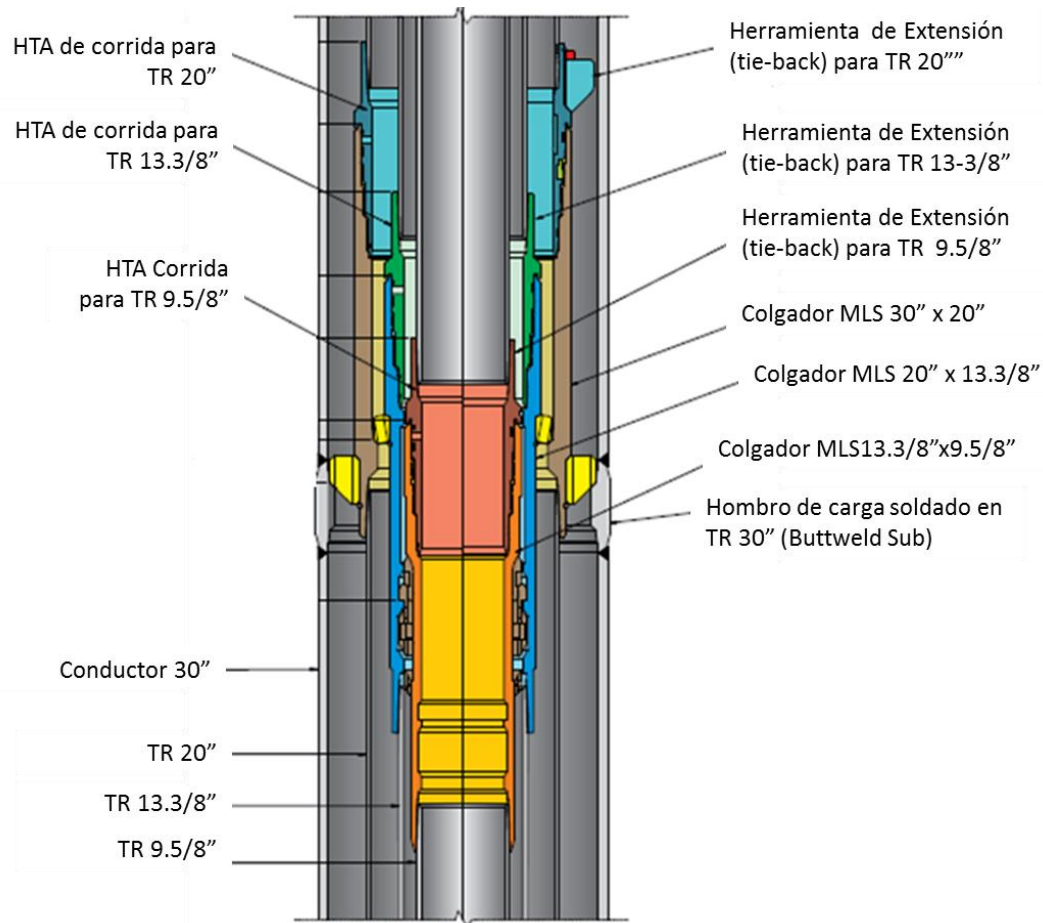
2.9 Información general del pozo – Hokchi-14

Nombre oficial del pozo	Hokchi-14		
Área contractual	Área 2		
Identificación del contrato	CNH-R01-L02-A2/2015		
Área / Región	Paraíso, Estado Tabasco, México		
Clasificación del pozo	Delimitador (dígitos 106)		
Tipo de pozo	Productor de Aceite		
Tipo de construcción de pozo	Costa Afuera, Aguas Someras, Productor (Keeper)		
Objetivos Estratigráficos	Mioceno Medio, Roca almacén "R1" & "R3"		
Sistema de Coordenadas de Referencia	WGS-84 / UTM-15N (metros)		
Localización de superficie	Coordenadas del Equipo de Perforacion		
Coordenadas del Conductor (Lecho Marino)			
Coordenadas planares (slot)	E = 462,396	N = 2,059,981	27 mvbnm
Objetivo "R1" - punto de entrada Real	E = 460,196	N = 2,060,987	2555m mvbnm
Profundidad Total Alcanzada (TD)	4,100 m MD / 2,641m TVD		
Profundidad del Agua	26.7metros		
Elevación de la plataforma (RT)	34.3 metros sobre el Nivel medio del Mar		
Distancia Mesa rotaria al Lecho Marino	61 metros		
Tipo de Equipo de Perforación definido.	Plataforma Auto-elevable "Jack Up"		
Contratista y Equipo de Perforación	COSL Hunter		
Profundidades de Asentamiento de TR Revestimientos / Referencias	PROFUNDIDAD MD (BRT) / TVD (BRT)		
Lecho Marino	61 m (61 mTVD)		
30" Tubería de Revestimiento Conductor	200 m (200 mTVD)		
MLS – Mud line suspensión	72 m (72 mTVD)		
20" Tubería Revestimiento de Superficie	1,100 m (1,100 mTVD)		
13-3/8" Tubería Revestimiento intermedio	1,411 m (1,400 mTVD)		
11 3/4" Tubería Revestimiento intermedio	2,628 m (2,000 mTVD)		
9-5/8" Tubería R- colgado de Producción	3,774 m (2,500 mTVD)		
7" TR colgado de Producción	4,100 m (2,641 mTVD)		

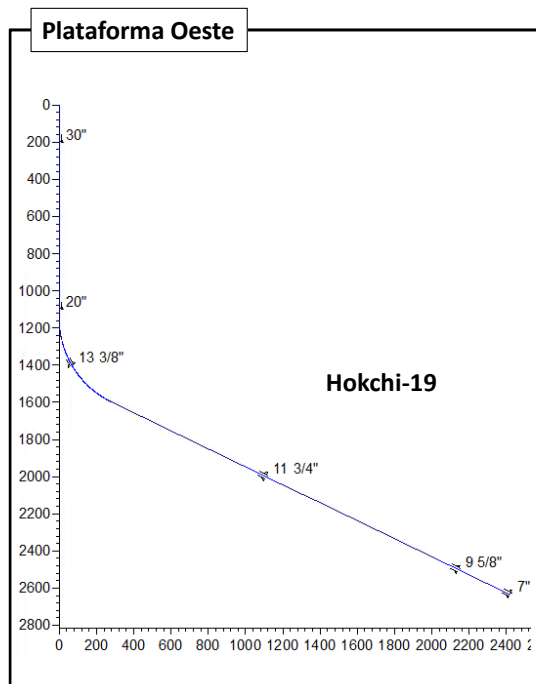
2.10 Estado Mecánico Actual – Hokchi-14



2.11 Estado del pozo en lecho marino y MLS – Hokchi-14



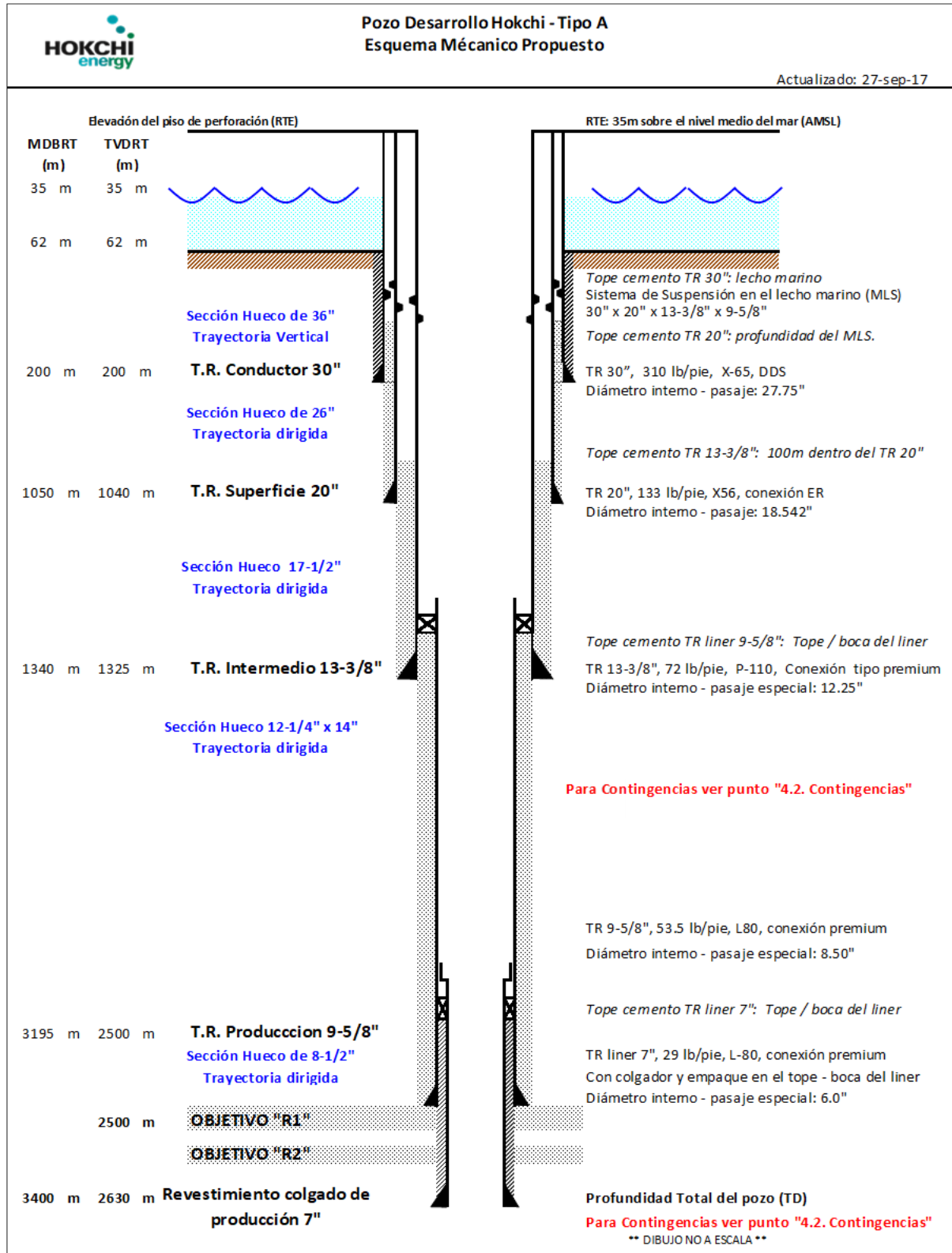
2.12 Trayectorias – Hokchi-14



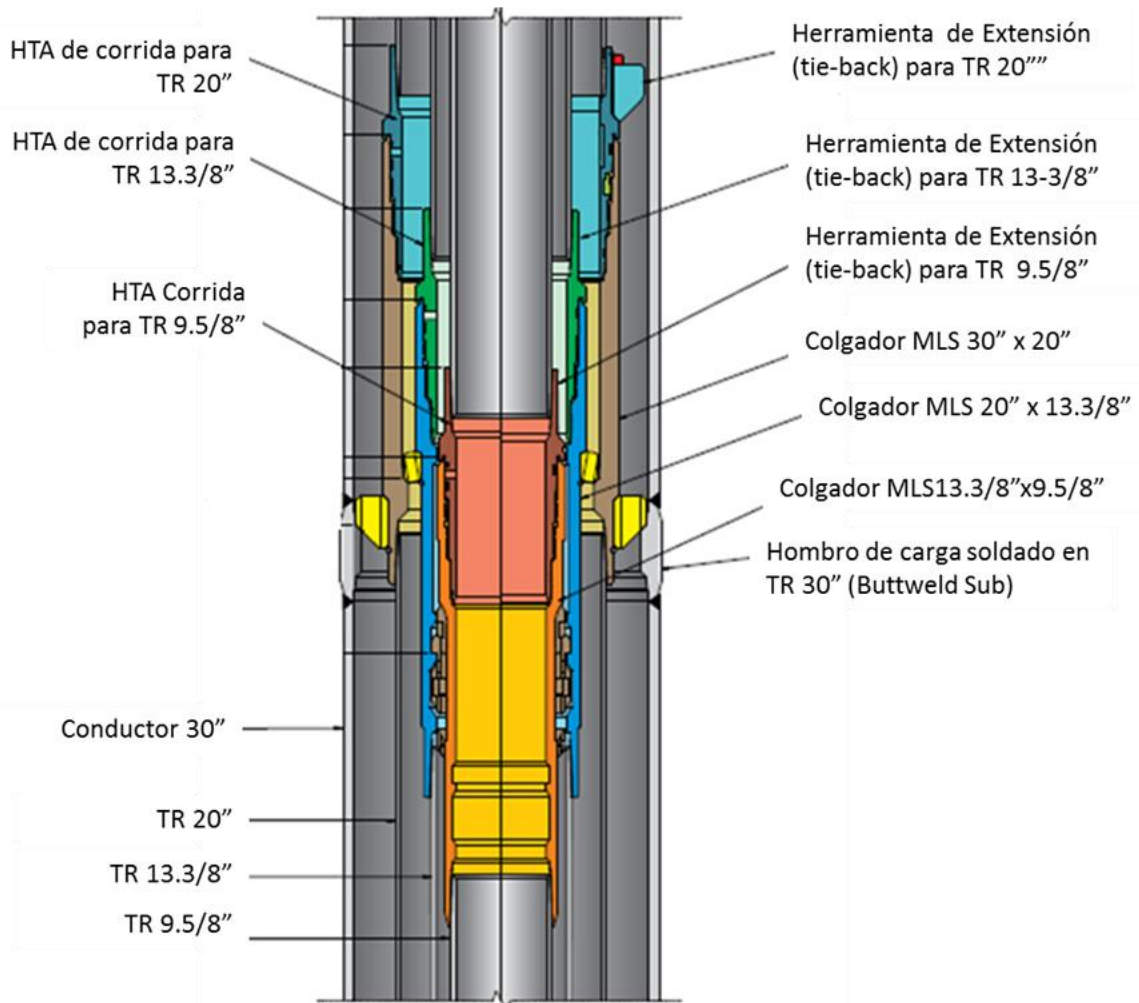
2.13 Información general del pozo – Hokchi-15

Nombre oficial del pozo	Hokchi-15		
Área contractual	Área 2		
Identificación del contrato	CNH-R01-L02-A2/2015		
Área / Región	Paraíso, Estado Tabasco, México		
Clasificación del pozo	Delimitador (dígitos 106)		
Tipo de pozo	Productor de Aceite		
Tipo de construcción de pozo	Costa Afuera, Aguas Someras, Productor (Keeper)		
Objetivos Estratigráficos	Mioceno Medio, Roca almacén "R1" & "R3"		
Sistema de Coordenadas de Referencia	WGS-84 / UTM-15N (metros)		
Localización de superficie	Coordenadas del Equipo de Perforacion		
Coordenadas del Conductor (Lecho Marino)			
Coordenadas planares (slot)	E = 462,396	N = 2,059,981	27 mvbnm
Objetivo "R1" - punto de entrada Real	E = 463,650	N = 2,059,720	2491m mvbnm
Profundidad Total Alcanzada (TD)	3,115 m MD / 2,580m TVD		
Profundidad del Agua	27metros		
Elevación de la plataforma (RT)	35 metros sobre el Nivel medio del Mar		
Distancia Mesa rotaria al Lecho Marino	61 metros		
Tipo de Equipo de Perforación definido.	Plataforma Auto-elevable "Jack Up"		
Contratista y Equipo de Perforación	COSL Hunter		
Profundidades de Asentamiento de TR Revestimientos / Referencias	PROFUNDIDAD MD (BRT) / TVD (BRT)		
Lecho Marino	61 m (61 mTVD)		
30" Tubería de Revestimiento Conductor	200 m (200 mTVD)		
MLS – Mud line suspensión	74 m (74 mTVD)		
20" Tubería Revestimiento de Superficie	1,100 m (1,100 mTVD)		
13-3/8" Tubería Revestimiento intermedio	1,411 m (1,400 mTVD)		
9-5/8" Tubería R- colgado de Producción	2,924 m (2,450 mTVD)		
7" TR colgado de Producción	3,115 m (2,580 mTVD)		

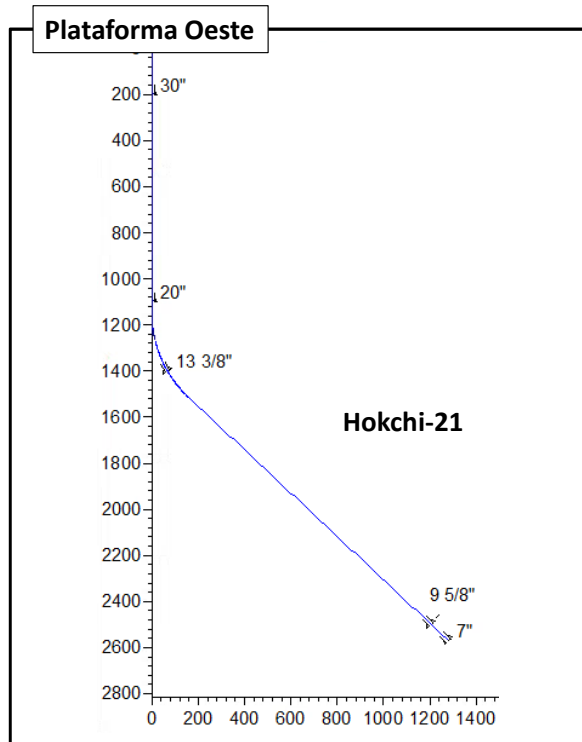
2.14 Estado Mecánico Actual – Hokchi-15



2.15 Estado del pozo en lecho marino y MLS – Hokchi-15



2.16 Trayectorias – Hokchi-15



3 Diseño de Completación

3.1 Características del Yacimiento y de los Fluidos a Producir

	R 1 (Objetivo principal)
Formación	R-1
Profundidad m (TVDS)	2,440
Tipo de formación	Arenisca
Tipo de fluido	Oil
Presión de formación (psi)	5,580
Temperatura Fm. (C)	83
Porosidad (%)	25
Permeabilidad (mD)	200-600
Gradiente de Fractura Estimado (psi/ft)	0,75
Salinidad Agua de Formación (ppm Cl-)	100,000
Saturación de agua (%Sw)	25
Caudal esperado por orificio de 1/2"	2700 bpd
Gradiente Petróleo y Gas (psi/ft)	0.3435
Gravedad del petróleo API	28
Gas gravedad	0.89
H ₂ S concentración (ppm) - rango	0-50
CO ₂ concentración (%) - rango	0-0.14

De acuerdo al SoR, los caudales de inyección esperados para los pozos Hokchi-12H, Hokchi-13, Hokchi-14 y Hokchi-15 son los siguientes:

- Hokchi-12H: 11900 bwpd

- Hokchi-13: 5200 bwpd
- Hokchi-14: 4500 bwpd
- Hokchi-15: 8900 bwpd

Las propiedades del agua de yacimiento analizada de las muestras de los pozos Hokchi-4DEL y Hokchi-3DEL, se detallan a continuación:

Pozo	Profundidad de muestra [m MD]	Profundidad de muestra [m TVDSS]	Yacimiento	Tipo de Fluido	Densidad @ 20.27 °C [kg/L]	PH @ 24 °C	Resistividad @ 20°C [ohm.m]	Salinidad en NaCl [ppm]
Hokchi-4DEL	2551.0	2516.0	R3	Agua	1.0685	7.03	0.085	101555
Hokchi-3DEL	3120.0	2603.8	R2	Agua	1.0676	6.86	0.085	100123

El resultado de la simulaciones referidas a las precipitaciones de carbonato de calcio y sulfato de bario se muestran debajo. En las mismas se pueden observar que existen probabilidades significativas de que se produzcan precipitaciones de incrustaciones durante la producción del yacimiento, tanto en los equipos de superficie (temperatura de aproximadamente 45°C), como así también en los equipos de subsuelo (temperaturas alrededor de 140 °C). Para evitar dichas precipitaciones, se realizará la inyección de químicos, a fin de prolongar la vida útil de los equipos de completación y producción.

La aplicación de los químicos se realizará en las instalaciones de superficie, dando mayor tiempo a los químicos a reaccionar y reduciendo la cantidad de líneas a bajar en las completaciones.

En el caso de los inyectores no se instalará control de arena debido a que el reservorio se encontrará presurizado por encima de la presión de falla de la roca. Para el caso del inyector horizontal (Hokchi-12H), se llevará como medida preventiva el punzado orientado, aprovechando la baja probabilidad de arenamiento. Adicionalmente se instalará una válvula de seguridad en la completación, minimizando el impacto del flowback en caso de una parada en la inyección.

3.2 Metalurgia

De acuerdo las muestras tomadas del fluido de yacimiento, es probable que exista producción de fluidos corrosivos como el CO₂ y el H₂S. Las cantidades estimadas son las siguientes:

- CO₂: 0 – 0.14%
- H₂S: 0 – 50 ppm
- Salinidad del agua de formación: 100000 ppm aprox.
- Contenido de carbonatos del agua de formación: 154 mg/l
- Fuerza iónica del agua de formación: 427 mg/l

Considerando una presión fluyente mínima de 800 psi (mínima presión fluyente que se alcanzará al comenzar con el proyecto de secundaria) y una presión de burbuja de 2900 psi (mínima presión a la que habrá gas libre), los rangos máximos de presión de vapor existentes son:

- CO₂: 1.12 psi – 4.06 psi (0,08 bar – 0.28 bar) (8 kPa – 28 kPa)
- H₂S: 0,04 psi – 0,145 psi (0,0028 bar – 0,01 bar) (0.28 kPa – 1 kPa)

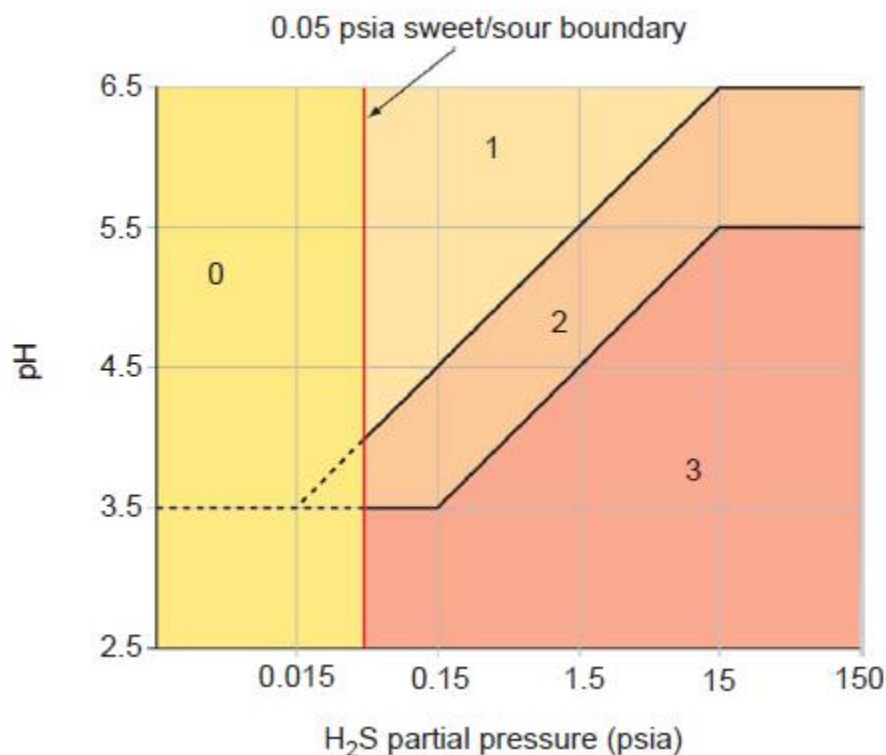
Con las presiones de vapor de CO₂ observadas, se puede considerar como muy poco probable la corrosión dulce. En este caso, sería suficiente un mayor espesor de pared de tubería para minimizar el impacto del CO₂ en la tubería de producción.

Se realizó un cálculo de pH con las condiciones de fluido mencionadas anteriormente, obteniéndose:

- pH @ 5580 psi = 5.7
- pH @ 2900 psi = 6.1

Considerando la tabla para servicio agrio, no se requiere metalurgia especial debido al contenido de H₂S no es importante para los valores de pH existentes:

1. Non sour service
2. Transition región
3. Sour service



Como regla general se considera que aquellos fluidos con presiones de vapor de CO₂ menores a 7 psi no presentan corrosión dulce. Por otra parte, de la gráfica de NACE MR0175 se verifica que las condiciones de servicio se encuentran en la región 1 “non sour service”.

Por lo tanto se concluye que no se requieren metalurgias especiales para los pozos de Hokchi. La metalurgia seleccionada para la tubería de producción es de L80 para las tuberías de 4 ½” y 5 ½” y TRC110 para el tubing de 3 ½”.

Para los pozos inyectores, la metalurgia a utilizar será similar debido a que el contenido de oxígeno en agua será muy limitado (menor a 50 ppbv) y no se esperan fluidos corrosivos en la corriente a inyectar. En este caso se selecciona tubería de 4 ½” L80.

3.3 Diseño de Tubería de Producción

Se utilizará un tipo de tubería en los pozos inyectores. La misma es la 4 ½” 15.1# L80 – conexión Tenaris Blue.

Los factores de diseño de acuerdo al estándar PAE-OTZ-EST-005 “Diseño de Casing y Tubing” se resumen en la tabla que se presenta a continuación

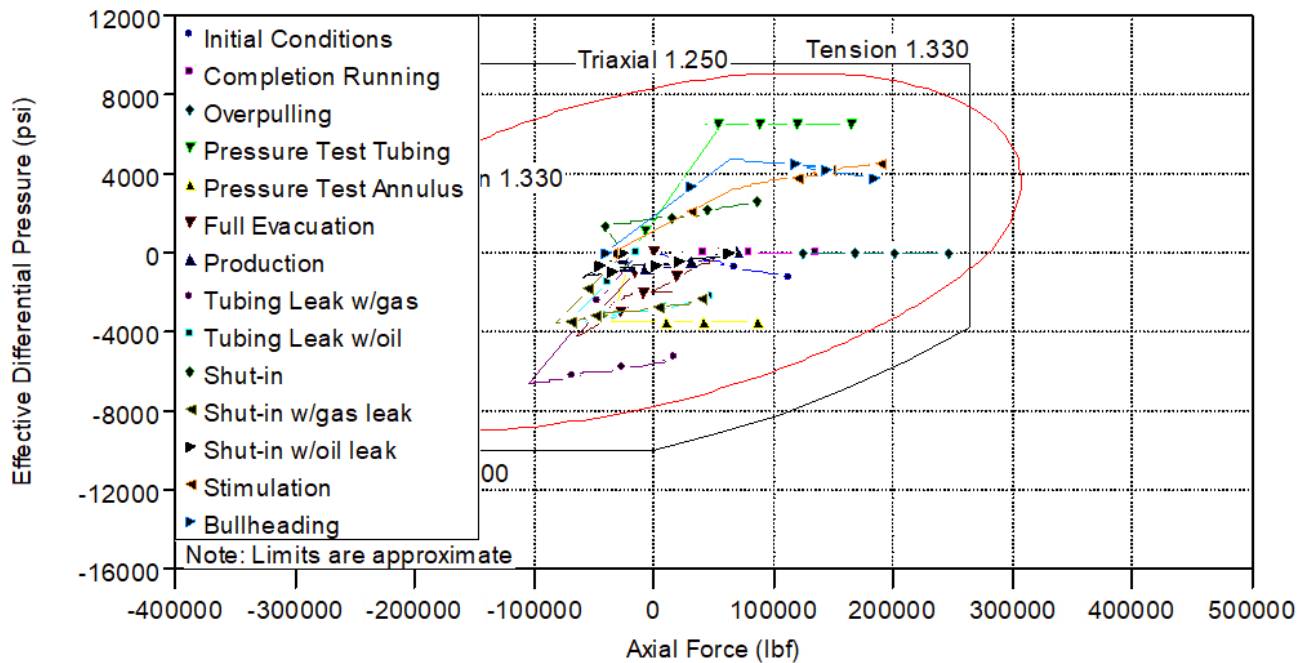
Categoría	Mínimos Factores de Diseño Requeridos para los tubulares										
	Estallido		Colapso		Tensión		Triaxial		Compresión		
	Pipe	Con	Pipe	Con	Pipe	Con	Pipe	Con	Pipe	Con	
Tubing (Prueba)	1.1		1.1		1.1		1.1		1.1		1.0
Tubing (servicio)	1.25		1.1		1.33		1.25		1.33		1.0

La descripción de las cargas para la tubería de producción se muestra a continuación:

Nombre de la carga	Descripción de la carga
T-Bajada de completación	Bajada de completación final a una velocidad de 1 m/s.
T-Overpull: Sobre tensión	Carga de sobre tensión con sarta a 4200 mMD y agua tratada. Sobre tensión de 150.000 lbs sobre el peso.
B-Tbg Press Test: Prueba de presión TP	Carga de presión interna de TP, con 6500 psi en superficie.
C-Packer-Test: Prueba de presión empacador	Prueba de presión del empacador antes de desplazar lodo de 1.6sg por agua. Presión en anular de 3500 psi.
C-Full Evacuation: Vacío total	Escenario de carga que contempla evacuación total del interior de TP. En el interior de TP tiene aire y presión de superficie igual a cero.
Production: Producción	Escenario de carga que considera el pozo en producción con fluido de empaque en el anular y produciendo 2000 bpd de petróleo, 850 bpd de agua y 5.000 m3/d de gas (3 ½"); 4000 bpd de petróleo, 1700 bpd de agua y 10.000 m3/d de gas (4 ½"); 10000 bpd de petróleo, 4300 bpd de agua y 25.000 m3/d de gas (5 ½").
Prod_Pkr-Leak-Gas: Producción de gas y pérdida de empacador	Carga con perfil de producción en el interior de TP, pero con presión en el anular producto de una probable "pérdida". Presión de anular de 5340 psi.
Prod_Pkr-Leak-Oil: Producción de aceite y pérdida de empacador	Carga con perfil de producción en el interior de TP, pero con presión en el anular producto de una probable "pérdida". Presión de anular de 2310 psi.
Shut_In: Cierre pozo	Escenario de carga que contempla un cierre de pozo
Shut_In-Pkr-Leak-Gas: Cierre de pozo y pérdida de TP	Escenario de carga que contempla un cierre de pozo y una comunicación entre el interior de TP y el anular cerca del empacador. El fluido que ingresa al anular es gas.
Shut_In-Pkr-Leak-Oil: Cierre de pozo y pérdida de TP	Escenario de carga que contempla un cierre de pozo y una comunicación entre el interior de TP y el anular cerca del empacador. El fluido que ingresa al anular es aceite.
Estimulación Acida Fría	Escenario de carga que contempla estimulación ácida con fluido frío a 16° C
Bull-Heading: Ahogo de pozo	Escenario de carga que contempla un ahogue de pozo por el método de bullheading. Usando lodo de 1.6sg a 20 °C y una presión máxima de superficie de 3700 psi.

3.3.1 Tubing 4 1/2" 15.1" L80

Design Limits - 4 1/2" Production Tubing - Section 1 - OD 4.500 in - Weight 15.100 ppf- Grade L-80



3.4 Diseño de Completación

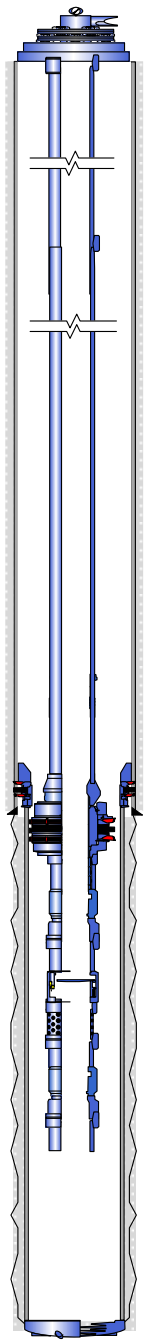
De acuerdo a las bases de diseño realizadas, los pozos de delineación inyectores serán completados con una configuración de tubería y packer permanente con seal bore extension que consta de los siguientes equipos:

- Sellos flotantes, packer permanente con seal bore extension, nipple, formation injection valve, pup joint preperforado, no go nipple y wireline entry guide.

Los esquemas de completación para cada pozo son los siguientes:

	COMPLETION SCHEMATIC						
	WELL	Hokchi 12H	RIG	Odin	PREPARED BY	M. Baena/F.Ruggeri	
CAMPO	Hokchi	FECHA	09/06/2019	VERSION	2	APPROVED BY	

Casing/Liner/Tubing OD (in)	Weight (lb/ft)	Grade	Collapse Pressure (psi)	Internal Yield Pressure (psi)	Joint Yield Strength (lb)	Thread Connection	Torque (ft-lb)	Depth MD (mts)	
								Top	Bottom
13 3/8	-	-	-	-	-	-	-	0	1421
9 5/8	-	-	-	-	-	-	-	1321	3084
7	-	-	-	-	-	-	-	2984	3700
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-



Supplier	Description	Tensile Rating (klb)	Working Pressure (psi)	Diameter (in)		Threads		Length (mts)	Depth (mts)	
				OD	ID	Top	Bottom		Top	Bottom
	Tubing Hanger							0,3	116,5	116,8
	Pup Joint							2	116,8	118,8
	Tubing Joint							2959,3	118,8	3078,1
	Pup Joint							2	3078,1	3080,1
	Seal Locator							1	3080,1	3081,1
	Seal Bore Packer							1,5	3081,1	3082,6
	Pup Joint							1	3082,6	3083,6
	Landing Niple							0,3	3083,6	3083,9
	Pup Joint							2	3083,9	3085,9
	Formation Injection Valve							1,5	3085,9	3087,4
	Pup Joint Perforado							1	3087,4	3088,4
	Landing Nipple (No-go)							0,3	3088,4	3088,7
	Pup Joint							1	3088,7	3089,7
	Wire Line re-entry guide							0,3	3089,7	3090

PERFORATIONS							
Date	Interval MD (mts)	SPF	Type	Status	Length (mts)	Description	Zone
	3100-3690		TCP OR	Closed	25		R1

COMPLETION SCHEMATIC											
WELL		Hokchi 13		RIG		Odin		PREPARED BY		M. Baena/F.Ruggeri	
CAMPO		Hokchi		FECHA		09/06/2019		VERSION		2	
								APPROVED BY			
TUBULAR INFORMATION											
Casing/Liner/Tubing OD (in)	Weight (lb/ft)	Grade	Collapse Pressure (psi)	Internal Yield Pressure (psi)	Joint Yield Strength (lb)	Thread Connection	Torque (ft-lb)	Depth MD (mts)			
								Top	Bottom		
13 3/8	-	-	-	-	-	-	-	0	1421		
11 3/4	-	-	-	-	-	-	-	0	2515		
9 5/8	-	-	-	-	-	-	-	2415	3578		
7	-	-	-	-	-	-	-	3478	3775		
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		

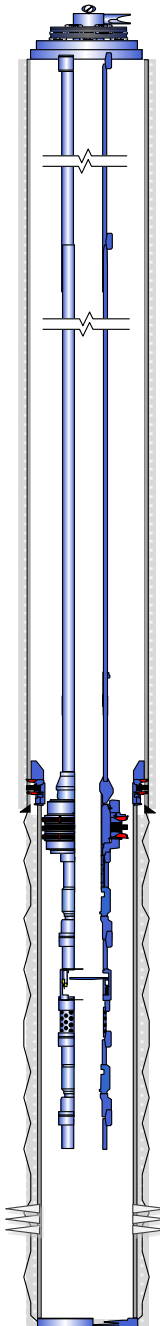
Supplier	Description	Tensile Rating (klb)	Working Pressure (psi)	Diameter (in)		Threads		Length (mts)	Depth (mts)	
				OD	ID	Top	Bottom		Top	Bottom
	Tubing Hanger							0,3	0,0	0,3
	Pup Joint							2	0,3	2,3
	Tubing Joint							3654,3	2,3	3656,6
	Pup Joint							2	3656,6	3658,6
	Seal Locator							1	3658,6	3659,6
	Seal Bore Packer							1,5	3659,6	3661,1
	Pup Joint							1	3661,1	3662,1
	Landing Niple							0,3	3662,1	3662,4
	Pup Joint							3	3662,4	3665,4
	Formation Injection Valve							1,5	3665,4	3666,9
	Pup Joint Perforado							1,5	3666,9	3668,4
	Landing Nipple (No-go)							0,3	3668,4	3668,7
	Pup Joint							1	3668,7	3669,7
	Wire Line re-entry guide							0,3	3669,7	3670

PERFORATIONS							
Date	Interval MD (mts)	SPF	Type	Status	Length (mts)	Description	Zone
	3680-3730		TCP	Closed	21		R1

COMPLETION SCHEMATIC										
WELL		Hokchi 14		RIG		Odin		PREPARED BY		M. Baena/F.Ruggeri
CAMPO		Hokchi		FECHA		09/06/2019		VERSION		2
								APPROVED BY		
TUBULAR INFORMATION										
Casing/Liner/Tubing OD (in)	Weight (lb/ft)	Grade	Collapse Pressure (psi)	Internal Yield Pressure (psi)	Joint Yield Strength (lb)	Thread Connection	Torque (ft-lb)	Depth MD (mts)		
								Top	Bottom	
13 3/8	-	-	-	-	-	-	-	0	1416	
11 3/4	-	-	-	-	-	-	-	0	2615	
9 5/8	-	-	-	-	-	-	-	2515	3828	
7	-	-	-	-	-	-	-	3728	4030	
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	

Supplier	Description	Tensile Rating (klb)	Working Pressure (psi)	Diameter (in)		Threads		Length (mts)	Depth (mts)	
				OD	ID	Top	Bottom		Top	Bottom
	Tubing Hanger							0,3	0,0	0,3
	Pup Joint							2	0,3	2,3
	Tubing Joint							3879,3	2,3	3881,6
	Pup Joint							2	3881,6	3883,6
	Seal Locator							1	3883,6	3884,6
	Seal Bore Packer							1,5	3884,6	3886,1
	Pup Joint							1	3886,1	3887,1
	Landing Niple							0,3	3887,1	3887,4
	Pup Joint							3	3887,4	3890,4
	Formation Injection Valve							1,5	3890,4	3891,9
	Pup Joint Perforado							1,5	3891,9	3893,4
	Landing Nipple (No-go)							0,3	3893,4	3893,7
	Pup Joint							1	3893,7	3894,7
	Wire Line re-entry guide							0,3	3894,7	3895

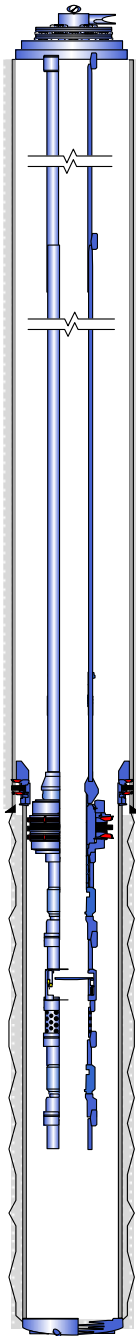
PERFORATIONS							
Date	Interval MD (mts)	SPF	Type	Status	Length (mts)	Description	Zone
	3905-3962		TCP	Closed	57		R1



COMPLETION SCHEMATIC											
WELL		Hokchi 15		RIG		Odin		PREPARED BY		M. Baena/F.Ruggeri	
CAMPO		Hokchi		FECHA		09/06/2019		VERSION		2	
								APPROVED BY			
TUBULAR INFORMATION											
Casing/Liner/Tubing OD (in)	Weight (lb/ft)	Grade	Collapse Pressure (psi)	Internal Yield Pressure (psi)	Joint Yield Strength (lb)	Thread Connection	Torque (ft-lb)	Depth MD (mts)			
								Top	Bottom		
13 3/8	-	-	-	-	-	-	-	0	1423		
9 5/8	-	-	-	-	-	-	-	1323	2878		
7	-	-	-	-	-	-	-	2778	3065		
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		

Supplier	Description	Tensile Rating (klb)	Working Pressure (psi)	Diameter (in)		Threads		Length (mts)	Depth (mts)	
				OD	ID	Top	Bottom		Top	Bottom
	Tubing Hanger							0,3	0,0	0,3
	Pup Joint							2	0,3	2,3
	Tubing Joint							2959,3	2,3	2961,6
	Pup Joint							2	2961,6	2963,6
	Seal Locator							1	2963,6	2964,6
	Seal Bore Packer							1,5	2964,6	2966,1
	Pup Joint							1	2966,1	2967,1
	Landing Nipple							0,3	2967,1	2967,4
	Pup Joint							3	2967,4	2970,4
	Formation Injection Valve							1,5	2970,4	2971,9
	Pup Joint Perforado							1,5	2971,9	2973,4
	Landing Nipple (No-go)							0,3	2973,4	2973,7
	Pup Joint							1	2973,7	2974,7
	Wire Line re-entry guide							0,3	2974,7	2975

PERFORATIONS							
Date	Interval MD (mts)	SPF	Type	Status	Length (mts)	Description	Zone
	2985-3010		TCP	Closed	25		R1



3.5 Diseño de Punzados

Hokchi-13, Hokchi-14 y Hokchi-15 deberán ser punzados antes de llevar a cabo la bajada de instalación final. Se aplicará un método de punzado convencional, de alta penetración. El tamaño del cañón dependerá del casing, que será de 7". En este caso, los cañones a utilizar serán de 4 ½" o 4 ⅝", según la disponibilidad. La densidad de tiro seleccionada es de 6 spf, con una fase de 60°.

Los cañones se bajarán con WL y el punzado se hará en sobrebalance.

Para el caso del Hokchi-12H se realizará punzados orientados, en la dirección de máximo esfuerzo (0°-180°). Para esto se bajarán los cañones con un orientador, permitiendo así realizar los punzados en la dirección adecuada.

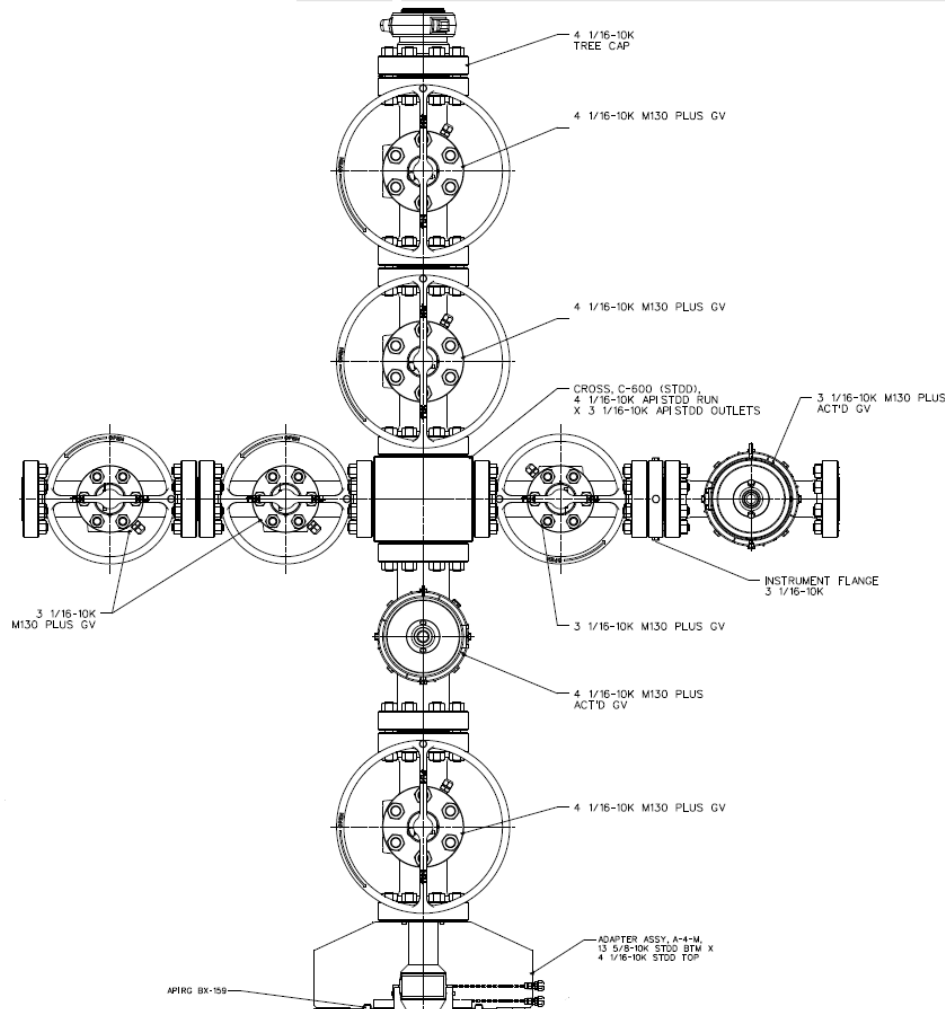
3.6 Diseño de Armaduras de Producción

Se utilizará un tipo de armadura de producción en los pozos inyectores de 4 1/16" 10k WP.

De acuerdo a los fluidos a inyectar, se seleccionó como material de trabajo el EE-0.5 psi. Con respecto a la temperatura, la clase seleccionada fue la "U". Todas las armaduras tienen un nivel de especificación de producto PSL-2 PR2.

El tubing head adapter y el tubing hanger son convencionales, sin puertos para el paso de líneas. El colgador tiene a su vez un perfil para la instalación de BPV y TWCV tipo "H".

El esquema es el siguiente:



4 Programa de Fluidos de Completación

Las operaciones de completación se llevarán a cabo utilizando salmueras o agua de mar tratada, dependiendo la presión de reservorio. La salmuera seleccionada para estos pozos es CaCl_2 , con una densidad requerida de 1.20SG (9.99 ppg).

La salmuera debe ser filtrada a 2 micrones y una turbidez máxima de 20 NTU.

Adicionalmente se agregará a la salmuera:

- Inhibidor de corrosión
- Bactericida
- Secuestrante de oxígeno

Para el filtrado de la salmuera se utilizará un sistema de filtros de cartuchos.

5 Programa de Completación

5.1 Resumen del Plan Operativo

1. Punzar zonas de interés con cañones tipo Deep penetration de 4 ½" o 4 ⅝" o con cañones orientados del mismo tamaño para el pozo Hokchi-12H (Punzado).
2. Preparar completion y piso de trabajo para bajada de instalación (Bajada completación).
3. Armar completion de acuerdo a diagrama y bajar a pozo instalación (Bajada completación).
4. Asentar packer. Recuperar tubería de maniobra (Bajada completación).
5. Bajar tubería de producción (Bajada completación)
6. Realizar espaciamiento final de la completación. Asentar completación sobre tubing hanger.
7. Armar unidad de Slickline. Bajar tapón y asentar en niple selectivo.
8. Recuperar tapón y desmontar unidad de Slickline.
9. Instalar BPV. Desmontar BOP (Montaje armadura de producción).
10. Montar armadura de producción. Recuperar BPV e instalar TWCV (Montaje armadura de producción).
11. Realizar prueba de hermeticidad de la armadura de producción (Montaje armadura de producción).
12. Recuperar TWCV. Entregar pozo a producción (Montaje armadura de producción).

5.2 Punzados / TCP

1. Realizar charla de seguridad y confeccionar los permisos de trabajo necesarios para la operación.
2. Establecer silencio de radio durante operaciones de punzado.
3. Preparar 20 m de cañones de 4 ½" o 4 ⅝" 60° 18 spf 20 g HMX. Llevar a piso de trabajo.
4. Montar shooting niple en BOP.
5. Montar lubricadores y equipo de control de presión de unidad de WL.
6. Realizar prueba de hermeticidad con 500 psi/5000 psi durante 5 min/15 min.
7. Romper lubricadores en quick connector.
8. Una vez que los cañones estén en el piso de trabajo, sólo el personal de la compañía de servicios y el motorista deben permanecer en el lugar. Montar cabezas de disparo.
9. Introducir cañones en lubricador de acuerdo a procedimiento de compañía de servicios.
10. Conectar lubricadores en quick connector. Realizar prueba de hermeticidad con bomba hidráulica. Verificar que no se observan fugas en el sistema.
11. Comenzar a bajar sarta.
12. Luego de 50 m de sarta, montar marcador RA.
13. Continuar bajando tubería de trabajo hasta la posición deseada. Después de 100 m de tubería en el pozo, se restablecen comunicaciones.
14. Realizar correlación.
15. Disparar cañones. Monitorear presión para verificar cambios en condiciones de cabeza de pozo.
16. En caso de no observarse signos de activación de cabezas de disparo, repetir secuencia.
Nota: De no observarse activación, proceder a aplicar plan de contingencia de recuperación de cañones armados en superficie de acuerdo a programa operativo de la compañía de servicios.
17. En caso de observarse signos de activación en cabeza de pozo, monitorear presión de cierre y verificar peso de salmuera necesario para el control de pozo. Realizar flow check durante 30 minutos.
18. Si el pozo está estático, proceder a sacar WL BHA de acuerdo a procedimiento de compañía de servicios, no excediendo la velocidad recomendada para evitar pistoneo del pozo.
19. Cuando los cañones se encuentran a 100 m del pozo, se restablece el silencio de radio.
20. Desarmar cañones de acuerdo a procedimiento de compañía de servicios. Se deja sólo el personal necesario en el piso de trabajo.

21. Recuperar cañones. Verificar la cantidad de disparos efectuados. Una vez que se confirme que todas las cargas explosivas fueron utilizadas, proceder a cancelar el silencio de radio.
22. Cerrar ram ciego y asegurar pozo. Desmontar unidad de WL, shooting nipple y equipo de control de presión
23. Limpiar piso de trabajo.

5.3 Punzado Orientado (sólo Hokchi-12H)

24. Realizar charla de seguridad y confeccionar los permisos de trabajo necesarios para la operación.
25. Establecer silencio de radio durante operaciones de punzado.
26. Preparar 600 m de cañones de 4 ½" o 4 ⅝" 60° 18 spf 20 g HMX. Llevar a piso de trabajo.
27. Comenzar a armar sarta de TCP.
28. Una vez que los cañones estén en el piso de trabajo, sólo el personal de la compañía de servicios y el motorista deben permanecer en el lugar. Montar cabezas de disparo.
29. Bajar cañones a pozo.
30. Realizar armado final de cabeza de disparo.
31. Comenzar a bajar sarta.
32. Luego de 50 m de sarta, montar marcador RA.
33. Conectar BHA a DP de 5 ½". Comenzar a bajar sarta.
34. Luego de 50 m de sarta, montar marcador RA.
35. Continuar bajando tubería de trabajo hasta la posición deseada. Después de 100 m de tubería en el pozo, se restablecen comunicaciones.
36. Realizar primer espaciado de acuerdo a tally de DP.
37. Montar conector y unidad de wireline. Realizar prueba de presión. Armar BHA con GR/CCL. Bajar a pozo y realizar correlación.
38. Realizar mediciones y marcar sarta de trabajo para realizar espaciado.
39. Sacar BHA y desarmar unidad de wireline.
40. Utilizando pup joints, espaciar sarta y posicionar cañones en el intervalo deseado.
41. Realizar orientado de cañones de acuerdo a procedimiento de compañía de superficie.
42. Montar TIW, pump in sub y líneas de superficie. Cerrar rams variables de la BOP sobre DP.
43. Activar cabeza de disparo aplicando pulsos de presión de acuerdo al programa de trabajo de compañía de servicios. Monitorear presión para verificar cambios en condiciones de cabeza de pozo.
44. En caso de no observarse signos de activación de cabezas de disparo, repetir secuencia. Si no se observaran signos de detonación de los cañones, proceder a activar cabeza de disparo hidráulica, aplicando presión de activación y purgando la misma de acuerdo a procedimiento de compañía de servicios. Verificar signos de detonación de cañones.
Nota: De no observarse activación, proceder a aplicar plan de contingencia de recuperación de cañones armados en superficie de acuerdo a programa operativo de la compañía de servicios.
45. En caso de observarse signos de activación en cabeza de pozo, monitorear presión de cierre y verificar peso de salmuera necesario para el control de pozo. Preparar nuevo fluido y circular 1.5 volúmenes de pozo a 5 bpm. Verificar retornos en todo momento, asegurando de no inyectar fluido de completación. Realizar flow check durante 30 minutos.
46. Si el pozo está estático, proceder a sacar sarta de TCP, no excediendo las 8 juntas por hora durante los primeros 100 m para evitar pistoneo del pozo.
47. Cuando los cañones se encuentran a 100 m del pozo, se restablece el silencio de radio.
48. Desarmar cabeza de disparo de acuerdo a procedimiento de compañía de servicios. Se deja sólo el personal necesario en el piso de trabajo.
49. Recuperar cañones. Verificar la cantidad de disparos efectuados. Una vez que se confirme que todas las cargas explosivas fueron utilizadas, proceder a cancelar el silencio de radio.

50. Cerrar ram ciego y asegurar pozo.
51. Despejar piso de trabajo.

5.4 Lower Completion y Upper Completion

52. Realizar charla de seguridad y confeccionar los permisos de trabajo necesarios para la operación.
53. Preparar piso de trabajo con herramientas para bajada de completación.
54. Posicionar racks con tubería de producción. Quitar protectores de roscas y limpiar las mismas.
55. Montar wireline entry guide, pup joint, no go nipple, perforated pup joint, pup joint, formation injection valve, pup joint (sub #1).
56. Montar pup joint, seal bore extensión y packer semipermanente con setting tool (sub #2).
57. Conectar setting tool a tubería de maniobra.
58. Bajar tubería de maniobra hasta la profundidad de asentamiento de packer.
59. Realizar espaciamiento. Asentar packer de acuerdo a procedimiento de compañía de servicios.
60. Sacar sarta de trabajo a superficie.
61. Preparar tubería de producción y sellos flotantes con localizador.
62. Montar sellos flotantes con localizador y pup joint (sub #3). Bajar con una junta de tubería.
63. Bajar la completación hasta observar pérdida de peso al contactar packer. Levantar 1 m y observar recuperación de peso.
64. Realizar espaciamiento. Conectar tubing hanger.
65. Bajar la completación hasta observar pérdida de peso al contactar packer. Levantar 1 m y observar recuperación de peso. Registrar peso final de la completación.
66. Montar slickline. Bajar tapón y asentar en perfil.
67. Realizar prueba de integridad de la completación aplicando 500psi/5000 psi por directa durante 5 min/15 min. Purgar presión por directa.
68. Recuperar tapón de aislación. Desmontar unidad de slickline.
69. Limpiar piso de trabajo

5.5 Desmontaje BOP y montaje de Armadura de Producción

70. Realizar charla de seguridad y confeccionar los permisos de trabajo necesarios para la operación.
71. Montar lubricador. Realizar prueba de hermeticidad con 500 psi/5000 psi durante 5 min/15 min.
72. Instalar BPV en tubing hanger.
73. Desmontar BOP y raisers.
74. Realizar empalme de líneas y cables entre tubing hanger y tubing head adapter.
75. Finalizar instalación de tubing head adapter de acuerdo a procedimiento de FMC.
76. Instalar armadura de producción.
77. En válvula corona, montar lubricador. Realizar prueba de hermeticidad con 500 psi/5000 psi durante 5 min/15 min.
78. Recuperar BPV. Instalar TWCV.
79. Realizar prueba de hermeticidad de armadura de producción con 500 psi/5000 psi durante 5 min/15 min.
80. Recuperar TWCV. Desmontar lubricador.
81. Entregar pozo a Operaciones de Producción.