



Proyecto Costa Afuera “Bloque 31”

Anexo IV d Xaxamani-5DEL
Programa de Frac Pack y Ensayo

Programa General de Completación

Pozo: Xaxamani-5DEL

Este documento contempla los procedimientos para la recuperación de la actual Instalación de producción y recompletamiento del pozo Xaxamani-5DEL, en el Bloque 31.

Nombre del Equipo de Perforación: A definir

Tipo de Equipo de Perforación: Plataforma Auto-Elevable (Jack
up)

Contratista del Equipo: A definir

Programa de Frac Pack y Ensayo Xaxamani-5DEL

APROBACIONES

Preparado por:	Preparado por:	Preparado por:
Fecha:	Fecha:	Fecha:

Preparado por:	Preparado por:	Preparado por:
		r
Fecha:	Fecha:	Fecha:

Revisado y Recomendado para Ejecución:	Revisado y Recomendado para Ejecución:
Fecha:	Fecha:

Revisado y Recomendado para Ejecución:	Revisado y Recomendado para Ejecución:	Revisado y Recomendado para Ejecución:
Fecha:	Fecha:	Fecha:

Aprobado y Soportado para Ejecución	Aprobado y Autorizado para Ejecución
Fecha:	Fecha:

Tabla de Contenido

CAPITULO 1: INFORMACION GENERAL

1) INTRODUCCION	6
1.1. Prologo.....	6
2) RESUMEN EJECUTIVO	7
2.1. Introducción:	7
2.2. Objetivo del Pozo Xaxamani-5DEL	7
2.2.1. Objetivos de Terminación y Ensayo	8
2.2.2. Principal Objetivo del Ensayo.....	8
2.3. Resumen de Terminación y Ensayo.....	8
3) DATOS DEL POZO.....	9
3.1. Pozos de Referencia	10
3.2. Trayectoria del Pozo Xaxamani-5DEL.....	11
3.3. Diseño de Pozo.....	12
3.4. MASP (Maximum Anticipated Surface Pressure)	14
3.5. Pruebas de presión de revestimientos.....	14
3.6. Programa de Cabezal de Pozo	14
3.7. Especificaciones principales del equipo de Perforación	15
3.8. Tuberías de Revestimiento.....	15
3.9. Figura con Arreglo de Preventores – BOP 18-3/4”	15
3.10. Propiedades del fluido de perforación.....	15
4) PRUEBAS DE INTEGRIDAD, LIMPIEZA DE POZO, DESPLAZAMIENTO, REGISTROS DE HUECO ENTUBADO.....	16
4.1. Ensayo de influjo de traslape de 9-5/8” x 7” y Zapato de 7”.....	16
4.2. Limpieza del Pozo.....	16
4.3. Desplazamiento, cambio de Fluidos.....	16
4.4. Evaluación de Cemento en 7” y Gyro.....	16
5) CARACTERISTICAS DEL RESERVORIO	16
5.1. Prognosis Xaxamani-5DEL	16
5.2. Expectativa de la Formación I	16
5.3. Fluido de Reservorio:	17
5.4. Previsión de tiempos para ensayos en Xaxamani-5DEL:	19
5.5. Producción de H ₂ S.....	19
6) SECUENCIA OPERATIVA	21
6.1. Introducción	21

6.2.	Resumen ejecutivo de Secuencia Operativa	21
6.3.	Acciones y verificaciones pre-trabajo	22
1.	Condiciones necesarias para correr las sartas de prueba.....	22
6.4.	Secuencia de Operación Testing Formación I1	23
1.	Preparación de pozo	23
2.	Espaciamento BOP can y torque de componentes	24
3.	Instalación de Sump Packer	24
4.	Realización de punzados	26
5.	Frac Pack	27
6.	Run in Hole (RIH) de Sarta de Ensayo	31
7.	Montaje de cabezal y espaciamento	32
8.	Flujo de pozo	32
9.	Control de Pozo y Recuperación de Sarta de Ensayo	33
7)	INFORMACION OPERATIVA	35
	Sarta Preliminar I1.....	35
	Lay Out de equipos de superficie.....	36
	Lay out equipos en el Barco de Procesos.....	37

1) INTRODUCCION

1.1. Prologo

Este documento provee instrucciones relacionadas a la ejecución de la terminación y el ensayo del pozo Xaxamani-5DEL.

Sin perjuicio a requerimientos de respuesta ante emergencias, conformidad con las instrucciones en este programa es mandatorio. Cualquier cambio o desviación de este programa está sujeto a una aprobación previa respetando el procedimiento HOK-HSE-PG-005 (Manejo del Cambio). La metodología de aprobación, sea verbal o escrita por email o una enmienda firmada, y el nivel de autorización requerida puede variar, dependiendo de la magnitud y criticidad del cambio o desviación. Es responsabilidad de Superintendente de Perforación de Hokchi Energy considerar el tiempo necesario para esta aprobación. El Company Man y el Supervisor de Completación en la plataforma auto-elevable son los responsables de asegurar instrucciones claras y sin ambigüedades, para permitir una ejecución segura y eficiente de un cambio planeado, están disponibles en el equipo antes de desviarse del programa aprobado.

El Company Man de Hokchi es la persona de máxima autoridad en el equipo de perforación con respecto a la ejecución de este programa. Cualquier sugerencia para mejora del programa debería ser consultada con el Ingeniero de Terminación en la oficina y el Superintendente de Perforación.

En caso de existir discrepancias de información entre este documento y otro se debe activar un mecanismo de comunicación en el que deben estar involucrados: Ingeniero Principal de Terminación, Superintendente de Perforación, Company Man en Jack up, Supervisor de Terminación en Jack Up e Ingeniero de Terminación en la Jack Up.

2) RESUMEN EJECUTIVO

2.1. Introducción:

El Bloque 31 se ubica costa afuera, frente a la ciudad de Coatzacoalcos, en la Plataforma Continental. La profundidad promedio de agua es del orden de los 15 m.



Ubicación del Bloque 31

2.2. Objetivo del Pozo Xaxamani-5DEL

Los objetivos geológicos y de producción del pozo Xaxamani-5DEL son:

- Confirmar la viabilidad económica de la acumulación de hidrocarburos probada por el pozo Xaxamani-2EXP en el año 2019 entre los 778 y 810 mvbnm.
- Definir la existencia de otras acumulaciones de hidrocarburos en cualquier otro nivel atravesado por el pozo.
- Establecer las propiedades sedimentológicas, petrográficas y petrofísicas de dichos intervalos.
- Estimar un rango de capacidad productiva y realizar una estimación volumétrica de recursos.

- Obtener información geológica y geofísica a lo largo de la columna estratigráfica perforada por el pozo a fin de optimizar futuras operaciones de exploración, delineación y desarrollo.
- Lograr un ajuste adecuado de datos obtenidos en el pozo a los datos sísmicos.

2.2.1. Objetivos de Terminación y Ensayo

- a) Realizar las operaciones sin accidentes, incidentes de alto potencial, o descargas de fluidos al medioambiente.
- b) Realizar la limpieza del pozo, las pruebas de integridad y el cambio de fluido de lodo por salmuera de terminación.
- c) Realizar una prueba de producción del pozo a hueco entubado con bomba electrosumergible en cumplimiento con los requerimientos de ingeniería de reservorios.
- d) Obtener información de reservorios de calidad para determinar los límites del yacimiento y cumplir con las unidades de trabajo comprometidas con la CNH.
- e) Cumplir con el presupuesto interno de tiempos y costos. Obteniendo tiempos no productivos menores al 10% del tiempo total.

2.2.2. Principal Objetivo del Ensayo

- a) Toma de muestras de fluidos para la composición y el análisis PVT.
- b) Determinación de la capacidad de flujo del yacimiento (kh), determinación de los parámetros, y mecánica de producción.
- c) Evaluación del potencial el pozo (índice de productividad, AOFP, P *, Daño de formación)
- d) Investigación de un área de drenaje, definida por un análisis del build up.
- e) Monitoreo de la producción de hidrocarburo, y arena con diferentes caudales.

2.3. Resumen de Terminación y Ensayo

A continuación, se describe un resumen de las actividades previstas. En las secciones posteriores se describe en detalle cada una de las operaciones

Limpieza de pozo y acondicionamiento de fluido:

Es conveniente la ejecución de una carrera de limpieza con elementos que fricción sobre las paredes del revestimiento de 7" ya que es necesario remover los posibles residuos que puedan adherirse a las paredes del revestimiento post cementación, y eliminar los sólidos que puedan decantar del lodo donde están sumergidas estas cañerías durante la entubación del mismo.

El cambio de fluido debería realizarse posterior a la limpieza del interior del revestimiento, y dejar en el pozo un fluido con una turbidez como máximo de 20 NTU, para asegurar un frac pack con el menor daño posible y el correcto funcionamiento de las herramientas de fondo.

Se utilizará la herramienta más confiable para la evaluación del cemento, el resultado va a ser analizado por personas con la suficiente experiencia, para determinar la correcta aislación del cemento producida entre distintas formaciones atravesadas y a su vez entre las formaciones y la cañería, garantizando la aislación correcta, y eliminando toda posibilidad de comunicación de fluidos entre formaciones diferentes.

Realización de Frac Pack

Debido a que existen riesgos de producción de arena durante las operaciones de ensayo, se llevará a cabo un frac pack en pozo entubado para controlar la producción de arena. El frac pack se realizará luego de punzar la formación.

Ensayo de Pozo

Está previsto realizar una sola evaluación de formación por pozo, y la formación a evaluar es la "I", perteneciente al Plioceno Inferior.

En la formación "I" se realizará una evaluación de producción por tres orificios con diferentes frecuencias, tratando de definir presiones dinámicas, un análisis de producción de arenas y una recuperación de presión para observar el desarrollo del pulso de presión en el reservorio.

Este documento contiene la propuesta técnica para la evaluación del pozo de delineación Xaxamani-5DEL. En la propuesta se enumeran los servicios necesarios para realizar dicha prueba y lograr de manera segura y eficiente la obtención de información del yacimiento.

Se propone la aplicación de las tecnologías más adecuadas en los servicios de comunicación yacimiento-pozo, herramientas de fondo y muestreo PVT, adquisición de datos, válvulas de seguridad y transmisión de datos en tiempo real.

3) DATOS DEL POZO

Esta sección describe como se usó la información de los pozos de referencia, presión de poros y gradiente de fractura estimados para seleccionar el diseño de pozo.

Información General del Pozo Xaxamani-5DEL

Nombre oficial del pozo	Xaxamani-5DEL		
Área contractual	Bloque 31		
Identificación del contrato	CNH-R03-L01		
Área / Región	Coatzacoalco, Estado Veracruz, 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	Plioceno Inferior, Roca almacén "I"		
Sistema de Coordenadas de Referencia	WGS-84 / UTM-15N (metros)		
Localización de superficie (Lecho Marino)			
Coordenadas planares	X = 355649	Y = 2010659	20 mvbnm
Objetivo "I1" - Cima	X = 355785	Y = 2010065	855 m mvbnm
Producción y tipo de fluido esperados	Aceite de 25 grados API, con GOR de 34 m3/m3, %Agua menor al 1% v/v.		

Datos del Reservorio	Presión de formación: 1255 psi a 835m TVDSS, Temperatura a TD: 57 °C Porosidad: 28-30%, Permeabilidad: 200-600 md Espesor total estimado: 60 metros
Profundidad Total (TD) Criterio para TD	1240 m MD 30m MD debajo de la base de II, para evaluación con registros eléctricos y posicionamiento de cañones en la sarta de prueba del pozo
Profundidad del Agua	15 metros
Elevación de la plataforma Auto-elevable de perforación (RT)	
Distancia Mesa rotaria al Lecho Marino	
Tipo de Equipo de Perforación definido	Unidad de perforación marina móvil (MODU) – Jack Up
Contratista del Equipo de Perforación	
Denominación del equipo	

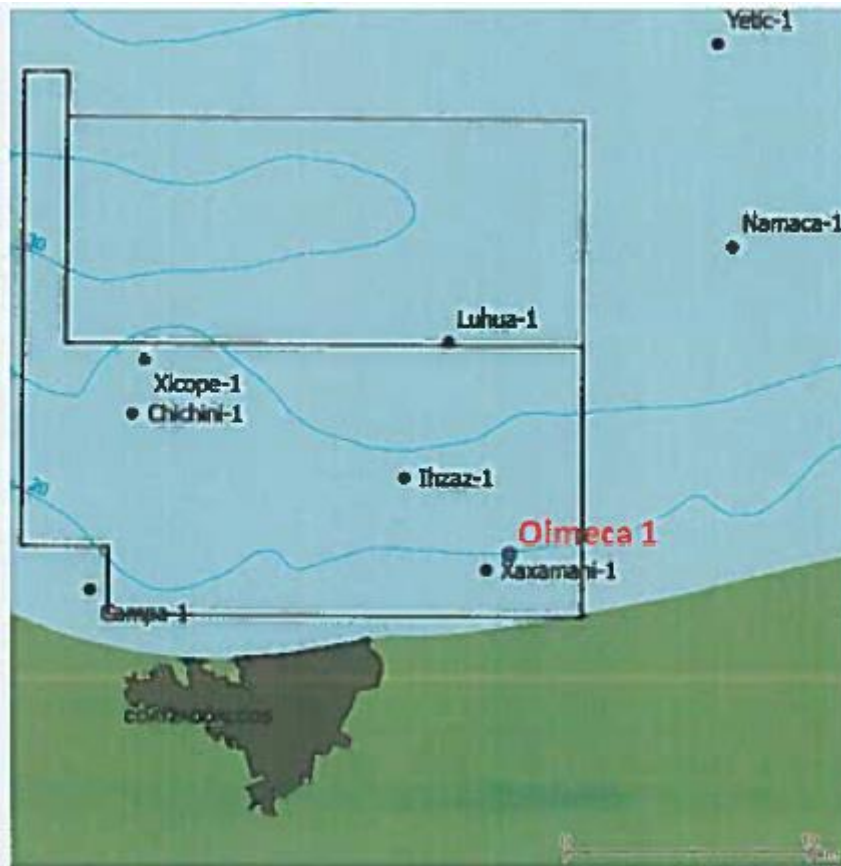
3.1. Pozos de Referencia

En la Figura a continuación se muestra la ubicación de los pozos del Bloque 31.

Las coordenadas¹ de los pozos perforados y en perforación en el mismo son:

Pozo	Coordenadas (m) ⁽¹⁾	
	X (m)	Y (m)
Chichini-1 – Pemex, 2002	340682.97	2017285.82
Xaxamani-1 – Pemex, 2003	355096.83	2010876.02
Xaxamani-2EXP – Hokchi Energy, 2019	354716.77	2010885.52
Xicope-1 – Pemex, 2003	341198.83	2019475.74
Ihzaz-1 – Pemex, 2004	351883.29	2014680.50
(1) Coordenadas de boca de pozo en el templete submarino, en UTM-15N, WGS84		

Posición de Xaxamani-5DEL respecto a los pozos preexistentes, en perforación y los límites del área contractual.



3.2. Trayectoria del Pozo Xaxamani-5DEL

El pozo Xaxamani-5DEL será desviado. La trayectoria es la siguiente:

MD (m)	Inc (°)	Azi (°)	TVD (m)	NS (m)	EW (m)	Northing (m)	Easting (m)	V.Sec (m)	Dogleg (°/30m)	T.Face (°)	Build (°/30m)	Turn (°/30m)	Target
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2010659.00	355649.00	0.00	0.000	0.00	0.000	0.000	
250.00	0.00	0.00	250.00	0.00	0.00	2010659.00	355649.00	0.00	0.000	0.00	0.000	0.000	
760.32	64.64	167.10	658.75	-252.08	57.72	2010406.92	355706.72	258.60	3.800	167.10	3.800	0.000	
1148.49	64.64	167.10	825.00	-594.00	136.00	2010065.00	355785.00	609.37	0.000	0.00	0.000	0.000	XAXA-5DEL
1218.54	64.64	167.10	855.00	-655.70	150.13	2010003.30	355799.13	672.67	0.000	0.00	0.000	0.000	
1268.54	64.64	167.10	876.41	-699.74	160.21	2009959.26	355809.21	717.85	0.000	0.00	0.000	0.000	

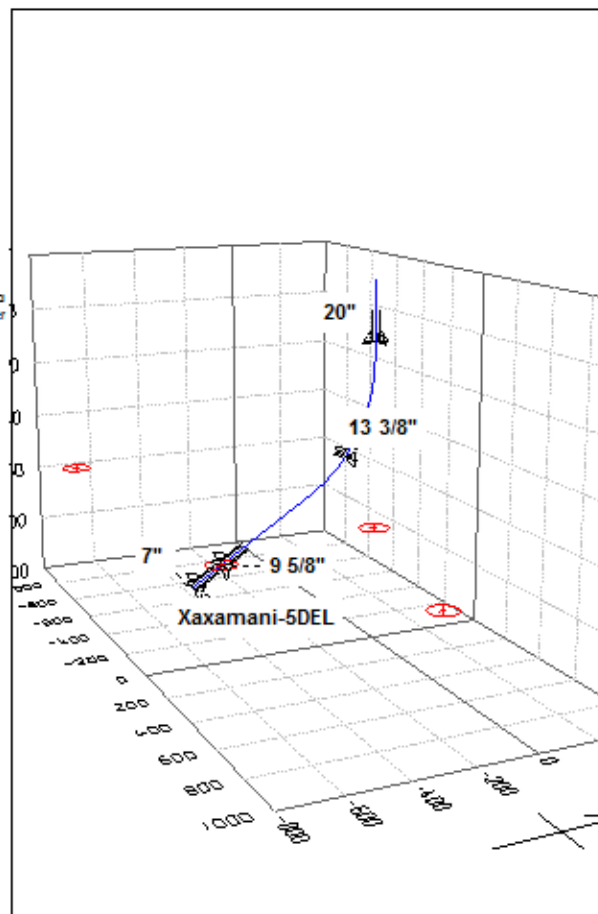
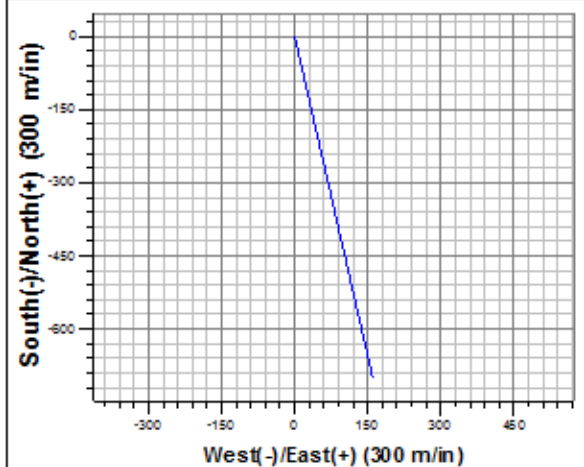
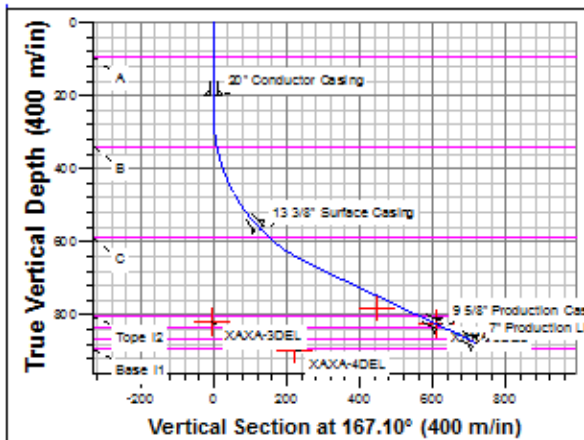
Project: Proy_Lab_BLOQUE 31
Site: XAXAMANI Factibilidad
Well: Xaxamani-5DEL
Wellbore: Xaxamani-5DEL
Design: XAXAMANI-5DEL A0

SECTION DETAILS

MD	Inc	Azi	TVD	+N/-S	+E/-W	Dleg	VSeect	Target
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000	0.00	
250.00	0.00	0.00	250.00	0.00	0.00	0.000	0.00	
780.32	64.64	167.10	658.75	-252.08	57.72	3.800	258.60	
1148.49	64.64	167.10	825.00	-594.00	136.00	0.000	609.37	XAXA-5DEL
1218.54	64.64	167.10	855.00	-855.70	150.13	0.000	672.67	
1268.54	64.64	167.10	876.41	-899.74	160.21	0.000	717.85	

FORMATION TOP DETAILS

TVDPath	MDPath	Formation
93.91	93.91	A
338.91	339.49	B
588.91	633.09	C
803.91	1099.25	Tope I2
833.91	1169.30	Base I2
863.91	1239.34	Tope I1

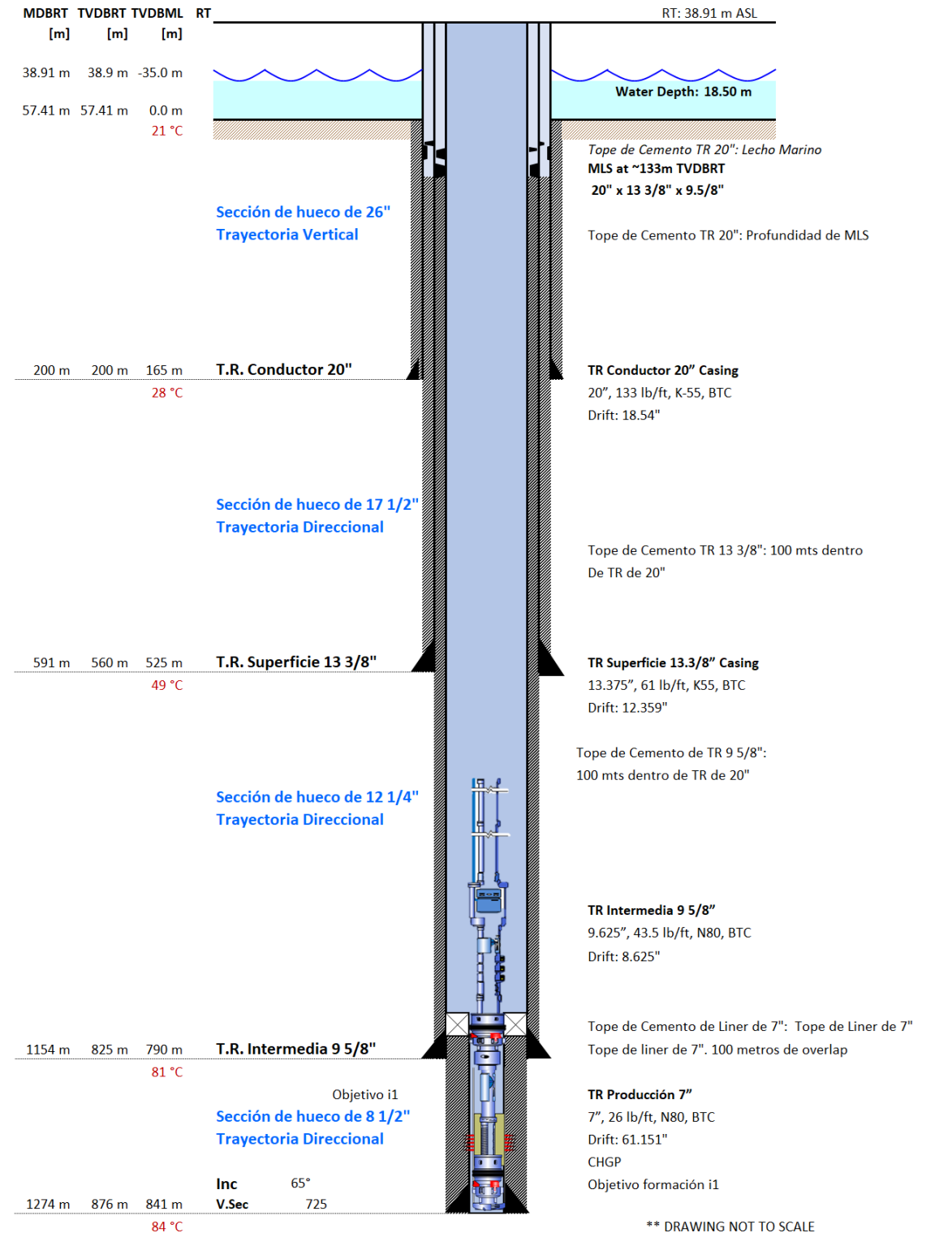


DESIGN TARGET DETAILS

Name	TVD	+N/-S	+E/-W	Northing	Easting	Latitude	Longitude	Shape
XAXA-5DEL		-594.00	136.00	2010065.00	355785.00	18° 10' 29.435 N	94° 21' 48.709 W	Circle (Radius: 50.00)

3.3. Diseño de Pozo

Se detalla un esquema básico de la opción base seleccionada para el diseño de pozo en función de los pozos de referencia y la información de presión de poros / gradiente de fractura del estudio de Geomecánica.



3.4. MASP (Maximum Anticipated Surface Pressure)

La metodología para calcular la Máxima Presión Anticipada en Superficie para la etapa de completación está basada en los valores de presión esperadas durante las diferentes intervenciones. Para el caso de la completación, la máxima presión se registrará durante la realización del frac pack. Se espera una presión de screen out en superficie de **2,750 psi**, de acuerdo con lo observado en Xaxamani-2EXP.

3.5. Pruebas de presión de revestimientos

En concordancia con el programa de perforación aprobado, se realizarán pruebas por presión y agotamiento a las tuberías de revestimientos expuestas durante el ensayo para asegurar que tienen la suficiente integridad para las operaciones de presurización necesarias para operar las herramientas de ensayo y que provee la suficiente integridad para evitar el influjo no deseado desde la formación.

Se debe asegurar la integridad del casing y el sistema de packers a través de pruebas de influjo para una densidad de 1.20 sg.

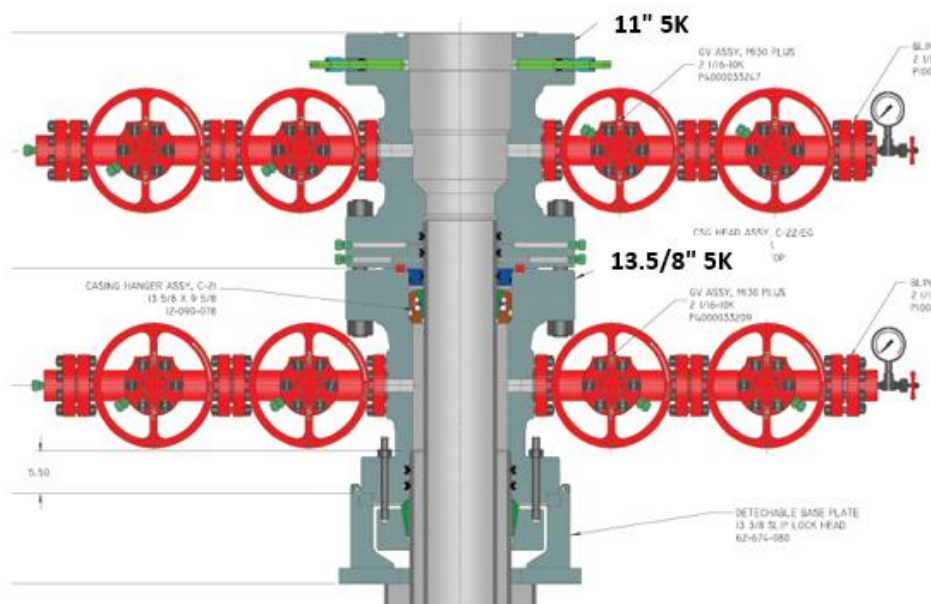
Se deberá probar la integridad del pozo con fluido de control y 3000 psi en superficie.

Esto permitirá asegurar la ventana operativa de las válvulas de fondo con salmuera.

3.6. Programa de Cabezal de Pozo

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

El cabezal de 13-5/8" x 9-5/8" estaría compuesto por:



Sección “A”

Cabezal de 13 3/8” con conector tipo “Slip-Lock” para la placa base en el conductor de 13 3/8”, con 13 5/8” 5k psi en el tope, con un colgador de revestimiento 13 5/8” x 9 5/8”. Debe tener salidas de 2 1/16” 3k psi.

Sección “B”

Cabezal de 13 5/8” x 11” 5k psi preparado para colgador de tubería de producción. Debe tener salidas de 2 1/16” 5k psi.

3.7. Especificaciones principales del equipo de Perforación

A definir.

3.8. Tuberías de Revestimiento

Tipo	Diámetro (")	Peso lineal (lb/ft)	Grado Acero	Extremo	Presión Estallido (psi)	Presión Colapso (psi)	Comentarios
Casing	20	203.1	X56	Blue Dock	3436	3380	
Casing	13 3/8	61	K55	TBL	3090	1540	
Casing	9 5/8	43.5	N80	TBL	6330	3810	
Casing	7	26	N80	TBL	7240	5410	

3.9. Figura con Arreglo de Preventores – BOP 18-3/4”

El arreglo de preventores dependerá de la selección final de la Plataforma Autoelevable seleccionada.

Las medidas del BOP deben de verificarse en locación al momento de realizar la operación de completación.

3.10. Propiedades del fluido de perforación

El fluido utilizado para perforar la última sección será utilizado lodo base aceite (OBM). Este fluido será desplazado por salmuera. La densidad del OBM dependerá de las características finales del reservorio.

4) PRUEBAS DE INTEGRIDAD, LIMPIEZA DE POZO, DESPLAZAMIENTO, REGISTROS DE HUECO ENTUBADO

Se resumen en el siguiente extracto para operación prevista para limpieza y acondicionamiento de pozo en función de la relevancia que estas maniobras tienen para la operación de ensayo. Se detalla en cada caso los comentarios relevantes y las operaciones adicionales que deben agregarse respecto de lo previsto en el plan de perforación.

4.1. Ensayo de influjo de traslape de 9-5/8" x 7" y Zapato de 7"

Debe ser ejecutada de tal manera que asegure la integridad de la tubería durante las pruebas del pozo.

4.2. Limpieza del Pozo

Se debe asegurar la completa limpieza de las paredes de cada una de las cañerías del pozo

4.3. Desplazamiento, cambio de Fluidos

Se utilizará CaCl_2 o NaCl_2 de 1.20SG como fluido de completación (a definir luego de las pruebas de compatibilidad). Luego de realizar el cambio de fluido se debe realizar la prueba de integridad con 3000 psi.

4.4. Evaluación de Cemento en 7" y Gyro

Se debe agregar al programa de perfilaje un perfil Gamma y neutrón para correlacionar los perfiles de pozo abierto con el pit tag radioactivo de la tubería de 7" debe de ser colocado un niple por debajo del colgador del liner hanger.

5) CARACTERISTICAS DEL RESERVORIO

5.1. Prognosis Xaxamani-5DEL

En función de los requerimientos preliminares está previsto realizar una evaluación de formación, perteneciente al Plioceno Inferior.

En la formación "I" se realizará una evaluación de producción por tres orificios con diferentes frecuencias, tratando de definir presiones dinámicas, un análisis de producción de arenas y una recuperación de presión para observar el desarrollo del pulso de presión en el reservorio.

Para el diseño de los elementos de la completación para el ensayo de este pozo se tomaron como modelo la completación de los pozos del campo Hokchi. Adicionalmente, se aplicaron las lecciones aprendidas durante el DST/ESP en Xaxamani-2EXP

5.2. Expectativa de la Formación I

En función de la información existente previo al inicio de la perforación se prevé las siguientes características para el reservorio I1:

	I 1 (Objetivo principal)
Formación	I-1
Profundidad m (TVDSS)	835
Longitud del punzado (m)	30
Casing planeado	9 5/8"
OD cañones	4 1/2"
Tipo de formación	Sandstone
Tipo de fluido	Oil
Presión de formación supuesta (psi)	1,255
Temperatura Fm. (C)	57
Porosidad (%)	28
Permeabilidad (mD)	200-600
Estimated Fracture Gradient (psi/ft)	0,8
Salinity Formation Water (ppm Cl-)	-
Saturación de agua (%Sw)	25
Caudal esperado por orificio de 1/2"	2000 bpd
Oil and Gas Gradients (psi/ft)	0.3435
Gravedad del petróleo API	25
Gas gravedad	0.89
H2S concentración (ppm)	0
CO2 concentración (%)	0.17

5.3. Fluido de Reservorio:

El PVT del pozo Xaxamani-2EXP muestra una densidad de 25°API, con un punto de burbuja de 1080 psi

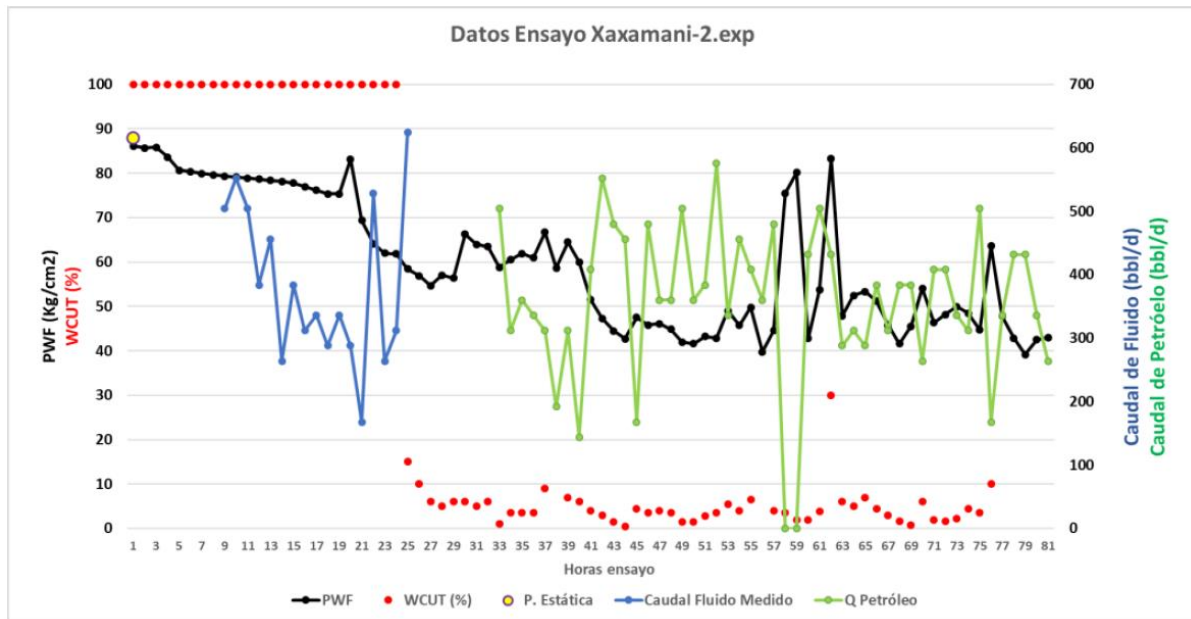
Con respecto a las muestras obtenidas de gas, las características del fluido son:

Component	PM ¹	Gas del Flash		Líquido del Flash		Fluido del Yacimiento	
	g/mol	% peso	% molar	% peso	% molar	% peso	% molar
CO2	44.01	1.28	0.71	0.00	0.00	0.04	0.19
H2S	34.08	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
N2	28.01	0.51	0.44	0.00	0.00	0.02	0.12
C1	16.04	50.48	76.65	0.00	0.00	1.65	21.08
C2	30.07	7.01	5.68	0.01	0.10	0.24	1.63
C3	44.10	9.71	5.37	0.04	0.26	0.36	1.66
i-C4	58.12	5.37	2.25	0.06	0.28	0.23	0.82
n-C4	58.12	9.34	3.91	0.17	0.80	0.47	1.65
i-C5	72.15	8.01	2.70	0.41	1.54	0.65	1.86
n-C5	72.15	0.56	0.19	0.06	0.21	0.07	0.21
C6	84.00	4.54	1.32	0.77	2.51	0.89	2.18
Miciclo-C5	84.16	0.55	0.16	0.17	0.56	0.18	0.45
Benceno	78.11	0.04	0.01	0.02	0.06	0.02	0.05
Ciclo-C6	84.16	0.04	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00
C7	100.21	1.44	0.35	1.00	2.73	1.01	2.08
Miciclo-C6	98.19	0.38	0.10	0.47	1.30	0.46	0.97
Tolueno	92.14	0.08	0.02	0.08	0.24	0.08	0.18
C8	114.23	0.45	0.10	1.35	3.24	1.32	2.37
C2-Benceno	106.17	0.02	0.00	0.07	0.18	0.07	0.13
m&p-Xileno	106.17	0.01	0.00	0.11	0.29	0.11	0.21
o-Xileno	106.17	0.00	0.00	0.03	0.07	0.02	0.05
C9	128.26	0.18	0.03	1.61	3.44	1.56	2.50
C10	134.00	0.00	0.00	2.66	5.42	2.57	3.93
C11	147.00	0.00	0.00	3.04	5.66	2.94	4.10
C12	161.00	0.00	0.00	3.41	5.79	3.30	4.20
C13	175.00	0.00	0.00	3.69	5.77	3.57	4.18
C14	190.00	0.00	0.00	3.70	5.33	3.58	3.87
C15	206.00	0.00	0.00	3.81	5.06	3.68	3.67
C16	222.00	0.00	0.00	3.79	4.67	3.67	3.39
C17	237.00	0.00	0.00	3.43	3.96	3.32	2.87
C18	251.00	0.00	0.00	3.43	3.74	3.32	2.72
C19	263.00	0.00	0.00	3.11	3.23	3.01	2.34
C20	275.00	0.00	0.00	2.70	2.69	2.61	1.95
C21	291.00	0.00	0.00	2.55	2.40	2.47	1.74
C22	305.00	0.00	0.00	2.24	2.01	2.17	1.46
C23	318.00	0.00	0.00	2.15	1.85	2.08	1.34
C24	331.00	0.00	0.00	1.96	1.62	1.89	1.17
C25	345.00	0.00	0.00	1.83	1.45	1.77	1.05
C26	359.00	0.00	0.00	1.77	1.35	1.71	0.98
C27	374.00	0.00	0.00	1.70	1.25	1.65	0.90
C28	388.00	0.00	0.00	1.66	1.17	1.61	0.85
C29	402.00	0.00	0.00	1.64	1.12	1.59	0.81
C30+	645.26	0.00	0.00	39.30	16.65	38.04	12.09
PM Calculado		24.36		273.60		205.14	
Relación Molar		0.2747		0.7253			

¹Datos tomados de "Katz and Firoozabadi". Los Pesos Moleculares de C7, C8 y C9 fueron ajustados por medición de BTEX, Miciclo-C5, Ciclo-C6 y Miciclo-C6.

Caudales y presiones esperadas en I1:

Durante el DST-ESP en Xaxamani-2 se obtuvo un caudal máximo de producción de 600 bopd. Debido a la cantidad de gas libre, no se pudo llevar el test a máximo drawdown. El resumen de las operaciones es la siguiente:



5.4. Previsión de tiempos para ensayos en Xaxamani-5DEL:

La previsión de tiempos para el ensayo de Xaxamani-5DEL, se establece en 24 horas de fluencia por cada orificio y 24 horas de recuperación de presión.

Los tiempos de cada etapa serán ajustados durante la operación en función del comportamiento del ensayo en curso y los resultados de los análisis de muestras de superficie.

En función de la información obtenida durante la perforación del pozo, se ajustará la previsión según el siguiente esquema:

	Frecuencia [Hz]	Tiempo	Caudal [bpd]
Limpieza (1/8"-1/4")	40-65	24 horas	500 - 1000
Orificio 1/4"	40-65	24	1200
Orificio 3/8"	40-65	24	1500
Orificio 1/2"	40-65	24	2000
BuildUp		24	-

5.5. Producción de H₂S

La información tomada de los ensayos DST realizados, no muestra la presencia de H₂S. De manera preventiva se tendrán todos los elementos para atenuar y mitigar la posibilidad de que este gas sea liberado en el equipo de perforación.

En caso de ocurrencia de aparición de H₂S en la corriente o en el aire se decidirá la secuencia de funcionamiento basado en la concentración del mismo, dando el mejor manejo en superficie de este gas.

A continuación, se detalla una línea de acción a seguir en función de la concentración de H₂S en la corriente de fluencia.

En la corriente de flujo

0 – 10 ppm	<p>No requiere una inmediata acción.</p> <p>Debe ser comunicado al responsable de la operación.</p>
10 - 50 ppm	<p>Todo el personal NO esencial debe permanecer en un lugar designado como seguro.</p> <p>Los dispositivos de protección respiratoria deben estar disponibles y al alcance del personal</p> <p>Todos los detectores personales, y fijos, alarmas sonoras y lumínicas se debe comprobar su funcionamiento.</p> <p>En todas las operaciones de venteo de gas se debe usar los equipos de protección correspondiente.</p>
50 – 100 ppm	<p>Todo el personal involucrado en las operaciones debe tener en uso el equipo de protección, el resto del personal debe permanecer en el lugar seguro asignado.</p> <p>Los detectores personales y fijos deben estar visibles/audibles y disponibles</p> <p>En caso de venteos, todo el personal involucrado debe tener su equipo de protección. Siempre debe existir un observador de tareas en el lugar de trabajo.</p>
> 100 ppm	<p>Concentraciones mayores el flujo debe ser detenido y reevaluar el análisis de riesgos antes de continuar operaciones. En caso de continuar con la fluencia se realizará únicamente en horario diurno.</p>

En el Aire

0 – 10 ppm	<p>De existir esta concentración en el aire, todo el personal involucrado y necesario, debe tener su correspondiente indicador de PPM personal, las alarmas sonoras y lumínica deben estar activas</p> <p>El resto del personal debe estar en el recinto asignado como seguro.</p> <p>Buscar la fuente</p> <p>Si no se encuentra dentro de los 30 minutos cerrar el pozo y continuar con la búsqueda.</p>
> 10 ppm	<p>Cerrar el pozo desde la cabeza de flujo y buscar la fuente emisora.</p>

6) SECUENCIA OPERATIVA

6.1. Introducción

En esta sección se describen la secuencia operativa a seguir para ejecutar la operación de completación y la información requerida para llevar a cabo las operaciones de manera segura y eficiente

Previamente a la secuencia que se describe a continuación se habrán corrido perfiles de cemento y perfiles de correlación GR-Neutrón-CCL, verificando que los mismo se correlacionan adecuadamente con los perfiles de pozo abierto. Se definirán las profundidades a punzar en relación a los perfiles corridos a pozo entubado y se utilizarán estos perfiles para poner en posición la lower completion.

El pozo debe estar probado con 3000 psi aplicada en una columna de 1.20 SG.

6.2. Resumen ejecutivo de Secuencia Operativa

- Preparar el pozo, limpiando área de asentamiento de packer con raspador y cambiando fluido de perforación por fluido de completación de 1.20SG.
- Armar y bajar sump packer. Correlacionar y asentar.
- Realizar preparativos preliminares: acondicionar cabezal, BOP can y válvula de subsuperficie
- Ensamblar cañones y cabezales de disparo en sarta de TCP: armar cañones 4 ½" o 4 5/8" RDX, 20 gr, 26°, 14 spf, armar cabezal de disparo redundante hidráulico (60 metros de punzados).
- Realizar punzados en sobrebalance. Recuperar sarta de trabajo.
- Armar lower completion: Armar rejilla tipo Premium coarse, juntas de 4" 11.6# L80, junta de seguridad, wash pipe, válvula de aislación de fondo, extensión con camisa, gravel pack packer de 7" 32# y sarta de trabajo. Asentar lower completion y realizar pruebas de posiciones.
- Realizar montaje de equipo de bombeo y líneas. Bombear Frac Pack. Circular excedentes de arena por reversa. Probar integridad de válvula de fondo. Sacar sarta de trabajo.
- Armar guía autoalineable + tail pipe + sellos flotantes + 1 junta de tubería de 3 ½" + 3 juntas de tubería de 3 ½" + cápsula de 7" con bomba electrosumergible + 100 juntas de tubería de 3 ½" + BOP can. Montar flow head + coflexip.
- Realizar pruebas de presión final con 3000 psi por anular.
- Arrancar bomba y realizar fluencia de pozo: Realizar limpieza (24 horas) y fluencia de pozo a través de tres regímenes de bomba y transferencia al barco de procesos
- *Contingencia – Realizar gradiente de presión con slickline.*
- Realizar ensayo de recuperación de presión: Cerrar en superficie y permitir recuperación de presión durante 24 horas monitoreando presiones en tiempo real

- Realizar ahogue de pozo: Abrir Flow head y realizar bullheading con fluido de control de 1.20SG. Realizar Flow check.
- Sacar sarta de ensayo: Desarme de upper completion.

6.3. Acciones y verificaciones pre-trabajo

1. Condiciones necesarias para correr las sargas de prueba

1. Realizar la prueba de hermeticidad de todos los equipos de superficie hasta choke manifold con 3000 psi.
2. El sistema de adquisición de datos debe contar con los siguientes sensores:

Medición	Frecuencia de registro	
	Manual [min]	Continua [min]
Presión intake de ESP	15	Si
Temperatura intake de ESP	15	Si
Presión descarga de ESP	15	Si
Presión anular "A"	15	Si
Presión en cabeza de pozo	15	Si
Temperatura en cabeza de pozo	15	Si
Presión en choke	15	Si
Presión en línea de gas y petróleo	15	Si
Temperatura en línea de gas y petróleo	15	Si
Presión diferencial en orificio	15	Si/Gráfico continuo
Voltaje motor ESP	15	Si
Amperaje motor ESP	15	Si
Caudal de gas	15	Si
Caudal de petróleo	15	Si
Caudal de agua	15	Si
H ₂ S @ choke manifold	30	Si
CO ₂ @ choke manifold	30	Si
BSW @ choke manifold	30	Si
Gravedad gas	30	Si
Gravedad petróleo	30	Si
Salinidad de agua	30	Si
Tamaño de choke	Cuando cambie	Cuando cambie
Tamaño de orificio para medición de gas	Cuando cambie	Cuando cambie

3. Los sensores de presión y temperatura deben programarse considerando los cambios de presión (mayor frecuencia con grandes cambios de presión y menor frecuencia cuando la presión esté estabilizada).
4. Chequear que los equipos de completion en plataforma cuenten con las certificaciones de los controles realizados por la compañía de servicios.
5. Confirmar que todos los equipos de completion tengan su back up en plataforma/barco de apoyo.

6. Realizar las pruebas de funcionamiento y hermeticidad en superficie a todas las herramientas de completion y su correspondiente back up. Las mismas deben ser presenciadas por personal supervisor de la compañía.
7. Verificar que todos los xovers y accesorios necesarios para la correcta manipulación y bajada de la sarta de ensayo se encuentran en plataforma/barco de apoyo.
8. Verificar que se cuenta con cantidad suficiente de tubería y pup joints de 3 ½”.
9. Confirmar que los explosivos y el tamaño de las pistolas que arriban a plataforma son los definidos en este programa de trabajo.
10. Revisar cálculos de activación de cabeza de disparo de sarta de TCP.
11. Instalar carretel de cable para ESP. Preparar equipo para bajada de ESP.
12. El ensamble de las herramientas se realizará con el personal del equipo de taladro con la supervisión del especialista de la compañía de servicios.
13. Asegurarse se cuente con los elevadores y cuñas apropiadas para cada etapa de la sarta.
14. Verificar la integridad de la unión entre el elevador y las herramientas para evitar que estas se desenrosquen.
15. Colocar sólo la cantidad necesaria de grasa en el pin de las uniones de las tuberías y las herramientas de completion.
16. Durante todo el armado y operación de herramientas de completion, el Especialista y el supervisor deben estar presentes durante esta etapa.
17. Tener disponible el **tally de la tubería** previo a la corrida por personal de la plataforma.
18. No cargar más de 5000 lbs. sobre el BHA en caso de encontrar obstrucción.
19. El esquema deberá ser distribuido al Company Man, Perforadores y Personal involucrado en la operación.
20. Siempre cubrir la sarta cuando no se esté corriendo en el pozo para evitar la caída de cualquier objeto dentro de este.
21. Todas las tuberías deben ser calibradas con Calibrador API:
22. Asegurarse que al menos dos manómetros en anular estén trabajando correctamente.
23. Todos los equipos de Downhole deben ser probados hidrostáticamente previo a la corrida en Off Line.
24. Asegurarse que se haya retirado Wear Bushing de BOP para que no impida bajar el BOP Can a través de BOP durante el ensamble y la corrida de Sarta.
25. La Kill Line de BOP que utilizaremos para Presurizar el espacio anular deberá estar sin **Check Valve** para poder aliviar las presiones por la misma vía.

6.4. Secuencia de Operación Testing Formación I1

1. Preparación de pozo

1. Realizar charla de seguridad y confeccionar los permisos de trabajo necesarios para la operación.

2. Armar BHA para raspado de casing con trépano de 6" y tren de rascador + magnetos + cepillos de 7". Limpiar áreas de asentamiento de packer, entre 1120 y 1140 m.
3. Ir hasta TD con sarta de trabajo. Mover 5 m hacia arriba.
4. Bombear tren de limpieza y salmuera filtrada de 10 ppg y 20 NTU. Romper circulación por directa a 8-10 bpm y cambiar fluido del pozo. Verificar retornos en superficie. Bombear un total de 1.5 volúmenes de pozo (334 bbls aprox.), hasta que la turbidez de la salmuera retornada sea menor a 20 NTU's.
5. Sacar BHA a superficie

2. Espaciamiento BOP can y torque de componentes

6. Realizar corrida previa de tubería para espaciamiento de BOP can
 - a) Pintar una junta de tubería en blanco bajar en el pozo hasta posicionarlo a través del BOP. Luego marcar el tubo a la altura de la mesa rotaria.
 - b) Cerrar el Pipe RAM Intermedio Variable 3 ½" a 5 ½" y mantener por 5 minutos.
 - c) Abrir Pipe RAM Intermedio Variable 3 ½" a 5 ½" y retirar el tubo del pozo.
 - d) Tomar las medidas para calcular el respectivo espaciamiento del BOP can.
7. Subir llave hidráulica y hacer las instalaciones pertinentes para dejarla operativa.
8. Asegurar que los seguros de la mesa rotaria estén afuera.
9. Asegurarse que se haya retirado wear bushing de BOP que impida bajar BOP can a través de BOP durante el ensamble y la corrida de sarta
10. Subir y realizar ensamble de BOP can y conexiones de acuerdo con Space Out Calculation.
 - Aplicar torques según indicaciones del especialista.
 - Ajustar conexiones de BOP can con llaves de fuerza del equipo.
 - Bajar ensamble al área de tuberías.
 - Realizar conexión de cable de ESP al penetrador de BOP can.
 - Realizar verificación eléctrica del cable.
11. Subir ensamble de Cabezal de flujo + X-Over. Aplicar torques según el especialista de SWT (Ver tabla de torques). Bajar ensamble al área de tuberías.

3. Instalación de Sump Packer

1. Armar BHA para fijación con cañería (setting tool hidráulica + Sump packer).

Nota: El sump packer ya se encontrará instalado con la setting tool hidráulica y un XO para HT-38 (Conexión DP de 3.5")

2. Retire todos los objetos extraños del empaque, es decir, envoltura del elemento, etiquetas, etc. y verifique que no haya daños durante el armado.

Nota: Marca radioactiva en la sarta de bajada:

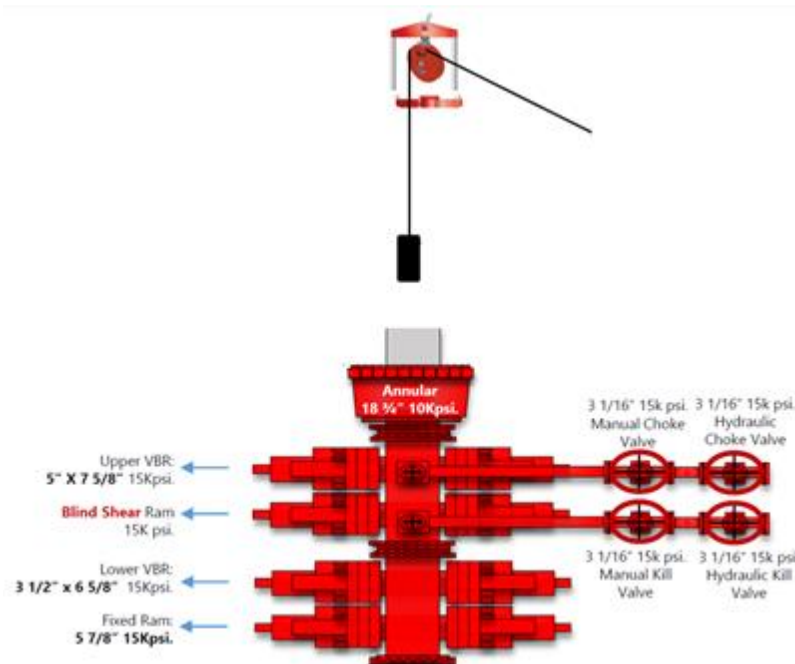
3. • En la sarta del DP se pondrá 1 marca radioactiva (pip tag) lo más cercana posible a la asentadora del packer.
4. • Habrá una traza radioactiva en Liner de 7”.
5. Conectar un stand (3 juntas) de DP de 3.5” a la reducción.
6. Bajar al pozo con sarta de DP de 3.5” x 5”.

Las velocidades objetivo de bajada es de 3.5 minutos entre conexión y conexión y con velocidades máximas instantáneas de:

- 18 m/min para el liner de 7”
- 27 m/min liners / casings mayores a 7”.

Dichas velocidades podrán variar en función del comportamiento en pozo.

7. Avanzar con todo lo que sea posible del armado de la carrera de WL para la correlación. Realizar reunión pre-operativa mientras se termina de bajar Sump Packer.
8. Pasar con cuidado los TOLs
9. Tomar pesos previamente al llegar a la entrada del liner de 7”.
10. Bajar la velocidad y pasar lentamente el tope del liner de 7” monitoreando el peso en todo momento.
11. Continuar bajando y llegar a profundidad aproximada de fijación de packer, tomar pesos SOW, PUW y fijar cuñas.
12. Montar WL según el siguiente esquema:



Esquema de BOP con WL

13. Correr CCL-GR 1-11/16” con 2 barras de peso de 1-11/16” para poner en profundidad según

esquema de BHA de correlación. Se estima bajar a una velocidad de 60m/min siempre monitoreando la tensión en la cabeza del cable.

14. Con la correlación OK, sacar WL y desmontar.

Nota: La correlación previa a fijar el Sump Packer debe realizarse con registros existentes y ser aprobada por el Geólogo en locación. Los punzados de TCP se correlacionarán respecto al SP como referencia. Tener en cuenta las distintas referencias utilizadas.

15. Realizar space out y ponerse en profundidad utilizando los PJ necesarios para que el tope del packer quede por lo menos 2.m por debajo de los punzados.

Nota: Tener en cuenta el arrastre al momento de mover el packer a posición final.

16. Arrojar bola diámetro 1-7/8" para fijar el Packer, la bola caerá a una velocidad estimada de 1000 ft cada 5 min.
17. Conectar top drive a la sarta.
18. Alinear bombeador (UAP) al top drive.
19. Comenzar a presurizar y realizar secuencia de asentamiento de acuerdo con los procedimientos de la compañía de servicio.
20. Sacar herramientas a superficie (sin limitantes de velocidad) inspeccionar la asentadora que vuelve en condiciones normales de operación.

4. Realización de punzados

1. Realizar charla de seguridad y confeccionar los permisos de trabajo necesarios para la operación.
2. Preparar snap latch + 60 m de cañones de 4 1/2" o 4 5/8" Big Hole 14 spf RDX. Llevar a piso de trabajo.
3. 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.
4. Conectar BHA a DP de 3 1/2". Comenzar a bajar sarta.
5. Luego de una lingada, montar marcador RA.
6. Continuar bajando tubería de trabajo hasta la posición deseada.

La velocidad objetivo de bajada es de 3.5 minutos entre conexión y conexión y con velocidades máximas instantáneas de:

- 18 m/min para el liner de 7"
- 27 m/min liners / casings mayores a 7".

Dichas velocidades podrán variar en función del comportamiento en pozo.

EL BHA no debe ser expuesto a sacudidas excesivas, esto puede causar que las cargas de desalineen internamente.

7. Continuar bajando lentamente hasta estar 10m por encima del Sump Packer. Tomar pesos PUW y SOW.

8. Bajar y localizar el Sump Packer el cual se utilizará para correlacionar los disparos. Apoyar 5klb – 10 klb de peso (lo mínimo para verificar la localización del mismo).

Nota: En caso de no lograr correlacionar con Sump Packer estará disponible la unidad de WL para correlacionar con GR utilizando marcas radioactivas.

9. Realizar espaciamiento de la sarta de TCP usando como referencia la profundidad del Sump Packer. Si se requiere utilizar pup joints asegurar que no compliquen el cierre de las BOPs.
10. Utilizando pup joints, espaciar sarta y posicionar cañones en la profundidad requerida.
11. Activar cabeza de disparo aplicando presión de acuerdo al programa de trabajo de compañía de servicios. Monitorear presión para verificar cambios en condiciones de cabeza de pozo.
12. En caso de no observarse presión, ir a punto 15 del programa.
13. En caso de observarse un incremento de presión 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.
14. 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.
15. Desarmar cabeza de disparo de acuerdo con el procedimiento de compañía de servicios. Se deja sólo el personal necesario en el piso de trabajo.
16. 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.
17. Cerrar ram ciego y asegurar pozo.
18. Limpiar piso de trabajo y preparar herramientas y accesorios para realización de frac pack.

5. Frac Pack

1. Armar la cabeza de bombeo de forma que sea posible colocar en peine.
2. Con elevador de 4" levantar el ensamblaje de sellos y bajar en pozo.
3. Continuar armando las mallas de acuerdo con el Tally aprobado.
4. En el BOX del Adapter Assembly para 4" armar el conjunto de mesa falsa para los Wash Pipes de 2 3/8".
5. Volver a colocar el elevador de DP de 3.5". Levantar el primer tramo de Wash pipe con el mule shoe, colocar por dentro del BHA y acuñar en la "mesa falsa".
6. Continuar armando con wash pipes e instalar los 2 sensores de P y T espaciándolos para que queden en los extremos de las mallas.
7. Levantar ensamble de GP Packer (preensamblado) y conectar la primera junta de wash pipe que se encuentra en la herramienta de servicio al ensamble de wash pipe que se encuentra en la mesa rotaria falsa.

8. Remover el conjunto de mesa falsa para tubería de 2 3/8".
9. Armar ensamble de herramienta de servicio y GP Packer al tubo de espaciamento.
 - Safety Shear Joint + Pup Joint.
 - Válvula de aislación de fondo
 - Extensión con camisa
 - Packer para 7"32# + Multi-position Sand Control Tool + Setting Tool con conexión HT-38 Box en su extremo superior.

Nota: Llenar con agua el ensamble para verificar que el agua sale por los puertos de la camisa.

10. Levantar el BHA y sacar las cuñas.
11. Bajar el BHA y colocar cuñas en el Pup Joint 4" por de abajo del Shear Joint.
12. Proteger el pozo y sacar un pin del Shear Joint. Asegurar que el mismo esté en buenas condiciones.

Nota: En dado caso que el pin del Shear Joint se encuentre marcado/dañado, todos los pines deberán ser cambiados.

13. Tomar peso de BHA
14. Conectar un stand de DP 3.5" HT-38 y comenzar a bajar lentamente al pozo.
15. Conectar Top Drive y romper circulación en incrementos de 0.5 bpm hasta 2.0 bpm para asegurar que no esté obstruida la setting tool. NO exceder 300 psi en la circulación.
16. Bajar al pozo conforme al Tally aprobado
17. Tener precaución al pasar del casing 9 5/8" al Liner de 7"
18. Solo agregar grasa al pin (sin exceso) en las conexiones de la sarta durante la bajada de la lower completion.

Nota: No rotar nunca la sarta de trabajo. Esto puede causar la liberación de la herramienta de cruce del GP packer o dañar los cedazos.

No golpear la tubería con las cuñas. Primero detener la bajada de tubería y después poner las cuñas en su lugar. Esto puede fragilizar los pines que vinculan el packer con la herramienta de servicio.

Llevar constantemente las mediciones de volumen desplazado con el tanque de viaje.

La velocidad objetivo de bajada es de 3.5 minutos entre conexión y conexión y con velocidades máximas instantáneas de:

- 18 m/min para el liner de 7"
- 27 m/min liners / casings mayores a 7".

19. Previo a hacer el stab in conectar como último tiro el frac head. Corroborar que las TIWs estan abiertas y el tapón lateral está bien apretado correctamente.
20. Conectar el Top Drive en la cabeza de bombeo y romper circulación conforme a la tabla de abajo y tomar parámetros de presión.

21. Comenzar a circular lentamente con 0.5, 1.0 y 2.0 BPM registrando presiones. No exceder los 300 psi durante la circulación. Registrar peso neutro, subiendo y bajando la sarta.
22. Continuar bajando lentamente el ensamble hasta 5 metros por encima de la profundidad del Sump Packer.
23. Espaciar la sarta de trabajo para dejar suficiente tubería por encima de la mesa rotaria para poder asentar peso y no dejar la conexión frente al preventor anular.
24. Bajar lentamente midiendo la sarta hasta la profundidad de fijado del sump packer. Hacer snap-in apoyando 20klb de peso. Marcar la tubería.
25. Tensionar la sarta hasta el peso "subiendo". Esa será la posición de anclaje del packer, Identificarla con la letra "P".
26. Continuar tensionando hasta desvincularse del packer (se estiman 10 klb sobre el peso) y levantar 3 metros asegurando la liberación.
27. Volver a conectarse al packer y apoyar 20k lbs, verificar la marca que se había realizado.
28. Tensionar la sarta hasta el peso "subiendo" y verificar con la marca anterior ("P") – Posición de asentamiento de Packer.
29. Abrir el puerto lateral del SES y lanzar la bola de 1-7/16" (1.4375").
30. Cerrar TIW inferior. Conectar en la entrada lateral del SES una línea desde Stand Pipe.
31. Circular por la UAP pasando por el Top Drive para llenar las líneas y sacar el aire. Verificar retornos en tanque de viaje. Parar bombeo.
32. Realizar prueba de líneas en baja desde la UAP hasta al SES con 300psi por 5 min y alta con 6500psi por 15 min. Probar contra la TIW inferior cerrada.
33. Desfogar presión a 0 psi.
34. Abrir TIW inferior.

Nota: En dado caso que aún no pasó el tiempo para que la esfera llegue al asiento, el personal de PE puede avanzar con el armando las líneas en el rig floor.

35. Realizar el anclaje del GP Packer de acuerdo con el procedimiento de la compañía de servicios.
36. Finalizado el anclaje, realizar la prueba de presión con 300/3000 psi por 5/15 minutos.
37. Realizar las marcar de las posiciones de la herramienta de servicio de acuerdo con el procedimiento de la CONTRATISTA.
38. Realizar la reunión de seguridad con todo el personal involucrado en la operación, haciendo hincapié en los procedimientos de bombeo de frac pack. Revisar las presiones críticas, caudales y árboles de decisión.
39. Ubicar y montar todo el equipo según layout (líneas de tratamiento de 3" desde las bombas a la sarta de trabajo; líneas de retorno desde el choke manifold a las temblorinas y al tanque de retorno) de acuerdo con los estándares de Hokchi Energy y la Compañía de Servicios.
40. Realizar prueba de presión de líneas desde la bomba de gravel pack hasta la válvula TIW inferior con agua, aplicando 300 / 3,500 psi durante 5/10 min. En caso de fugas, purgar la presión, reparar la fuga y repetir la prueba.
41. Con la herramienta en posición de reversa, abrir la TIW, línea de choke y cerrar preventor

- anular. Romper circulación.
42. Realizar bombeo de pickling de acuerdo con el Schedule de bombeo fijado.
 43. Parar las bombas de la compañía de servicio. Con las bombas de la plataforma autoelevable, reversar contenido de la tubería. Enviar retornos a caja de recortes.
 44. Realizar primera prueba de circulación con la herramienta en posición de reversa a diferentes caudales durante 2 minutos por caudal. Registrar presiones de bombeo.
 45. Abrir preventor anular y mover herramienta a posición de circulación.
 46. Cerrar preventor anular. Realizar segunda prueba de circulación con la herramienta en dicha posición. Registrar presiones de bombeo.
 47. Cerrar línea de choke. Proceder a inyectar salmuera filtrada a diferentes caudales para realizar step rate test.
 48. Reportar el caudal y la presión con las que la formación comienza a fracturarse.
 49. Detener las bombas súbitamente luego del último caudal previsto. Realizar fall off test y calibrar modelo.
 50. Abrir preventor anular y línea de choke. Mover herramienta a posición de reversa.
 51. Circular volumen de la sarta de trabajo con fluido x-link. Desplazarlo con gel lineal para que quede el fluido x-link justo enfrente al puerto de cruce.
 52. Mover la herramienta a posición de circulación. Cerrar preventor anular y línea de choke. Bombear minifrac de acuerdo con el Schedule de bombeo.
 53. Detener las bombas súbitamente y realizar fall off test.
 54. Recalibrar el modelo de fractura y finalizar diseño.
 55. Realizar simulacro de screen out de acuerdo con el procedimiento de la compañía de servicios.
 56. Reversar el gel lineal y dejar el pozo con salmuera filtrada.
 57. Mover la herramienta a posición de circulación. Abrir línea de choke y cerrar preventor anular.
 58. Bombear fluido x-link de acuerdo al Schedule de bombeo.
 59. Una vez bombeado el pad, comenzar a bombear fluido x-link con apuntalante cerámico, incrementando la concentración de acuerdo al Schedule de bombeo.
 60. Alcanzada la máxima concentración, realizar cierre del anular e inyectar fluido en la formación. Monitorear presiones en todo tiempo, identificando posibles arenamientos prematuros no deseados.
 61. Finalizar bombeo de frac pack.
 62. En caso de no alcanzar el arenamiento, comenzar a reducir el caudal de bombeo. Si así no se alcanzara, proceder a abrir el anular.
 63. Luego del screen out, mover la herramienta a posición de reversa y circular fuera la arena sobrante del tratamiento. Enviar retornos a través de las temblorinas y registrar volumen de apuntalante retornado. Circular 2 volúmenes de pozo como mínimo al máximo caudal posible. De no observar retornos limpios, libres de arena, continuar con la circulación de salmuera limpia.
 64. Parar bombas y realizar Flow check. En caso de observar presión, purgar la misma y levantar

la sarta hasta que los sellos de la herramienta de cruce estén fuera del packer. Monitorear pérdidas.

65. Una vez que la punta del wash pipe se encuentra por encima de la válvula de aislación de fondo, volver a monitorear pérdidas. En caso de observar que fugas, desplazar píldora de control.
66. Desmontar pump in sub.
67. Sacar el DP en lingadas a una velocidad máxima de 15 m/min dentro del liner de 7" para evitar pistoneo Luego elevar la velocidad hasta 30 m/min.
68. Desmontar herramienta de servicio y wash pipe.

Nota: El restress será considerado en los siguientes casos (arena por debajo del packer):

- La arena bombeada es menor al 20% del total del volumen planeado.
- Si la arena bombeada está entre 20-70% del total del volumen planeado, la decisión del restress se basará de acuerdo a los parámetros de bombeo durante el trabajo.
- Si la arena bombeada está por encima del 70% del total del volumen planeado, no se realizará trabajo de restress.

6. Run in Hole (RIH) de Sarta de Ensayo

1. Realizar charla de seguridad y confeccionar los permisos de trabajo necesarios para la operación.
2. Verificar presiones en cabeza de pozo.
3. Montar Sub#1 con guía autoalineable, tail pipe de 2 3/8", sellos flotantes y localizador con pup joint de 3 1/2" 9.2# EUE. Realizar ajuste con llave computarizada.
4. Colocar XO + 1 junta de tubería de 3 1/2". Montar Sub #2 con sensores de P&T. Realizar ajuste con llave computarizada.
5. Colocar una lingada de tubería de 3 1/2".
6. Cambiar a elevador de 7". Levantar la cápsula de 7" y ensamblar base de POD a último tramo de tubería de 3 1/2". Levantar conjunto y cambiar a cuñas de 7". Completar armado de POD de 7".
7. Instalar herramientas de izaje de sistema BES. Instalar mesa falsa para el armado de la BES.
8. Realizar montaje de BES de acuerdo con el procedimiento de compañía de servicios.

Nota: Realizar chequeos previos de estado de la bomba. Realizar los servicios requeridos a la BES.

9. Levantar la polea de cable de BES con winche del piso de perforación. Pasar el MLE por la polea y levantar hasta que esté 3 m por encima del piso.
10. Conectar MLE y realizar servicio.
11. Finalizar conexión de BES. Instalar POD hanger y realizar empalme eléctrico de cable con el penetrador de la tapa de la cápsula. Realizar verificación eléctrica.
12. Conectar tapa de cápsula con penetrador a la junta de 3 1/2". Realizar empalme con penetrador y verificar integridad eléctrica del cable.

13. Bajar tubería hasta 20 m por encima del GP packer, colocando protectores y portacuplas para asegurar el cable de ESP a la tubería de trabajo. Realizar verificación de integridad eléctrica de acuerdo con el procedimiento de compañía de servicios.
14. Tener precaución al pasar del casing 9 5/8" al liner de 7" y reducir velocidad de acuerdo con el procedimiento de la compañía de servicios.
15. Al llegar a la profundidad, reducir velocidad de bajada. Montar BOP can. Realizar empalmes de cable. Continuar profundizando tubería hasta introducir sellos en seal bore extension hasta observar pérdida de peso.

7. Montaje de cabezal y espaciamento

1. Realizar montaje y espaciamento de BOP can, dejando el perfil frente al ram variable y la conexión superior 50 cm por encima de la tabla rotaria.
2. Continuar bajando completación, ingresando los sellos lentamente en la extensión pulida. Se observará pérdida de peso por contacto con la válvula de aislación de fondo. Probar con 300 psi por anular que los sellos se encuentran dentro del packer.
3. Descargar peso sobre la válvula de aislación y romper la charnela de acuerdo con el procedimiento de la compañía de servicios. Sacar largo de los sellos flotantes, marcar y verificar peso de la completación.
4. Establecer circulación por reversa para confirmar que los sellos se encuentran fuera del GP packer, sin exceder los 300 psi de presión. Volver a profundizar tubería asegurando que los sellos se encuentran en el seal bore extension y que la conexión inferior del flowhead se va a encontrar 50 cm por encima de la tabla rotaria. Finalizar cálculos de espaciamento.
5. Instalar pup joints de acuerdo con el espaciamento. Montar árbol de ensayo realizando el procedimiento detallado. Finalizar montaje de equipos de superficie.
6. Montar tubería flexible y líneas de superficie al choke manifold. Realizar conexión de equipos de superficie a la FPSO.
7. Realizar prueba de integridad de la tubería por anular con 300/3000 psi durante 5/15 minutos.
8. Cerrar flowhead y realizar pruebas de líneas con las presiones definidas con la compañía de servicios.
9. Previo a la apertura del pozo, realizar charla de seguridad y confeccionar los permisos de trabajo necesarios para la operación.

8. Flujo de pozo

1. Arrancar la bomba a mínima frecuencia, siguiendo el procedimiento de la compañía de servicio y abrir pozo con choke 8/64" para flujo inicial durante 30 minutos. Registrar parámetros de fondo de la bomba y presión en superficie. Monitorear probeta detectora de

arena.

2. Incrementar gradualmente la frecuencia del variador en función de los parámetros de presión observados. Registrar parámetros de fondo de la bomba y presión en superficie. Monitorear probeta detectora de arena. Esperar hasta observar estabilización de flujo. Medir caudales en el separador trifásico en superficie. Enviar flujo a FPSO.
3. Durante la etapa de clean up, los incrementos de frecuencia deben ser suaves para evitar el colapso del frac pack. Realizar clean up al menos por 24 horas.
4. Al finalizar clean up, incrementar choke y frecuencia en el variador. Continuar realizando flujo#1 con los parámetros fijados por DDR y Exploración. Medir caudales en el separador trifásico en superficie. Enviar flujo a FPSO.
5. Luego de 24 horas, incrementar frecuencia de BES, abrir el choke y realizar flujo#2. Registrar presión en la entrada de la bomba, parámetros de funcionamiento de la bomba y monitorear probeta detectora de arena. Medir caudales en el separador trifásico en superficie. Enviar flujo a FPSO.
6. Luego de 24 horas, incrementar frecuencia de BES, abrir el choke y realizar flujo#3. Registrar presión en la entrada de la bomba, parámetros de funcionamiento de la bomba y monitorear probeta detectora de arena. Medir caudales en el separador trifásico en superficie. Enviar flujo a FPSO.
7. Realizar cierre de pozo y detener BES. Monitorear build up durante 24 horas utilizando los sensores de la BES y en cabeza de pozo.

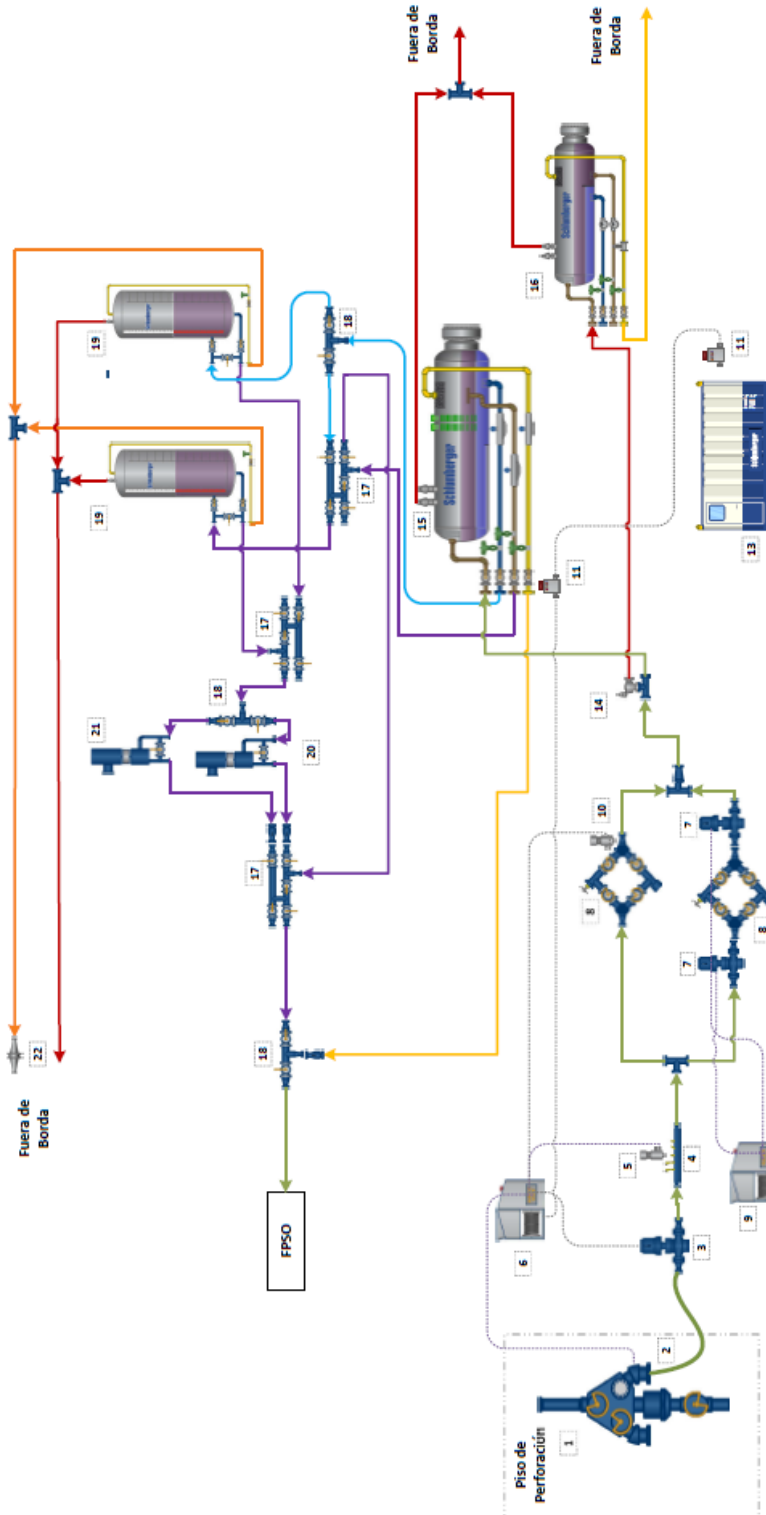
9. Control de Pozo y Recuperación de Sarta de Ensayo

1. Por línea de ahogo, equalizar presiones con salmuera de control.
2. Abrir válvula en flowhead y realizar bullheading de 1 volumen de pozo a un caudal de 5 bpm. No exceder los 2500 psi. Monitorear las presiones con el sensor de BES.
3. Detener bombeo. Realizar Flow check.
4. Con pozo estático, desmontar árbol de ensayo y tubería flexible.
5. Montar cabeza de circulación. Abrir rams variables y comenzar a sacar tubería de producción. Una vez que los sellos flotantes se encuentren fuera del sealbore extension (aproximadamente 2,5 m de tubería fuera del pozo), cerrar rams variables (tener en cuenta espaciado de BOP can y válvula de seguridad) y circular por reversa salmuera de control a 5 bpm. Bombear 1.5 volúmenes de pozo.
6. Realizar flow check por 30 minutos.
7. Si el flow check fuera negativo, monitorear presión en cabeza de pozo y recalcular peso de salmuera requerido. Densificar salmuera y repetir puntos 4 y 5 de este capítulo.
8. Si el flow check es positivo, montar carretel para recuperar cable de ESP. Recuperar BOP can y válvula de seguridad.

9. Iniciar a recuperar sarta de trabajo con el pozo conectado al trip tank para el llenando espacio anular con fluido de control.
10. Desarmar cápsula de BES siguiendo las indicaciones de la compañía de servicios.
11. Recuperar información de los sensores de presión y temperatura.
12. Realizar desmontaje de equipos de superficie. Flushear línea de producción a FPSO y proceder a desconectarla.

Fin de la prueba.

Lay Out de equipos de superficie.



Equipos Principales	
1	Cabeza de Pozo
2	Manifijo de Seguridad
3	Manifijo de Seguridad
4	Manifijo de Seguridad
5	Manifijo de Seguridad
6	Panel de Emergencia
7	Manifijo de Seguridad
8	Manifijo de Seguridad
9	Manifijo de Seguridad
10	Manifijo de Seguridad
11	Manifijo de Seguridad
12	Manifijo de Seguridad
13	Manifijo de Seguridad
14	Manifijo de Seguridad
15	Manifijo de Seguridad
16	Manifijo de Seguridad
17	Manifijo de Seguridad
18	Manifijo de Seguridad
19	Manifijo de Seguridad
20	Manifijo de Seguridad
21	Manifijo de Seguridad
22	Manifijo de Seguridad

Schlumberger Testing Services	
Cliente:	Hokchi Energy
Proyecto:	COSL HUNTER
Preparado por:	Hokchi 4DL
Revisado por:	Hokchi
Aprobado por:	Mario Nava
Revisión:	Doc. 001
Edición:	1.0
Diagrama:	Diagrama de Flujo-SWT
Título:	TBA

Lay out equipos en el Barco de Procesos

