

Proyecto Off Shore Area Hokchi

Programa General de Completación (GCP) Pozos Desviados Productores

Este documento contempla los requisitos mínimos para la confección del programa de completación de los pozos desviados Hokchi-7 y Hokchi-11.

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 Desviados Productores
(Hokchi-7 y Hokchi-11)

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-7.....	10
2.2	ESTADO MECÁNICO PROPUESTO – HOKCHI-7 (POZO TIPO A)	11
2.3	ESTADO DEL POZO EN LECHO MARINO Y MLS – HOKCHI-7.....	12
2.4	TRAYECTORIAS – HOKCHI-7.....	13
2.5	INFORMACIÓN GENERAL DEL POZO – HOKCHI-11.....	13
2.6	ESTADO MECÁNICO PROPUESTO – HOKCHI-11 (POZO TIPO B)	15
2.7	ESTADO DEL POZO EN LECHO MARINO Y MLS – HOKCHI-11.....	16
2.8	TRAYECTORIAS – HOKCHI-11.....	16
3	DISEÑO DE COMPLETACIÓN	17
3.1	CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO Y DE LOS FLUIDOS A PRODUCIR	17
3.2	METALURGIA.....	21
3.3	DISEÑO DE TUBERÍA DE PRODUCCIÓN.....	22
3.3.1	<i> Tubing 3 ½” 10.3# TRC110.....</i>	<i>24</i>
3.3.2	<i> Tubing 4 ½” 15.1” L80.....</i>	<i>24</i>
3.4	DISEÑO DE COMPLETACIÓN	24
3.5	DISEÑO DE PUNZADOS.....	27
3.6	DISEÑO DE ARMADURAS DE PRODUCCIÓN.....	28
4	PROGRAMA DE FLUIDOS DE COMPLETACIÓN	30
5	PROGRAMA DE COMPLETACIÓN	30
5.1	RESUMEN DEL PLAN OPERATIVO	30
5.2	PUNZADO	31
5.3	WELLBORE CLEAN OUT #1 (WBCO #1).....	32
5.4	FRAC PACK.....	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
5.5	BAJADA DE COMPLETACIÓN.....	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
5.6	MONTAJE DE ARMADURA DE PRODUCCIÓN	35

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 los pozos desviados productores Hokchi-7 y Hokchi-11, los cuales serán perforados y completados como pozos productores.

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)
CaBr ₂	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

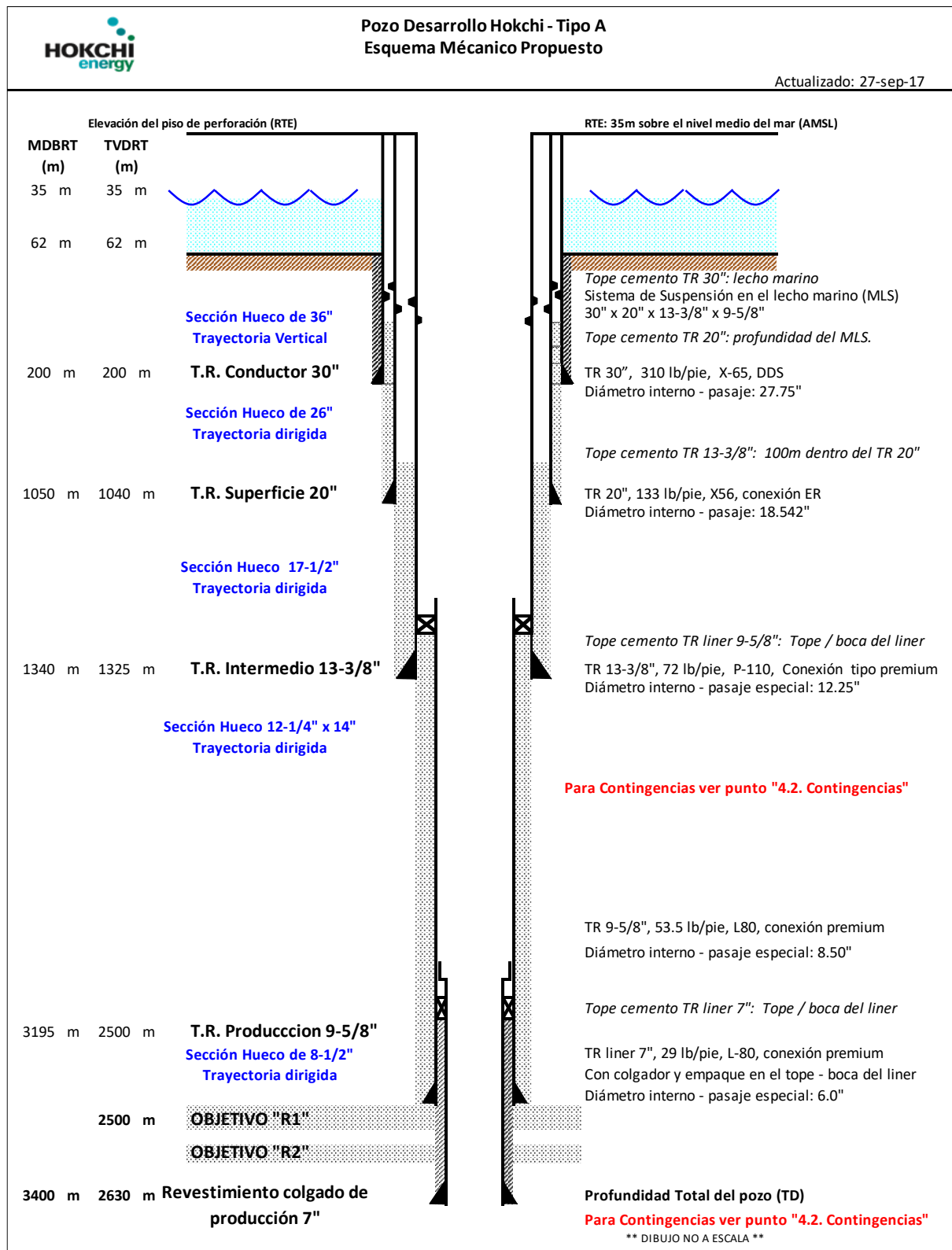
WSS	Well site supervisor	Supervisor de sitio del pozo
Xmas	Christmas (Production) Tree	Árbol de producción
WT	Wall thickness	Espesor de pared (revestimiento)
Wt	weight	Peso
XO	Cross-Over Sub	Sustituto convertidor- adaptador
YP	Yield Point	Punto de cedencia

2 Datos generales

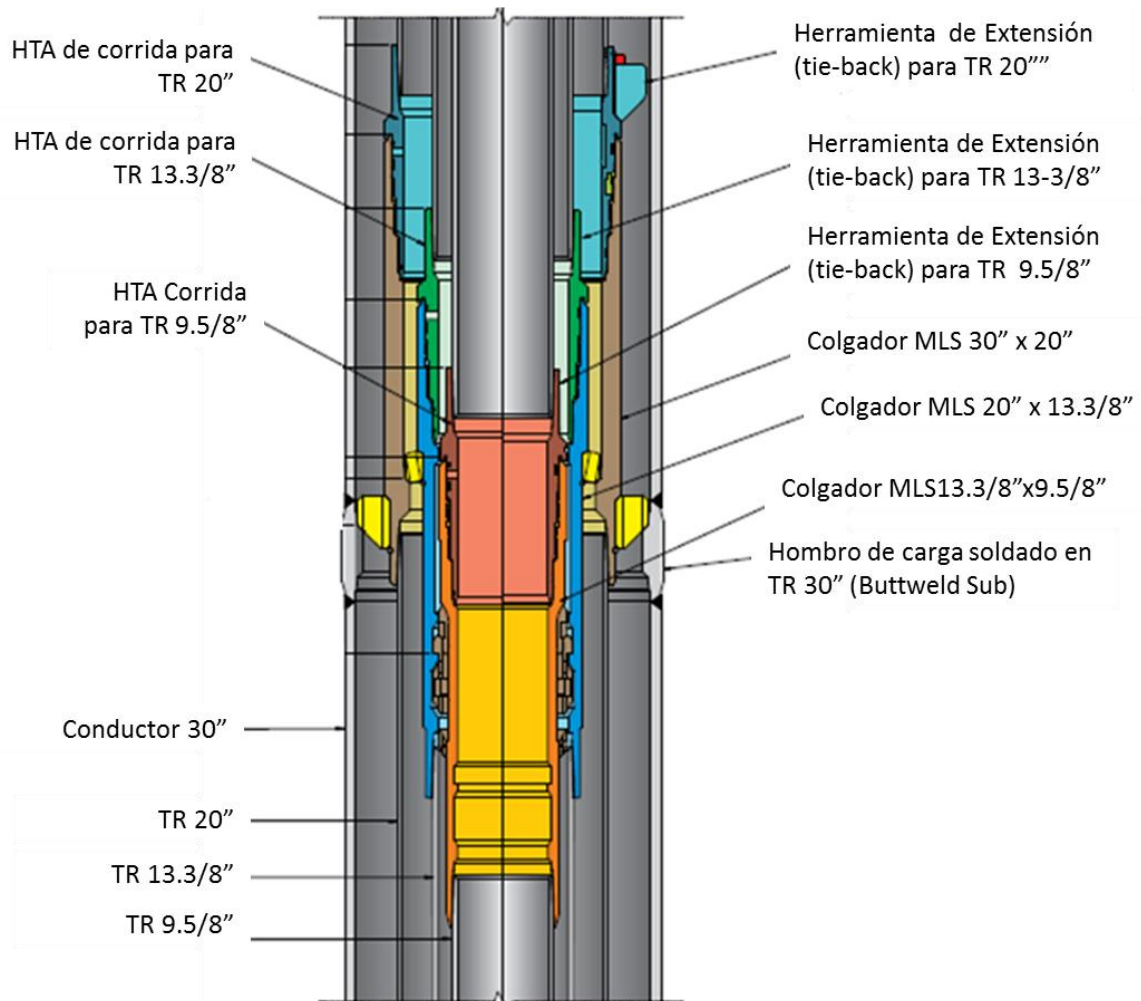
2.1 Información general del pozo – Hokchi-7

Nombre oficial del pozo	Hokchi-7		
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)		
Localización de superficie	Coordenadas del Equipo de Perforacion		
Coordenadas planares (plataforma este)	E = 465,380	N = 2,059,398	-35 mvbnm
Coordenadas del Conductor (Lecho Marino)			
Objetivo "R1" - punto de entrada	E = 466,416	N = 2,058,006	2512m mvbnm
Profundidad Total Alcanzada (TD)	3,500m MD / 2,598m TVD		
Profundidad del Agua	27.0 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	1,040 m (1,040 mTVD)		
13-3/8" Tubería Revestimiento intermedio	1,365 m (1,350 mTVD)		
9-5/8" Tubería Revestimiento de Producción	3,327 m (2,500 mTVD)		
7" TR colgado de Producción - TD	3,500 m (2,598 mTVD)		

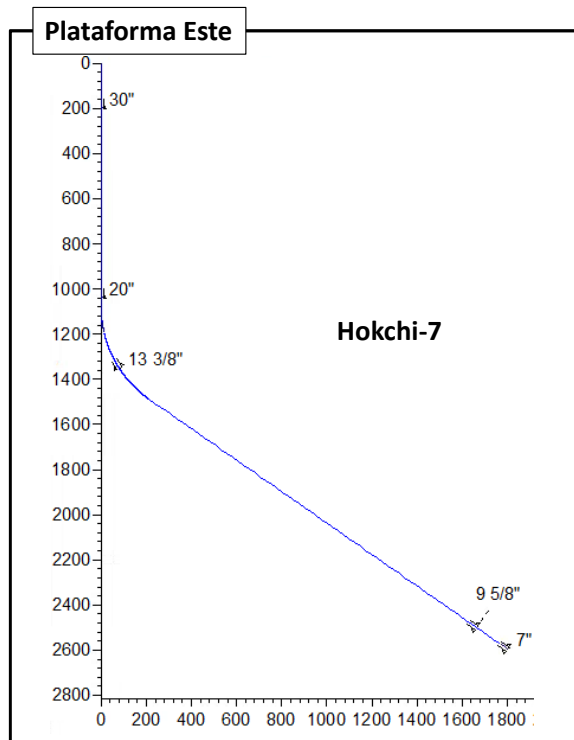
2.2 Estado Mecánico Propuesto – Hokchi-7 (Pozo Tipo A)



2.3 Estado del pozo en lecho marino y MLS – Hokchi-7



2.4 Trayectorias – Hokchi-7

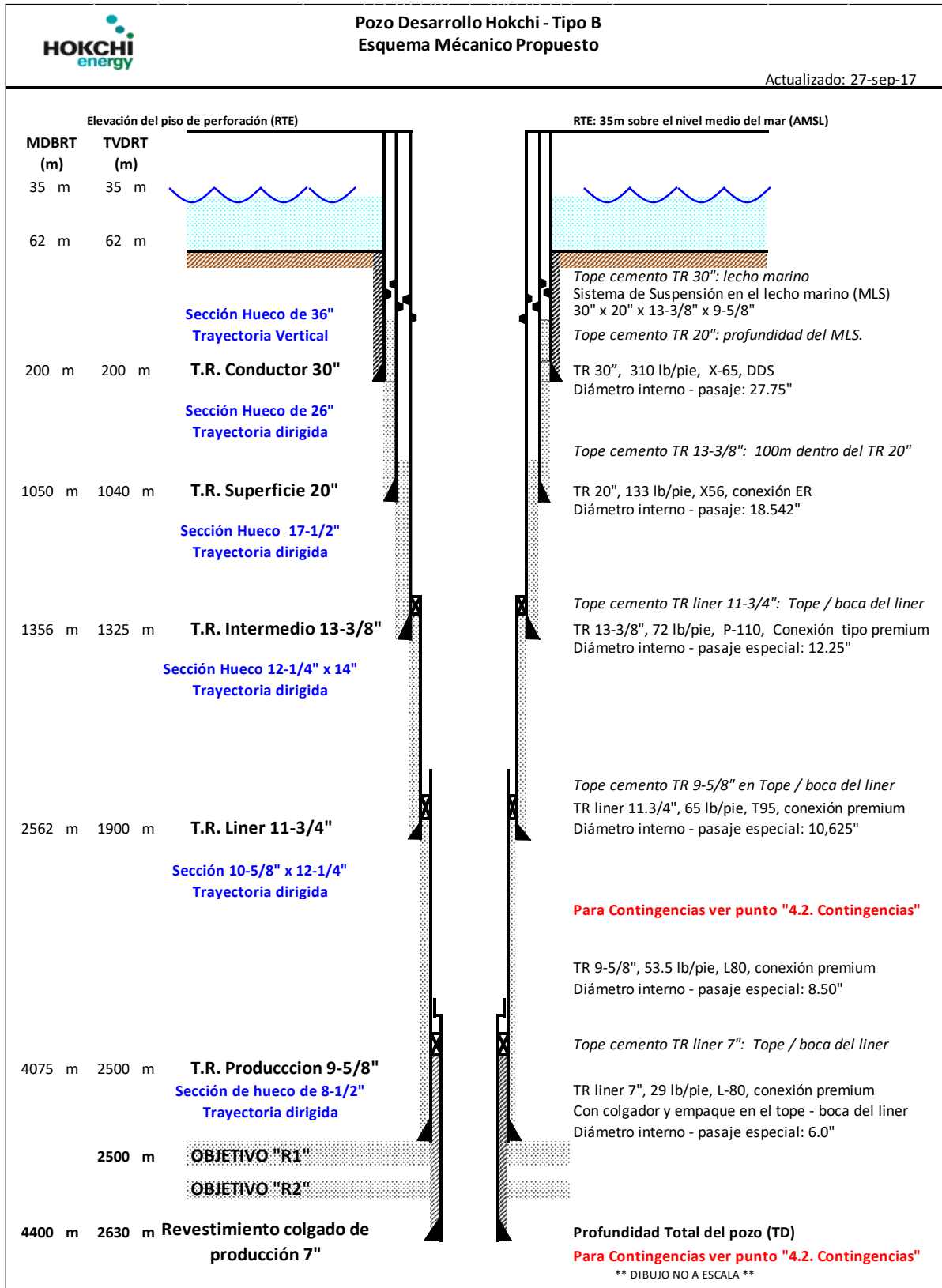


2.5 Información general del pozo – Hokchi-11

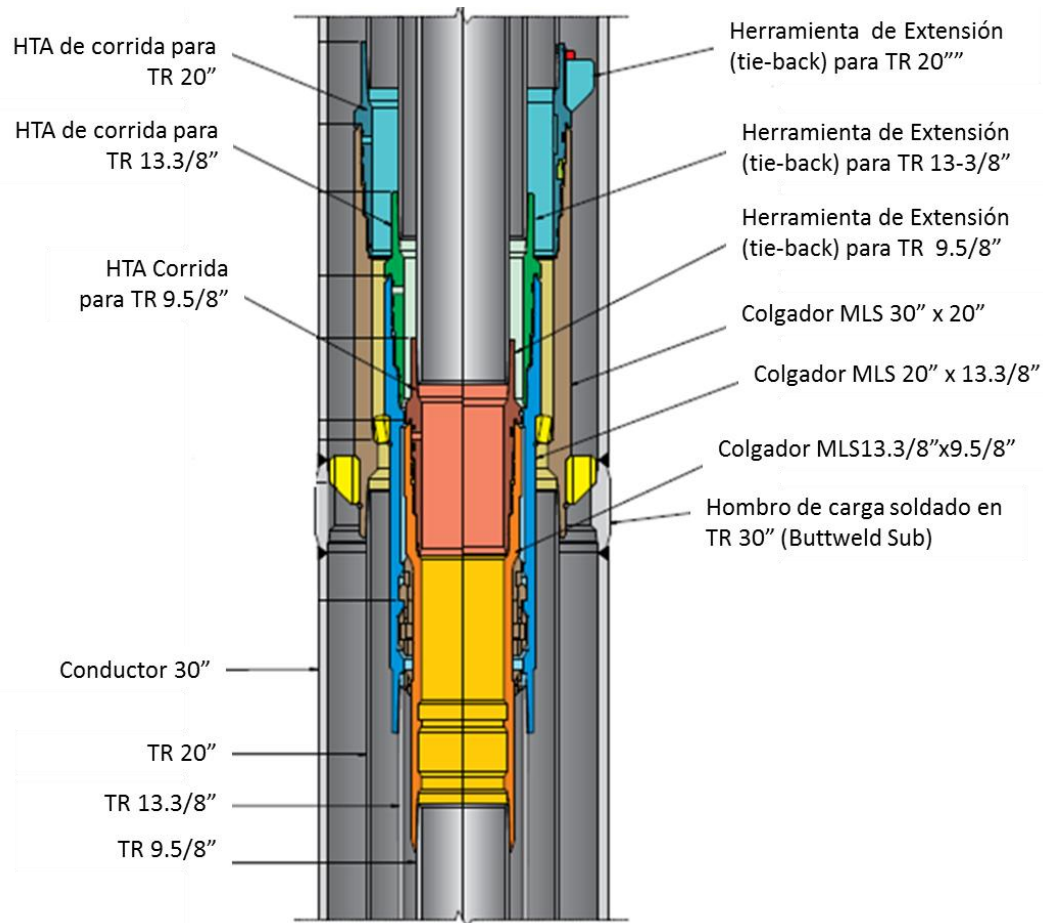
Nombre oficial del pozo	Hokchi-11		
Área contractual	Área 2		
Identificación del contrato	CNH-R01-L02-A2/2015		
Área / Región	Paraíso, Estado Tabasco, México		
Clasificación del pozo	Delimitador (dígitos 106)		
Tipo de pozo	Productor de Aceite		
Tipo de construcción de pozo	Costa Afuera, Aguas Someras, 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 = 460,461	N = 2,061,993	2518m mvbnm
Profundidad Total Alcanzada (TD)	4,422 m MD / 2,600m TVD		
Profundidad del Agua	27metros		
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	A definir		
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	74.4 m (74.4 mTVD)
20" Tubería Revestimiento de Superficie	1,100 m (1,100 mTVD)
13-3/8" Tubería Revestimiento intermedio	1,412 m (1,400 mTVD)
11 3/4" Tubería Revestimiento intermedio	2,793 m (2,000 mTVD)
9 5/8" Tubería R- colgado de Producción	4,137 m (2,500 mTVD)
7" TR colgado de Producción	4,422 m (2,600 mTVD)

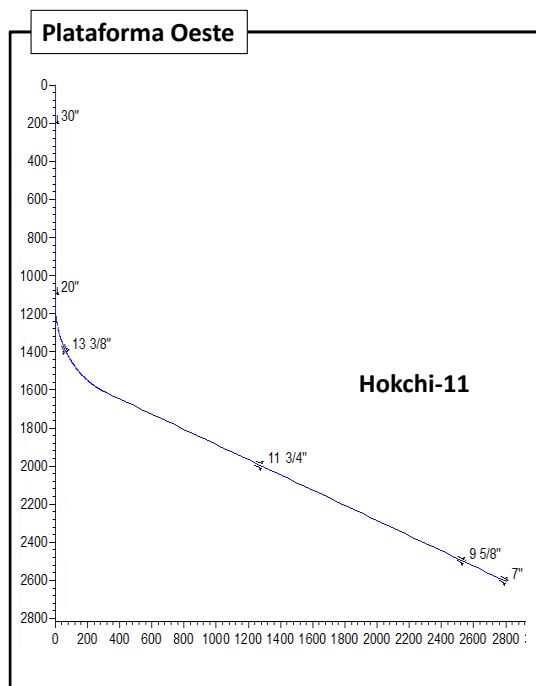
2.6 Estado Mecánico Propuesto – Hokchi-11 (Pozo Tipo B)



2.7 Estado del pozo en lecho marino y MLS – Hokchi-11



2.8 Trayectorias – Hokchi-11



3 Diseño de Completación

3.1 Características del Yacimiento y de los Fluidos a Producir

	R 1 (Objetivo principal)
Formación	R-1
Profundidad m (TVDSS)	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 ½"	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 iniciales de producción esperados para los pozos Hokchi-7 y Hokchi-11 son los siguientes:

- Hokchi-7: 3000 bopd
- Hokchi-11: 6000 bopd

A continuación se presenta un resumen de las características del fluido a producir, de acuerdo a todas las muestras tomadas:

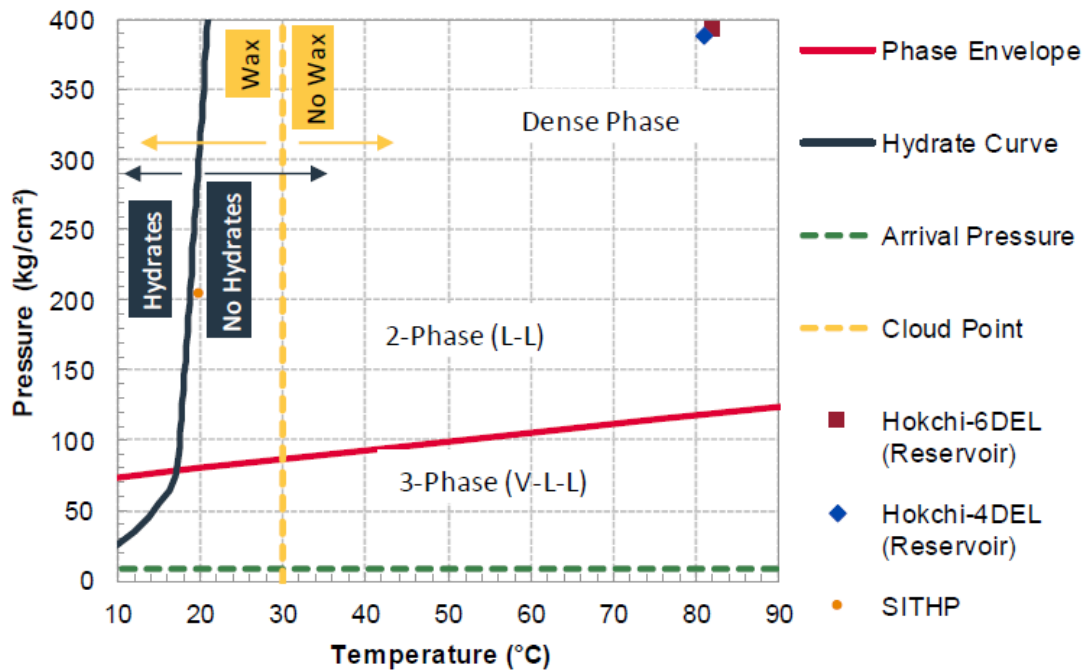
Tipo de Muestra	Pozo	MD	TVDss	Yacimiento	Componentes químicos extraídos de las cromatografías PVT. [% en Peso]					
					Inerts (CO ₂ +H ₂ S +N ₂)	C1	C2-C6	C7-C29	C30+	Benceno+Tolueno+Cileno
Re comb. DST	Hokchi-4DEL	2500	2465	R1	0.09	3.22	9.87	52.89	32.91	1.02
DST	Hokchi-101	2507	2472	R1	0.11	3.67	10.50	50.76	33.60	1.36
DST	Hokchi-6DEL	3120	2525	R1	0.08	3.02	9.30	46.90	39.83	0.87
MDT	Hokchi-2DEL	2584	2522	R1	0.09	2.96	8.05	44.34	43.87	0.68
MDT - Lab. SLB	Hokchi-3DEL	3067	2559	R1	0.06	2.73	5.69	36.96	54.37	0.19
MDT - Lab. EXPRO	Hokchi-3DEL	3067	2559	R1	0.07	2.62	5.23	36.30	55.32	0.46

Tipo de Muestra	Pozo	MD	TVDss	Yacimiento	° API de FLASH
Recomb. DST	Hokchi-4DEL	2500	2465	R1	27.8
DST	Hokchi-101	2507	2472	R1	27.5
DST	Hokchi-6DEL	3120	2525	R1	23.2
MDT	Hokchi-2DEL	2584	2522	R1	23.4
MDT - Lab. SLB	Hokchi-3DEL	3067	2559	R1	17.0
MDT - Lab. EXPRO	Hokchi-3DEL	3067	2559	R1	15.8

Tipo de Muestra	Pozo	MD	TVDss	Yacimiento	GOR de FLASH [m3/m3]
Recomb. DST	Hokchi-4DEL	2500	2465	R1	75.5
DST	Hokchi-101	2507	2472	R1	85.6
DST	Hokchi-6DEL	3120	2525	R1	70.2
MDT	Hokchi-2DEL	2584	2522	R1	70.7
MDT - Lab. SLB	Hokchi-3DEL	3067	2559	R1	55.6
MDT - Lab. EXPRO	Hokchi-3DEL	3067	2559	R1	61.1

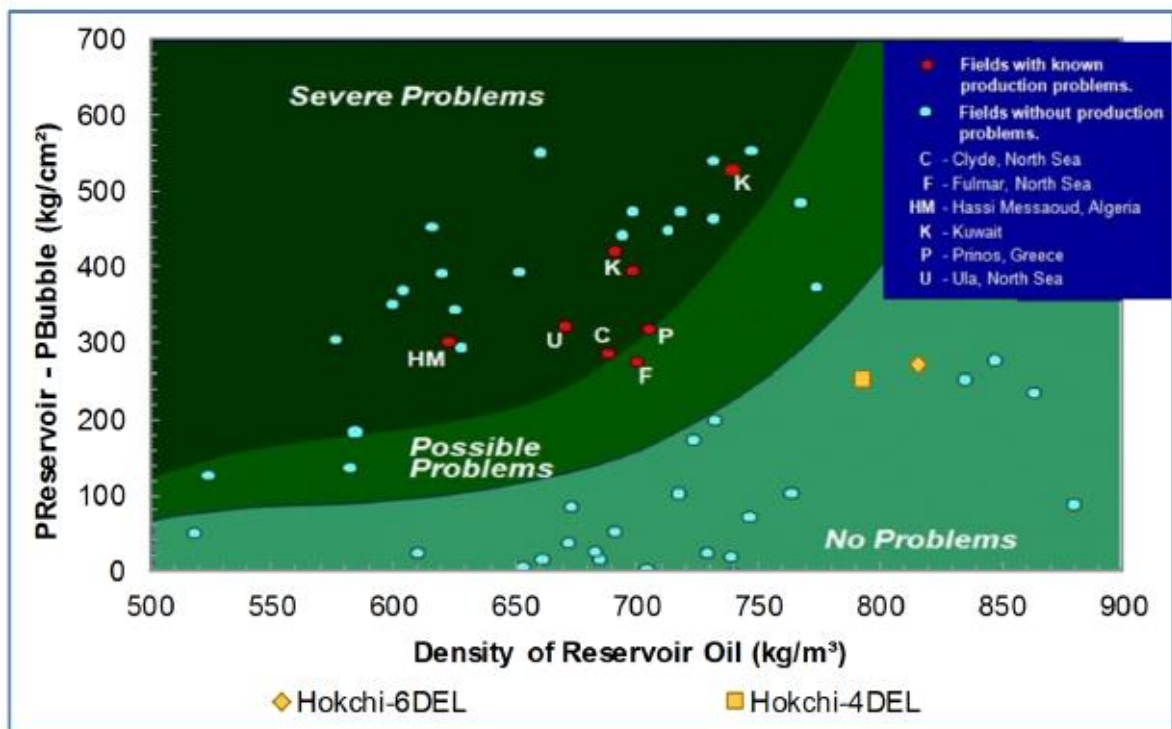
Tipo de Muestra	Pozo	MD	TVDss	Yacimiento	Presiones de saturación [psia]
Recomb. DST	Hokchi-4DEL	2500	2465	R1	1935.6
DST	Hokchi-101	2507	2472	R1	2035
DST	Hokchi-6DEL	3120	2525	R1	1739.2
MDT	Hokchi-2DEL	2584	2522	R1	1715.0
MDT - Lab. SLB	Hokchi-3DEL	3067	2559	R1	1961.0
MDT - Lab. EXPRO	Hokchi-3DEL	3067	2559	R1	1980.0

Se llevó a cabo un estudio para determinar la temperatura de aparición de parafinas en los pozos de Hokchi. De acuerdo al mismo, la temperatura mínima para evitar la precipitación de las mismas es de 30 °C. Asimismo se realizó el análisis de aparición de hidratos. La temperatura de aparición para las presiones de cabeza de pozo es de menos de 8 °C.



De esta manera, existen posibilidades de tener precipitación de parafinas cuando haya cierres de pozo extendidos.

También se realizó el análisis SARA para determinar las chances de precipitación de asfaltenos. De acuerdo al gráfico de De Boer, no existen posibilidades de tener dichas precipitaciones:

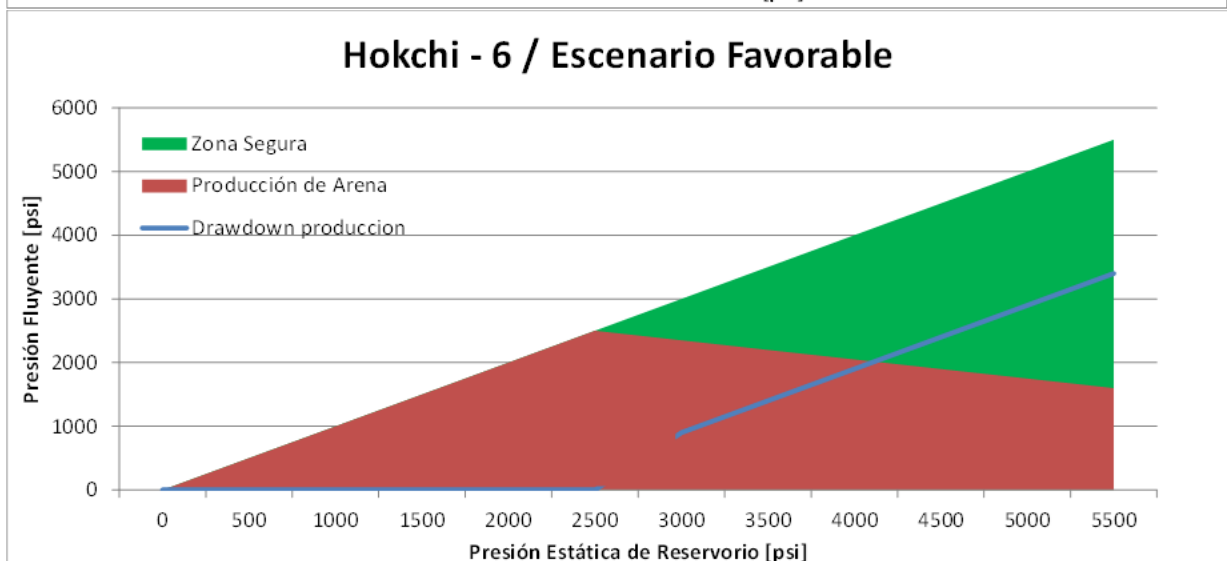
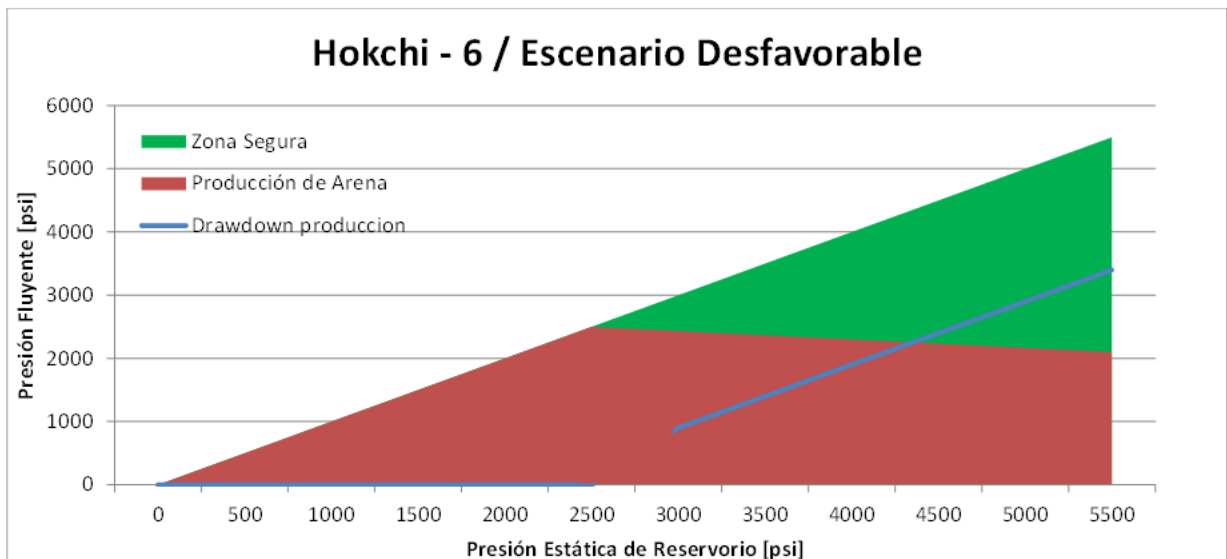


Las propiedades del agua de yacimiento analizada de las muestras de los pozos Hokchi-4DEL y Hokchi-3DEL, se detallan a continuación:

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.

Los análisis de la tendencia de los pozos a producir arena se llevaron a cabo analizando los gráficos de drawdown crítico para la producción de arena (CDPP) del pozo Hokchi-6DEL:



Para Hokchi-6DEL, en el caso desfavorable, se entrará a la zona de producción de arena cuando la presión de reservorio sea menor a los 4500 psi, considerando un drawdown de 2100 psi. Para el caso favorable, la presión debe caer debajo de los 4000 psi para entrar en el área de producción de arena.

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)

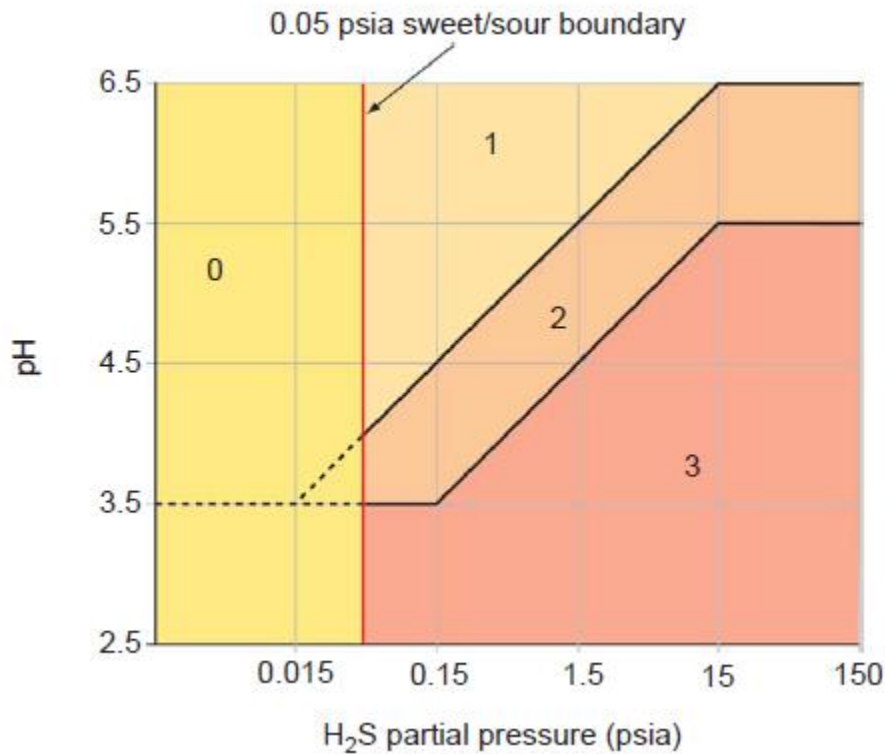
Con las presiones de vapor de CO₂ observadas, se puede considerar como muy poco probable la corrosión dulce. En este caso, sería suficiente un mayor espesor de pared de tubería para minimizar el impacto del CO₂ en la tubería de producción.

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 agrío, 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 inyectoros, 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 utilizarán dos tipos de tuberías diferentes en estos dos pozos:

- Hokchi-7: 3 ½” 10.3# TRC110 – conexión Tenaris Blue
- Hokchi-11: 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

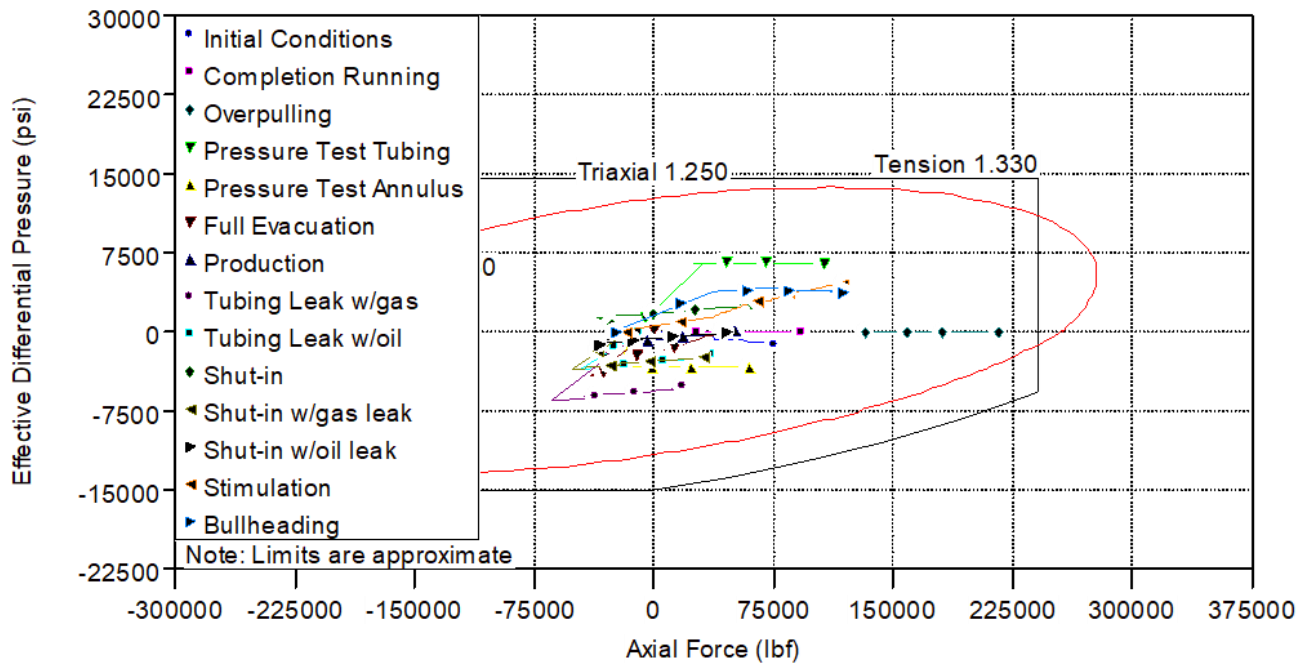
Tubing (servicio)	1.25	1.1	1.33	1.25	1.33	1.0
-------------------	------	-----	------	------	------	-----

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.

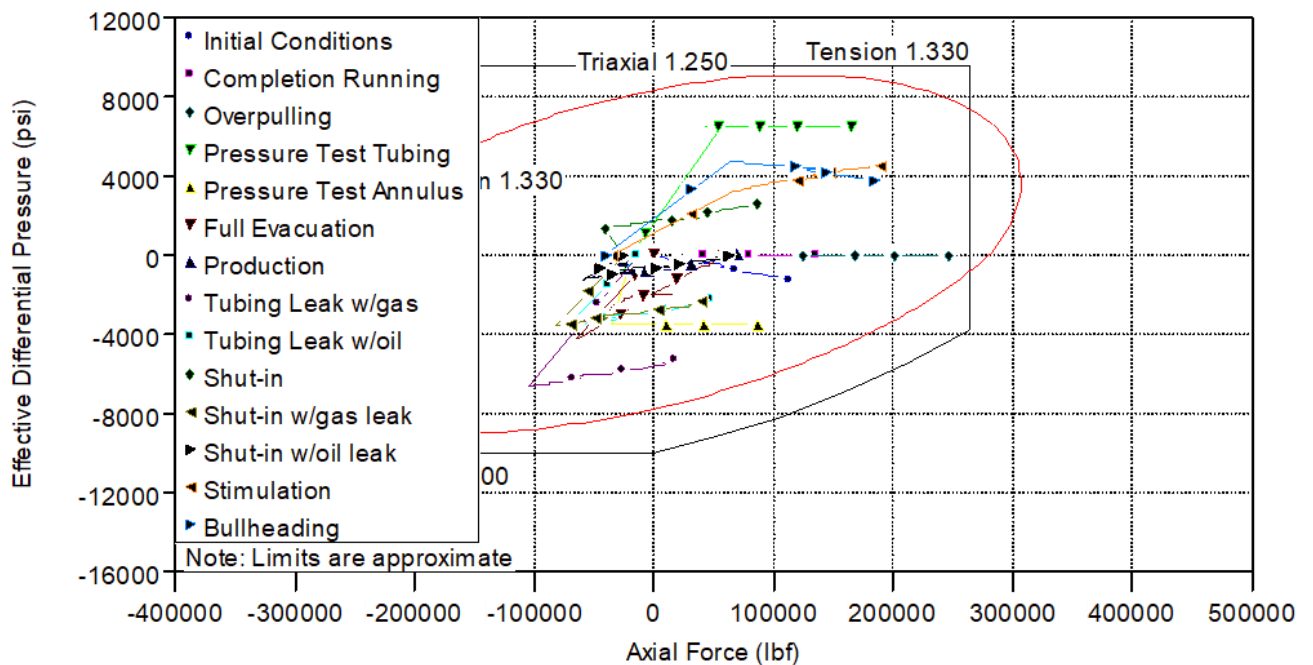
3.3.1 Tubing 3 1/2" 10.3# TRC110

Design Limits - 3 1/2" Production Tubing - Section 1 - OD 3.500 in - Weight 10.300 ppf - Grade P-110



3.3.2 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 productores serán completados con una configuración de upper completion y lower completion que consta de los siguientes equipos:

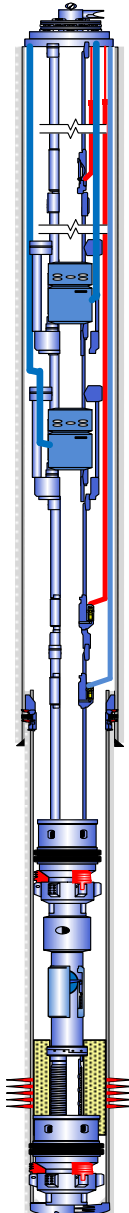
- Upper completion: Sellos flotantes con shifting tool para cierre de válvula de aislamiento de fondo, sensores de presión y temperatura, mandriles de inyección de químicos, BES con configuración dual, nipple selectivo y válvula de seguridad de subsuelo controlada desde superficie (TRSCSSSV).
- Lower completion: Sump packer, rejillas, tubos de espaciamento, junta de seguridad, válvula de aislamiento de fondo, frac pack sleeve y gravel pack packer.

Los esquemas de completación para cada pozo son los siguientes:

COMPLETION SCHEMATIC										
WELL		Hokchi 7		RIG		PREPARED BY				M.Baena/ F. Ruggeri
CAMPO		Hokchi		FECHA		08/06/2019		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	1375	
9 5/8	-	-	-	-	-	-	-	1275	3277	
7	-	-	-	-	-	-	-	3177	3445	
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	

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 3 1/2"							93	2,3	95,3
	Blast Joint							2	95,3	97,3
	Tubing Retrievable Safety Valve							1,5	97,3	98,8
	Blast Joint							2	98,8	100,8
	Tubing Joint 3 1/2"							2969,5	100,8	3070,3
	Pup Joint							2	3070,3	3072,3
	Landing Niple							0,3	3072,3	3072,6
	Pup Joint							3	3072,6	3075,6
	ESP POD Top							1	3075,6	3076,6
	Pump Discharge							0,2	3076,6	3076,8
	Upper Pump							8,5	3076,8	3085,3
	Lower Pump							8,5	3085,3	3093,8
	Intake							0,3	3093,8	3094,1
	Upper seal							2,5	3094,1	3096,6
	Lower Seal							2,5	3096,6	3099,1
	Upper Motor							7	3099,1	3106,1
	Lower Motor							7	3106,1	3113,1
	P/T Gauge							0,4	3113,1	3113,5
	Centralizer							0,2	3113,5	3113,7
	ESP POD bottom							1	3113,7	3114,7
	Pup Joint							1	3114,7	3115,7
	ESP POD Top							1	3115,7	3116,7
	Pump Discharge							0,2	3116,7	3116,9
	Upper Pump							8,5	3116,9	3125,4
	Lower Pump							8,5	3125,4	3133,9
	Intake							0,3	3133,9	3134,2
	Upper seal							2,5	3134,2	3136,7
	Lower Seal							2,5	3136,7	3139,2
	Upper Motor							7	3139,2	3146,2
	Lower Motor							7	3146,2	3153,2
	P/T Gauge							0,4	3153,2	3153,6
	Centralizer							0,2	3153,6	3153,8
	ESP POD bottom							1	3153,8	3154,8
	Tubing Joint							158,47	3154,8	3313,3
	Pup Joint							1	3313,27	3314,3
	Chemical Injection Mandrel							3	3314,27	3317,3
	Pup Joint							1	3317,27	3318,3
	P/T Gauge							0,4	3318,27	3318,7
	Pup Joint							1	3318,67	3319,7
	Seal Locator							1	3319,67	3320,7
	Gravel Pack Packer							1,5	3320,67	3322,2
	Upper GP extension							4	3322,17	3326,2
	GP Sleeve							1	3326,17	3327,2
	Lower GP Extension							3	3327,17	3330,2
	Shear Out Safety Joint							1,5	3330,17	3331,7
	Blank Pipe							30	3331,67	3361,7
	Premium Screen							30	3361,67	3391,7
	Snap Latch Seal Assy							0,33	3391,67	3392
	Sump Packer									

PERFORATIONS							
Date	Interval MD (mts)	SPF	Type	Status	Length (mts)	Description	Zone
	3355-3390		TCP	Closed	35		R1



COMPLETION SCHEMATIC										
WELL		Hokchi 11		RIG		PREPARED BY				M.Baena/ F. Ruggeri
CAMPO		Hokchi		FECHA		08/06/2019		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	1422	
11 3/4	-	-	-	-	-	-	-	0	2797	
9 5/8	-	-	-	-	-	-	-	2697	4070	
7	-	-	-	-	-	-	-	3970	4340	
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	

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	0,27
	Pup Joint							2	0,27	2,27
	Tubing Joint 4 1/2"							93	2,27	95,27
	Blast Joint							2	95,27	97,27
	Tubing Retrievable Safety Valve							1,5	97,27	98,77
	Blast Joint							2	98,77	100,77
	Tubing Joint 4 1/2"							3829,5	100,77	3930,3
	Pup Joint							2	3930,27	3932,3
	Landing Niple							0,3	3932,27	3932,6
	Pup Joint							3	3932,57	3935,6
	ESP POD Top							1	3935,57	3936,6
	Pump Discharge							0,2	3936,57	3936,8
	Upper Pump							8,5	3936,77	3945,3
	Lower Pump							8,5	3945,27	3953,8
	Intake							0,3	3953,77	3954,1
	Upper seal							2,5	3954,07	3956,6
	Lower Seal							2,5	3956,57	3959,1
	Upper Motor							7	3959,07	3966,1
	Lower Motor							7	3966,07	3973,1
	P/T Gauge							0,4	3973,07	3973,5
	Centralizer							0,2	3973,47	3973,7
	ESP POD bottom							1	3973,67	3974,7
	Pup Joint							1	3974,67	3975,7
	ESP POD Top							1	3975,67	3976,7
	Pump Discharge							0,2	3976,67	3976,9
	Upper Pump							8,5	3976,87	3985,4
	Lower Pump							8,5	3985,37	3993,9
	Intake							0,3	3993,87	3994,2
	Upper seal							2,5	3994,17	3996,7
	Lower Seal							2,5	3996,67	3999,2
	Upper Motor							7	3999,17	4006,2
	Lower Motor							7	4006,17	4013,2
	P/T Gauge							0,4	4013,17	4013,6
	Centralizer							0,2	4013,57	4013,8
	ESP POD bottom							1	4013,77	4014,8
	Tubing Joint							158,5	4014,77	4173,3
	Pup Joint							1	4173,27	4174,3
	Chemical Injection Mandrel							3	4174,27	4177,3
	Pup Joint							1	4177,27	4178,3
	P/T Gauge							0,4	4178,27	4178,7
	Pup Joint							1	4178,67	4179,7
	Seal Locator							1	4179,67	4180,7
	Gravel Pack Packer							1,5	4180,67	4182,2
	Upper GP extension							4	4182,17	4186,2
	GP Sleeve							1	4186,17	4187,2
	Lower GP Extension							3	4187,17	4190,2
	Shear Out Safety Joint							1,5	4190,17	4191,7
	Blank Pipe							30	4191,67	4221,7
	Premium Screen							30	4221,67	4251,7
	Snap Latch Seal Assy							0,33	4251,67	4252
	Sump Packer									

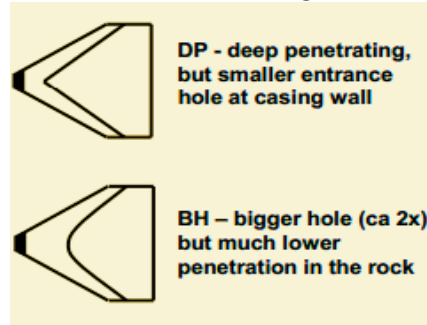
PERFORATIONS						
Date	Interval MD (mts)	SPF	Type	Status	Length (mts)	Description
	4195-4250		TCP	Closed	55	

3.5 Diseño de Punzados

Los pozos productores serán punzados antes de llevar a cabo el frac pack. Por ese motivo, se seleccionará un tipo de cañón que maximice el área de flujo y minimice las caídas de presión en los

túneles que estarán llenos de grava. Para los frac packs se selecciona un tamaño de cañón similar al utilizado en los punzados originales (4 ½" o 4 ¾") con cañones tipo "big hole" y densidad mayor o igual a 18 spf. El tipo de explosivo seleccionado debido a las temperaturas en el pozo es el HMX.

Las cargas tipo "big hole" dan prioridad al hueco de entrada con respecto a la penetración. Esto garantiza una mayor área de flujo a través de la zona con grava.



Con respecto a la cabeza de disparo, se tienen dos tipos de sistemas aplicables a este proyecto:

- Cabezas electrónicas
- Cabezas de disparo hidráulicas

Las buenas prácticas recomiendan el uso de dos tipos de sistemas, independientes uno de otro. Uno será el sistema primario y el otro el redundante, en caso de falla del sistema primario.

Las cabezas de disparo electrónicas serán el sistema primario de disparo. Las mismas funcionan aplicando una secuencia de pulsos de presión que activan el sistema de retardo y luego detonan los explosivos.

El sistema de disparo hidráulico funciona aplicando una presión definida con anterioridad. La misma activa un fusible, el cual activará las cargas explosivas en un tiempo determinado. En caso de punzados bajo balance, el tiempo prefijado debe ser suficiente como para desfogar la presión aplicada y alcanzar el valor deseado.

3.6 Diseño de Armaduras de Producción

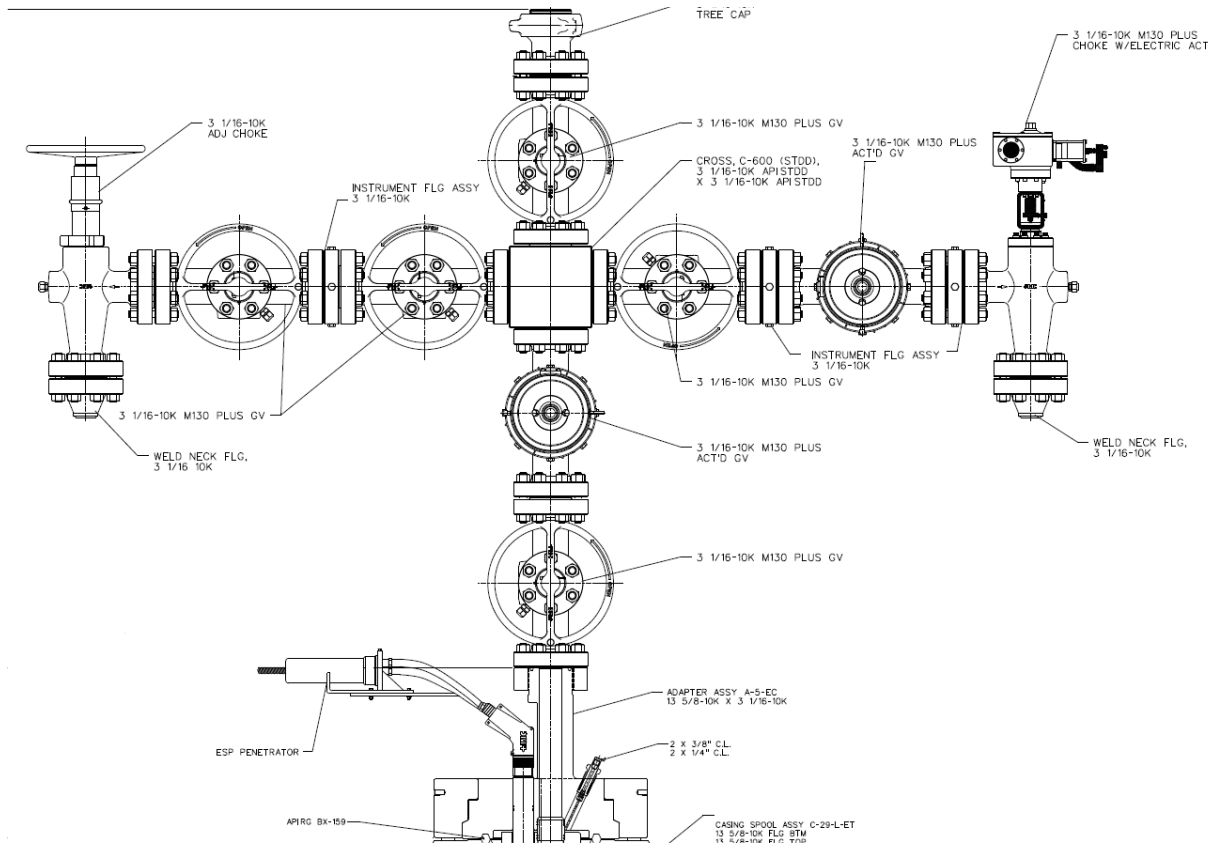
Se utilizarán dos tipos de armaduras de producción, dependiendo el tamaño de tubería de producción. En el caso del pozo Hokchi-11 se utilizará una armadura de 4 1/16" 10k WP, mientras que en el Hokchi-7 se instalará una armadura de 3 1/16" 10k psi WP.

De acuerdo a los fluidos a producir, 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.

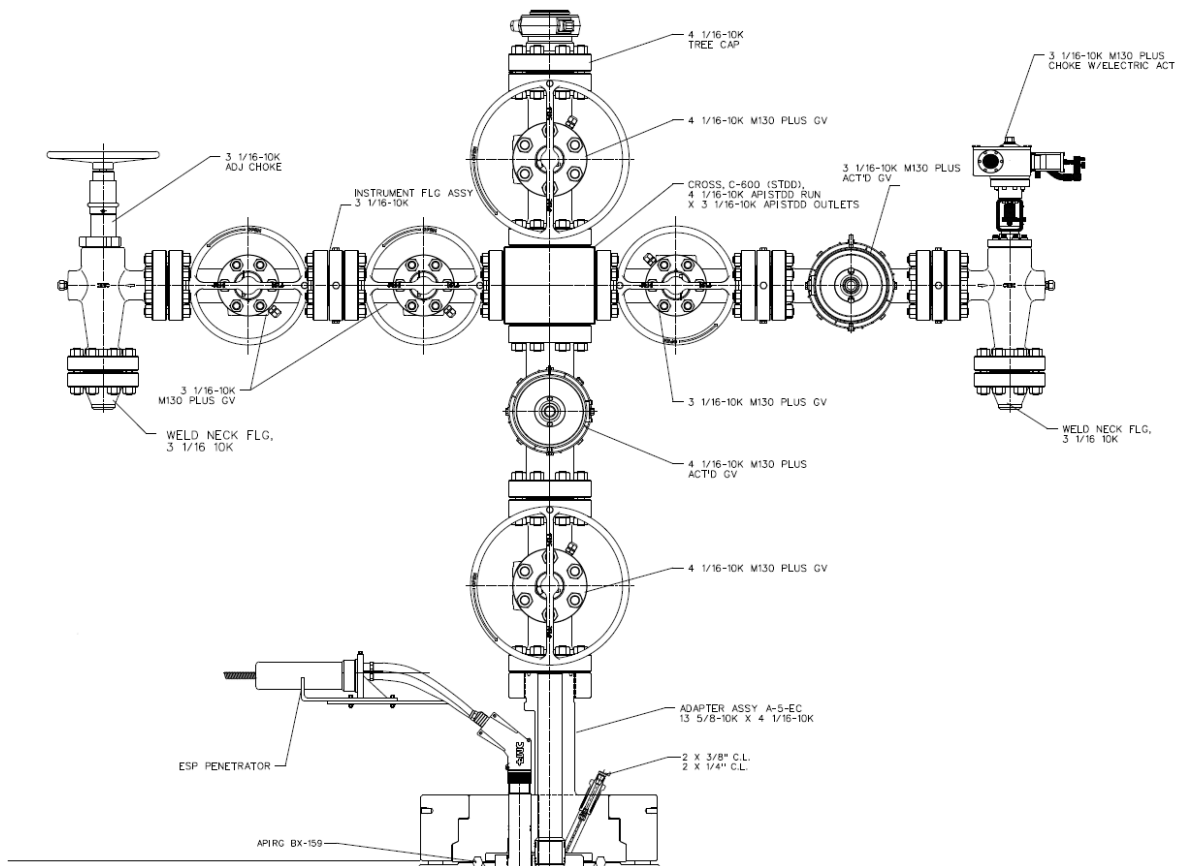
El tubing head adapter y el tubing hanger cuentan con puertos para el paso de cables eléctricos, líneas hidráulica de control de ¼", línea eléctrica de sensores de ½" y líneas de inyección de químicos de ¾". El colgador tiene a su vez un perfil para la instalación de BPV y TWCV tipo "H".

Los esquemas son los siguientes:

HOKCHI-7



HOKCHI-11



4 Programa de Fluidos de Completación

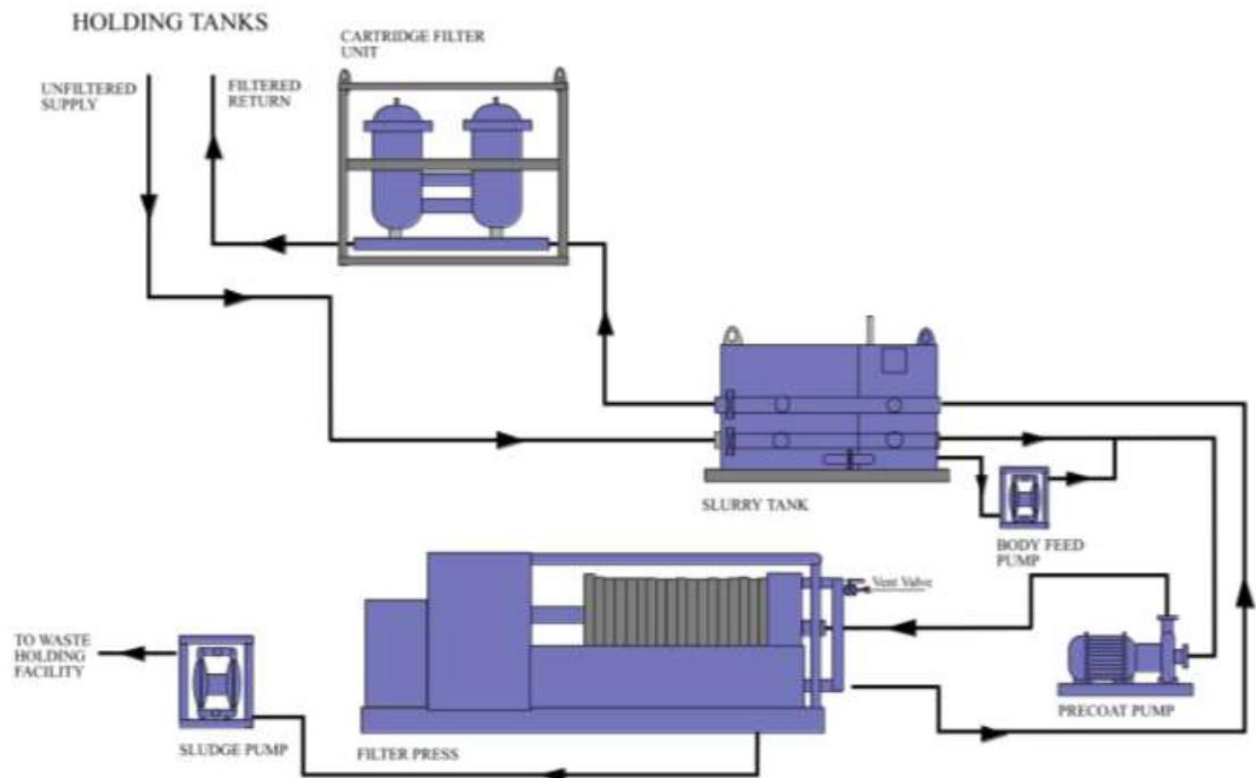
Las operaciones de completación se llevarán a cabo utilizando salmueras. La salmuera seleccionada para estos pozos es $\text{CaCl}_2 + \text{CaBr}_2$, con una densidad requerida de 1.60SG (13.32 ppg).

Debido a que se realizará el control de arena mediante la técnica de frac packs, es importante mantener una alta calidad en términos de máximo tamaño de sólidos y turbidez. La salmuera debe ser filtrada a 2 micrones y una turbidez máxima de 5 NTU.

Adicionalmente se agregará a la salmuera:

- Inhibidor de corrosión
- Bactericida
- Secuestrante de oxígeno

Para el filtrado de la salmuera se utilizará un sistema dual de tierra de diatomeas y filtros de cartuchos. El circuito sería el siguiente:



5 Programa de Completación

5.1 Resumen del Plan Operativo

1. Punzar zonas de interés con cañones tipo big hole charges de 4 ½" o 4 ⅝" (Punzado).
2. Realizar segundo viaje de limpieza y calibración (WBCO #1)
3. Preparar lower completion y hacer R/U de equipos de bombeo de frac pack (GP).
4. Bajar lower completion a pozo. Asentar GP packer. Probar crossover tool (GP).
5. Realizar bombeo de calibración (GP).
6. Realizar frac pack (GP).

7. Sacar a superficie herramienta de servicio. Liberar piso de trabajo. R/D de equipos de bombeo (GP).
8. Preparar upper completion y piso de trabajo para bajada de instalación (Bajada completación).
9. Armar upper completion de acuerdo a diagrama y bajar a pozo instalación (Bajada completación).
10. Armar primer BES con cápsula. Bajar a pozo instalación (Bajada completación).
11. Armar segunda BES con cápsula. Bajar a pozo instalación (Bajada completación).
12. Realizar espaciamiento final de la completación. Armar penetradores de líneas eléctricas, de control y de inyección de químicos (Bajada completación).
13. Finalizar armado de upper completion. Bajar a pozo instalación (Bajada completación).
14. Instalar BPV. Desmontar BOP (Montaje armadura de producción).
15. Montar armadura de producción. Recuperar BPV e instalar TWCV (Montaje armadura de producción).
16. Realizar prueba de hermeticidad de la armadura de producción (Montaje armadura de producción).
17. Recuperar TWCV. Entregar pozo a producción (Montaje armadura de producción).

5.2 Punzado / 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. 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.
5. Conectar BHA a DP de 5 ½''. Comenzar a bajar sarta.
6. Luego de 50 m de sarta, montar marcador RA.
7. Continuar bajando tubería de trabajo hasta la posición deseada. Después de 100 m de tubería en el pozo, se restablecen comunicaciones.
8. Realizar primer espaciamiento de acuerdo a tally de DP.
9. Montar conector y unidad de wireline. Realizar prueba de presión. Armar BHA con GR/CCL. Bajar a pozo y realizar correlación.
10. Realizar mediciones y marcar sarta de trabajo para realizar espaciamiento.
11. Sacar BHA y desarmar unidad de wireline.
12. Utilizando pup joints, espaciar sarta y posicionar cañones en el intervalo deseado.
Nota: El intervalo se definirá una vez reanalizados los registros y terminada la simulación en FracPro.
13. Montar TIW, pump in sub y líneas de superficie. Cerrar rams variables de la BOP sobre DP.
14. 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.
15. 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.
16. 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.

17. 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.
18. Cuando los cañones se encuentran a 100 m del pozo, se restablece el silencio de radio.
19. Desarmar cabeza de disparo de acuerdo a procedimiento de compañía de servicios. Se deja sólo el personal necesario en el piso de trabajo.
20. 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.
21. Cerrar ram ciego y asegurar pozo.
22. Limpiar piso de trabajo.

5.3 Wellbore Cleanout (WBCO) post Punzados / TCP

23. Realizar charla de seguridad y confeccionar los permisos de trabajo necesarios para la operación.
24. Armar BHA para raspado de casing con trépano de 6" y conjunto rascador (Scraper + Cepillo + Magneto) de 7".
25. Limpiar áreas de asentamiento de sump packer.
26. Ir hasta TD con sarta de trabajo. Verificar que no haya arena.
27. Mover 5 m hacia arriba.
28. Bombear píldora viscosa y surfactante desplazando con salmuera de CaCl₂ + BrCl₂ de 1.6sg. Romper circulación por directa a 5-6 bpm y cambiar fluido del pozo. Verificar retornos en superficie, controlando el contenido de sólidos y la turbidez.
Nota: El contenido de sólidos debe ser menor a 0.05 TSS y la turbidez menor a 20 NTU. Bombear al menos un total de 1.5 volúmenes de pozo (334 bbls aprox.).
29. Sacar BHA a superficie
30. Limpiar piso de trabajo.

5.4 Lower Completion

31. Realizar charla de seguridad y confeccionar los permisos de trabajo necesarios para la operación.
32. Realizar montaje de equipos de bombeo en la jacket de acuerdo al lay out de la compañía de servicios.
33. Preparar elevadores, llaves y tabla para rejillas.
34. Armar sump packer y setting tool. Conectar a sarta de trabajo (5 ½" DP). Luego de bajar un stand de DP, incluir pip tag en sarta de trabajo para realizar correlación.
35. Bajar sump packer a profundidad deseada y espaciar de acuerdo a tally de DP.
36. Montar unidad de WL. Armar BHA con GR y CCL. Realizar correlación. Sacar herramientas de GR y CCL.
37. Realizar espaciamiento final de sarta de trabajo.
38. Asentar sump packer de acuerdo a procedimiento de compañía de servicios.
39. Armar snap latch locator y rejillas premium de 4" más pup joint espaciador de 4" 9.5#. Bajar al pozo.
40. Montar rejillas Premium y tubería de espaciamiento de 4" 9.5# L80 de acuerdo al tally aprobado.
41. Poner completación sobre cuñas, utilizando safety clamp.
42. Preparar herramientas para correr tubería lavadora de 2 ⅜" concéntricamente.
43. Preparar tubería lavadora de acuerdo a la siguiente configuración:
 - Shifting tool
 - 80-32 Isolation Seal Assembly con Ball Check
 - Tubería lavadora de 2 ⅜" 6.4# Hydril 511 (cantidad requerida para espaciar los sellos)

- Módulo de Crossover Tool
44. Bajar tubería lavadora de 2 3/8" 6.4# hasta posicionar shifting tool al final de las rejillas.
 45. Montar gravel pack packer, frac pack extensión, válvula de aislación de fondo y junta de seguridad.
 46. Conectar ensamble a tubería de maniobra de 5 1/2" DP. Bajar ensamble de gravel pack sin exceder velocidad recomendada por compañía de servicios (9 m/min).
 47. Confirmar TD de pozo. Una vez asentado peso, levantar ensamble de gravel pack 2 metros por encima de TD. Registrar peso de la sarta.
 48. Espaciar sarta considerando suficiente largo de sarta para asentar peso y poder realizar conexión con sump packer.
 49. Conectarse en sump pack.
 50. Realizar circulación sin exceder la presión de activación de packer.
 51. Asentar packer de acuerdo a procedimiento de compañía de servicios.
 52. Realizar prueba de hermeticidad de anular con 500 psi.
 53. Realizar maniobra de liberación de setting tool presurizando anular con 1500 PSI
 54. Levantar tubería para verificar si la herramienta de servicio (Crossover Tool) está liberada.
 55. Una vez liberada la herramienta de servicio marcar posiciones (hacer marcas en la tubería para referencias futuras):
 56. (SQ) Forzamiento: Posición Neutro (posición en la que se baja la herramienta al pozo) + 25Klb de Peso sobre el packer
 57. (C1) Circulación: 1.5 pies (0.50m) desde la posición de Neutro.
 58. (R) Reversa: 7.3 pies (2.25m) desde posición de Circulación (C1).
 59. Presurizar y desplazar el asiento de bola de la herramienta de cruce para abrir circulación. En esta posición habrá comunicación de tubing al anular. Revisar retorno en zaranda.
 60. Posicionar herramienta de Posición (R) a (C1). Cerrar Hydril, alinear Manifold-Sección C-Anular. Presurizar con 300-400 Psi por anular y levantar a posición de (R). Cuando caiga la presión es una indicación de que la herramienta está en posición de reversa.
 61. Montar pump in sub. Realizar prueba de hermeticidad con 8,500 psi.
 62. Realizar limpieza de tubería de trabajo.
 63. Con la herramienta en posición (R), realizar prueba de fricción.
 64. Bajar la herramienta hasta la posición (SQ), efectuar step rate test, para determinar Leak-off and ISIP (Instantaneous Shut -In Tubing Pressure) inyectando fluido de terminación.
 65. Recalibrar modelo.
 66. Realizar reunión operativa y de seguridad con todas las compañías involucradas en la operación de engravado.
 67. Cambiar de posición el X-Over tool de (R) a (SQ). Cerrar preventor anular con 500 psi.
 68. Realizar gravel pack de acuerdo a programa de compañía de servicios.
 69. Al conseguir el screen out, aplicar 1000 psi de presión anular.
 70. Purgar la presión de la sarta de trabajo hasta conseguir 1000 psi de overbalance casing-sarta de trabajo.
 71. Continuar purgando en intervalos de 250 psi y cerrar choke. Cuando se obtengan 500 psi de diferencial entre el casing y la sarta de trabajo.
 72. Levantar la sarta de posición (SQ) a (R) hasta que caiga la presión del anular. Continuar reversando con fluido de terminación a 4 bpm hasta obtener retornos limpios.
 73. Sacar tubería del pozo y observar cierre de la camisa de la extensión de Gravel Pack.
 74. Confirmar cierre de válvula de aislación de fondo aplicando 2000 psi de presión.
 75. Recuperar Setting tool, X-Over tool y tubos lavadores a superficie.
 76. Limpiar piso de trabajo

5.5 Upper Completion (UC)

77. Realizar charla de seguridad y confeccionar los permisos de trabajo necesarios para la operación.
78. Preparar piso de trabajo con herramientas para bajada de completación. Montar spoolers con cables y posicionar canastas con equipos de completion. Tener en piso de trabajo kelly valve y pump in sub preparado. Preparar canasta con cross couplings, splice subs y clamps con las correspondientes herramientas para el armado de los mismos.
79. Posicionar racks con tubería de producción. Quitar protectores de roscas y limpiar las mismas.
80. Montar shifting tool de válvula de aislación de fondo, pup joint, sellos flotantes con localizador y pup joint de acuerdo a espaciamiento de lower completion (sub #1).
81. Finalizar calibración de sensor de presión y temperatura. Montar sensor en porta sensores.
82. Montar pup joint, portasensor y pup joint (sub #2). Realizar conexionado eléctrico.
83. Preparar mandriles de inyección de químicos. Instalar válvulas inyectoras y líneas de inyección.
84. Montar pup joint, mandriles de inyección de químicos y pup joint (sub #3). Realizar conexionado hidráulico. Instalar cross couplings y clamps.
85. Bajar tubería de producción de acuerdo a espaciamiento, instalando clamps a mitad de tubería y cross couplings. No exceder la velocidad de bajada a 6 juntas por hora.
86. Montar cápsula #1 de BES de acuerdo a procedimiento de BHGE. Instalar cross couplings y clamps para pasaje de líneas de inyección de químicos y línea eléctrica de sensor de fondo.
87. Realizar montaje de conjunto sensor-motor-MLE-protector-bomba-ADV. Realizar pruebas eléctricas de conjunto.
88. Preparar primer empalme en penetrador. Instalar tapa de cápsula #1. Continuar con bajada de completación.
89. Montar cápsula #2 de BES de acuerdo a procedimiento de BHGE. Instalar cross couplings y clamps para pasaje de líneas de inyección de químicos, línea eléctrica de sensor de fondo y línea eléctrica de cable de BES #1.
90. Realizar montaje de conjunto sensor-motor-MLE-protector-bomba-ADV. Realizar pruebas eléctricas de conjunto.
91. Preparar segundo empalme en penetrador. Instalar tapa de cápsula #2. Continuar con bajada de completación.
92. Continuar bajando completación, instalando cross couplings y clamps para pasaje de líneas de inyección de químicos, línea eléctrica de sensor de fondo, línea eléctrica de cable de BES #1 y línea eléctrica de cable de BES #2. Realizar controles eléctricos de acuerdo procedimiento de Centrilift.
93. Montar Flow coupling, TRSCSSV y Flow coupling (sub #4). Realizar conexión de línea de hidráulica de control de 1/4".
94. Continuar bajando completación, instalando cross couplings y clamps para pasaje de línea hidráulica de control, líneas de inyección de químicos, línea eléctrica de sensor de fondo, línea eléctrica de cable de BES #1 y línea eléctrica de cable de BES #2. Realizar controles eléctricos de acuerdo procedimiento de Centrilift.
95. Observar pérdida de peso al contactar shifting tool la válvula de aislación de fondo. Confirmar que los sellos flotantes se encuentran dentro del bore del gravel pack packer intentando circular por reversa. Aplicar 1000 psi.
96. Levantar la sarta hasta confirmar que los sellos se encuentran fuera observando aumento en la presión por directa. Purgar presión por directa y anular.
97. Realizar espaciamiento.
98. Montar tubing hanger de acuerdo a procedimiento de contratista. Realizar empalme de líneas y cables en puertos.
99. Bajar la completación hasta observar pérdida de peso al contactar shifting tool la válvula de aislación de fondo. Levantar 10 cm y observar recuperación de peso. Registrar peso final de la completación.

100. Realizar prueba de integridad de la completación aplicando 500psi/5000 psi por directa durante 5 min/15 min. Purgar presión por directa.
101. Bajar completación y abrir válvula de aislación de fondo. Monitorear cambios en la presión en superficie.

5.6 Desmontaje BOP y montaje de Armadura de Producción

102. Realizar charla de seguridad y confeccionar los permisos de trabajo necesarios para la operación.
103. Montar lubricador. Realizar prueba de hermeticidad con 500 psi/5000 psi durante 5 min/15 min.
104. Instalar BPV en tubing hanger.
105. Desmontar BOP y raisers.
106. Realizar empalme de líneas y cables entre tubing hanger y tubing head adapter.
107. Finalizar instalación de tubing head adapter de acuerdo a procedimiento de FMC.
108. Instalar armadura de producción.
109. En válvula corona, montar lubricador. Realizar prueba de hermeticidad con 500 psi/5000 psi durante 5 min/15 min.
110. Recuperar BPV. Instalar TWCV.
111. Realizar prueba de hermeticidad de armadura de producción con 500 psi/5000 psi durante 5 min/15 min.
112. Recuperar TWCV. Desmontar lubricador.
113. Entregar pozo a Operaciones de Producción.