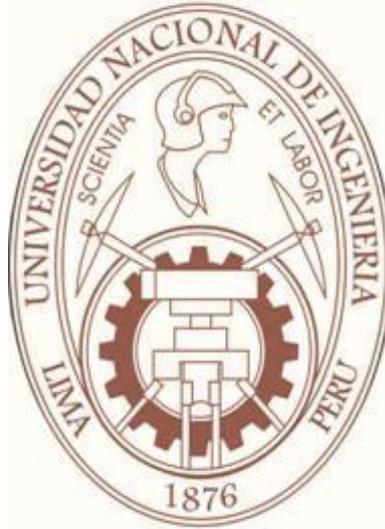


**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA  
FACULTAD DE INGENIERÍA DE PETROLEO,  
GAS NATURAL Y PETROQUÍMICA**



**“MEJORAS EN LAS PRUEBAS DE POZO Y EN EL MANEJO  
AMBIENTAL EN EL LOTE Z-1 ZOCALO CONTINENTAL”**

**TESIS**

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE  
INGENIERO DE PETRÓLEO**

**ELABORADO POR:**

**YENS JAVIER SALDAÑA ASTOCONDOR**

**PROMOCIÓN: 2010 - 2**

**LIMA – PERÚ**

**2012**

## DEDICATORIA

“Quiero dedicar este trabajo a mis padres Javier Gregorio Saldaña Girón y Elva Rosario Astocondor García que me acompañaron a lo largo del camino, brindándome la fuerza necesaria para continuar, a mis hermanos por su apoyo y comprensión, a mis profesores que me brindaron siempre su orientación con profesionalismo ético en la adquisición de conocimientos y afianzando mi formación y a todas las personas que me motivaron a seguir adelante.”

## SUMARIO

El proyecto de mejoras en los procesos relacionados con las pruebas de pozos offshore de la Cuenca Tumbes constituye parte importante en el yacimiento Corvina y es parte del Plan estratégico, para establecer las reservas de hidrocarburos del yacimiento, a fin de tener un mayor aprovechamiento de los recursos, pero con una afectación mínima al medio marino. Este proyecto permitirá a corto plazo, alcanzar los siguientes propósitos:

Mejora de los procedimientos para las pruebas de pozos.

Definir los mecanismos de producción.

Preparar los planes de desarrollo del campo de manera eficiente y ambientalmente acorde con las respuestas del yacimiento.

La instalación de Facilidades Temporales de Pruebas de Pozos, en su conjunto contempla los siguientes componentes: múltiple o “manifold” de prueba en la plataforma CX-11, dos montantes (“risers”) de tuberías de 6” de diámetro y 65 m de longitud; dos tuberías de recolección de fluidos submarinas de 6” de diámetros y 500 m de longitud, una línea submarina de 8” y 500 m, mangueras flexibles, submarinas y flotantes de 6” y 8”, una barcaza cautiva para el sistema de pruebas de producción flotante (FPSO), embarcaciones para el almacenamiento y transporte de los fluidos producidos y facilidades para el amarre de las embarcaciones, demarcación, etc.

El proyecto de protección ambiental contempla la implementación de procedimientos para manejar en tierra los desechos ya que no se permite disponer al mar por la posibilidad de contaminar al medio marino.

## CONTENIDO

<b>CAPITULO I.....</b>	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
<b>PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....</b>	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
1.1 Antecedentes del Proyecto .....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
1.2 Formulación del Problema .....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
1.3 Justificación del Plan de Tesis .....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
1.4 Objetivos del Proyecto .....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
1.5 Hipótesis del Proyecto .....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
<b>CAPITULO II.....</b>	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
<b>PRUEBAS DE FORMACIÓN.....</b>	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
2.1 Objetivos de las pruebas de formación .....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
2.2 Tipos de pruebas de formación.....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
2.2.1 Pruebas de flujo (“drawdown test”) .....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
2.2.2 Pruebas de restitución (“buildup test”) .....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
2.2.3 Pruebas de inyectividad (“injection test”) .....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
2.2.4 Pruebas de disipación (“falloff test”).....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
2.2.5 Pruebas de interferencia (“interference test”).....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
2.2.6 Prueba DST (“Drill Stem Test”).....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
<b>CAPITULO III.....</b>	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
<b>PRUEBAS DE POZOS “DRIL STEM TEST” REALIZADAS EN EL CAMPO CORVINA .....</b>	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
3.1 Características.....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
3.2 Antecedentes y Data Disponibles DST’S ...	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>

3.3 Tiempos de pruebas de pozos .....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
3.4 Resultados de las Pruebas de Pozo .....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
<b>CAPITULO IV .....</b>	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
<b>MEJORAS DE LAS PRUEBAS DE POZOS “DRILL STEM TEST” .....</b>	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
4.1 Objetivos de las Pruebas de Pozos Utilizando las Facilidades Temporales .....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
4.2 Ventajas de las Facilidades Temporales de Prueba de Pozos .....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
4.3 Componentes de las Facilidades Temporales de Pruebas de Pozos en el campo Corvina.....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
4.4 Ubicación geográfica del Proyecto .....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
4.5 Descripción de las Actividades a Ejecutarse .....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
4.6 Descripción de los Procesos en las Facilidades Temporales de Prueba de Pozos .....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
4.7 Características de las Pruebas de Pozos...	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
4.8 Duración de la Prueba de Pozos en la Plataforma Z1A-40-CX11 .....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
4.9 Cronograma de Ejecución del Proyecto .....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
4.10 Manejo de los desechos, efluentes y emisiones producidos por el proyecto.....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
4.11 Consideraciones Ambientales y de Seguridad Pertinentes a las Pruebas de Pozos.....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
<b>CAPITULO V .....</b>	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
<b>LODO DE PERFORACIÓN .....</b>	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
5.1 Peso del lodo (MUD WEIGHT).....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
5.2 Control de sólidos .....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
5.3 Esfuerzo del corte (Gel Strength).....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
5.4 Controlar el filtrado del lodo .....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>

5.5 Circulación apropiada .....	¡Error! Marcador no definido.
5.6 Zonas a ser evaluadas.....	¡Error! Marcador no definido.
<b>CAPITULO VI .....</b>	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
<b>DISPOSICIÓN DE LOS CORTES DE PERFORACIÓN.....</b>	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
6.1 Características del lodo de perforación a utilizarse ...	¡Error! Marcador no definido.
6.2 Procedimiento.....	¡Error! Marcador no definido.
6.3 Manejo de los cortes de perforación .....	¡Error! Marcador no definido.
<b>CAPITULO VII .....</b>	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
<b>COSTO DEL PROYECTO .....</b>	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
<b>CAPITULO VIII .....</b>	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....</b>	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
<b>CAPITULO IX .....</b>	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
<b>BIBLIOGRAFIA .....</b>	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>

## **CAPITULO I**

### **PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA**

#### **1.1 Antecedentes del Proyecto**

En la plataforma marina Z1A-40-CX11, ubicada sobre el zócalo continental en el Noroeste del Perú, en parte de la cuenca geológica de Tumbes-Progreso, específicamente en el Campo Corvina se han perforado y probado los pozos CX11-21XD, CX11-16X (“workover”), CX11-14D-ST1, y CX11-18XD, habiéndose encontrado petróleo y gas en volúmenes que definen al yacimiento con características comerciales.

En estas operaciones de perforación y prueba de pozos se generan cortes de perforación y emisiones gaseosas respectivamente, las cuáles podrían dañar al ambiente si no se manejan adecuadamente.

#### **1.2 Formulación del Problema**

Las pruebas de pozo son una función técnica clave en la industria petrolera y del gas, son utilizadas para proveer la información que nos proporcionen las características del reservorio, prediciendo el desempeño del mismo y diagnosticando el daño de formación.

El análisis de pruebas de pozos es uno de los métodos más importantes disponibles para los ingenieros de reservorios para establecer características de reservorio, tales como:

- Permeabilidad.
- Compresibilidad.
- Posición de fronteras y fallas.

Durante las pruebas de pozos, los fluidos emergentes se han venido quemando, lo cual representa una forma de daño al ambiente, que puede ser minimizada si se evita esta práctica.

#### **1.3 Justificación del Plan de Tesis**

El proyecto de Instalación de las Facilidades Temporales de Prueba de Pozos, representa una forma eficiente de mejora de los procedimientos para la prueba de pozos de producción en yacimientos de nuevos descubrimientos, ya que se

evita la quema de los hidrocarburos líquidos emergentes de los pozos en prueba, y así se minimiza la afectación de la calidad del aire.

El hidrocarburo recolectado puede ser aprovechado para ser transferido a terceros refinadores que obtendrán productos derivados de los mismos.

La entrega de hidrocarburos a terceros refinadores implica que debe pagarse una regalía al Estado por los hidrocarburos transferidos tal como un impuesto sobre la renta, y en consecuencia una importante fuente de ingreso para la región Tumbes y la Nación.

Por otra parte dado que existe la posibilidad que se presente cierto grado de toxicidad o presencia de hidrocarburos en los fluidos de perforación, ya sea por los lodos a ser utilizados o por las características propias de la formación que se vayan a atravesar se ha visto la necesidad de desarrollar un nuevo procedimiento que permita tomar las previsiones correspondientes para recuperarlos y transferirlos a la costa para una disposición autorizada.

#### **1.4 Objetivos del Proyecto**

El presente proyecto de tesis tiene como objetivo principal complementar, precisar y mejorar los procesos y condiciones en las que se realiza las pruebas de pozos y el manejo de los cortes resultantes de perforación en el ambiente del Lote Z-1.

Como objetivos secundarios tendremos:

- Instalación de facilidades temporales a fin de efectuar las pruebas de producción pertinentes en los pozos a ser perforados desde la Plataforma CX-11, en el Campo Corvina, las cuales permitirán definir los mecanismos de producción.
- Preparar los planes de desarrollo del campo de manera eficiente y ambientalmente acorde con las respuestas del yacimiento.
- Luego establecer las reservas de hidrocarburos del yacimiento, teniendo un mayor aprovechamiento de los recursos con una afectación mínima al medio marino.
- Implementar un mejoramiento del proceso de disposición de cortes de perforación, que contemple manejarlos en tierra ya que no se permite disponer al mar porque existe la posibilidad de contaminar al medio marino.

### **1.5 Hipótesis del Proyecto**

Con la mejoras en las Pruebas de Pozos de Perforación (“Drill Stem Test”), se evitara la quema de los hidrocarburos líquidos emergentes de los pozos en prueba, y así se minimizará la afectación a la calidad del aire.

## **CAPITULO II**

### **PRUEBAS DE FORMACIÓN**

Una Prueba de Formación apropiadamente conducida es la Terminación temporal de un pozo para obtener caudales dinámicos y presiones en función del tiempo, que permiten determinar y medir las propiedades de los fluidos recuperados a condiciones de fondo y de superficie.

Las pruebas de formación muestran el comportamiento que tendrá el pozo cuando se lo someta a varias condiciones de flujo, además de diversas propiedades y características del reservorio que servirá para predecir la declinación de la producción y por ende determinar la cantidad de dinero obtenida de la producción total.

Una vez encontrado este último parámetro se pueden desarrollar mejoras en la perforación, terminación y decisiones de producción que pueden ser efectuadas sobre otros pozos que forman parte del mismo campo.

#### **2.1 Objetivos de las pruebas de formación**

Los Objetivos de las Pruebas de Formación usualmente se clasifican como de corto alcance y largo alcance, las cuales se describen a continuación.

##### **Corto alcance**

Los Objetivos de las pruebas de corto alcance son los de reunir y analizar suficiente información para obtener una descripción del sistema del reservorio en las cercanías del pozo. Los parámetros obtenidos son los siguientes:

- a. Presión inicial del reservorio,  $P_i$
- b. Presión de fondo fluyente,  $P_{wf}$
- c. Permeabilidad efectiva (gas, petróleo y agua,  $K_g$ ,  $K_o$ ,  $K_w$ )
- d. Factor de daño (Daño a la formación),  $s$
- e. Radio de investigación,  $r_i$
- f. Constante de flujo turbulento,  $D$
- g. Longitud y permeabilidad de la fractura (sí es aplicable)

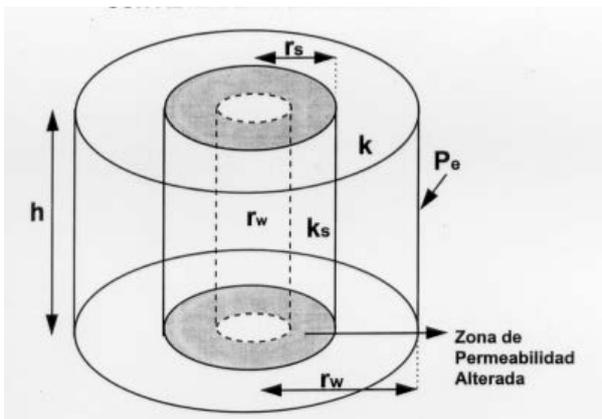
## Largo alcance

Los Objetivos de las pruebas de formación de largo alcance se enfocan en la recopilación y análisis de datos para obtener:

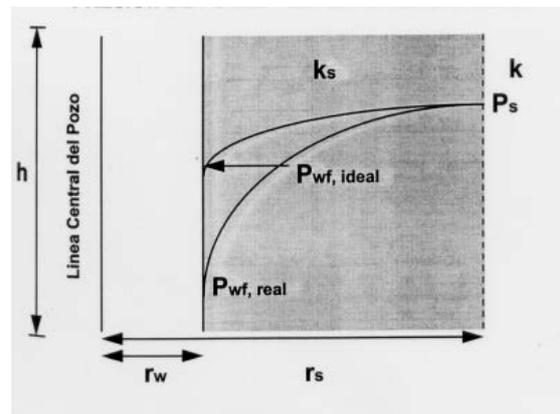
- a. Descripción completa del reservorio.
- b. Radio y área de drenaje.
- c. Distribución pasada, actual y futura de los fluidos del yacimiento.
- d. Tipos de límites o barreras de drenaje.
- e. Parámetros de diseño de estimulaciones.
- f. Longitud y conductividad de las fracturas.
- g. Tipo de acuífero asociado al reservorio.
- h. Cálculo de reservas.

La obtención de valores consistentes es de vital importancia, y como se verá más adelante, depende de la correcta selección de las herramientas que serán utilizadas en cada ensayo.

**Figura N°2.1 Zona Cercana al Pozo  
Con Alterada Permeabilidad**



**Figura N°2.2 Zona Cercana al Pozo  
Presión de Fondo Fluente Real e Ideal**



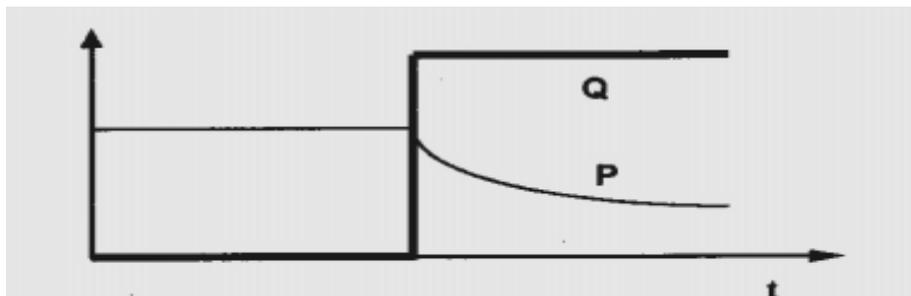
## 2.2 Tipos de pruebas de formación

En algunos casos, el tipo de prueba a efectuar está determinado por los objetivos de la prueba. En otros casos se rige por las limitaciones prácticas y experiencia del personal a cargo de esta. A continuación se definen los distintos tipos de prueba de formación.

### 2.2.1 Pruebas de flujo (“drawdown test”)

Una prueba de arrastre consiste en hacer producir un pozo que esta estático, estable y cerrado. Para propósitos de análisis tradicionales, el caudal de flujo se considera constante.

Figura N°2.3 Prueba de flujo “drawdown test”



Muchas de las técnicas tradicionales de análisis son derivadas usando las pruebas de arrastre como base. Sin embargo, en la práctica, una prueba puede ser difícil de realizar bajo las condiciones dadas. Esto debido a que:

- a) Es dificultoso hacer fluir al pozo a un caudal constante, aún después de que este se haya (más o menos estabilizado).
- b) Las condiciones del pozo podrían no ser las condiciones estáticas o estables, especialmente si este fue recientemente perforado o ha sido fluido previamente.

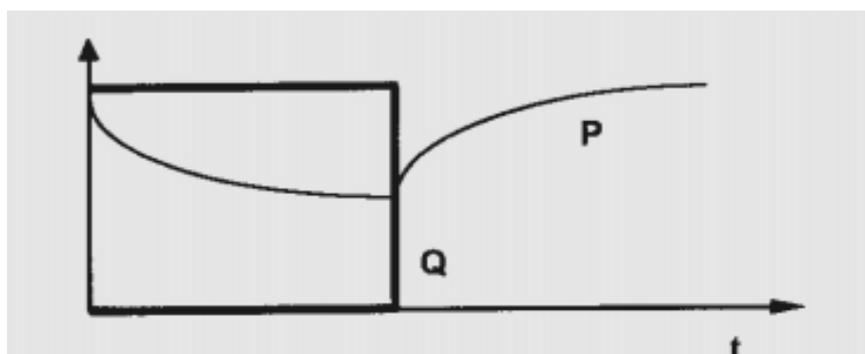
Los objetivos de la prueba de arrastre usualmente incluyen la estimación de la permeabilidad, factor de daño (skin), y en algunos ocasiones el volumen del yacimiento.

### 2.2.2 Pruebas de restitución (“buildup test”)

La prueba de restauración de presión es una prueba utilizada para determinar la presión en el estado transitorio. Básicamente, la prueba es realizada por un pozo productor a tasa constante por cierto tiempo, cerrando el pozo (usualmente en superficie) permitiendo que la presión se restaure en el pozo, y recordando que la presión (usualmente hoyo a bajo) en el pozo es una función del tiempo. A partir de esta data, es frecuentemente posible estimar la

permeabilidad de la formación y la presión del área de drenaje actual, y caracterizar el daño o estimulación y las heterogeneidades del yacimiento o los límites. La ventaja práctica de una restitución es que la condición de caudal constante es fácil de obtener (debido a que el caudal de flujo es cero)

**Figura N°2.4 Pruebas de restitución “buildup test”**



Las desventajas de una prueba de restitución son:

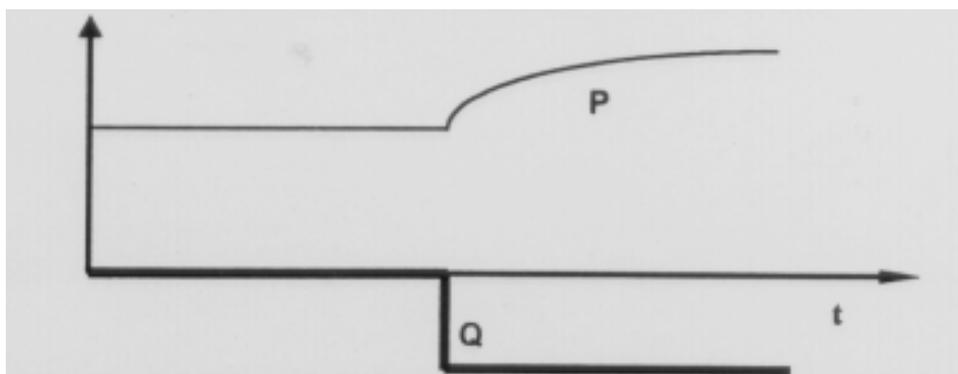
- a) Dificultad para la obtención de un caudal constante antes del cierre.
- b) No existe producción mientras el pozo se encuentra cerrado.

### **2.2.3 Pruebas de inyectividad (“injection test”)**

Una prueba de inyectividad conceptualmente es idéntica a una prueba de flujo, con la diferencia de que el flujo se dirige hacia la formación en lugar de hacerlo hacia el pozo.

Los caudales de inyección pueden ser frecuentemente controlados con mayor facilidad que los caudales de producción, sin embargo los análisis de los resultados de la prueba pueden ser complicados debido al flujo multifásico, a menos que el fluido inyectado sea el mismo que el fluido original del reservorio.

**Figura N°2.5 Pruebas de inyectividad “injection test”**

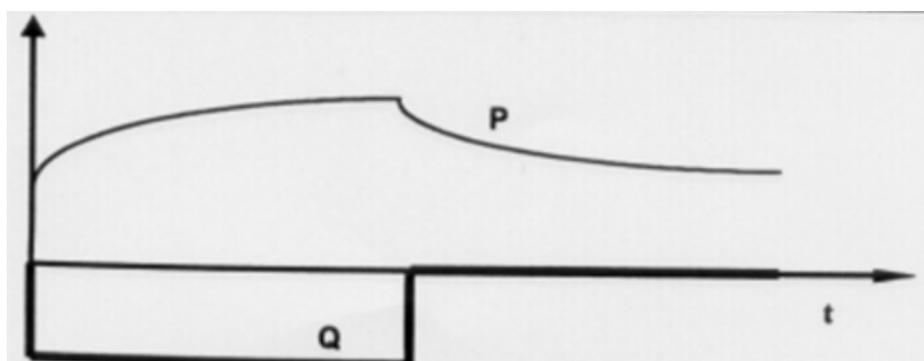


#### **2.2.4 Pruebas de disipación (“falloff test”)**

Se realiza cerrando el pozo inyector y haciendo un seguimiento a la presión en el fondo del pozo en función del tiempo.

Con esta prueba es posible determinar: Las condiciones del yacimiento en las adyacencias del pozo inyector. Permite dar un seguimiento de las operaciones de inyección de agua y recuperación mejorada, estimar la presión promedio del yacimiento, medir la presión de ruptura del yacimiento, determinar fracturas, determinar si existe daño en la formación, causado por taponamiento, hinchamiento de arcillas, precipitados, entre otras, determinar la permeabilidad efectiva del yacimiento al fluido inyectado, utilizada para pronósticos de inyección.

**Figura N°2.6 Pruebas de disipación “falloff test”**



### 2.2.5 Pruebas de interferencia (“interference test”)

Las pruebas de interferencia tienen dos grandes objetivos. Ellas son usadas para:

1. Determinar si dos o más pozos están comunicados mediante la presión.
2. Cuando la comunicación existe, proveer una estimación de la permeabilidad y el producto porosidad/compresibilidad, en las inmediaciones de los pozos probados.

Las pruebas de interferencia son realizadas por al menos un pozo en producción o inyector (pozo activo) y por la observación de la presión en respuesta en al menos otro pozo cualquiera (pozo de observación).

Comprobar la interferencia horizontal permite demostrar la continuidad de los estratos permeables y analizar la existencia de comunicación vertical en arenas estratificadas.

En este caso, la finalidad del análisis es medir la presión a una distancia “ $r$ ” del pozo; siendo “ $r$ ” la distancia entre el pozo observador y el pozo activo.

### 2.2.6 Prueba DST (“Drill Stem Test”)

Por lo general, en perforación de pozos de Exploración para predecir el futuro comportamiento del pozo es necesario realizar un ensayo de formación. Dicha prueba nos provee un mecanismo de estimación de las propiedades de la formación y de los fluidos antes de la terminación de un pozo. El arreglo de herramientas de un DST consiste de obturadores (“packers”) y válvulas ubicadas en fondo del pozo, gracias a las cuales es posible obtener una secuencia de periodos de flujos seguido por periodos de cierres.

Figura N° 2.7 Obturador Tipo NR

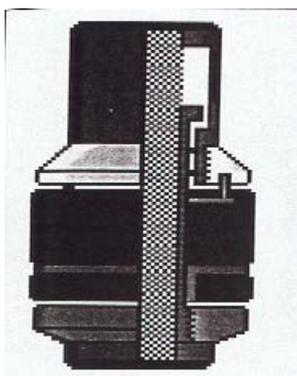
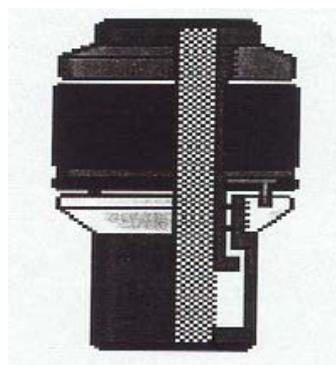


Figura N° 2.8 Obturador Tipo IPC (Inflow Control)



### **Generalidades de las Pruebas “Drill Stem Test”**

La prueba DST es la herramienta más confiable para la evaluación de intervalos probables de interés, debido a que ésta simula los resultados, anticipando una terminación. Además de obtener una muestra de fluido de formación, este también puede determinar con certeza la presión del reservorio, caudal de producción, transmisibilidad, permeabilidad efectiva promedio, relación de daño y un aproximado radio de investigación.

Toda esta tecnología es esencial para el Ingeniero de reservorios, debido a que puede llegar a estimar la producción de la zona de interés. Una apropiada corrida e interpretación de la prueba DST rendirá mucha información valiosa que cualquier otra herramienta utilizada para la evaluación de la formación.

### **Preparación y Planificación de una Prueba “Drill Stem Test”**

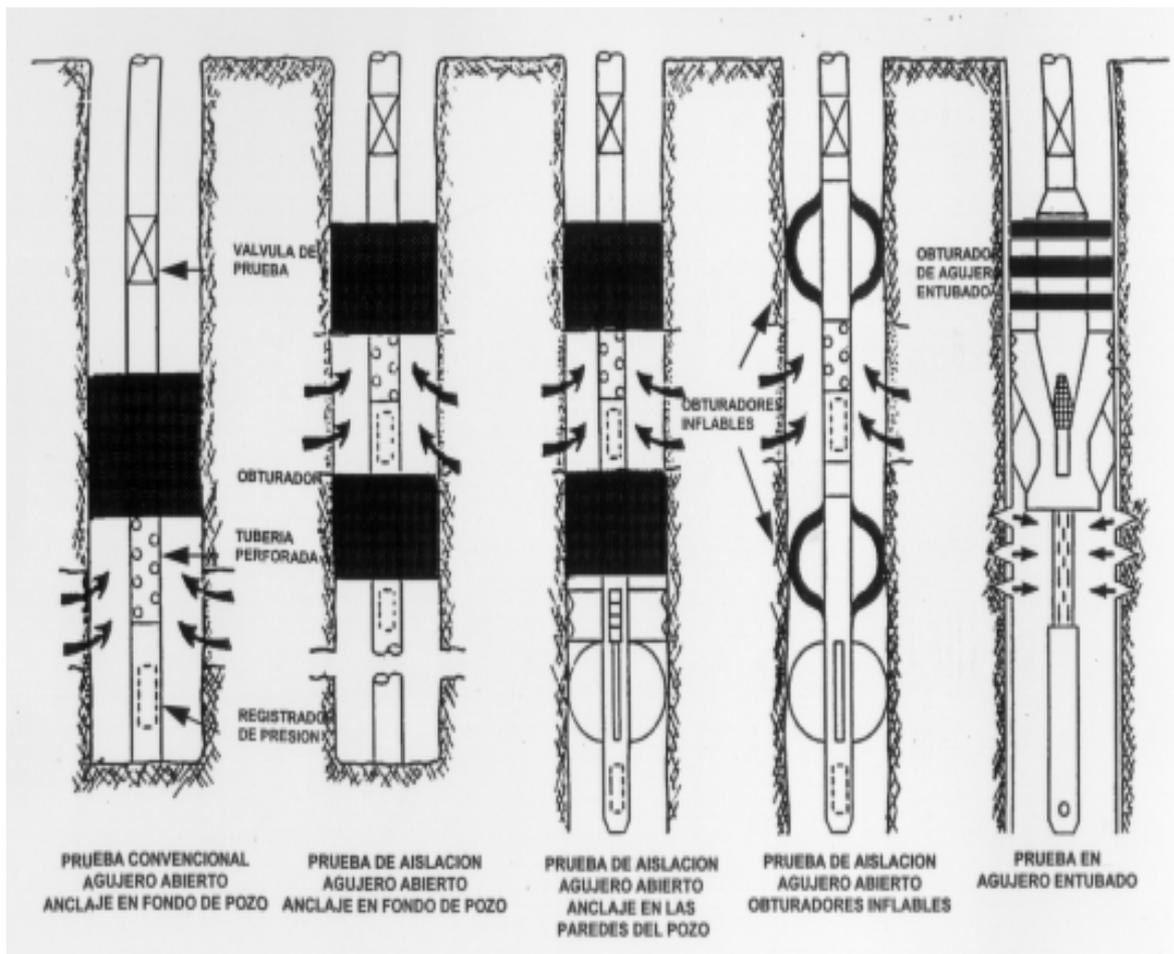
Una de las principales limitaciones para realizar pruebas en pozo abierto o entubado es la falta de un apropiado programa de planificación que incluya la preparación completa del pozo antes de efectuar la evaluación.

Buenas condiciones del pozo significarán pocas corridas infructuosas, menos taponamientos, mejores resultados de las pruebas, menor pegamiento por presión diferencial, control adecuado en el caso de un amago de descontrol, pérdida de circulación, etc.

Para llevar a cabo una prueba de formación en forma segura y satisfactoria debe ser planificada cuidadosamente por la importancia que reviste para el futuro de un pozo o un nivel productivo.

A continuación se detallan algunos de los factores claves de la preparación del pozo y cómo planificar una prueba de DST:

Figura N° 2.9 Pruebas de Formación con Tubería DST



## Condiciones del Pozo

### Pruebas en hueco abierto

Al preparar una prueba DST, se tienen que revisar las condiciones operacionales para descubrir cualquier tipo de problemas que pudiesen afectar su eficiencia. Algunas de estas condiciones son:

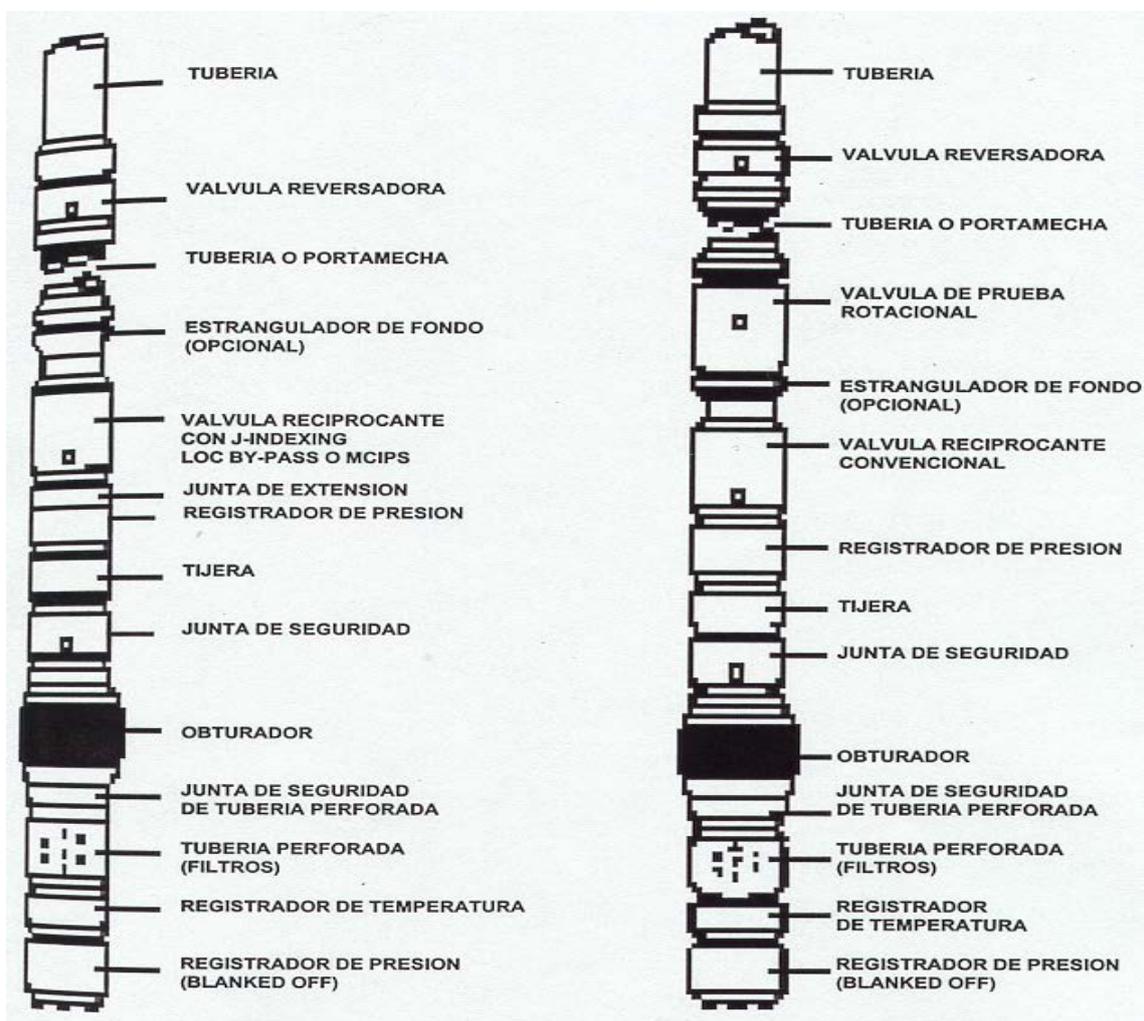
- Se tiene que investigar si han existido problemas al hacer una corrida. Si hay sitios estrechos ó patas de perro (“dog leg”) en el pozo. Cualquiera de estas condiciones podrían causar un trabajo de pesca.
- Se tiene que tener en cuenta si la formación está admitiendo fluido del pozo. Esto podría ocasionar un amago de descontrol debido a la baja presión hidrostática sobre una formación de alta presión, ó a un pegamiento de la sarta por presión diferencial.

- Hay que examinar si el pozo se encuentra derrumbado. Teniendo que asentar el packer en este caso por encima de esta zona o utilizar packers inflables con el fin de buscar un área segura para anclar estos. En caso de estar el pozo seriamente derrumbado, acarrearía una posible pesca por aprisionamiento del packer o de otras herramientas.

**Figura N°2.10 Arreglo de Herramienta DST para Agujero Abierto**

**Herramientas operadas por  
Reciprocación**

**Herramientas Operadas por  
Reciprocación y Rotación**



**Pruebas en hueco entubado**

Al conducir una prueba en pozo entubado se tiene que examinar todo el trabajo previo realizado en el pozo como:

- Existencia de punzados abiertos por encima de la zona de interés.
- Cementaciones forzadas efectuadas por encima de la formación a evaluar. Estas condiciones pueden llegar a limitar la utilización de herramientas operadas por presión anular.

### **Tiempo de duración de la prueba**

Es casi imposible delinear los tiempos de duración apropiados para una prueba DST debido a que cada formación evaluada posee un conjunto de condiciones peculiares. Por tanto, de acuerdo a la experiencia en pruebas de formación, se puede aprender ciertos criterios operacionales básicos.

Dependiendo del tipo de prueba a realizar ya sea en pozo abierto o entubado, los tiempos de duración de las pruebas pueden variar.

Las pruebas en pozo abierto son de menor duración que aquellas que se efectúan en pozo entubado; esto es debido a que la exposición del pozo abierto podría ocasionar algunos problemas como: derrumbes, arenamientos, etc. Es recomendable que el tiempo de duración de las pruebas en pozo abierto no sea mayor a tres o cuatro horas, en tanto que las pruebas a pozo entubado pueden llegar a tener una duración mayor a las veinticuatro horas.

Existen diversos criterios sobre la distribución del tiempo, sin embargo se tiene como guía útil para definir tiempos, el establecer un control de fluidos que el pozo aporte; es decir que los tiempos de las pruebas estarían sujetos a la reacción del nivel probado.

Una prueba de formación convencional, es aquella que comprende dos períodos de cierre, esto significa que la prueba convencional tendrá dos flujos y dos cierres.

Si no se tiene experiencia en la evaluación de una zona en particular, se tiene que basar en la experiencia general.

A continuación se verán algunos criterios para definir los tiempos de duración de una prueba.

- **Flujo inicial**

El tiempo de flujo inicial debe ser suficiente como para permitir la salida del aire y parte del colchón de agua de la tubería, evitando la sobre presión por debajo del packer de la prueba.

- **Primer cierre**

El tiempo de cierre inicial debe ser suficiente como para obtener una presión de restitución semi estabilizada, Es decir, el cierre inicial no solamente sirve como una importante medición de la presión inicial del reservorio, sino que da pautas necesarias para diseñar la curva del cierre final.

- **Segundo flujo**

El segundo tiempo de flujo debe ser suficiente como para permitir la salida hasta la superficie del fluido de formación, para su muestreo y medición de caudales y en lo posible conseguir una estabilización de las condiciones de flujo.

- **Segundo cierre**

El segundo cierre debe ser lo suficientemente largo como para permitir una estabilización de la restitución de presión y su posterior interpretación.

Es recomendable usar la siguiente guía para determinar la duración de este cierre:

Si el flujo es fuerte.

Tiempo de cierre final = Tiempo de flujo final

Si el flujo es débil.

Tiempo de cierre final = Tres veces el tiempo de flujo final

Si existe fuerte flujo de petróleo o gas.

Tiempo de cierre final = Doble tiempo de flujo final

A continuación y como referencia se muestra un ejemplo de distribución de tiempos utilizados en pruebas de formación.

#### Pruebas en pozo abierto

Tiempo total máximo	= 3 Hs.
Tiempo primer flujo	= 3 - 5 min. Si el flujo es fuerte. 10 -15 min. Si el flujo es débil.
Tiempo primer cierre	= 45 – 60 min.
Tiempo segundo flujo	= 30 - 60 min.
Tiempo segundo cierre	= 60 - 90 min.

#### Pruebas en pozo entubado

Tiempo total máximo	= 24 Hs o más.
Tiempo primer flujo	= 5 - 10 min.
Tiempo primer cierre	= 60 - 90 min.
Tiempo segundo flujo	= 4 - 6 Hrs.
Tiempo segundo cierre	= 10 - 18 Hrs.

#### **Datos obtenidos a partir de una prueba de formación**

Los datos obtenidos de una prueba de formación, incluyen descripciones físicas de los fluidos del reservorio, volumen de recuperación, tiempos de flujos y cierres; además de las gráficas de presiones de fondo con relación al tiempo, que muestran las variaciones de la presión del pozo durante el desarrollo de la prueba.

La información del reservorio que puede obtenerse a partir de una prueba de formación es la siguiente:

## 1. Tipos de fluidos y caudales

### Sistema líquido

**Pozos surgentes:** El mejor sistema de medición para la determinación de caudales surgentes es a través del separador.

**Pozos no surgentes:** Para casos en que el líquido (petróleo o agua) no fluya hacia la superficie, y sea sólo recuperado en la tubería o sondeo de perforación, se pueden utilizar dos métodos para la determinación del caudal:

### Utilizando el total del fluido recuperado

La ecuación final es:

$$Q = \frac{1440 \cdot H \cdot DPC}{T}$$

Donde:

Q = Caudal (BPD)

H = Altura del fluido recuperado (fts)

DPC = Capacidad del sondeo o tubería (Bbl/fts)

T = Tiempo de flujo (min.)

Lo principal de este método es determinar la altura del fluido recuperado **H**, en el interior del sondeo o tubería de perforación, y éste se puede determinar de la siguiente manera:

- En el caso de que no se haya efectuado la circulación inversa y se decide sacar la herramienta, en superficie, se tiene que observar y determinar a partir de que longitud se empieza a recuperar fluido del interior de la sarta y luego por diferencia con la altura del colchón de agua se obtendrá la longitud y tipo de fluido que el pozo aportó.

- En el caso de efectuar la circulación inversa, que es lo normal y recomendado, la estimación del volumen recuperado se puede efectuar controlando en superficie el volumen de lodo que se bombea al pozo por el espacio anular. Para tal efecto, en principio se debe establecer la altura del sondeo vacío que se tenía antes de efectuar la prueba, y si se considera que el pozo no aportó ningún fluido, el volumen bombeado será el equivalente al volumen del sondeo vacío, y si se observase que este volumen bombeado es menor al que se esperaba (sin aporte de fluido), significa que la diferencia de estos volúmenes será el equivalente al volumen que el pozo aportó, y conociendo la capacidad del sondeo se determina el fluido recuperado en longitud (**H**).

### **Utilizando cambios de presión de fondo**

Este método es más exacto debido a que utiliza los datos de presión de fondo registrados durante los periodos de fluencia. Para esto se debe elegir una porción de la fluencia en la que se puede observar un incremento uniforme de la presión (porción estabilizada).

Luego el caudal puede ser determinado por la siguiente ecuación original:

$$Q = \frac{AP \cdot DPC \cdot 1440}{Gf \cdot T}$$

Donde:

AP = Cambio de presión entre dos puntos (psi)

Gf = Gradiente del fluido recuperado (psi/fts)

En esta ecuación la obtención del gradiente del fluido de formación recuperado (**Gf**), se obtiene en base al análisis que se efectúa de las muestras recuperadas, ya sea del muestreador del probador, de las muestras de los portamechas o finalmente de muestras obtenidas de la circulación inversa. El dato que se requiere es simplemente la densidad del fluido (d) con lo que:

$$G_f = d \times 0.433$$

Donde:

$d$  = Densidad del fluido recuperado (gr/cc)

La densidad ( $d$ ), se puede obtener (si se conoce el dato de la gravedad API) en base a la siguiente relación:

$$d = \frac{141,5}{131,5 + \text{API}}$$

Donde:

API = Gravedad API del fluido.

### Sistema gaseoso

Para determinar el caudal de gas que pasa a través de choques positivos (orificio fijo), se tienen fórmulas empíricas que proporcionan valores aproximados al que se obtendrían con mediciones físicas (separador).

Para obtener el caudal de gas se puede utilizar la siguiente ecuación:

$$Q_g = \frac{C \cdot P_s}{(T^\circ \times Y_g)^{1/2}}$$

Donde:

$Q_g$  = Caudal de gas (MPCD)

$C$  = Coeficientes de estranguladores

$P_s$  = Presión de surgencia (psi)

$T^\circ$  = Temperatura de flujo ( °R )

$Y_g$  = Gravedad específica del gas

Generalmente se puede estimar que:

$$T^{\circ} = 80^{\circ}\text{F} ( 540^{\circ}\text{R} )$$

$$Y_g = 0.6$$

Con lo que la ecuación anterior se reduce a:

$$Q_g = \frac{C \times P_s}{18}$$

## 2. Presión del reservorio

En los cálculos de la Ingeniería de reservorios y Geología es de suma importancia llegar a conocer el valor máximo de la presión del reservorio.

Una de las características establecidas de las pruebas de formación es su capacidad para dar la lectura de la presión del reservorio, especialmente durante el último periodo de cierre o restitución.

La experiencia ha demostrado que es difícil obtener una lectura mecánica estabilizada durante la parte final del periodo de restitución en el cierre. Se ha transformado en práctica general el hecho de tener un registro inicial de la restitución durante el cierre; este cierre se tomaría luego de un flujo de fluido mínimo desde la formación; al llevar a cabo esto, se provoca una perturbación mínima en la formación; como consecuencia la presión se restituirá al máximo y se estabilizará en un corto tiempo.

Sin embargo, no siempre se tomará un registro inicial de restitución de la presión, o aún cuando se lo haya realizado puede que la restitución no haya estabilizado en una lectura máxima dentro del tiempo dado, por lo tanto, no se podrá restituir mecánicamente la presión máxima del reservorio.

Si en la prueba de formación no es posible obtener el registro mecánico de la presión máxima del reservorio, durante los periodos de cierre, entonces es posible llegar a determinar la presión máxima en base al análisis de las curvas de restitución registradas en los cierres.

### **3. Permeabilidad**

La permeabilidad se determina realizando el análisis de la restitución de la presión y es conocida como permeabilidad efectiva (Es la permeabilidad de un fluido en particular cuando la saturación de este fluido en la roca es menor del 100%). La permeabilidad efectiva se deriva de la capacidad de la formación para transportar fluidos y del reajuste de los mismos después del cierre. Afortunadamente, la precisión requerida en el cálculo de la permeabilidad no es rigurosa, por lo que el valor aproximado obtenido de una prueba de formación es muy útil y representa un valor promedio efectivo del área de drenaje que en muchas ocasiones es muy complejo y por este motivo puede ser un valor más preciso que la permeabilidad reconstruida al tomar un testigo de la formación.

### **4. Daño a la formación**

Es una de las determinaciones más importantes que se hace a partir de la información de un ensayo para la estimación de la presencia y magnitud del daño durante la perforación. Esto es particularmente para ensayos que arrojan una baja recuperación de fluido. En el pasado una recuperación pobre de fluido significaba solamente un potencial bajo de producción. Como resultado, muchos pozos fueron abandonados; posteriormente, un mayor conocimiento técnico ha demostrado que algunos de estos pozos podrían ser productores comerciales, debido a que necesitaban ser previamente estimulados.

En muchos casos puede hacerse una estimulación en forma de un simple lavado ácido para eliminar el daño.

El daño durante la perforación se define como una zona (inmediatamente adyacente al pozo), de reducida permeabilidad.

Generalmente, es ocasionado por la acción mecánica al perforar un pozo a través de la formación, por cuyo resultado puede reducirse el caudal de fluido entrante al pozo por efecto de alguna caída de presión inducida durante la prueba. El daño puede ser tan fuerte que puede llegar hasta impedir totalmente la producción del fluido de formación.

#### **Causas del daño a la formación**

Cinco son las causas más comunes con respecto al daño de formación, las cuales mencionaremos a continuación:

- **Invasión de filtrado de lodo a la formación**

La invasión del fluido de perforación hacia la formación ocurre en cualquier momento, cuando la formación tiene permeabilidad alta y cuando el fluido tiene pérdida por filtrado. El lodo de perforación tiene peso y desarrollará una presión hidrostática que debe ser mayor a la presión de formación, lo contrario tenderá a ocasionar un amago de descontrol. El sistema de fuerza desequilibrada tiende a existir un cierto movimiento de fluido de la cercanía del pozo hacia la formación aún después de establecer el revoque formado por el lodo. Cuanto mayor sea la propiedad de perder agua del lodo de perforación mayor será la cantidad de agua de filtrado que tienda a entrar a la formación.

Algunas formaciones no son compatibles con el agua de invasión y reaccionan en forma adversa. Un tipo de reacción es por ejemplo de una arena sucia que ha estado expuesta únicamente a una solución de agua salada, de pronto si se inyecta agua dulce, las impurezas que contiene la formación tienden a absorber el filtrado produciendo un hinchamiento, los cuales reducen las aberturas que permiten el pasaje del fluido y se genera el daño a la formación.

- **Invasión de sólidos de perforación a la formación**

Algunas formaciones poseen alta permeabilidad como para permitir la entrada de sólidos del fluido de perforación. Puede ser que la diferencia de presión entre la hidrostática del lodo y de la formación sea lo suficientemente grande como para acuñar o empaquetar estos sólidos en la formación tal que cuando se invierta la diferencial de presión a favor de la formación resulte que el acuñamiento no se rompa. Como resultado de este fenómeno se reducen las aberturas que permiten el pasaje del fluido y se genera el daño a la formación en la cercanía del pozo.

- **Daño causado por el trépano**

La acción mecánica de la mayoría de los trépanos aflojan y astillan la formación delante del mismo, mientras que el lodo va lavando los recortes, si estos no son removidos el trépano continuará molíendolos y los transformará en partículas más pequeñas. Puede ocurrir que estas partículas sean lo

suficientemente pequeñas como para ser reinsertadas dentro de las aberturas de la formación y sumado al efecto de la presión diferencial puede resultar como se mencionó anteriormente un taponamiento del tipo de una cuña, generando de esta manera un daño alrededor del pozo.

- **Daño de producción (efecto de permeabilidad relativa)**

Se produce por la misma acción de la producción del fluido de la formación y caída de presión, como también la fuerza del matrix puede crear problemas que induzcan a una situación de daño. Un tipo de daño de producción es el taponamiento de gas. Puede ser también suficiente la caída de presión al abrir la herramienta de ensayo como para causar que el gas salga de la solución del reservorio. Las burbujas de gas llenan y taponan las aberturas naturales y se crea un efecto de daño alrededor del pozo.

- **Daño durante las perforaciones (Testigos laterales)**

Durante el proceso de extracción baleo, la formación que se encuentra alrededor del hueco que forma este, es triturada y compacta. Este fenómeno puede llegar a reducir la permeabilidad hasta en un 80%. Si el baleo es efectuado con la técnica sobre balanceado (over-balance), los túneles pueden llegar a bloquearse con suciedad del fluido contaminado del pozo y de las cargas mismas. La suciedad y el daño a la roca deben ser removidos para proveer un flujo de fluidos sin obstrucciones. El pistoneo (swabbing) es algunas veces utilizado pero casi siempre falla al crear suficiente diferencial de presión para desbloquear la roca en la zona compactada. Registros de producción y pruebas han indicado claramente que al pistonear solo se limpian unas cuantas perforaciones.

La técnica del baleo más eficaz para la obtención de perforaciones limpias es el baleo conducido por tubería ó (TCP), la cual puede utilizar balas de alta penetración (deep penetración) o de agujeros grandes (big hole) y de crear una apropiada diferencial de presión hacia la formación. Esta técnica ha demostrado ser segura, eficiente para la terminación de pozos y para evitar daño a la formación. Además el pozo permanece bajo control durante todas las operaciones.

Todas estas formas diferentes de daño restringen la velocidad del flujo del fluido de formación hasta un punto menor que aquél, que podría esperarse de las condiciones existentes en el reservorio y de la disminución de presión. En la actualidad un análisis normal de la información de la prueba de formación no es suficiente para determinar la profundidad o el tipo de daño ocasionado, pero una prueba correctamente realizada, generalmente otorga la suficiente información como para determinar el efecto de daño. Puede otorgarse una evaluación más completa y exacta de la formación, complementando la información y el análisis con otros datos obtenidos de los perfiles eléctricos.

### **5. Agotamiento**

Si un reservorio determinado es suficiente pequeño para que su área total se vea afectada por la prueba de formación normal, ocurrirá un agotamiento de la presión que será detectado por dicha prueba correctamente conducida. Si el volumen relativamente pequeño de fluido extraído ocasiona una reducción de la presión durante la prueba de formación; entonces, se tiene un reservorio extremadamente pequeño y la experiencia ha demostrado que no será comercialmente provechoso.

### **6. Radio de investigación**

Debido a que hay una extracción física del fluido de formación durante la prueba, habrá también un efecto definido sobre la formación hasta una distancia determinada. Esta distancia es conocida como el Radio de Investigación de la prueba. Esta característica puede ser usada para determinar el espaciamiento de pozos y otros cálculos volumétricos.

### **7. Indicación de barreras**

Si existe una barrera como una falla geológica, el contacto de fluido dentro del radio de investigación durante la prueba o cualquier otra anomalía puede verse reflejado en el análisis de la presión. A menudo es posible determinar la clase de anomalía mediante otros datos de evaluación y por la experiencia de la interpretación.

## **CAPITULO III**

### **PRUEBAS DE POZOS “DRIL STEM TEST” REALIZADAS EN EL CAMPO CORVINA**

#### **3.1 Características**

Al término de la perforación de cada pozo, se procede a la toma de registros eléctricos (litológicos, petrofísicos y de contenido de fluidos); estos registros junto con el registro de lodo (“mudlog”) sirven para determinar los intervalos que serán probados.

Considerando que la formación Zorrito no es homogénea, sino que está conformada por varios cuerpos de areniscas separados por capas impermeables de lutitas, ha sido necesario que se pruebe cada uno de estos cuerpos de arenisca que actúan como reservorios independientes.

Una vez que se determinan los intervalos a ser probado se definen el número de disparos (punzoneamiento) por pie (para hacer fluir el pozo), se baja una escopeta para realizar los disparos. Luego se retira la escopeta y se baja la sarta de prueba de producción.

Al término de cada prueba los intervalos probados son separados por empaques (tapones) mecánicos para continuar con la siguiente prueba.

Para la puesta en prueba de los pozos, se instala el Cabezal de Producción, como se muestra en la Figura N° 3.2 (“Christmas tree” ó árbol de navidad), el cual está conectado al puente de producción tanto en tubos como en forros.

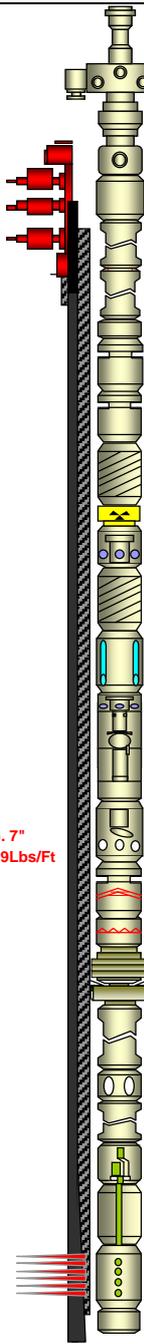
Los pozos surgentes, son estrangulados por diferentes reductores (“bean”), para tratar de mantener el mayor tiempo posible la energía del reservorio, obteniendo el caudal óptimo máximo.

#### **3.2 Antecedentes y Data Disponibles DST’S**

Para las pruebas de los pozos CX11-21XD, CX11-16, CX11-14D-ST1 y CX11-18XD, el equipo de prueba se instaló en el segundo nivel de la plataforma Z1A-40-CX-11 (Figura N° 3.3). Este arreglo está basado en un primer diseño de prueba bajo la premisa de una alta producción de gas para los 500 pies de arena neta estimados inicialmente, antes de tener los resultados del perfilaje eléctrico. El mismo consideraba una tasa de 50 MMSCFD y 200 barriles/día de

condensados. Una vez encontrado el petróleo con un caudal de hasta 3,150 barriles/día crudo de 23 °API, con un estrangulador de ½" y presión fluyente en cabeza de 1100 psig a pozo fluyendo (surgente); múltiples modificaciones fueron efectuadas en el equipo de producción para poder manejar tasas más altas durante las pruebas de producción.

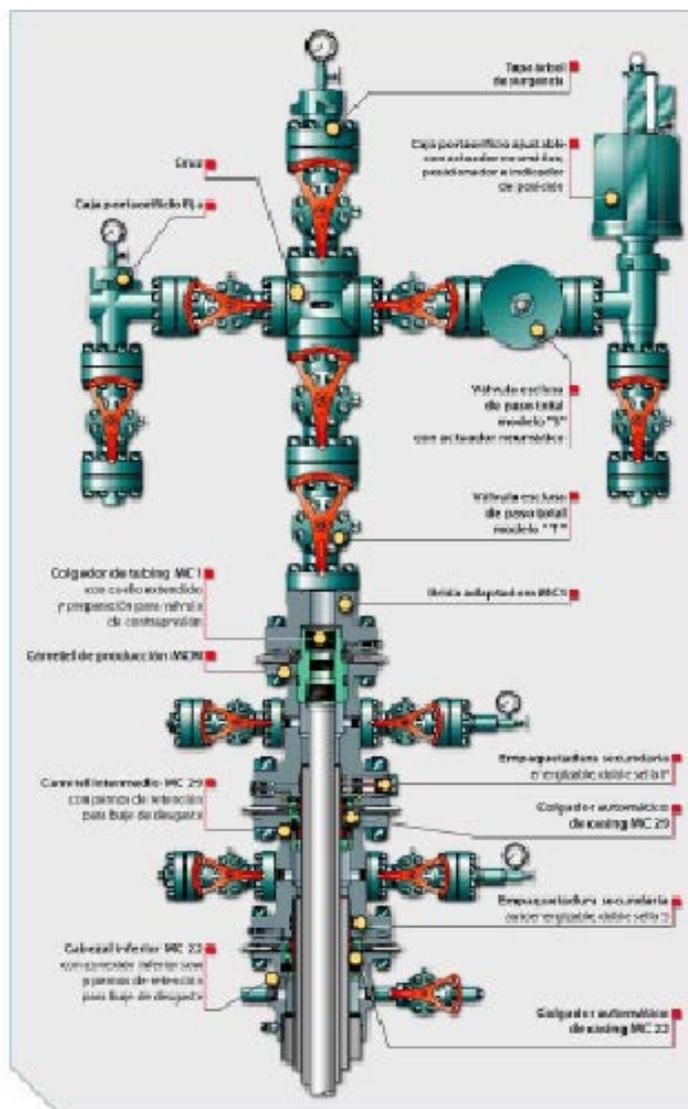
**Figura N° 3.1 Sarta de Prueba de Formación (DST) Típica**

String	Description	Sup Comp.	OD pul.	ID pul.	BOX	PIN	LONG (FT)	DEPTH		
								From	To	
 <p>CSG. 7" Wt 29Lbs/Ft</p>	Flow head 5 Kpsi	SLB		3.06	N/A	3.5 IF	5.14	-4.35	-4.35	
	X-Over	SLB	6.50	2.50	3.5 IF	3.5 Van Top	2.56	-4.35	-1.79	
	Pup joint	SLB	3.50	2.50	3.5 Van Top	3.5 Van Top	16.00	-1.79	14.21	
	Tubing 3 1/2" VAN TOP 9.3#	CIA	3.50	2.90	3.5 Van Top	3.5 Van Top	10874.00	14.21	10888.21	
	X-over	SLB	5.00	2.25	3.5 Van Top	3 1/2" IF	1.25	10888.21	10889.46	
	SLIP JOINT 5 FT STROKE	SLB	5.00	2.25	3 1/2" IF	3 1/2" IF	24.00	10889.46	10913.46	
	SLIP JOINT 5 FT STROKE	SLB	5.00	2.25	3 1/2" IF	3 1/2" IF	24.00	10913.46	10937.46	
	4 Stands DC 4 3/4" 47# (12 Joints)	CIA	4.75	2.25	3 1/2" IF	3 1/2" IF	360.00	10937.46	11297.46	
	Radioactive Sub	SLB	5.00	2.25	3 1/2" IF	3 1/2" IF	1.25	11297.46	11298.71	
	SHRV Reversing Valve	SLB	5.00	2.25	3 1/2" IF	3 1/2" IF	4.46	11298.71	11303.17	
	1 Stand DC 4 3/4" 47# (3 Joints)	CIA	4.75	2.25	3 1/2" IF	3 1/2" IF	89.00	11303.17	11392.17	
	GAUGE CARRIER (DGA) 4 SENSORS 1 for Annulus, 2 Below Valve, 1 for Tubing pressure	SLB	5.00	2.25	3 1/2" IF	3 1/2" IF	10.89	11381.28	11392.17	
	IRDV - IRIS Dual Valve	SLB	5.00	2.25	3 1/2" IF	3 1/2" IF	20.40	11392.17	11412.57	
	TUBING FILL TEST VALVE (TFTV)	SLB	5.00	2.25	3 1/2" IF	3 1/2" IF	5.81	11406.76	11412.57	
	HYDRAULIC JAR (JAR-F)	SLB	5.00	2.25	3 1/2" IF	3 1/2" IF	8.33	11412.57	11420.90	
	SAFETY JOINT	SLB	5.00	2.25	3 1/2" IF	3 1/2" IF	1.67	11420.90	11422.57	
	Packer Positrieve 7" - 29 #	SLB	5.89	2.25	3 1/2" IF	2 7/8" Eue	9.85	11422.57	11432.42	
	TUBING 2 7/8" EUE (3 joints)	CIA	2.88	2.5	2 7/8" Eue	3 1/2" Eue	30.00	11432.42	11462.42	
	DEBRIS SUB	SLB	2.88	2.50	2 7/8" Eue	2 7/8" Eue	1.74	11462.42	11464.16	
	TUBING 2 7/8" EUE (1 joint)	CIA			2 7/8" Eue	3 1/2" Eue	9.25	11464.16	11455.16	
	SXAR-HDF-HDF-FIRING HEAD (Automatic Release)	SLB	2.88		2 7/8" Eue	Special	12.60	11455.16	11467.76	
	SAFETY SPACER	SLB	4.50			Special	Special	12.24	11467.76	11480.00
	GUNS 4 1/2" (POWER JET OMEGA - PURE)	SLB	4.50			Special	Special	20.00	11480.00	11500.00
BULL NOSE	SLB				Special	Special	0.59	11500.00	11500.59	

Al término de cada prueba los intervalos probados son separados por empaques (tapones) mecánicos, para continuar con la siguiente prueba.

### Tipo de Cabezal a Usar

Figura N° 3.2 Cabezal de Producción, (“Christmas tree” ó árbol de navidad)

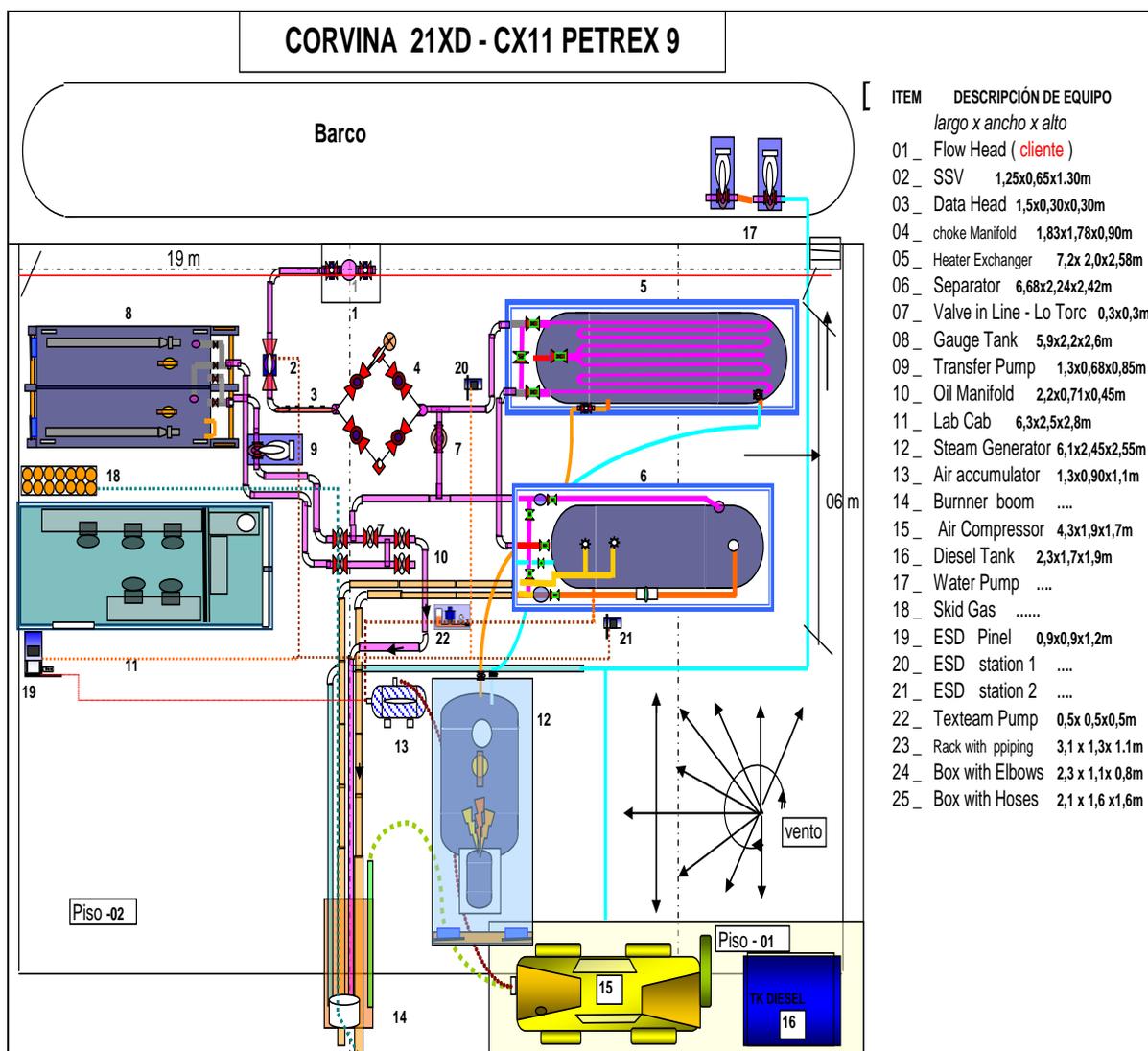


Las pruebas fueron llevadas a cabo para determinar la existencia de hidrocarburos producibles en las zonas de Zorritos Superior y Zorritos Inferior, las cuales habían mostrado indicios de presencia de hidrocarburos, tanto en el perfilaje eléctrico como en los registros de mud logging.

En las pruebas de formación, las zonas que probaron agua fueron aisladas con tapones mecánicos (todas por debajo de la zona de petróleo), los cuales fueron

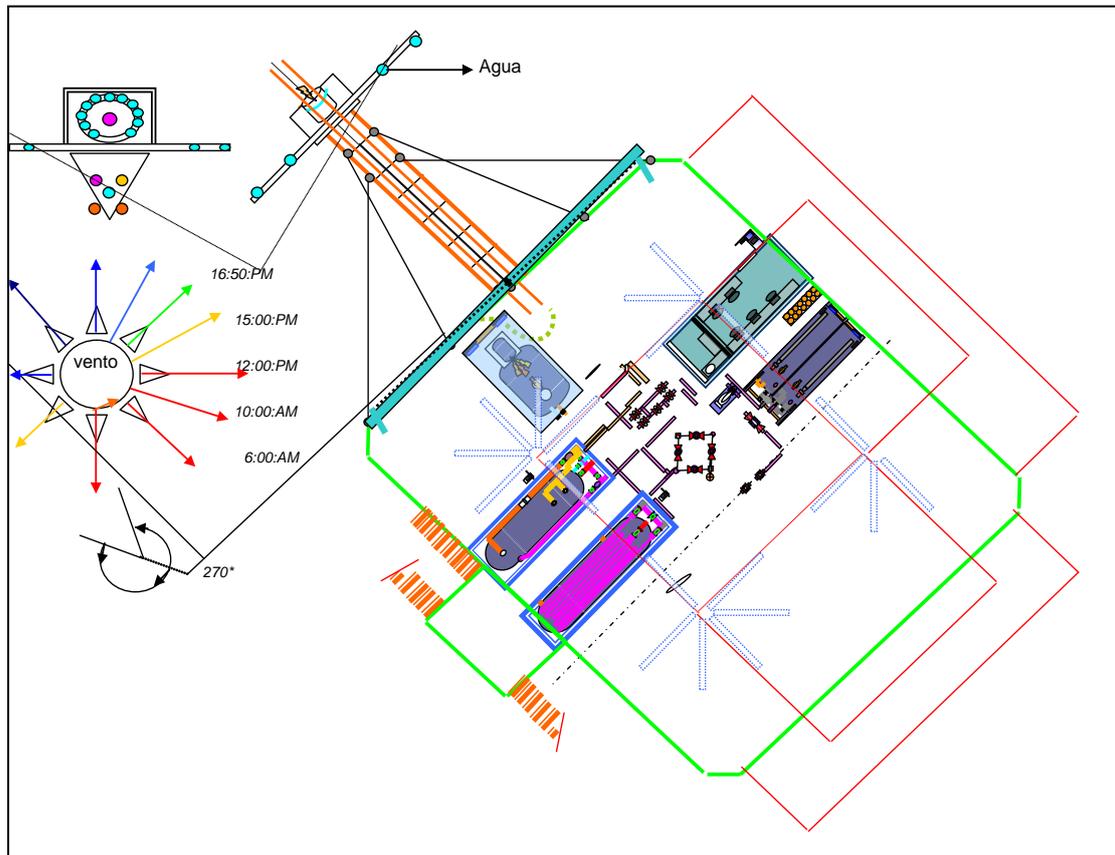
sometidos a pruebas de presión antes de proseguir con las pruebas de las secciones superiores.

**Figura N° 3.3 Distribución y Arreglo del Equipo de Prueba en Plataforma Z1A- 40-CX-11**



En la Figura N° 3.4 se muestra una vista de la sección transversal del quemador y de la distribución de la dirección del viento en las 24 horas del día.

**Figura N° 3.4 Vista Planta del Equipo en Plataforma. Sección Transversal del Quemador**



### 3.3 Tiempos de pruebas de pozos

En los cuadros N° 3.1 y N° 3.2 se presenta las fechas de inicio y terminación de las pruebas de los pozos CX11-21XD y CX11-16 realizadas.

**Cuadro N° 3.1 Data en Superficie Pruebas en CX11-21XD**

Prueba	Fecha de inicio fin del proceso de prueba	Tiempo de prueba efectivo (quema)	Tipo de Fluido
Y DST#1	11 de febrero hora 10:54 hasta 12 de febrero a las 10:10	9 horas	(Intervalo no productivo) caudal de gas mínimo no medible
DST#2	19 de febrero hora 10:44 hasta las 23:59 del mismo día	10 horas	(Intervalo no productivo) caudal de gas mínimo no medible
DST#3	26 de febrero hora 13:15 hasta 27 de febrero a las 24:00	24 horas	Crudo a caudales oscilantes entre 400 a 3000 bbl/d
DST#4	05 de marzo hora 16:43 hasta 07 de marzo 06:02	36 horas	Gas a caudales oscilantes entre 4 a 40 MMscfd
DST#5	13 de marzo a las 13:40 hasta las 23:48 del mismo día	8 horas	(Intervalo no productivo) caudal de gas mínimo no medible
DST#6	17 de marzo a las 17:03 hasta 18 de marzo a las 12:19	20 Horas	Gas a caudales oscilantes entre 2 a 20 MMscfd
DST#7 Completación	01 de abril a las 16:13 hasta 02 de abril a las 06:17	14 Horas	Crudo a caudales oscilantes entre 400 a 5900 bbl/d

**Cuadro N° 3.2 Data en Superficie Pruebas en CX11-16**

<b>Prueba</b>	<b>Fecha de inicio fin del proceso de prueba</b>	<b>Tiempo de prueba efectivo (quema)</b>	<b>Tipo de Fluido</b>
DST#1	11 de mayo hora 20:47 hasta 12 de mayo a las 05:04	9 horas	(Intervalo no productivo) caudal de gas mínimo no medible
DST#2	15 de mayo hora 22:42 hasta 16 de mayo a las 04:34	9 horas	(Intervalo no productivo) caudal de gas mínimo no medible
DST#3	21 de mayo hora 16:36 hasta 22 de mayo 13:15	17 horas	Gas a caudales oscilantes entre 2 a 14 MMscfd
DST#4	27 de mayo hora 05:14 hasta 28 de mayo a las 06:16	9 horas	(Intervalo no productivo) caudal de gas mínimo no medible
DST#5 Completación	06 de junio hora 16:54 hasta 09 de junio 06:01	41 horas	Gas a caudales oscilantes entre 2 a 19 MMscfd

### **3.4 Resultados de las Pruebas de Pozo**

Los cuadros N° 3.3 y N° 3.4 muestran la información obtenida con los sensores de fondo así como un análisis preliminar de la misma. Los resultados obtenidos muestran la alta variabilidad de los diferentes estratos productores, no solo en el tipo de fluido en producción, sino también en las características propias del reservorio en cuanto a permeabilidad e índices de productividad. Esta alta variabilidad puede verse de forma marcada inclusive en las arenas de producción de Gas, las cuales estando a profundidades relativamente contiguas los índices de productividad y permeabilidad son marcadamente distantes.

**Cuadro N° 3.3 Resumen de Resultados Prueba de Pozo CX-11-21XD**

DST	1	2	3	4	5	6	7 COMPLETACIÓN
Formación	Zorritos Inferior	Zorritos Superior					
Fluidos producidos	Agua	Agua	Petróleo	Gas	Agua	Gas	Petróleo
Intervalo cañoneado, tope-fondo (ft MD)	8908-9432	7606-8264	6947-7176	6488-6684	7310-7335	6798-6812	6947-7176
Caudal de agua (bbl/d)	5200	5500	N/A	N/A	2128	N/A	N/A
Caudal de petróleo (bbl/d)	N/A	N/A	3150	N/A	N/A	N/A	5900
Caudal de gas (MMscf/d)	N/A	N/A	N/A	40.5	N/A	19.8	
Volumen acumulado	771.53 bbl	1,391.23 bbl	964.55 bbl	13.57 MMscf	236.83 bbl	10.34 MMscf	2293 bbl
API	N/A	N/A	22.7	34	N/A	34	22.4
Gravedad específica SG	N/A	N/A	0.604	0.63	N/A	0.69	0.64
Permeabilidad promedio (mD)	626	93	1330/495	58.9	NR	38	
Índice de productividad IP	75 bpd/psi	16 bpd/psi	14.55 bpd/psi	223.76 Mscfd/psi	4.11 bpd/psi	15.40 Mscfd/psi	

El análisis de las respuestas de presión durante el Build Up de la zona de petróleo, mostro un comportamiento que puede ajustarse a múltiples modelos; sobre la base de la información que se dispone actualmente. Las estimaciones de la permeabilidad de estas arenas productoras de petróleo se ajustan a modelos que van desde 495 mD hasta 1330 mD.

Cuadro N° 3.4 Resumen de Resultados Prueba de Pozo CX11-16

DST	1	2	3	4	Completación
Formación	Zorritos Superior	Zorritos Superior	Zorritos Superior	Cardalitos	Zorritos Superior
Fluidos producidos	Water	Water	Gas	Gas	Gas
Intervalo cañoneado, tope-fondo (ft MD)	6919-7112	6670-6834	6110-6336	5626-5880	6110-6336
Caudal de agua (bbl/d)	350.4	1008			
Caudal de petróleo (bbl/d)					17.26 Condensate
Caudal de gas (MMscf/d)			14.26	0.4	18.5
Volumen acumulado	112 bbl	127.2 bbl	13.23 MMscf	0.013 MMscf	10.79 MMscf
API del HC condensado			35.6	NR	34.8
Gravedad específica Gas SG			0.604	0.67	0.58
Índice de productividad IP Mscf/d/psi			15.70	0.36	15.93

## **CAPITULO IV**

### **MEJORAS DE LAS PRUEBAS DE POZOS “DRILL STEM TEST”**

#### **4.1 Objetivos de las Pruebas de Pozos Utilizando las Facilidades Temporales**

El objetivo primario de las pruebas de pozos es determinar el tipo de yacimiento, sea depletación primaria, empuje hidráulico, o una combinación de ambos. Las pruebas permitirán alcanzar varios objetivos secundarios, tales como:

- Determinación del potencial máximo de los pozos del campo, bajo condiciones estándares de producción.
- Determinación de la relación gas-petróleo para la definición de la presión de burbujeo, con los fines de precisar los volúmenes de hidrocarburos in situ y proyectar el comportamiento futuro del yacimiento.
- Determinación de las condiciones operativas óptimas de producción de los pozos en conjunto, debido a las grandes diferencias que existen en el comportamiento individual de cada pozo.
- Determinación de la continuidad de las arenas lateralmente y verticalmente y del nivel de interferencia entre los pozos.
- Monitoreo de la calidad de los efluentes.
- Validar conceptos y equipos de procesamiento, los cuales estarán incorporados a las facilidades futuras permanentes de producción del campo.

#### **4.2 Ventajas de las Facilidades Temporales de Prueba de Pozos**

La realización de pruebas de producción bajo este esquema trae las siguientes ventajas:

- Minimización de la afectación a la calidad del aire al no tener que quemar los hidrocarburos líquidos emergentes de los pozos en prueba.

- Mayor seguridad en las operaciones de perforación, ya que la quema de gas se efectuará no en plataforma sino en sistema flotante de producción FPSO alejada de la plataforma en 500 metros.
- Mayor seguridad en las operaciones de perforación, ya que los equipos de producción no estarán en plataforma sino en sistema flotante de producción FPSO alejada de la plataforma en 500 metros, disminuyendo el peso a la que se encuentra sometido la plataforma, también mayor espacio para la circulación del personal en caso de emergencias.
- Eliminación de punto de riesgo de incendio y explosión en la plataforma.
- Aprovechamiento de los hidrocarburos líquidos emergentes de los pozos en prueba al ser entregados a terceros para generar productos derivados.
- Definición de los mecanismos de producción del yacimiento y así establecer los planes de desarrollo más eficientes para aprovechar los recursos de la mejor manera, y con un mínimo de afectación ambiental. El desarrollo de campos de manera poco óptima implica el desarrollo de estructuras en mar de poca vida útil y bajo aprovechamiento del recurso.
- Importantes ingresos para la Nación y la Región, pues la entrega de hidrocarburos a terceros implica un pago directo de regalías y un pago de impuesto sobre la renta.

#### **4.3 Componentes de las Facilidades Temporales de Pruebas de Pozos en el campo Corvina**

El proyecto presente se encuentra constituido por los siguientes componentes (Figuras N° 4.1 y N° 4.2):

- Plataforma CX-11 donde están ubicados los pozos a probar.
- Multiple o manifold de prueba en la plataforma CX-11, el mismo que mediante un sistema de válvulas de control de flujo, permitirá derivar el producto a las diferentes líneas de prueba a instalar.
- Dos montantes (“Risiers”) de tuberías de 6” de diámetro y 65 metros de longitud aproximadamente, que descenderán al fondo del mar donde se conectarán cada una, con su respectiva línea submarina, existiendo en consecuencia dos líneas submarinas de 6” (ver Figura N° 4.1).

- Una línea submarina de 8" de 500 metros de longitud conectando el FPSO al buque tanque (ver Figura N° 4.2).
- Conjunto de mangueras flexibles, submarinas y flotantes, de 6" y 8", que conectan las líneas submarinas que vienen de la plataforma a la barcaza de almacenamiento y proceso del petróleo crudo (FPSO) y desde ésta a la línea submarina de 8" que transportará el crudo hasta el amarradero de buques tanque (ver Figuras N° 4.1 y N° 4.2).
- Una barcaza cautiva para el sistema de pruebas de producción flotante y almacenamiento de la producción de los pozos (FPSO). Dispondrá de los siguientes equipos: separadores, desgasificadores, "scrubber", "skimmer", quemadores y tanques con una capacidad de almacenamiento de aproximadamente 40000 bls.
- Embarcaciones dedicadas al almacenamiento y transporte de los fluidos producidos; estas embarcaciones usarán el amarradero diseñado para los buques tanque, ubicado a una extremidad de la línea de 8" (ver Figura N° 4.2).
- Sistemas de boyas para amarre de la barcaza FPSO y de las embarcaciones de carga y transporte de hidrocarburos.
- Boyarines de demarcación de puntos finales (troncales) de las líneas submarinas.
- Boyas superficiales y submarinas de sostenimiento de mangueras.
- PLEM's de fijación de puntos "troncales" e iniciales de las líneas submarinas.
- Finalmente y de manera indirecta, se encuentra el Muelle de Cargas de la refinería de Petroperú en Talara, el lugar donde se hará la entrega del crudo.

FIGURA N° 4.1: FACILIDADES DE SEPARACION y ALMACENAMIENTO DE LOS FLUIDOS PRODUCIDOS EN LA PLATAFORMA Z1A-40-CX11

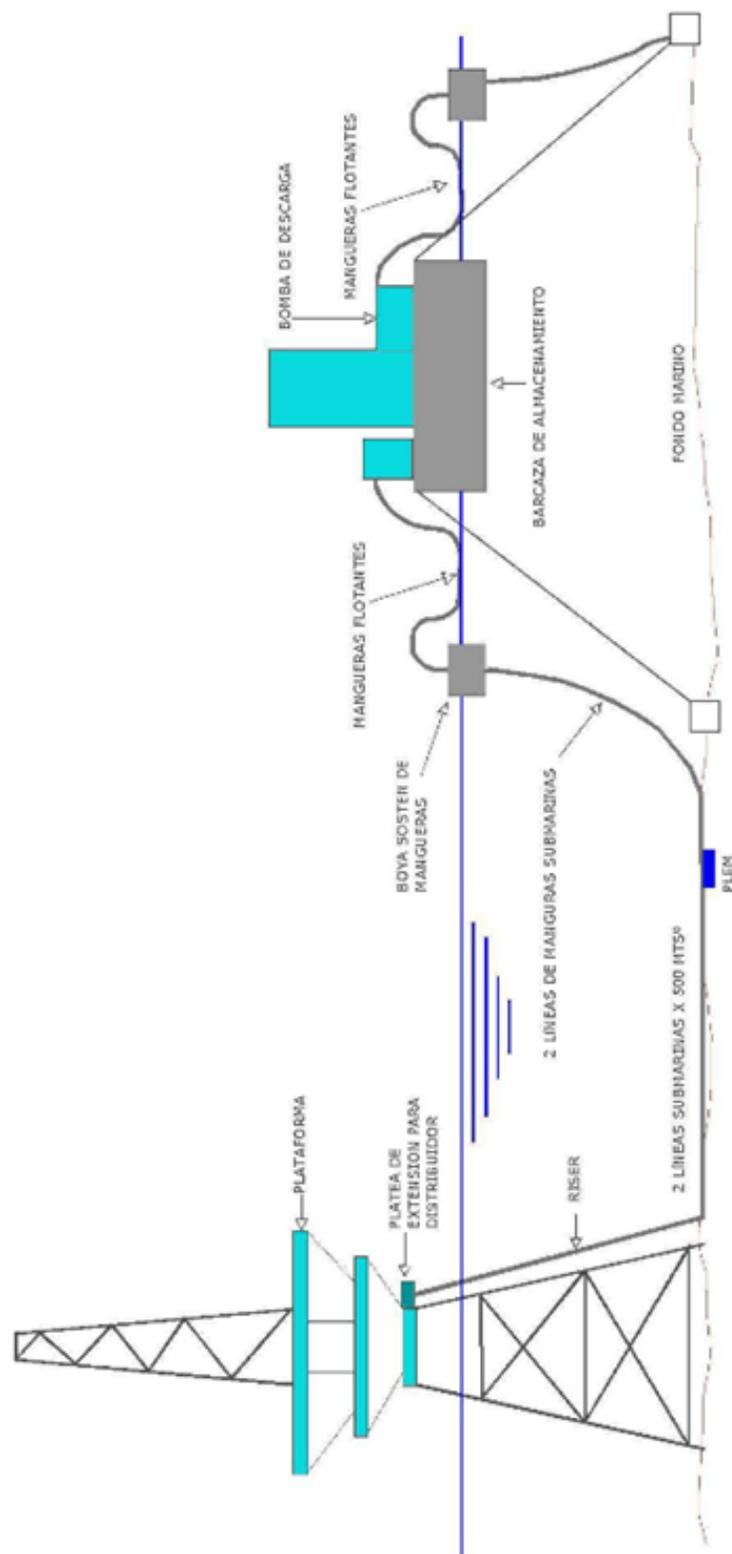
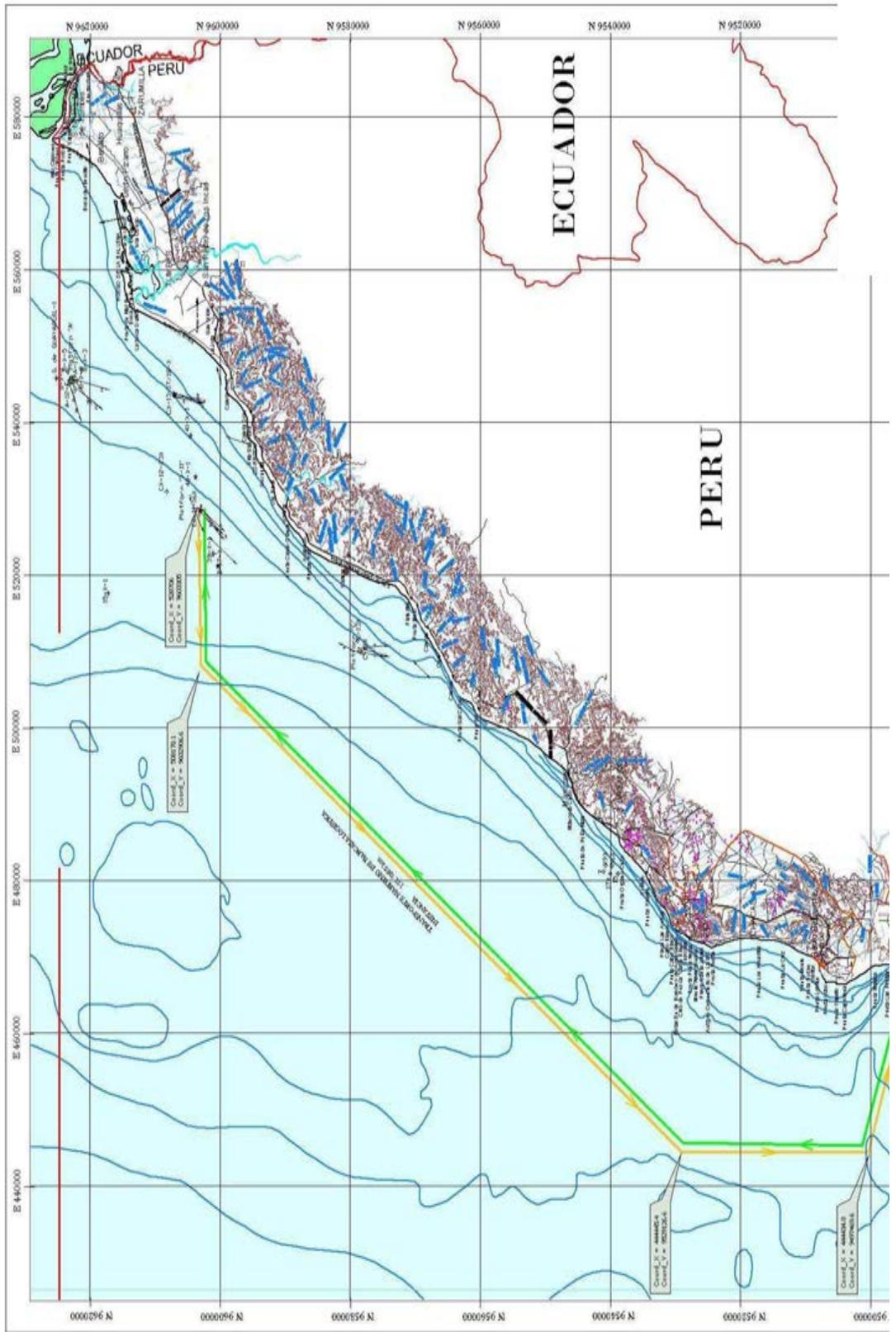




FIGURA N° 4.3. UBICACIÓN GEOGRÁFICA Y RUTA DE NAVEGACIÓN PARA EL TRANSPORTE DEL CRUDO



#### **4.4 Ubicación geográfica del Proyecto**

El proyecto se localiza en su totalidad dentro de un área que se define como poligonal del Lote Z-1, que ocupa una superficie de 391,70 km<sup>2</sup> y que está ubicado sobre el zócalo continental en el Noroeste del Perú, en parte de la cuenca geológica de Tumbes-Progreso, específicamente en el Campo Corvina en las cercanías de la Plataforma Z1A-40-CX11 a unos 12.6 Km. de Zorritos y 16.8 Km. de Caleta La Cruz.

#### **Area de Influencia**

En la evaluación de los impactos ambientales que potencialmente puede originar un proyecto de infraestructura será importante definir el área de influencia ambiental del proyecto, para poder en ella identificar las características ambientales preexistente a la ejecución de las obras, para establecer así una línea de base, que sirva de punto de referencia y compararla con un pronóstico de la futura situación ambiental que se espera como resultado de la ejecución de las obras y operación del proyecto.

Al respecto, debemos tener en cuenta que el ambiente relacionado con el proyecto, se puede caracterizar esencialmente como un ambiente físico (componentes de suelos, aguas y aire) en el que existe y se desarrolla una biodiversidad (componentes de flora y fauna), así como un ambiente socioeconómico, con sus evidencias y manifestaciones culturales.

Para establecer en forma definitiva el área de influencia ambiental del proyecto, se efectúa no sólo una identificación, sino también una evaluación de los impactos ambientales potenciales y los riesgos debido al proyecto que puedan tener implicancias en la vulnerabilidad de los componentes ambientales.

#### **Para el proyecto**

Se ha definido el área de influencia indirecta del proyecto desde La Cruz a Caleta Acapulco en la línea de costa coincidiendo en línea recta con la plataforma Z1A-40-CX11, con la finalidad de determinar la intervención directa e indirecta a los ecosistemas marino, terrestre y social, económico y cultural.

Para ello se ha determinado un área de influencia directa y otra área de influencia indirecta.

El área de influencia se determina por los puntos A, B, C, y D dados en el Cuadro 4.1, la que hace un área de influencia total directa e indirecta de 351.82 km<sup>2</sup>:

**CUADRO 4.1  
COORDENADAS DEL AREA DE INFLUENCIA**

Punto	Coordenadas UTM Este	Coordenadas UTM Norte
A	524 592	9 586 285
B	525 561	9 608 501
C	545 834	9 609 375
D	547 201	9 598 568

### **Área de Influencia Directa**

Se define como área de influencia directa, al espacio físico que será ocupado en forma permanente o temporal durante la construcción y operación de toda la infraestructura requerida, así como al espacio ocupado por las facilidades del proyecto.

También son considerados los espacios colindantes donde un componente ambiental puede ser persistentemente o significativamente afectado por las actividades desarrolladas durante la fase de construcción y/o operación del proyecto.

### **Para el proyecto**

Se está considerando como área de influencia directa a un círculo de radio de 2 Km. alrededor de cada una de las 5 plataformas, lo que nos da un área total de 12.56 Km<sup>2</sup>. por plataforma y de 62.8 Km<sup>2</sup> para las 5 plataformas.

El cálculo de las cinco plataformas es solo referencial, pues se debe tener en cuenta que las pruebas extendidas de producción se harán uno por pozo y desde una plataforma por vez.

### **Área de Influencia Indirecta**

El área de influencia indirecta, está definida como el espacio físico en el que un componente ambiental afectado directamente, afecta a su vez a otro u otros componentes ambientales no relacionados con el Proyecto aunque sea con una intensidad mínima.

El área de influencia viene a ser el resultado de un conjunto de áreas de acuerdo al alcance de los diferentes componentes que comprende el medio (Aire, agua, suelo, etc.).

Si bien esta delimitación global es la que se usa mayormente, es importante conocer el alcance que tiene cada uno de los distintos componentes ambientales sobre el proyecto, debido a que el alcance va a variar.

### **Para el proyecto**

Se ha considerado como área de influencia indirecta a la zona marina comprendida entre los puntos A, B, C, D; zona continental comprendida entre las localidades de La Cruz y Acapulco, con un área total aproximada de 351.82 Km<sup>2</sup>.

## **4.5 Descripción de las Actividades a Ejecutarse**

Las actividades y acciones que se llevarán a cabo durante la fase de construcción de las facilidades temporales para la prueba de pozos se detallan a continuación:

### **A) Acondicionamiento de la Barcaza como Sistema de Prueba de Producción Flotante y Almacenamiento de la Producción de los Pozos (FPSO).**

La barcaza Namoku, (Figura N° 4.4) adquirida, actualmente se encuentra en la ciudad de Paíta, acondicionada por un grupo de contratistas especializados para que opere como un Sistema de Pruebas de Producción Flotante y Almacenamiento de la producción de los Pozos (FPSO).

**Figura N° 4.4 Barcaza de Facilidades de Producción Namoku**



Los trabajos de acondicionamiento a la barcaza incluyen:

a) La instalación de los siguientes equipos básicos (Figura N° 4.5)

**Separador de Prueba**

- Tipo de separador: Horizontal
- Diámetro exterior del separador: 48"
- Longitud de costura a costura: 12'
- Temperatura de operación: 180° F
- Presión de operación: 180 psig
- Presión de diseño: 700 psig
- Capacidades:
  - Líquido: 6,000 BFPD
  - Gas: 3.4 MMSCFD
- Separador de Producción
- Tipo de separador: Horizontal
- Diámetro exterior del separador: 60"
- Longitud de costura a costura: 12'
- Temperatura de operación: 150° F
- Presión de operación: 180 psig

- Presión de diseño: 250 psig
- Capacidades:
  - Líquido:7,300 BFPD
  - Gas: 5.9 MMSCFD

### **Depurador de Gas**

- Tipo de separador: Vertical
- Diámetro exterior del separador:34”
- Longitud de costura a costura:7’6”
- Temperatura de operación:150° F
- Presión de operación:150 psig
- Presión de diseño: 250 psig
- Capacidades:
  - Líquido: 1,122 BFPD
  - Gas: 2.0 MMSCFD

### **Bota desgasificadora**

- Tipo de separador: Vertical
- Diámetro exterior del separador:30”
- Longitud de costura a costura: 20’
- Temperatura de operación: 120° F
- Presión de operación: 10 psig
- Presión de diseño: 50 psig
- Capacidades:
  - Líquido:7,500 BFPD
  - Gas:5.7 MMSCFD

### **Quemador**

### **Skimer**

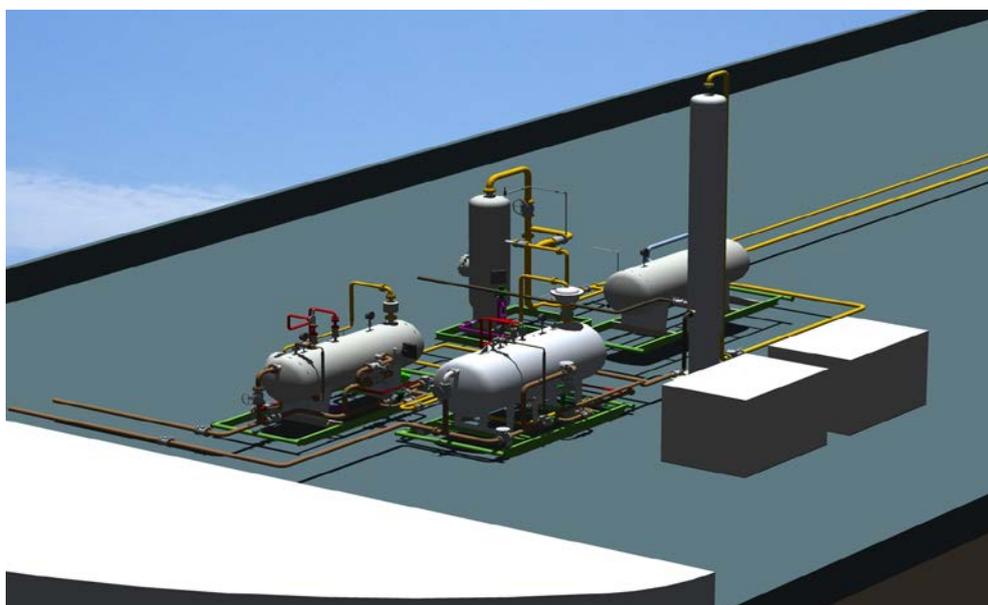
### **Bombas**

### **Sistema contra incendios**

- b) Acondicionamiento de los tanques.

- c) Instalaciones eléctricas: iluminación que incluye tuberías, cajas de conexión, aterramiento, cables, salidas y controles, tableros e interruptores, luminarias y otros.
- d) Movilización de los equipos desde el sitio de almacenaje hasta el sitio o lugar de instalación.
- e) Instalación de tuberías: transporte, doblaje, soldadura y colocación de tuberías, instalación de válvulas y accesorios.
- f) Instalación de equipos de control.
- g) Instalación de equipos de instrumentación.
- h) Instalación de la consola de control.

**Figura N° 4.5 Distribución de los Equipos**



## **B) Instalación del Múltiple de Producción y Tendido de las Líneas Submarinas.**

Para completar el Sistema de Facilidades temporales de prueba de pozos se instalarán los siguientes elementos:

- Un múltiple o “manifold” de prueba en la plataforma CX-11, el cual permitirá mediante un sistema de válvulas de control de flujo derivar el producto a las diferentes líneas de prueba a instalar.

- Dos montantes (“risers”) de tuberías rígidos conformados por tuberías soldadas de acero al carbono; dos de 6” de diámetro y 65 metros de longitud.
- Dos líneas submarinas de 6” de 500 metros de longitud cada una.
- Una línea submarina de 8” de 500 metros de longitud cada una.
- Las estructuras de fijación (PLEM: “Pipe Line End Manifold”) y dos líneas de mangueras submarinas de caucho de 6” de diámetro.
- Mangueras flotantes de caucho que se conectarán a una barcaza de producción, almacenamiento y despacho (FPSO: “Floating Production”, “Storage and Offloading”).
- Sistema de boyas.
- Boyarines de demarcación.
- Boyas superficiales.

### **C) Prueba hidrostática**

Cuando un tramo de la tubería esté totalmente terminado, se someterá a la prueba hidrostática, como procedimiento de control de calidad de las líneas y así garantizar que no habrá pérdidas por soldadura deficiente de la tubería.

La prueba hidrostática permitirá conocer las variaciones de presión en la tubería bajo prueba, mediante el sellado especial y temporal de los extremos del tramo y la inyección de agua hasta alcanzar la presión especificada para la prueba.

Al finalizar esta evaluación, el agua es desalojada del tramo respectivo de la tubería. Esta prueba será realizada de acuerdo a la normativa peruana que lo regula.

### **D) Prueba de Rayos X**

Esta prueba consiste en realizar radiografías a las tuberías a fin de verificar que la soldadura realizada no tenga defectos. Durante la ejecución de la misma, no se generarán desechos radioactivos, ya que la fuente radioactiva a emplear es responsabilidad del proveedor del servicio de inspección radiológica, así como también es responsabilidad del proveedor el manejo y disposición final del líquido utilizado para el revelado de las placas.

### **E) Pintura y Protección Catódica**

Una vez terminadas las tuberías se procederá a pintarlas, utilizando pintura anticorrosiva; y finalmente se colocará el sistema de protección catódica, a fin de protegerlas contra la corrosión.

### **F) Movilización de las Barcazas**

Una vez terminado el acondicionamiento de la barcaza; ésta será transportada hacia la Plataforma Z1A- 40-CX-11, usando remolcadores. Una vez ubicada la barcaza en el sitio establecido, se fijara al fondo marino mediante boyas de amarre, las mismas que dispondrán de líneas de anclaje compuestas por cables y cadenas de acero conectadas a anclas de acero.

## **4.6 Descripción de los Procesos en las Facilidades Temporales de Prueba de Pozos**

Los fluidos provenientes del pozo serán derivados a través de la válvula distribuidora (“manifold”) ubicada en la plataforma a un Separador de Prueba Trifásico, donde se medirá: caudal de fluido líquido y gas asociado, proporción de agua dentro del fluido producido, salinidad, API, temperatura y se separarán las tres fases (crudo, agua, y gas) (Figura N° 4.5).

El crudo separado de impurezas (agua, sedimentos y gas) será conducido hacia la bota desgasificadora para realizar una segunda separación de gas a baja presión. El crudo será enviado a almacenamiento y el gas producto de esta separación al “scrubber” de gas para separar la mayor cantidad de líquidos, los cuáles una vez separados serán conducidos de vuelta a las líneas de producción de crudo. Luego del tratamiento, el gas será enviado a un mechero donde será quemado.

Para quemar el gas producto de los dos sistemas de separación (separador y bota desgasificadora) se utilizará un quemador dual con dos boquillas, una de alta presión para quemar el gas proveniente del depurador de gas, y la otra de baja presión que coleccionará el gas de la bota y de los sistemas de seguridad de presión (PSV's). Cada una de estas boquillas estará provista de su respectivo arresta-llamas.

El agua de formación separada en el proceso, pasará por un “skimer”, para reducir el contenido de hidrocarburos hasta un valor por debajo de LMP que pudiera tener, luego será conducida hasta los tanques de almacenamiento donde será tratada para cumplir los LMP vigentes, de acuerdo a lo establecido en el Art. 74 del D.S 015-2006. Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos.

El crudo almacenado en los tanques del FPSO será bombeado periódicamente a través de la línea de 8” hasta un buque tanque de almacenamiento y transporte.

El crudo almacenado en el buque tanque será llevado desde la Plataforma CX-11 hasta la refinería de Petroperú en Talara siguiendo la ruta de navegación comercial que se ilustra en La Figura N° 4.3 citada previamente. Cabe destacar que esta ruta es rutinariamente transitada por otros buques tanque que suministran el crudo requerido por la refinería para sus operaciones de refinación.

La Compañía, verificará que el medio de transporte (barco y/o barcaza) cuente con todas las autorizaciones requeridas por las autoridades competentes (DICAPI, DGH) y cumplirá con los requisitos de seguridad establecidos por la Dirección General de Capitanías y Guardacostas del Perú (DICAPI), de manera que se garantice que el transporte del crudo se realice de manera segura y evitando la contaminación del ambiente marino.

#### **4.7 Características de las Pruebas de Pozos**

Las características de las pruebas a llevar a cabo en los pozos son las siguientes:

- Combinará de una manera apropiada el caudal del retiro de fluidos y de la duración de la prueba para poner en evidencia la presencia (o falta de presencia) de un acuífero activo.
- Establecerá la continuidad de las arenas entre los pozos y el nivel de interferencia entre los pozos si se dispone de suficiente tiempo para ello.
- Permitirá la determinación confiable de la relación gas-petróleo y parámetros operativos tales como presión y temperatura en cabezal, choques, presión de separación al alcanzar condiciones de producción estables, lo cual se logrará si se dispone de suficiente tiempo para ello.

- Optimizará la producción petrolera, minimizando la irrupción de agua y la producción de gas al producir en conjunto dos o más pozos mediante una combinación selectiva de estos.
- Permitirá observar el comportamiento del pozo bajo cambios de choque, aumentando primero y después reduciéndolos.
- Permitirá tener una adquisición permanente de presiones de fondo.
- Permitirá realizar pruebas de restauración de presión periódicas en cada pozo, sin cierre de campo, combinadas con gradientes con el pozo fluyendo.
- Permitirá realizar un muestreo periódico de fluidos producidos.

Cabe destacar que el proceso de probar pozos individualmente y en conjunto es un proceso dinámico que requiere flexibilidad y que se ajusta a medida que los datos estén disponibles e interpretados.

Énfasis obviamente se dará a la determinación del tipo de reservorio, es decir estableciendo el mecanismo de producción.

El programa de prueba se modificará y ampliará según los resultados que se obtengan de manera periódica.

#### **4.8 Duración de la Prueba de Pozos en la Plataforma Z1A-40-CX11**

Las pruebas de pozo en el campo Corvina, se consideran los pozos siguientes:

1. CX11-21XD
2. CX11-14D
3. CX11-18XD
4. CX11-20XD (para perforar)
5. CX11-15D (para perforar)

El cronograma previsto se muestra en el cuadro N° 4.2

**CUADRO N° 4.2**  
**CRONOGRAMA CONCEPTUAL PARA LA PRUEBA DE POZOS EN EL CAMPO**  
**CORVINA**

POZO	ACTIVIDAD	DURACIÓN ESTIMADA (DÍAS)
18XD	Prueba de flujo, RGP, muestreo, PBU, interferencia, gradiente	30
18XD – 14D	Choques óptimos, interferencia	20
21XD-14D	Choques óptimos, interferencia, pruebas de equipos de tratamiento de emulsión y agua	20
18XD – 14D – 21XD	Choques óptimos, interferencia, pruebas de equipos de proceso	60
20XD	DSTs convencionales, prueba de flujo, RGP, muestreo, PBU, interferencia	20
20XD – 18XD	Choques óptimos, interferencia, pruebas de equipos de proceso	20
20XD - 18XD - 21XD - 14D	Choques óptimos, pruebas de capacidad máxima de los equipos de proceso	20
15D	DSTs convencionales, prueba de flujo, RGP, muestreo, PBU, interferencia	20
15D – 20XD - 18XD - 21XD - 14D	Choques óptimos, pruebas de capacidad máxima de los equipos de proceso	20

En el cuadro anterior quedan claramente establecidas las diversas actividades que se ejecutaron durante las pruebas de pozo.

Cabe recalcar que una característica sumamente importante de estas pruebas es mantener siempre activa la producción, de manera de no desperdiciar los



#### 4.10 Manejo de los desechos, efluentes y emisiones producidos por el proyecto

Durante la ejecución de las actividades previstas para la construcción e instalación de las facilidades temporales de pruebas de pozos del Campo Corvina, se generarán gran variedad de desechos sólidos y efluentes residuales que deberán ser adecuadamente tratados y dispuestos para asegurar el cumplimiento de la normativa ambiental vigente y el mantenimiento de las condiciones medioambientales del área del proyecto.

**CUADRO N° 4.4**  
**CUADRO RESUMEN DE LOS DESECHOS, EFLUENTES Y EMISIONES**  
**GENERADOS POR EL PROYECTO**

TIPO DE DESECHO	FUENTE	FASE	COMPOSICIÓN	DISPOSICIÓN
<b><i>Efluentes Líquidos</i></b>				
Aguas residuales domésticas	Baños portátiles.	Construcción/ Operación	Compuestos orgánicos.	Serán manejados por la empresa Prestadora de Servicios de Residuos Sólidos, EPS-RS ARPE, S.R.L.
Efluentes Industriales	Separadores.	Operación	Agua de formación	El agua producida en las pruebas de producción será colocada en un tanque y tratada para cumplir los LMP vigentes, de acuerdo a lo establecido en el Art. 74 del D.S 015-2006.. Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos
Aceites y lubricantes	Cambios, reparación y mantenimiento de equipos.	Construcción/ Operación	Aceites, solventes, gasolina, diesel, etc.	Son incinerados en las instalaciones de la empresa Prestadora de Servicios de Residuos Sólidos, EPS-RS ARPE, S.R.L.

TIPO DE DESECHO	FUENTE	FASE	COMPOSICIÓN	DISPOSICIÓN
<b><i>Desechos Sólidos No Peligrosos</i></b>				
Domésticos	Baños y comedor.	Construcción/ Operación	Basura orgánica, latas, papel, cartón, plástico, etc.	Serán manejados por la empresa Prestadora de Servicios de Residuos Sólidos, EPS-RS ARPE, S.R.L.

TIPO DE DESECHO	FUENTE	FASE	COMPOSICIÓN	DISPOSICIÓN
Industriales (No contaminados)	Labores de construcción y montaje de tuberías y accesorios. Labores de mantenimiento de las instalaciones.	Construcción	Restos de empaques, Sellantes, varillas de soldadura, ánodos, mangueras, etc.	Clasificación y separación de materiales aprovechables y serán manejados por la empresa Prestadora de Servicios de Residuos Sólidos, EPS-RS ARPE, S.R.L..
		Operación		
Materiales Recuperables		Construcción y Operación	Material ferroso, restos de tuberías y accesorios, cables, vidrio, etc.	Serán manejados por la empresa Prestadora de Servicios de Residuos Sólidos, EPS-RS ARPE, S.R.L.
<b>Desechos Sólidos Peligrosos</b>				
Industriales (Contaminados)	Uso y manejo de aditivos y demás sustancias químicas contaminantes.	Construcción y Operación	Guantes y trapos contaminados, envases de grasas, pinturas y aceite, filtros, mascarillas, envoltorios, suelo contaminado por derrames de aceite de motor, diesel o cualquier otro combustible utilizado en vehículos, maquinarias y/o equipos, etc.	Serán clasificados y recolectados en cilindros identificados según el desecho y serán manejados por la empresa Prestadora de Servicios de Residuos Sólidos, EPS-RS ARPE, S.R.L.
	Labores de mantenimiento de las instalaciones.			
Arenas de Formación	Separadores	Operación	Hidrocarburos, metales pesados	Serán manejados por la empresa Prestadora de Servicios de Residuos Sólidos, EPS-RS ARPE, S.R.L.
<b>Emisiones Atmosféricas</b>				
Gases de combustión	Motores de combustión interna, vehículos y maquinarias, generadores, etc.	Construcción Operación (Prueba de Pozos)	CO, CO <sub>2</sub> , Metales pesados, H <sub>2</sub> S y derivados de hidrocarburos.	A la atmósfera.
	Mechero			
Ruido	Maquinarias y Equipos.	Construcción/ Operación	NA.	Adecuado mantenimiento y Supervisión de maquinarias y equipos.

#### **4.11 Consideraciones Ambientales y de Seguridad Pertinentes a las Pruebas de Pozos**

En la programación de la prueba de pozos en la Plataforma Z1A- 40-CX-11, se ha hecho particular hincapié en la protección ambiental del área de influencia, al considerar en el diseño, operación, seguridad y manejo ambiental de las instalaciones un conjunto de elementos que permitirán garantizar una operación segura, y por tanto, minimizar la ocurrencia de eventos que pudieran producir alteraciones en el medio circundante. A continuación se describen las más resaltantes.

##### **A) Diseño**

Las tuberías submarinas contarán con una protección de pintura anticorrosivo en el 100% de su superficie, así como también con un sistema de ánodos de sacrificio de zinc tipo brazaletes que serán ubicados cada cierta distancia, con la finalidad de minimizar los efectos de la corrosión a largo plazo.

Cada tren de mangueras a la salida del plem (“Pipe Lines End Manifolds” por su nombre en inglés) dispondrá de conexiones tipo “breakaway” o válvulas de pétalos “Flip Flap”, las cuáles se cerrarán automáticamente, bloqueando el flujo del producto al exterior; en los casos que las mangueras se tensionen axialmente, hasta límites que excedan la resistencia de las mismas, como consecuencia del desplazamiento exagerado de las embarcaciones de su posición original por efecto de condiciones climatológicas y/o marinas imprevistas. Igualmente, estas válvulas se cerrarán impidiendo la excesiva sobre-presión en las mangueras, originadas por causas operativas o de otra índole, que puedan poner en riesgo la integridad de éstas.

Sistema comprensivo de detección de fugas de gas o petróleo.

Sistema de amarraderos sobre-diseñados para el amarre del FPSO y de los buques tanque; los amarraderos podrán soportar buques de tamaño superior a los que se van a usar en la práctica.

## **B) Operaciones de transporte, carga y descarga**

Las operaciones de carga y descarga de crudo serán repetitivas y considerarán las etapas siguientes:

- Antes de la recepción y/o entrega de crudo desde el FPSO hasta el buque tanque o desde el buque tanque hasta el Muelle de Cargas Líquidas.
- Durante la recepción y/o entrega de crudo desde el FPSO hasta el buque tanque.
- Al terminar la recepción y/o entrega de crudo y/o aguas residuales entre el FPSO hasta el buque tanque o desde el buque tanque hasta el Muelle de Cargas Líquidas.

Para cada una de estas operaciones se tomarán las medidas de seguridad y protección ambiental que se indican a continuación:

### **a) Antes de la recepción y/o entrega de crudo y/o aguas residuales desde el FPSO hasta el buque tanque o desde el buque tanque hasta el Muelle de Cargas Líquidas:**

- El responsable se cerciorará que todo el personal que se dedicará a estas operaciones, conoce todo el sistema de “manifold”, tuberías, como embridar, líneas de desagües, régimen máximo de bombeo admisible de las bombas, de las sondas y de los indicadores de nivel.
- Existirá un sistema de señales claras para indicar el comienzo de la recepción y/o entrega, la reducción del régimen, el fin de recepción y parada de emergencia.
- Se comprobará que todas las válvulas de tomas y descargas al mar estén cerradas.
- Se comprobará que todas las válvulas que no se van a utilizar estén con sus bridas ciegas y estancas.
- Se comprobará que la válvula del tanque que va a recibir el crudo y/o aguas residuales esté abierta y debidamente alineada.
- Se comprobará que los conductos flexibles y brazos de carga estén en buen estado, adecuadamente conectados y correctamente sostenidos.

- Se verificará la colocación de bandejas colectoras de goteo de gran capacidad debajo de las conexiones.
- Se inspeccionarán, probarán y serán mantenidos los conductos flexibles de conformidad con las instrucciones del fabricante.
- Se verificará que existe suficiente material absorbente y fácilmente disponible.

**b) Durante la recepción y/o entrega de crudo y/o aguas residuales desde el FPSO hasta el buque tanque o desde el buque tanque hasta el Muelle de Cargas Líquidas:**

- La recepción y/o entrega se iniciarán con el régimen mínimo de bombeo de tal manera que se pueda interrumpir rápidamente el suministro de crudo si surgiera algún problema.
- Se comprobarán la presión de los conductos de suministro, para cerciorarse que no se está sobrepasando la presión máxima de trabajo.
- Se avisará con suficiente antelación, que hay que bajar el régimen de bombeo durante la última fase del embarque. Asimismo se avisará cuando se va a parar completamente la carga.
- Se dejará un espacio suficiente al tanque, para poder drenar los conductos flexibles y purgar todo el sistema de tuberías que han intervenido.

**c) Al terminar la recepción y/o entrega de crudo y/o aguas residuales desde el FPSO hasta el buque tanque o desde el buque tanque hasta el Muelle de Cargas Líquidas.**

- Se separarán las bridas y se procederá a colocar una brida ciega en el extremo de la manguera.
- Se verificará que las válvulas distribuidoras estén cerradas.
- Se verificará que se haya drenado los conductos flexibles antes de desconectarlo.
- Se verificará que las válvulas del sistema estén cerradas, así como las aberturas del tanque de recepción.

Próxima al amarradero del FPSO y en forma permanente, se dispondrá de una barrera de 800 metros de longitud, para la contención de hidrocarburos líquidos que puedan accidentalmente escapar al mar.

Esta barrera estará desplegada, amarrada en un extremo a la boya de popa babor. Por efecto de las corrientes y vientos, la barrera se mantendrá con dirección hacia el norte pasando por el lado exterior de la boya de proa babor del amarradero, dando la vuelta alrededor de esta para dirigirse a la boya de proa estribor, pasando por su lado exterior.

Desde este punto seguirá en línea recta hasta su boyarín de fijación en el otro extremo. Las operaciones de control de derrame serán realizadas por una compañía debidamente autorizada y capacitada para este tipo de operaciones.

Se implementará un sistema de control de cabezales de pozo con válvulas neumáticas y válvulas de sub superficie ubicadas a 450 pies debajo del nivel del mar (ya instaladas en los pozos) que se activan por liberación de presión. Cuando ocurra un evento no controlado tanto las válvulas neumáticas de los cabezales como las válvulas de seguridad en fondo serán activadas para tener un cierre inmediato de los pozos en prueba de producción.

Todo el equipo de procesamiento de la FPSO estará comunicado a una sala de control mediante un sistema electrónico que permite medir en tiempo real parámetros como presión, temperatura y caudal en los separadores y demás equipos críticos, con señales y alarmas que advierten al operador una condición anormal del sistema.

Además, el sistema contará con todos los demás componentes y sistemas de seguridad que instalaciones como éstas por normas API son exigidas (válvulas de alivio, válvulas de presión vacío, válvulas de nivel, equipos intrínsecamente seguros, control de chispas en sala de máquinas, etc.).

## **CAPITULO V**

### **LODO DE PERFORACIÓN**

El lodo de perforación es probablemente el factor más significativo en la preparación de una prueba DST. Las pruebas de formación en muchos casos resultan infructuosas para la evaluación de una zona de interés debido al hecho de que el pozo no se encuentre debidamente acondicionado al momento de efectuar la prueba. Básicamente un buen acondicionamiento consiste en tener un lodo con viscosidad y peso apropiado, además de que esté limpio y libre de recortes y sólidos. Así mismo hay que tener en cuenta la pérdida de filtrado del lodo y las condiciones del propio pozo.

#### **5.1 Peso del lodo (MUD WEIGHT)**

El peso del lodo de perforación debe ser lo suficientemente adecuado para controlar la presión de la zona en producción o cualquier otra zona de alta presión. Un peso inadecuado podría hacer que el lodo se entrecorte con gas y permitir un amago de reventón, especialmente cuando la herramienta se encuentra fuera del pozo. No obstante el peso del lodo debería ser lo más bajo posible para poder operar apropiadamente la herramienta y aplicar la menor presión diferencial a la zona de interés. Asimismo mantener el peso del lodo reducirá la invasión de filtrado de lodo, lo que ayudará a que la formación produzca a un caudal máximo (sin daño).

#### **5.2 Control de sólidos**

Mantener la cantidad de sólidos a un mínimo para ayudar a prevenir un filtrado indeseable, grueso o blando de la formación. Un filtrado delgado y firme es más apropiado para el buen desarrollo de una prueba DST, y es menos propenso a causar pegamientos en la herramienta.

#### **5.3 Esfuerzo del corte (Gel Strength)**

Mantener un mínimo esfuerzo de corte con el propósito de lograr un apropiado sostén de los recortes. Debido a que altos esfuerzos de corte obstruyen la entrada inicial de fluido dentro de la sarta elevadora. La mayor parte de las presiones registradas en los primeros tiempos de flujo quizás sean incorrectas.

También es necesario mantener una viscosidad mínima para lograr una adecuada limpieza del pozo durante la circulación. Se tiene que recordar que el lodo debe ser lo suficientemente tixotrópico para prevenir asentimientos de recortes.

#### **5.4 Controlar el filtrado del lodo**

El control sobre la pérdida de fluido es probablemente la característica más importante del lodo, que afecta la interpretación de los resultados de las pruebas. Manteniendo una pérdida de fluido baja, de modo que una mínima cantidad de filtrado exista. No solamente la invasión de filtrado causa inestabilidad en las condiciones del pozo, es mucho más importante el daño severo que puede provocar a la zona, que llegado el momento de la evaluación ésta pueda no responder. Como resultado una zona potencialmente productiva puede aparentar ser una zona no productiva (seca), cuando en realidad no lo es. Muchos operadores tienen como regla mantener la pérdida de fluido no mayor a 5 cc./30 min. Cuando se encuentran en un tramo de interés.

#### **5.5 Circulación apropiada**

Antes de extraer del pozo la herramienta para realizar una prueba de formación, se debe mantener una circulación suficientemente larga para remover los sólidos y adecuar las condiciones del lodo (valores reológicos, filtrado, etc.) los cuales podrían causar aprisionamiento de la sarta de herramientas, taponamientos durante la prueba, lo que ocasionaría resultados no satisfactorios.

#### **5.6 Zonas a ser evaluadas**

La selección del intervalo a ser evaluado es de responsabilidad de los Geólogos e Ingenieros en reservorios. El Geólogo centra su interés en la identificación de los fluidos de la formación, mientras el Ingeniero de reservorios deseará obtener buenos datos de presiones y caudales de flujo.

## CAPITULO VI

### DISPOSICIÓN DE LOS CORTES DE PERFORACIÓN

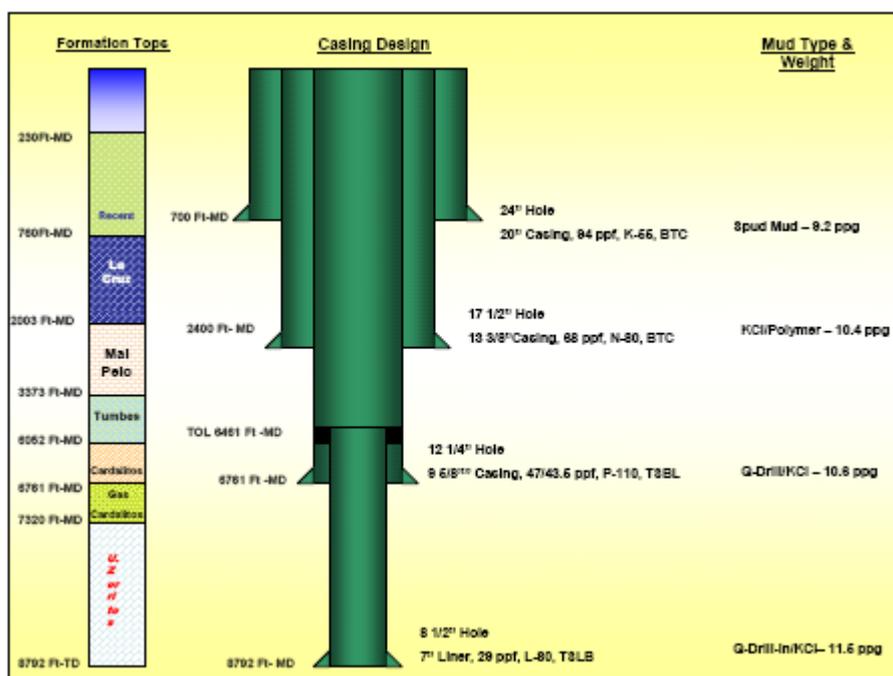
El proceso de disposición de los cortes de perforación involucra el conocimiento de los lodos a utilizar en el proceso de perforación y manejo de estos desechos.

#### 6.1 Características del lodo de perforación a utilizarse

El lodo de perforación que se utiliza en las operaciones de perforación en la Plataforma CX-11 es suministrado por la empresa Qmax.

Para la perforación de los dos pozos 20-XD y 15-XD desde la plataforma CX-11, se van a utilizar cuatro tipos de lodos en base agua, de acuerdo a la profundidad y geometría de los pozos. En la Figura N° 6.1, se indican los tipos de lodos, geometría de los pozos así como la estratigrafía a ser atravesada.

**Figura N° 6.1 Tipos de lodos a utilizar, geometría del pozo y estratigrafía**



#### o Característica del lodo de inicio

En los cuadros N° 6.1 al N° 6.3 se indican las características del pozo, propiedades del lodo y requerimientos de volúmenes estimados.

**CUADRO N° 6.1**  
**Características del Pozo**

DIAMETRO	24"
PROFUNDIDAD	0 - 800 pies

**CUADRO N° 6.2**  
**Propiedades del Lodo**

Propiedad	Rango
Densidad, ppg.	8.8-9.2
Viscosidad Funnel, seg/qt	50-70
VP, cp	5-12
YP, Lb/100ft <sup>2</sup>	20-30
Filtrado API, cc	N.C.
MBT (LB/BBL)	<25
PH	8.5-9.5

**CUADRO N° 6.3**  
**Requerimientos de Volúmenes Estimados**

SISTEMA	DESCRIPCIÓN	PROFUNDIDAD (PIES)	VOLUMEN (BBLs)
SUPERFICIE		-	300
REVESTIMIENTO	-	-	0
HUECO	24" (15% W/O)	SUP. - 800	592
MANTENIMIENTO -DILUCIÓN	-	-	179
VOLUMEN TOTAL A MEZCLAR			1071

o **Característica del lodo KCL polímero**

En los cuadros N° 6.4 al N° 6.6 se indican las características del pozo, propiedades del lodo y requerimientos de volúmenes estimados.

**CUADRO N° 6.4**  
**Características del Pozo**

DIAMETRO	17 ½"
PROFUNDIDAD	800 - 3800 Pies
TIPO DE LODO	KCL POLYMER

**CUADRO N° 6.5**  
**Propiedades del Lodo Sugeridas**

Propiedad	Rango
Densidad, ppg.	9.2 -10.2
Viscosidad Funnel, seg/qt	45-60
VP, Cp	15-20
YP, Lb/100 ft <sup>2</sup>	15-30
Filtrado API, cc	6.0-10.0
Potasio, ppm	15000 - 18000
PH	9.0-9.5
MBT, lb/ bl eq.	<25

**CUADRO N° 6.6**  
**Requerimientos de Volúmenes Estimados**

SISTEMA	DESCRIPCIÓN	PROFUNDIDAD (PIES)	VOLUMEN (BBLs)
SUPERFICIE		-	600
REVESTIMIENTO	20"	SUP. - 700	281
HUECO	17-1/2" (15%)	700 - 2100	1180
MANTENIMIENTO - DILUCIÓN	-	-	893
<b>VOLUMEN TOTAL A MEZCLAR</b>			<b>2953</b>

○ **Característica del Lodo QDRILL/ KCL**

En los cuadro N° 6.7 al N° 6.9 se indican las características del pozo, propiedades del lodo y requerimientos de volúmenes estimados.

**CUADRO N° 6.7**  
**Características del Pozo**

DIAMETRO	12 ¼"
PROFUNDIDAD	3800 - 9365 Pies
TIPO DE LODO	Q - DRILL / KCI

**CUADRO N° 6.8**  
**Propiedades del Lodo Sugeridas**

<b>Propiedad</b>	<b>Rango</b>
Dens, ppg. (3800 - 9365m)	10.2-11.0
Viscosidad Funnel, seg/qt	45-65
VP, Cp	14-30
YP, Lb/100 ft <sup>2</sup>	20-30
Filtrado API, cc	4.0-7.0
Potasio, ppm	20000 -28000
LGS	<5%
Glymax, % Vol.	1.5-2.5
QLube	2%
PH	9.5 - 10.0
MBT, lb/ bl eq.	<25

**CUADRO N° 6.9**  
**Requerimientos de Volúmenes Estimados**

<b>SISTEMA</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>PROFUNDIDAD (PIES)</b>	<b>VOLUMEN (BBLs)</b>
SUPERFICIE		-	500
REVESTIMIENTO	13-3/8"	SUP. - 3800	578
HUECO	12 1/4" (10% W/O)	3800 - 9365	982
MANTENIMIENTO - DILUCIÓN	-	-	730
VOLUMEN TOTAL			2,790
RECUPERADO DEL INTERVALO	-	-	800
VOLUMEN TOTAL A MEZCLAR			1,990

o **Característica del Lodo QDRILL/ KCL**

En los cuadros N° 6.10 a N° 6.12 se indican las características del pozo, propiedades del lodo y requerimientos de volúmenes estimados.

**CUADRO N° 6.10**  
**CARACTERÍSTICAS DEL POZO**

DIAMETRO	8 1/2"
PROFUNDIDAD	9365 - 15045 Pies
TIPO DE LODO	Q-DRILL-IN

**CUADRO N° 6.11**  
**PROPIEDADES DEL LODO SUGERIDAS**

<b>Propiedad</b>	<b>Rango</b>
Densidad, ppg.	10.5-11.0
Viscosidad Funnel, seg./qt	45-65
VP, Cp	14-30
YP, Lb/100 ft <sup>2</sup>	20-30
Filtrado API, cc	4.0
Potasio, ppm	18000 -25000
LGS	< 15 %
PH	9.5-10.5
Glicol	2.0 - 3.0 %
MBT, lb. / bbl eq.	< 15

**CUADRO N° 6.12**  
**REQUERIMIENTOS DE VOLÚMENES ESTIMADOS**

<b>SISTEMA</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>PROFUNDIDAD (PIES)</b>	<b>VOLUMEN (BBLs)</b>
SUPERFICIE	-	-	600
REVESTIMIENTO	9-5/8"	Surf. - 9365	686
HUECO	6-1/8" (10% W/O.)	9365- 15045	482
MANTENIMIENTO DILUCIÓN	-	-	319
VOLUMEN TOTAL			2087
RECUPERADO DEL INTERVALO	-	-	700
VOLUMEN TOTAL A MEZCLAR			1387

En el cuadro N° 6.13 se presenta un resumen de las características de los lodos a utilizar e impactos al ambiente.

**CUADRO N° 6.13  
COMPOSICIÓN DEL LODO E IMPACTO AL AMBIENTE**

ETAPA	TIPO DE FLUIDO	VOLUMENES		PRODUCTO	CONCENTRACION EN FORMULACION DEL LODO	ANALISIS DE TOXICIDAD LCSO DEL FLUIDO DE PERFORACION	RANGO DE TOXICIDAD LCSO ESTABLECIDO POR EPA OFFSHORE DRILLING	FUNCIONES
		RECORTES	FLUIDO					
I	BENTONITICO	518 bbl	1071 bbl	NATURAL GEL	25lpb	816 200 ppm-81.62%	>30 000 ppm ó 3.00%	Producto natural, viscosifica el fluido
				POTASA CAUSTICA	0.03 lpb			Alcalinizante, proporciona un pH medio ( 9.0-9.5) para mejor desempeño de los polimeros
				DRILLING DETERGENT	0.5 lpb			Agente surfactante para evitar la adherencia de arcilla a las superficies metálicas
				BARITA	100 lpb	148 600 ppm-14.86 %	>30 000 ppm ó 3.00%	Sulfato de Bario, Producto natural, exento de metales pesados, densificante
II	KCl - POLIMERICO	1180 bbl	2953 bbl	BICARBONATO DE SODIO	0.3 lpb			Reductor de Calcio en el fluido

									Alcalinizante, proporciona un pH medio (9.0-9.5) para mejor desempeño de los polimeros
								1.2 lpb	Agente surfactante para evitar la adherencia de arcilla a las superficies metálicas
								0.01 lpb	Celulosa Polianionica para control de filtración
								1.0 lpb	Biopolimero para viscosificar el fluido, permite la suspensión de recortes perforados
								1.0 lpb	Producto natural, viscosifica el fluido
								10 lpb	Producto para inhibición por intercambio iónico con las arcillas
								16 lpb	Lubricante mineral, lubrica el hoyo durante la perforación
								0.6 lpb	Secuetrante de oxigeno
								0.5 lpb	

					WALNUT	0.8 lpb					Cascara de Nuez, agente erosivo, raspa las superficies metálicas, evita la adherencia de recortes.
III	OPMILL	582 bbl	2750 bbl	BARITA	127 lpb	49 800 ppm-4.98%	>30 000 ppm ó 3.00%				Sulfato de Bario, Producto natural, exento de metales pesados, densificante
				BICARBONATO DE SODIO	0.5 lpb						Reductor de Calcio en el fluido
				CARBONATO DE CALCIO	40 lpb						Producto natural, para sellar poros y densificar el fluido
				POTASA CAUSTICA	1.0 lpb						Alcalinizante, proporciona un pH medio (9.0-9.5) para mejor desempeño de los polímeros
				SODIA CAUSTICA	0.5 lpb						Alcalinizante, proporciona un pH medio (9.0-9.5) para mejor desempeño de los polímeros
				DRILLING DETERGENT	0.04 lpb						Agente surfactante para evitar la adherencia de arcilla a las superficies metálicas



					OSTOP FINE	1.2 lpb				Fibra celulósica, sella microfracturas y microporos
					SOLTEX	6 lpb				Asfalto, producto de contingencia, sella arcillas hidratables
					SULFATO DE SODIO	0.6 lpb				Secuestrante de oxígeno
					SYNERFLOC	1.5 lpb				Poliacrilamida parcialmente hidratada, recubre sólidos perforados, evita su desintegración
					T352	0.04 lpb				Bactericida, evita la degradación del fluido
					TDL13	0.03 lpb				Inhibidor de corrosión
					WALNUT	2.0 lpb				Casara de Nuez, agente erosivo, raspa las superficies metálicas, evita la adherencia de recortes.
IV	CORWELL IN	666 bbl	2087 bbl		BICARBONATO DE SODIO	0.5 lpb	49 800 ppm - 4.98 %	>30 000 ppm ó 3.00%		Reductor de Calcio en el fluido
					CARBONATO DE CALCIO	190.0 lpb				Producto natural, para sellar poros y densificar el fluido

									Alcalinizante, proporciona un pH medio (9.0-9.5) para mejor desempeño de los polímeros
									Producto para contingencias, en caso de formarse espuma en el lodo
									Agente para contingencias, en caso se flocule el lodo por contaminaciones
									Agente surfactante para evitar la adherencia de arcilla a las superficies metálicas
									Celulosa Polianiónica para control de filtración
									Glicol para inhibición mecánica por recubrimiento de arcillas hidratables
									Biopolímero para viscosificar el fluido, permite la suspensión de recortes perforados



## 6.2 Procedimiento

- Determinar previamente las zonas geológicas (columna estratigráfica) que aporten fluidos contaminantes (agua de formación y petróleo) al lodo así como el detritus proveniente de esas zonas y sus volúmenes.
- Verificar el tipo de lodo que se va a utilizar.
- Evaluar si la zona geológica a atravesar o el lodo a utilizarse podrían aportar elementos como hidrocarburos o compuesto tóxicos que podrían impactar al medio marino. De resultar positivo, el fluido de perforación debe ser recolectado en la barcaza para su traslado a tierra.
- Monitorear los parámetros de aceites y grasas; metales y grado de toxicidad (de acuerdo a la L50 de EPA (96 horas) para perforación de pozos petroleros en el mar (“Offshore Drilling”)) en todas las fases donde haya cambio de lodos.

## 6.3 Manejo de los cortes de perforación

- Los cortes de perforación serán recolectados en la barcaza.
- En función de la cantidad se establecerá el dispositivo de recolección, previendo que pueden ser cilindros con bolsas impermeables o en los tanques de las embarcaciones que prestan apoyo a la plataforma y que eventualmente transportan aguas contaminadas.
- Una vez recolectados, los cortes de perforación serán transportados hasta Paíta, donde serán entregados a la empresa ARPE E.I.R.L., autorizada por DIGESA para la prestación de manejo, transporte, almacenamiento y tratamiento de residuos sólidos contaminados.
- La empresa ARPE cuenta con transporte y la debida infraestructura en un área de 5 ha en la ciudad de Negritos (Talara) para realizar el tratamiento previsto.

En las instalaciones de ARPE, se les aplicaría el siguiente tratamiento:

- Separación de los líquidos de los sólidos.
- Todo el líquido remanente en la fosa sería transferido al sistema de tratamiento de aguas residuales industriales.
- Análisis de los rípios al llegar a la planta de ARPE.
- Tratamiento de los rípios a través “land farming” (mezcla con tierra del lugar).
- Análisis de los rípios una vez tratados hasta que estos se encuentren dentro de los límites permisibles para confinarlos en las pozas.
- Alcanzada la capacidad de la celda, ésta sería cubierta con suelo natural y restaurada mediante técnicas de revegetación.

## CAPITULO VII

### COSTO DEL PROYECTO

Este proyecto considera dos etapas de trabajo que se van a realizar en distintas áreas geográficas, la primera etapa se realiza en la ciudad de Paita (fuera del Lote Z-1) y la otra en el área de la Plataforma Z1A- 40-CX-11, el personal que se empleará será altamente calificado.

Para la etapa de construcción del proyecto se ha estimado un requerimiento de mano de obra de 115 personas (entre técnicos e ingenieros) distribuidos como se muestra a continuación.

<b>COMPONENTE</b>	<b>PERSONAL REQUERIDO</b>
Acondicionamiento de la barcaza en Paita.	80
Movilización de la barcaza y fijación en Corvina.	15
Instalación de tuberías submarinas.	20
Total	115

La mayoría de la mano de obra en el proyecto será procedente de los diferentes centros poblados cercanos a donde se desarrollan los proyectos.

En la etapa de prueba de pozos (Facilidades) se estima que se empleará un total de 18 personas, quienes trabajaran en dos turnos (12 horas), este personal no pernoctará en las barcazas, ya que serán rotados cada 12 horas, el personal de salida pernoctará en el centro poblado de Acapulco y/o Zorritos. Además habrá apoyo de embarcaciones menores. A continuación se muestra la distribución del personal requerido durante la prueba de pozos.

<b>COMPONENTE</b>	<b>PERSONAL REQUERIDO</b>
Barcaza FPSO.	10
Embarcación de almacenamiento.	4
Embarcaciones de apoyo.	4
Total	18

El costo del proyecto de Instalación de las Facilidades Temporales se muestra en el siguiente cuadro:

### **COSTOS**

Barcaza.		\$ 470,000
Equipos y facilidades de Producción.	}	\$ 8'530,000
Logística marina (remolcadores) y personal.		
Trabajo de Acondicionamiento.		
Fijación de la Barcaza.		
Total		\$ 9'000,000

El costo de manejo de desechos sólidos y fluidos de limpieza de los equipos que se generen en la etapa de instalación de facilidades de producción y prueba de pozo, estará a cargo de la Empresa ARPE EIRL el cual de acuerdo a contrato se ha estipulado un monto de manejo de US \$ 80,00/ m<sup>3</sup>, el volumen estimado del proyecto es de 200 m<sup>3</sup>, que equivalen a la suma de US \$ 16 000,00.

### **COSTOS**

Manejo de desechos sólidos. RS/.	}	\$ 16,000
Plan de Manejo de Fluidos de Perforación y fluidos de limpieza de los equipos de perforación. RS/.		
Plan de Manejo de Fluidos de prueba de pozo. RS/.		
Total		\$ 16,000

## **CAPITULO VIII**

### **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

#### **CONCLUSIONES**

- Minimización de la afectación a la calidad del aire al no tener que quemar los hidrocarburos líquidos emergentes de los pozos en prueba, ya que serán aprovechados entregándolos a terceros para obtener productos derivados, lo cual generara importantes ingresos para la Nación y la Región, pues la entrega de hidrocarburos a terceros implica un pago directo de regalías y un pago de impuesto sobre la renta.
- Minimización de la afectación al paisaje escénico al generarse un menor impacto visual por efecto significativo de los gases de combustión de los hidrocarburos líquidos que se queman durante las pruebas convencionales.
- La quema de gas se efectuará no en plataforma sino en sistema flotante de producción FPSO alejada de la plataforma en 500 metros.
- Definición de las corrientes de descarga, pues con pruebas de mayor tiempo de ejecución se permiten definir con menos incertidumbre las corrientes de descarga a ser obtenidas en la fase de explotación, sus volúmenes, la calidad de las mismas y los tratamientos requeridos para su manejo y disposición final.
- Intercambio tecnológico al ser instalado un sistema flotante de producción FPSO para operaciones offshore en el Perú.

## RECOMENDACIONES

- Durante las operaciones de transporte, carga y descarga de crudo y aguas residuales, se deberá dar charlas y capacitaciones de manera permanente al personal que se dedicará a estas operaciones (manejo del sistema de manifold, tuberías, como embridar, líneas de desagües, régimen máximo de bombeo admisible de las bombas, de las sondas y de los indicadores de nivel).
- Durante las operaciones de transporte, carga y descarga se deberá implementar un sistema de señales claras para indicar el comienzo de la recepción y/o entrega de crudo y aguas residuales, la reducción del régimen, el fin de recepción y parada de emergencia.
- Durante las operaciones de transporte, carga y descarga se deberá iniciar la recepción y/o entrega de crudo y aguas residuales con el régimen mínimo de bombeo de tal manera que se pueda interrumpir rápidamente el suministro de crudo si surgiera algún problema.
- Supervisar permanentemente que no haya fuga en los conductos flexibles ni en las conexiones.
- En la perforación de las formaciones Mal Pelo, Tumbes y Cardalitos debido a que son las formaciones más reactivas de la estratigrafía a ser atravesada y presentan riesgo de emisión de fluidos, por experiencia de pozos anteriores y pruebas CST de inhibición realizada a las formaciones más reactivas, es recomendable una concentración de Ion Potasio entre 20000 y 25000 mgr/lit, el sistema recomendado para esta sección es el sistema QDRILL / KCl.

## **CAPITULO IX**

### **BIBLIOGRAFIA**

- Pérez Compac del Perú S.A., 1998. Estudio de Línea Base Ambiental Lote Z-1 Zócalo Continental de Tumbes.
- Reglamento de las Actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos. D.S. 032-2004-EM.
- AIPC, 1994. Exploration Results Block Z-1 of Peru.
- Banco Mundial, 1994. Libro de Consulta para la Evaluación Ambiental. Trabajo Técnico N° 154.
- Brack, A. 1986. La Fauna en Gran Geografía del Perú. Editorial Anfer – Mejía Baca, Madrid 3: 175-319.
- Canter, L. 1977. Environmental Impact Assessment. New York: ECO/PAHO/WHO.
- Chirichigno, N., Cornejo, M. 2001. Catálogo comentado de los Peces Marinos del Perú. IMARPE.
- Chirichigno, N., Velez, J. 1998. Clave para identificar los peces marinos del Perú. IMARPE Segunda Edición.
- Consejo Nacional del Ambiente (CONAM), 1999. Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental. Guías Metodológicas para la elaboración de Estudios de Impacto Ambiental.
- Daley, A. 1978. Stratigraphic Study of Mancora to La Cruz – NW Perú.
- DIGESA Norma Técnica de Manejo de Residuos Sólidos Hospitalarios, NTMINS/DGSP V0.1.
- Dirección Ejecutiva Proyecto Especial Irrigación Puyango – Tumbes, 1981. Irrigación de la Margen derecha del Río Tumbes y el Tablazo Tumbes – Zarumilla.
- INGEMMET, 1998. Geología del cuadrángulo de Zorritos y Tumbes. Boletín N° 54, Perú.
- INRENA, 1969. Inventario de Estudios de Suelos del Perú.

## CONTENIDO

<b>CAPITULO I.....</b>	<b>1</b>
<b>PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....</b>	<b>1</b>
1.1 Antecedentes del Proyecto .....	1
1.2 Formulación del Problema .....	1
1.3 Justificación del Plan de Tesis .....	1
1.4 Objetivos del Proyecto .....	2
1.5 Hipótesis del Proyecto .....	3
<b>CAPITULO II.....</b>	<b>4</b>
<b>PRUEBAS DE FORMACIÓN.....</b>	<b>4</b>
2.1 Objetivos de las pruebas de formación .....	4
2.2 Tipos de pruebas de formación.....	5
2.2.1 Pruebas de flujo (“drawdown test”) .....	6
2.2.2 Pruebas de restitución (“buildup test”) .....	6
2.2.3 Pruebas de inyectividad (“injection test”) .....	7
2.2.4 Pruebas de disipación (“falloff test”).....	8
2.2.5 Pruebas de interferencia (“interference test”).....	9
2.2.6 Prueba DST (“Drill Stem Test”).....	9
<b>CAPITULO III.....</b>	<b>24</b>
<b>PRUEBAS DE POZOS “DRIL STEM TEST” REALIZADAS EN EL CAMPO CORVINA .....</b>	<b>24</b>
3.1 Características .....	24
3.2 Antecedentes y Data Disponibles DST’S .....	24
3.3 Tiempos de pruebas de pozos .....	29

3.4 Resultados de las Pruebas de Pozo .....	30
<b>CAPITULO IV .....</b>	<b>33</b>
<b>MEJORAS DE LAS PRUEBAS DE POZOS “DRILL STEM TEST” .....</b>	<b>33</b>
4.1 Objetivos de las Pruebas de Pozos Utilizando las Facilidades Temporales .....	33
4.2 Ventajas de las Facilidades Temporales de Prueba de Pozos .....	33
4.3 Componentes de las Facilidades Temporales de Pruebas de Pozos en el campo Corvina.....	34
4.4 Ubicación geográfica del Proyecto.....	39
4.5 Descripción de las Actividades a Ejecutarse .....	41
4.6 Descripción de los Procesos en las Facilidades Temporales de Prueba de Pozos .....	46
4.7 Características de las Pruebas de Pozos.....	47
4.8 Duración de la Prueba de Pozos en la Plataforma Z1A-40-CX11 .....	48
4.9 Cronograma de Ejecución del Proyecto .....	50
4.10 Manejo de los desechos, efluentes y emisiones producidos por el proyecto.....	51
4.11 Consideraciones Ambientales y de Seguridad Pertinentes a las Pruebas de Pozos.....	53
<b>CAPITULO V .....</b>	<b>57</b>
<b>LODO DE PERFORACIÓN .....</b>	<b>57</b>
5.1 Peso del lodo (MUD WEIGHT).....	57
5.2 Control de sólidos .....	57
5.3 Esfuerzo del corte (Gel Strength).....	57
5.4 Controlar el filtrado del lodo .....	58
5.5 Circulación apropiada .....	58
5.6 Zonas a ser evaluadas.....	58
<b>CAPITULO VI .....</b>	<b>59</b>
<b>DISPOSICIÓN DE LOS CORTES DE PERFORACIÓN.....</b>	<b>59</b>

6.1 Características del lodo de perforación a utilizarse .....	59
6.2 Procedimiento.....	73
6.3 Manejo de los cortes de perforación .....	73
<b>CAPITULO VII .....</b>	<b>75</b>
<b>COSTO DEL PROYECTO .....</b>	<b>75</b>
<b>CAPITULO VIII .....</b>	<b>77</b>
<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....</b>	<b>77</b>
<b>CAPITULO IX .....</b>	<b>79</b>
<b>BIBLIOGRAFIA.....</b>	<b>79</b>