

**MANUAL DE OPERACIÓN PARA DESARROLLAR PRUEBAS DE
PRODUCCIÓN INICIAL Y EXTENSA EN POZOS EXPLORATORIOS DE LA
EMPRESA PETROMINERALES COLOMBIA LTD**

CARLOS ALBERTO RIVERA CASTAÑEDA

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA-HUILA
2009**

**MANUAL DE OPERACIÓN PARA DESARROLLAR PRUEBAS DE
PRODUCCIÓN INICIAL Y EXTENSA EN POZOS EXPLORATORIOS DE LA
EMPRESA PETROMINERALES COLOMBIA LTD**

CARLOS ALBERTO RIVERA CASTAÑEDA

**Trabajo de grado para optar al título de
Ingeniero de Petróleos**

DIRECTOR

**FABIO WILLIAM GUERRA CAJIGAS
INGENIERO DE PETROLEOS**

CODIRECTOR

**HAYDE MORALES
INGENIERO DE PETROLEOS**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA-HUILA**

2009

Nota de aceptación

Firma del Director

Firma del Evaluador

Firma del Evaluador

Neiva, Mayo de 2009

DEDICATORIA

Con mucho amor y cariño:

A mis padres Alberto y Rosa Cristina, por haberme brindado el amor, educación y apoyo incondicional para poder alcanzar este sueño.

A mis hermanos Luis Gabriel, Miguel Ángel y Andrea, por su amor y compañía.

A Alba Dennis, por su amor y apoyo.

A todos los demás familiares y amigos que de una u otra forma contribuyeron para poder alcanzar éste logro.

Carlos Alberto Rivera Castañeda

AGRADECIMIENTOS

El autor expresa sus agradecimientos a:

PETROMINERALES COLOMBIA LTD. Por la oportunidad brindada para la realización de este proyecto.

Al ingeniero FABIO WILLIAM GUERRA CAJIGAS, por su apoyo y orientación para la realización del proyecto. Por compartirme sus conocimientos y experiencias, para el buen desarrollo del proyecto.

Al ingeniero FERNANDO PERÉZ AYA, por darme la oportunidad de llevar a cabo el proyecto en la empresa.

La **UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA** por brindarme la formación como ingeniero de petróleos.

La ingeniera HAYDE MORALES, por el apoyo y colaboración en el desarrollo de este proyecto.

Al ingeniero OSCAR MONTES VELÁSQUEZ, por la colaboración, apoyo y amistad ofrecida durante el desarrollo del proyecto.

Al ingeniero HERNÁN MAYORGA CALDERON, por el apoyo y conocimientos compartidos.

YULI PÉREZ, por el apoyo y colaboración durante el transcurso de mi carrera.

Todos los que de una u otra forma colaboraron en la realización de este proyecto.

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	14
1. MARCO TEÓRICO	18
2. PLANEACIÓN DE OPERACIONES.....	23
2.1 PROGRAMA DE PRUEBAS DE POZO	23
2.2 PRESUPUESTO DE LA PRUEBA	31
2.3 CONTRATACIÓN DE SERVICIOS	33
2.4 RECURSOS	33
2.4.1 Recurso Humano.....	34
2.4.1.1 Personal compañía operadora.....	34
2.4.1.2 Personal de la empresa contratista.....	36
2.4.2 Equipos.....	39
2.4.2.1 Equipos de manejo de fluidos.....	39
2.4.2.2 Equipos del sistema de levantamiento artificial.....	47
2.4.2.3 Equipos de soporte.....	52
2.5 MOVILIZACIÓN DE EQUIPOS	54
2.5.1 Operaciones de Cargue.....	56
2.5.2 Movilización.....	57
3. DESARROLLO DE OPERACIONES EN CAMPO	59
3.1 ARMADO DE FACILIDADES	62
3.2 MEDICIÓN DE FLUIDOS Y ANÁLISIS DE LABORATORIO.....	69
3.3 TRATAMIENTO QUIMICO	70
3.4 RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN DURANTE LA PRUEBA.....	73
3.5 TRABAJOS DE SLICKLINE	74
3.5.1. Equipo de control de presión.....	75
3.5.2. Sarta de herramientas.....	77
3.6 CONDICIONES HSE.....	79
3.6.1 Salud ocupacional y seguridad industrial.....	79
3.6.2 Sistema de permisos de trabajo.....	80

3.6.3 Charlas.....	82
3.6.4 Simop.....	83
3.7 ANÁLISIS DE FALLAS Y SOLUCIONES.....	85
3.7.1 Separador.....	85
3.7.2. Gun Barrel.....	87
3.7.3. Bomba de desplazamiento positivo.....	88
3.7.4. Bomba Jet.....	90
4. TRANSPORTE DE CRUDO.....	91
4.1 GUIA UNICA PARA TRANSPORTAR PETROLEO – CRUDO.....	91
4.2 CHECK LIST.....	94
4.3 ORDEN DE CARGUE.....	96
4.4 ORDEN DE DESPACHO.....	97
4.5 SELLOS DE SEGURIDAD.....	99
4.6 CARGUE.....	100
4.7 TRANSPORTE.....	101
4.8 DESCARGUE.....	102
5. CONCLUSIONES.....	103
6. RECOMENDACIONES.....	105
BIBLIOGRAFÍA.....	106
ANEXO.....	108

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Facilidades tempranas de producción instaladas para la evaluación de pozo ODT-2ST, Petrominerales.....	21
Figura 2. Sarta de completamiento típico en la evaluación de pozos de Petrominerales.....	26
Figura 3. Registro de una prueba de producción con periodo de cierre. Pozo Corcel 1, Petrominerales.	27
Figura 4. Interpretación de una prueba de presión.	27
Figura 5. Diagrama de planeación de recursos económicos.	32
Figura 6. Diagrama de organización de recursos.	34
Figura 7. Choke manifold.....	40
Figura 8. Separador horizontal trifásico.	41
Figura 9. Gauge tank.	42
Figura 10. Gun Barrel.	43
Figura 11. Caldera industrial.	44
Figura 12. Frac tank (Izq.). Tanque de almacenamiento (Der.).	45
Figura 13. Skimming tank.	46
Figura 14. Bomba neumática para la inyección de químicos.	46
Figura 15. Componentes de la UBH. Bomba recíproca de tres pistones (Izq.). Motor de combustión interna (Der.).	48
Figura 16. Skid de bombas boosters y filtros.	49
Figura 17. Principio de funcionamiento de la jet pump.	50
Figura 18. Reverse flow jet pump claw.	51
Figura 19. Esquema de las facilidades tempranas de producción para operaciones de well testing de Petrominerales.....	61
Figura 20. Esquema simple de distanciamiento de equipos (unidad de medida en metros).....	65
Figura 21. Cabeza de pozo con adecuada ventilación. (Distancia en milímetros).	66

Figura 22. Tanques de almacenamiento y Tanques Gun Barrel (Distancia en milímetros).	67
Figura 23. Separador Trifásico - Scrubber (Distancia en milímetros).	67
Figura 24. Carrotanque cargando o descargando en un sistema de cerrado por válvula únicamente de transferencia. (Distancia en milímetros).	68
Figura 25. Bombas exteriores manejando líquidos inflamables o líquidos altamente volátiles.	68
Figura 26. Unidad de Slickline.	74
Figura 27. Equipo de control de presión.	76
Figura 28. Guía única de transporte (Copia).	93
Figura 29. Orden de cargue.	97
Figura 30. Orden de despacho.	99
Figura 31. Sellos de seguridad.	100

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Descripción del personal involucrado en las pruebas de pozo.	37
Tabla 2. Formato seguimiento de movilización de equipos.	55
Tabla 3. Recomendaciones generales para el espaciamiento de los equipos de Well Testing (longitud dada en metros).	64
Tabla 4. Especificaciones del cable de la unidad de slickline.	75

LISTA DE CUADROS

Cuadro 1. Objetivos de la evaluación de pozo exploratorio.	20
Cuadro 2. Análisis de laboratorio para fluidos producidos.	28

LISTA DE ANEXOS

Procedimiento WT- 01. ARMADO DE FACILIDADES.

Procedimiento WT- 02. INSPECCIÓN DE LOS EQUIPOS.

Procedimiento WT-03. PRUEBA HIDROSTÁTICA.

Procedimiento WT- 04. CARGUE DE FLUIDOS EN CARROTANQUE.

Procedimiento WT- 10. MEDICIÓN ESTÁTICA DE LÍQUIDOS.

Procedimiento WT- 11. MEDICIÓN TEMPERATURA EN TANQUES.

Procedimiento WT- 12. MUESTREO MANUAL DE TANQUES.

Procedimiento WT- 13. CÁLCULO DE CANTIDADES DE PETRÓLEO.

Procedimiento WT- 14. DILIGENCIAMIENTO DE REPORTE.

Procedimiento WT- 15. PLAN DE AUDITORÍA.

Procedimiento WT- 20. DETERMINACIÓN DE BSW POR CENTRIFUGA.

Procedimiento WT- 21. DETERMINACIÓN GRAVEDAD API.

Procedimiento WT- 22. DETERMINACIÓN DE CLORUROS.

Procedimiento WT- 23. DETERMINACIÓN SALINIDAD DEL CRUDO.

Procedimiento WT- 24. CONTENIDO DE ARENAS.

Procedimiento WT- 25. DETERMINACION DEL Ph.

NOMENCLATURA

AFE	Aprobación para Gastos.
ALS	Sistema de Levantamiento Artificial.
ANH	Agencia Nacional de Hidrocarburos.
ANSI	Instituto Nacional Americano de Normas.
API	AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE.
AST	Análisis de Seguridad en Trabajo.
ASTM	Sociedad Americana para el Ensayo de Materiales.
Bbls	Barriles.
BHA	Arreglo de Fondo de Pozo.
BFPD	Barriles de Fluido por Día.
DST	Pruebas de presión a través de la tubería de perforación.
EPF	Facilidades Tempranas de Producción.
HSE	Salud, Seguridad y Medio Ambiente.
IDP	Informe Diario de Producción.
MME	Ministerio de Minas y Energía.
MMSCFD	Millones de Pies Cúbicos por Día.
MPMS	Manual de Estándares de Medición del Petróleo.
NFPA	Asociación Nacional de Protección contra Incendios.
PBU	Prueba de Restauración de Presión.
PSV	Válvula Seguridad de Presión.
PTB	Libras por Cada Mil Barriles.
RPM	Revoluciones por Minuto.
SDV	Válvula de Corte.
TCP	Cañoneo con el Uso de Tubería.
UBH	Unidad de Bombeo Hidráulico.
WT	Well Testing. Evaluación de Pozos.

RESUMEN

La incertidumbre que embarga un proyecto de exploración de hidrocarburos a las empresas operadoras es inevitable, solo hasta cuando se realizan las pruebas iniciales y extensas de producción del pozo exploratorio, los resultados de éstas confirman o cierran las expectativas que se tiene al proyecto.

Las pruebas de producción inicial y extensa de un pozo exploratorio permiten evaluar el potencial de producción del pozo, el estudio de los fluidos producidos, evaluar parámetros del yacimiento, permitiendo dimensionar el volumen de reservas probables del campo, además de definir el sistema de levantamiento artificial con que se va a completar el pozo y de diseñar las facilidades definitivas de producción. El análisis de la información recolectada en las pruebas de producción permite concluir si se está frente de un nuevo yacimiento de hidrocarburos, o en su defecto el proyecto es un lamentable fracaso exploratorio.

ABSTRACT

The uncertainty implied on an oil exploration project for the operating company is unavoidable. Only until the results are obtained of an extensive exploratory well testing program, can the operating company know the real possibilities.

The initial production and extensive tests of an exploratory well, permits evaluate the production potential, types and quality of fluids, the reservoir parameters, determine the probable reserve volume of the field, determine the artificial lift system to be used for completing the well and the final production facility design. The study of the collected information permits to determine the potential of a new oil field.

INTRODUCCIÓN

Las compañías operadoras en la incertidumbre que embarga un proyecto de exploración de hidrocarburos son conscientes que los resultados esperados pueden ser diferentes a los obtenidos realmente. La información derivada de la prueba inicial del pozo exploratorio, confirma o cierra las expectativas frente al proyecto, es decir, los resultados de esta prueba muestran el inicio de un nuevo prospecto hidrocarburífero, o en su defecto un lamentable fracaso exploratorio.

Petrominerales Colombia Ltd. en su condición de empresa operadora tiene asignado 15 bloques exploratorios por parte de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, correspondiente a 756.116 has. Por ello es de gran importancia que la empresa estandarice la ejecución de sus operaciones de evaluación de pozos exploratorios.

Las pruebas de producción inicial y extensa de un pozo exploratorio constituyen una fuente importante de información para la empresa. Estas permiten evaluar el potencial de producción del pozo, el estudio de los fluidos producidos y la evaluación de parámetros del yacimiento, que a su vez permiten dimensionar el volumen de reservas probables del campo, además de definir el sistema de levantamiento artificial con que se va a completar el pozo evaluado y de diseñar las facilidades definitivas de producción. El análisis de la información recolectada en las pruebas de producción define a la empresa la viabilidad de realizar futuras inversiones en el desarrollo del campo.

El presente manual describe detalladamente las etapas de un proyecto de evaluación de pozos y presenta procedimientos específicos de conformidad con diferentes estándares internacionales y bajo lineamientos de responsabilidad

integral de Petrominerales. El objetivo de este manual se traduce en estandarizar las operaciones de evaluación de pozos con el fin de asegurar la calidad de la información recolectada, garantizar condiciones de trabajo seguro al personal y mantener en cero los accidentes/incidentes ambientales.

Para la elaboración de este manual fue necesario el análisis de normas, procedimientos, especificaciones técnicas de equipos; además de hacer parte del equipo de well testing de Petrominerales durante la ejecución de varios proyectos de pruebas de pozos.

El presente documento está desarrollado en cuatro capítulos que describen detalladamente la planeación y ejecución de un proyecto de evaluación de pozos, y soportado con 16 procedimientos operacionales.

1. MARCO TEÓRICO

El desarrollo de un proyecto de exploración y evaluación de hidrocarburos contempla etapas consecutivas muy importantes, tales como: la sísmica del área y su respectiva interpretación, la posterior perforación del pozo exploratorio, y por ultimo la evaluación del pozo. Cada uno de estas etapas, tiene vital importancia para determinar la continuidad del proyecto de exploración y explotación de hidrocarburos.

La evaluación de pozos, la última etapa del proyecto de exploración y evaluación y la primera de la fase de producción, consiste en el análisis del comportamiento de los fluidos producidos y las variables petrofísicas del yacimiento. Perforar un nuevo pozo, comprender y predecir el comportamiento del yacimiento y su capacidad de producción, desarrollar estrategias de producción del campo, definir el diseño de las facilidades de producción, estimar reservas, definir el diseño del sistema de levantamiento artificial, evaluar comunicación hidráulica entre pozos, definir el sistema de transporte de los fluidos producidos, definir la viabilidad comercial de un área prospectiva, entre otros, son algunos de los interrogantes que busca responder una prueba de evaluación de pozos.

“En 1926 los hermanos Johnston generaron la primera prueba de formación efectuada a través de la columna de perforación (DST) permitiendo obtener presiones de la formación de interés”¹. Con el tiempo, dichas presiones fueron complementadas con datos de flujo permitiendo obtener mejor conocimiento de la productividad (“inflow”) del pozo. Desde entonces los métodos y tecnología empleados en la prueba de pozos han mejorado y evolucionado rápidamente.

¹ AGHAR, Hani. Nuevos alcances en pruebas de pozos. En: Oilfield Review Summer 2007 in Spanish, Vol. 19, no. 1, p. 46.

Los objetivos y estrategias de la evaluación de pozos cambian durante la vida productiva del pozo. Estas etapas son: exploración y evaluación, desarrollo y producción.

Durante la etapa de exploración y evaluación, la prueba de pozo recoge información para determinar el tamaño del yacimiento, la permeabilidad de la roca, las propiedades de los fluidos producidos, las presiones del yacimiento y cara de la formación, caudales y regímenes de flujo. Con dicha información es posible definir la capacidad de producción del pozo, la viabilidad comercial del yacimiento y la determinación de reservas.

Durante la fase de desarrollo, la prueba de pozos evalúa la presión del yacimiento, la presión fluyente y los caudales de producción, a través de un seguimiento continuo a las presiones de fondo y caudales de flujo.

En la etapa de producción se realizan pruebas de pozos para comprender y/o diagnosticar pérdidas de producción ó identificar oportunidades de incremento de la producción. Las pruebas evalúan la eficiencia del sistema de levantamiento artificial (baja eficiencia o daño mecánico de la bomba, pump-off, etc.), identifican problemas en el estado mecánico del pozo (taponamiento de perforados por arenamiento, colapso de tubing/casing, etc.) ó determinan cambios en el yacimiento (incremento BS&W, presencia de carbonatos, etc.).

Los objetivos más relevantes de la evaluación de un pozo exploratorio, se describen en el cuadro 1, a continuación:

Cuadro 1. Objetivos de la evaluación de pozo exploratorio.

PRUEBAS DE PRODUCTIVIDAD
<p>Obtener y analizar muestras representativas de los fluidos producidos. Medir la presión y la temperatura del yacimiento. Determinar la curva de rendimiento del pozo y la capacidad de producción. Evaluar la eficiencia de la operación de completamiento. Caracterizar el daño del pozo. Evaluar los tratamientos de reparación o de estimulación.</p>
PRUEBAS DESCRIPTIVAS
<p>Evaluar los parámetros del yacimiento. Caracterizar las heterogeneidades del yacimiento. Evaluar el alcance y la geometría del yacimiento. Evaluar la comunicación hidráulica entre los pozos.</p>

Fuente: AGHAR, Hani. Nuevos alcances en pruebas de pozos. En: Oilfield Review Summer 2007 in Spanish, Vol. 19, no. 1, p. 46.

Para llevar a cabo la prueba de producción, se requiere de facilidades de producción, las cuales tienen una función específica y determinante dentro del proceso. En términos generales, las facilidades de producción están compuestas por un choke manifold, separador trifásico, tanque de calibración (gauge tank), tanques de almacenamiento, tanque gun barrel, calderas, generadores eléctricos, bombas (reciprocantes, centrifugas, paletas, tornillo, etc.), compresores, medidores de flujo, calderas, skimmer tank, equipos de contingencia, cargadero, líneas de superficie, entre otros. Un sistema de levantamiento artificial es necesario para ejecutar la prueba, si el pozo no fluye naturalmente, es necesario implementarlo. En la figura 1, observamos el montaje de facilidades tempranas.

Figura 1. Facilidades tempranas de producción instaladas para la evaluación de pozo ODT-2ST, Petrominerales.



Fuente: Petrominerales.

Por otro lado, respecto a la regulación de las pruebas de pozos exploratorios, en Colombia, dicha función está en manos del Ministerio de Minas y Energía y la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). Estas entidades del Estado son las encargadas de administrar el sector de hidrocarburos en nuestro país. El ministerio de Minas y Energía, con la dependencia División de Hidrocarburos, es quien se encarga de diseñar y fijar políticas, planes, regulaciones y reglamentos que estimulen el sector de hidrocarburos, y efectuar el control de su aplicación; “El objetivo de la ANH, es la administración integral de las reservas de hidrocarburos de propiedad de la Nación”².

² COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIAS. Decreto 1760 de 2003 (26 de Junio), Por el cual se escinde la Empresa Colombiana de Petróleos, Ecopetrol, se modifica su estructura orgánica y se crean la Agencia Nacional de Hidrocarburos y la sociedad Promotora de Energía de Colombia S. A. [Consultado el 23 de Febrero de 2009]. Disponible en Internet: http://www.minminas.gov.co/minminas/kernel/usuario_externo_normatividad/form_consultar_norma_s.jsp?parametro=760&site=18

El decreto 1895 de 1973, es el primero que enuncia normas técnicas sobre la exploración y explotación de petróleo y gas en nuestro país.

En resumen, la evaluación de un pozo exploratorio, es el estudio de los fluidos producidos y del yacimiento que los contiene, analizando la capacidad de producción y reservas estimadas del nuevo yacimiento. Luego, una estimación precisa de las reservas recuperables, resulta de mucha importancia de la viabilidad del desarrollo del bloque que se está explorando.

2. PLANEACIÓN DE OPERACIONES

Los servicios de evaluación de pozo (well testing) se constituyen como un subproyecto de un proyecto mayor que es la construcción de un pozo. Tal macroproyecto está conformado por las etapas de Exploración, Perforación, Evaluación y Producción.

Como en cualquier proyecto, las operaciones de evaluación de pozos deben ser planeadas, ejecutadas y evaluadas. La planeación en este proceso se visualiza como el eje central del desarrollo y éxito del mismo. Por ello la importancia de dedicar el tiempo que sea necesario para planear adecuadamente las operaciones bajo criterios de objetividad de la prueba, veracidad de la información recolectada y condiciones de trabajo seguro.

En esta fase del proyecto se dimensiona el programa de pruebas de producción, el presupuesto de la prueba, la consecución de equipos y personal, el programa de movilización, el programa de armado de las facilidades de producción y por ultimo el desarrollo de la prueba.

2.1 PROGRAMA DE PRUEBAS DE POZO

Para dimensionar la logística y planeación que involucra la evaluación de un pozo exploratorio o de desarrollo es fundamental conocer de antemano el Programa de Pruebas a realizarse en tal pozo. Este programa es desarrollado por el Departamento de Yacimientos y concertado con las Gerencias de Operaciones y Producción.

Dicho programa permitirá dimensionar las facilidades de superficie a instalar, tipo y cantidad de equipos, personal requerido para la operación y la consecución de servicios externos como slickline, memory gauges, análisis físico-químicos de fluidos, etc.

El programa de pruebas definirá los objetivos de la evaluación del pozo con el fin de obtener la mayor cantidad de información sobre el yacimiento y los fluidos que contiene.

Básicamente, el programa de pruebas consiste en:

- Selección del sistema de levantamiento artificial (ALS) para la prueba.
- Arranque del pozo.
- Prueba de producción, donde se registra diferentes parámetros cada hora de Caudal vs. Tiempo, calidad de fluidos producidos y condiciones de operación del ALS.
- Periodos de cierre, para registrar pruebas de PBU (Pressure Buildup).
- Recolección de muestras de fluidos y sólidos.

Con estas pruebas es posible determinar la capacidad de producción del pozo (calculado del índice de productividad), la presión estática, la permeabilidad, daño (skin) y los límites del yacimiento.

Para determinar los límites del yacimiento es necesario programar un periodo de cierre suficientemente amplio que permita que el periodo de flujo radial supere el

almacenamiento del yacimiento. Estos límites o fronteras pueden ser un acuífero, fallas o canales de flujo.

Con el fin de mejorar los tiempos en la evaluación del pozo, Petrominerales ha implementado el uso combinado de sartas TCP & ALS Jet Pump durante el cañoneo de la formación (ver Figura 2). Si el pozo no fluye naturalmente, se procede inmediatamente a bajar con slickline una reverse flow jet pump para levantar el fluido a superficie. El sistema de levantamiento artificial (típico) utilizado en Petrominerales para correr el programa de pruebas es el bombeo hidráulico (Jet Pump).

En las Figuras 2 y 3 se visualizan una prueba de producción (Q vs. t) típica con sus respectivos periodos de cierre, y la interpretación de la prueba de presión, respectivamente.

Figura 2. Sarta de completamiento típico en la evaluación de pozos de Petrominerales.

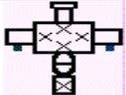
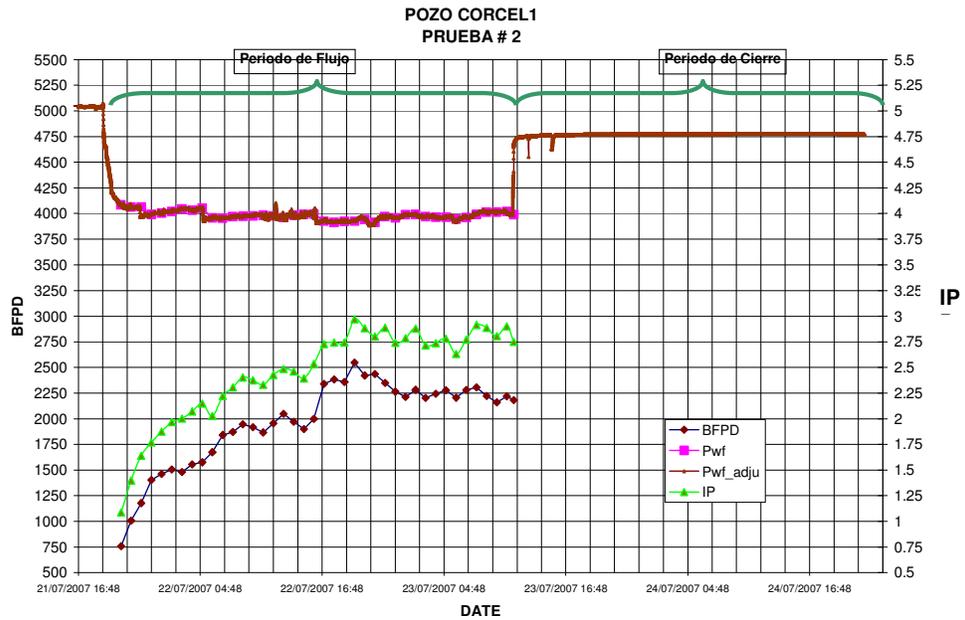
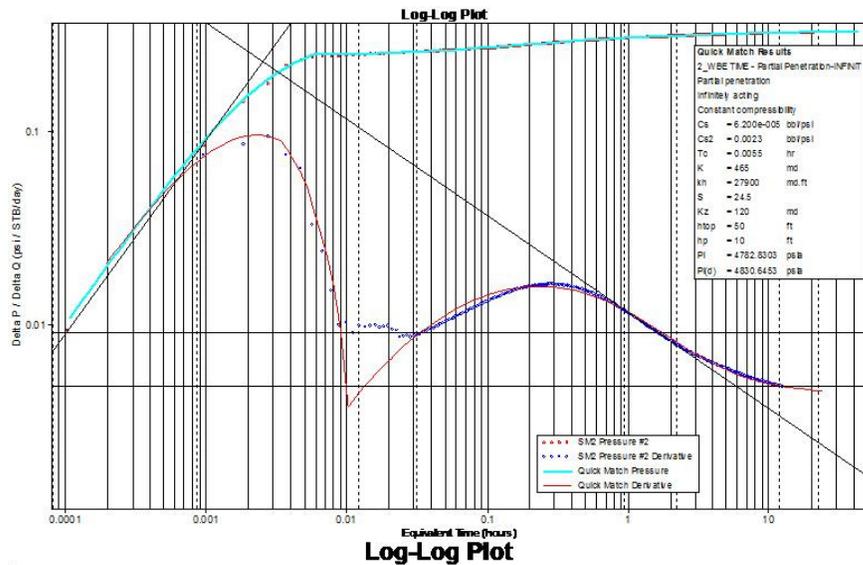
Sarta	DESCRIPCION	Conexiones		I.D.	O.D.
		Caja	Pin	Pulgadas	
	Cabezal de Flujo		3 1/2 IF		
	RTE				
	Tubing 3 1/2 eue 20 JTS	3 1/2 EUE	3 1/2 EUE	2,992	4,5
	SLIDE SLEEVE 2,81L	3 1/2 EUE	3 1/2 EUE	2,81	4,5
	1 Junta 3-1/2 eue	3 1/2 EUE	3 1/2 EUE	2,992	4,5
	Landing Nipple 2,75 F	3 1/2 EUE	3 1/2 EUE	2,750	
	1 Junta 3-1/2 eue	3 1/2 EUE	3 1/2 EUE	2,992	4,5
	Cross over	3 1/2 EUE	3 1/2 IF		
	ROT SAFETY JOINT	3 1/2 IF	3 1/2 IF	2,25	4,75
	Cross over	3 1/2 IF	2 7/8 EUE	2,40	4,75
	ABOVE PACKER	2 7/8 EUE			
	RP3 7 26#29# HDD			2,42	6,00
	BELOW PACKER		2 7/8 EUE		
	RADIOACTIVE SUB	2 7/8 EUE	2 7/8 EUE	2,44	3,62
	Landing Nipple 2,31 R	2-7/8 EUE	2-7/8 EUE	2,31	
	2 SINGLE TBG 2 7/8 EUE	2 7/8 EUE	2 7/8 EUE	2,44	3,75
	BAR VENT PRODUCTION VALVE	2 7/8 EUE	2 7/8 EUE	2,44	3,75
	1 SINGLE TBG 2 7/8 EUE	2 7/8 EUE	ACME	2,44	3,67
	Mechanical Firing Head	4 3/8" ACME	4 3/8" ACME		3,63
	Safety spacer	4 3/8" ACME	4 3/8" ACME	-	4,50
	Guns 4.5" 5SPF	4 3/8" ACME	4 3/8" ACME	-	4,50
	Spacer	4 3/8" ACME	4 3/8" ACME	-	4,50
	Guns 4.5" 5SPF	4 3/8" ACME	4 3/8" ACME	-	4,50
	Spacer	4 3/8" ACME	4 3/8" ACME	-	4,50
	Guns 4.5" 5SPF	4 3/8" ACME	4 3/8" ACME	-	4,50
	Bull Nose	4 3/8" ACME		-	4,50
	Memory Gauges				

Figura 3. Registro de una prueba de producción con periodo de cierre. Pozo Corcel 1, Petrominerales.



Fuente: Petrominerales.

Figura 4. Interpretación de una prueba de presión.



Fuente: Petrominerales.

Adicionalmente, durante la producción del pozo se deben recoger en superficie muestras de fluidos producidos antes y después de la aplicación del tratamiento químico correspondiente para la deshidratación del crudo. Generalmente los análisis de fluidos que se realizan se relacionan en el cuadro 2.

Cuadro 2. Análisis de laboratorio para fluidos producidos.

Análisis de Laboratorio para Pruebas de Producción de Pozos Exploratorios	
Pruebas Para Gas	Descripción
Cromatografía	Permite determinar la composición del gas, gravedad específica, poder calorífico, concentración de contaminantes (N ₂ , H ₂ S, CO ₂) y factor de compresibilidad.
Pruebas Para Crudo	Descripción
Gravedad API	ASTM D-287- / D-1298
Numero de Neutralización	ASTM D-664
Presión de Vapor Reid	ASTM D-323
Punto de Inflamación	Cleveland Open Cup. ASTM D-92
Punto de Fluidez	ASTM D-97
Insolubles en n-C7	UOP-614
Constante Viscosidad-Gravedad	ASTM D-2501
Viscosidad Cinemática	Esta prueba se realiza a diferentes temperaturas, con el fin de obtener la curva reológica del crudo. ASTM D-445
BS&W	Agua y Sedimento ASTM D-94
Contenido de Agua	Determinado por Karl Fisher ASTM D-4377
Contenido de Azufre	Porcentaje por peso. ASTM D-4294
Residuo de Carbón Micro	ASTM D-4530
Gases disueltos en Crudo	ICP PTE 47.004-1
Destilación Simulada de Crudos	ASTM D-5307
Contenido de Cenizas	ASTM D-482
Poder Calorífico	ASTM D-240
Porcentaje en Ceras	UOP 46 mod.
Contenido de Sal	ASTM D-3230
Contenido de Metales	ASTM D-5863
Contenido de Cobre	ASTM D-5863
Contenido de Hierro	ASTM D-5863

Cuadro 2. Análisis de laboratorio para fluidos producidos (Continuación).

Análisis de Laboratorio para Pruebas de Producción de Pozos Exploratorios	
Pruebas Para Crudo	Descripción
Contenido de Magnesio	ASTM D-5863
Contenido de Níquel	ASTM D-5863
Contenido de Vanadio	ASTM D-5863
Análisis SARA	Análisis de Saturado Aromático Resina y Asfalteno
Pruebas Para Agua	Descripción
Análisis Físicoquímicos	Alcalinidad Total; Bario; Bicarbonato Total (HCO_3^-); Boro; Bromuros; Calcio; Carbonato Total (CO_3^{2-}); Cloruros (Cl^-); Densidad; Conductividad Específica @ 25°C; Diagrama de Stiff; Dióxido de Carbono (CO_2); Dureza Calcica; Dureza Magnésica; Dureza Total; Estroncio; Gravedad Específica; H_2S ; Hidróxido Total (OH^-); Hierro; Índice de Langelier; Índice de Riznar; Índice de Saturación; Magnesio; Nitratos; Oxígeno Disuelto; pH; Potasio; Salinidad; Resistividad @ 25°C; Sodio; Sólidos Disueltos; Sólidos Suspendidos Totales; Sólidos Totales; Sulfatos; Temperatura Agua; Turbidez; Yodo; Fenoles.

Para los análisis PVT, también requeridos en la evaluación del pozo, el procedimiento básico es tomar la muestra del fluido en el fondo del pozo. Cuando la presión de burbuja es muy baja, por ejemplo, como en el Campo Corcel de Petrominerales (aproximadamente $P_b = 220$ psi.) las muestras de fluidos para análisis PVT se pueden recolectar en cabeza de pozo estrangulando el choke ajustable instalado en el árbol de navidad, para alcanzar presiones en cabeza de pozo muy por encima de la presión de burbuja (fase completamente líquida). Este procedimiento optimiza recursos y tiempos en el muestreo del fluido para análisis PVT.

Una vez se haya consolidado el programa de la prueba de producción se requiere presentar dicho programa al Ministerio de Minas y Energía (MME) para su aprobación. Sin el consentimiento del Ministerio de Minas y Energía y la Agencia Nacional de Hidrocarburos no es posible adelantar una prueba de producción.

Las pruebas de producción en un pozo exploratorio se establecen como pruebas iniciales las cuales pueden tener una duración entre 5 y 30 días y las pruebas extensas que tienen una duración normal de seis (6) meses, pero puede extenderse previa autorización del MME.

En términos generales, las pruebas iniciales de producción permiten dimensionar la capacidad de producción del pozo y determinar la calidad de los fluidos producidos, y la prueba extensa definirá la declaración de comercialidad del campo.

Para la prueba inicial de producción se requiere de la visita a campo de un funcionario del MME quien evaluará las facilidades de producción que permitirán recibir y tratar los fluidos provenientes del pozo. Adicionalmente para el arranque de la prueba debe existir el acompañamiento de un funcionario de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, el cual es invitado por la compañía operadora y la ANH define o descarta la movilización de uno de sus funcionarios.

Para la realización de las pruebas extensas en pozos exploratorios se requiere de la aprobación del Ministerio de Minas y Energía, y para ello cumplir con todos los requerimientos mencionados en la circular del 9 de junio del 2006 del MME, la cual reza:

... a continuación me permito enumerar cada uno de los requisitos previos necesarios para la aprobación de una prueba extensa:

- Presentación del cronograma de pruebas iniciales (previo).
- La presentación de la forma 6CR 'Informe de Terminación Oficial' del pozo, con sus respectivos anexos.
- La presentación de la información y mapas establecidos en el Decreto 3229103.
- La realización y presentación de las formas de producción correspondientes (Cuadro 4, Cuadro 7, Forma 9SH, Forma 16CR, Forma 30 – fuera de texto).
- La solicitud de la prueba extensa y presentación de la misma en la Dirección de Hidrocarburos, la cual debe incluir los resultados de las pruebas iniciales

de producción, los objetivos de la prueba extensa, el alcance de la misma, las pruebas adicionales que se realizarán con el fin de adquirir mayor información del yacimiento, teniendo en cuenta que se encuentran en la etapa de evaluación, diagrama de las facilidades de producción, esquema de fiscalización y un cronograma de las actividades que se desarrollarán durante la prueba extensa.

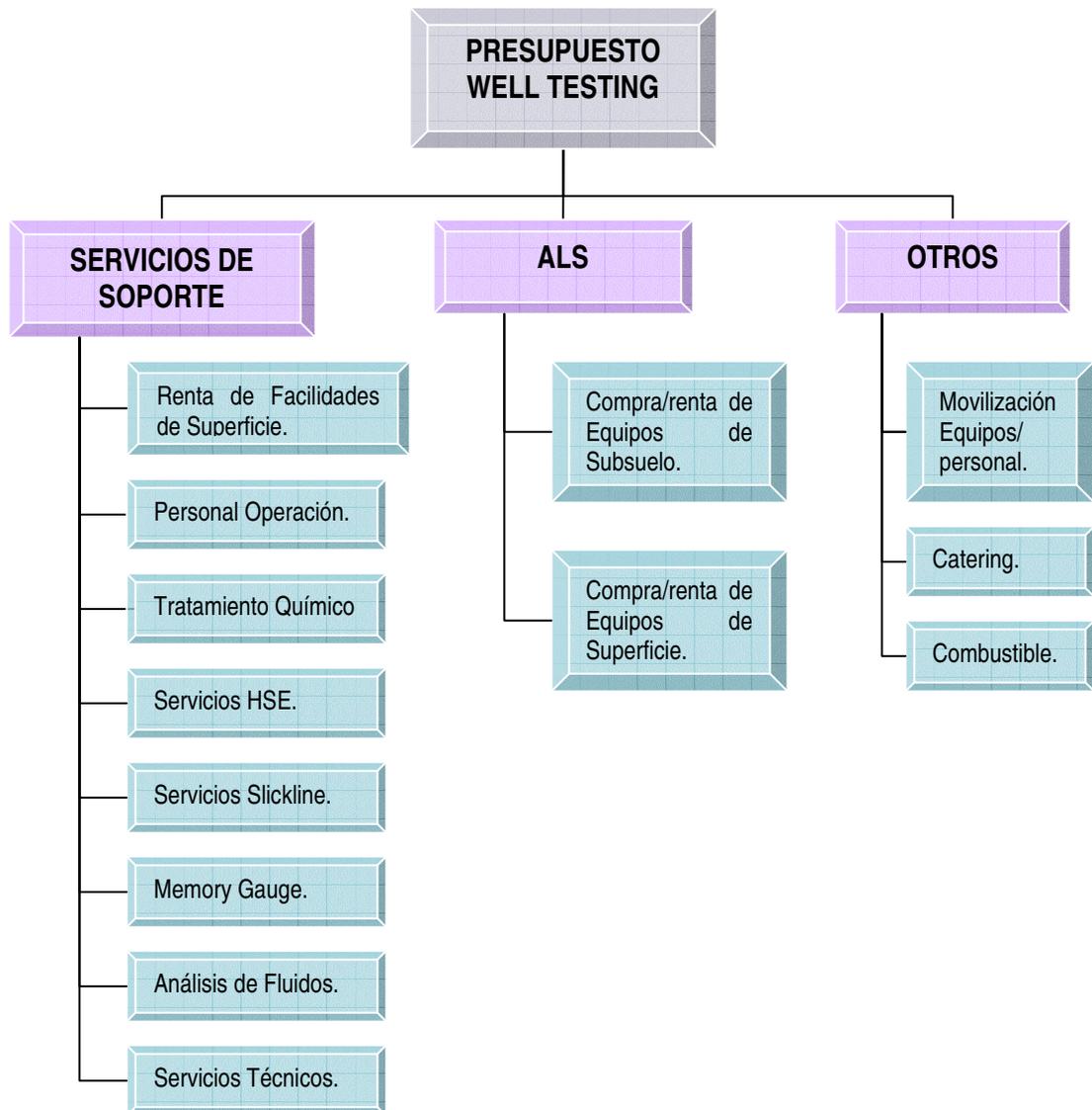
- Concepto previo de las facilidades de producción, por parte del Ingeniero de Zona o el funcionario asignado.
- El aval de ECOPETROL S.A. para la realización de las pruebas extensas, en Contratos de Asociación.
- En el momento de finalizar la prueba inicial, el pozo debe ser cerrado hasta tanto no se obtenga el permiso de la prueba extensa. Es importante mencionar, que para pozos clasificados como exploratorios ó de avanzada, es necesario tener completamente claro como se distribuirá la producción, con el fin de evitar inconvenientes contractuales, como es el caso de los Contratos suscritos con ECOPETROL S.A.³.

2.2 PRESUPUESTO DE LA PRUEBA

El presupuesto de la prueba de producción se consigna en un AFE y básicamente está compuesto como se indica en la figura 5.

³ COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIAS. Circular: Para compañías exploradoras, De director de hidrocarburos, Asunto pruebas extensas de producción, 9 de Junio de 2006.

Figura 5. Diagrama de planeación de recursos económicos.



2.3 CONTRATACIÓN DE SERVICIOS

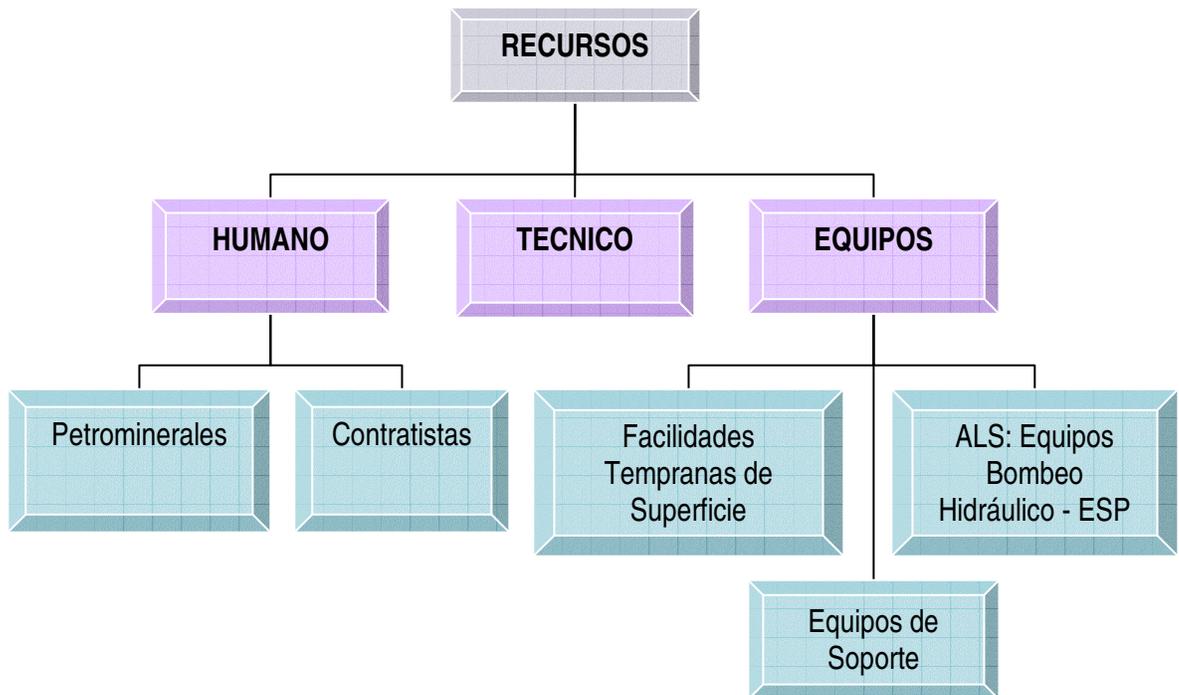
Debido a la incertidumbre que embarga a un pozo exploratorio desde el punto de vista de la productividad, se considera razonable rentar las facilidades tempranas de producción para la evaluación del pozo. Por ello, la ejecución de la prueba de pozo es realizada por una empresa especializada en dicho trabajo, con quien se suscribe un contrato de prestación de servicio.

Es importante que los ingenieros de evaluación de pozos tengan conocimiento de los términos de éste contrato. Adicionalmente, ordenes de servicio cubrirán contractualmente servicios adicionales que se requieren en la evaluación del pozo.

2.4 RECURSOS

Los recursos involucrados en un servicio de evaluación de pozos comprenden recursos humanos, técnicos y equipos. En la figura 6, se muestra el diagrama de organización de recursos.

Figura 6. Diagrama de organización de recursos.



2.4.1 Recurso Humano.

De acuerdo al programa de pruebas del pozo se define el personal necesario para la ejecución del proyecto. En esta sección se describe las funciones y el perfil del personal vinculados en la ejecución de las pruebas de pozo.

2.4.1.1 Personal compañía operadora.

Básicamente el grupo de well testing al interior de la compañía operadora puede conformarse por un ingeniero líder que facilite la planeación, desarrollo y supervisión del proyecto y un grupo de ingenieros de producción que ejecuten en

campo el programa de evaluación del pozo. Una vez finalizada la prueba, el grupo de ingenieros de la compañía operadora y las firmas contratistas evaluarán el éxito o fracaso del proyecto y se consignarán las respectivas conclusiones y recomendaciones para los futuros proyectos.

- **Ingeniero líder.** Realiza la planeación de las actividades y/o operaciones requeridas para llevar a cabo el programa de pruebas del pozo a evaluar. Esto implica participar en la elaboración de programas de pruebas, elaborar y solicitar el presupuesto requerido para las pruebas, coordinar con los ingenieros de operaciones la sarta de prueba a correr en el pozo, coordinar con algunas dependencias internas (obras civiles, materiales, transporte de hidrocarburos) y empresas contratistas los recursos humanos, técnicos y facilidades requeridos para la ejecución de la prueba.

Supervisa y brinda apoyo técnico a los ingenieros en campo, y apoyo en consecución de servicios adicionales que se requieran en el desarrollo de la prueba.

Informar oportunamente a la Agencia Nacional de Hidrocarburos y el Ministerio de Minas y Energía sobre el desarrollo de las pruebas.

- **Ingeniero de campo.** Lidera, coordina y supervisa el desarrollo y ejecución de las etapas de movilización, armado de facilidades y desarrollo de la prueba en campo. Participa en la elaboración y coordinación del programa de movilización y armado de las facilidades tempranas de producción (EPF). Es el encargado de interactuar y coordinar operaciones en campo con otras dependencias de la compañía operadora y contratistas. Es responsable de garantizar información

veraz y confiable de la prueba de producción. Coordinar la ejecución de las operaciones bajo el marco de trabajo seguro y respeto al medio ambiente. Informar oportunamente a la Agencia Nacional de Hidrocarburos y el Ministerio de Minas y Energía sobre el desarrollo de las pruebas.

2.4.1.2 Personal de la empresa contratista.

La prueba de pozo es ejecutada por una empresa especializada en dicho trabajo, quien con personal calificado y no calificado son los responsables de la realización de las actividades en campo.

Cabe resaltar que el número del personal involucrado en la prueba dependerá de la magnitud del proyecto. En la Tabla 1 se describe el perfil de personal involucrado en las pruebas.

Tabla 1. Descripción del personal involucrado en las pruebas de pozo.

PERSONAL CONTRATISTA PRUEBA DE POZO					
DESCRIPCIÓN	ESTUDIOS	DISPONIBILIDAD (HORAS)	CANTIDAD	RESPONSABILIDADES	OBSERVACIONES
Supervisor de Operación	Ingeniero de Petróleos	12	2	Supervisar y dirigir todas las operaciones inherentes a la realización de la prueba. Mantener contacto directo con el ingeniero de evaluación de pozos.	Pro activo. Con capacidad para trabajar bajo presión. Mente abierta al cambio. Capacidad de liderazgo y don de mando para con su grupo. Debe tener experiencia en el área petrolera de 10 años.
Operadores	Ingeniero de Petróleos / Técnico en áreas afines	12	4	Operación, monitoreo y optimización del proceso desde cabeza de pozo hasta tanques de almacenamiento, incluyendo inyección de fluido motriz. Encargados de toda la medición de tanques, de crudo y agua; recibos, recirculaciones. Trabajarán en coordinación con el supervisor.	Pro activo. Con capacidad para trabajar bajo presión. Mente abierta al cambio. Debe tener experiencia en el área petrolera de 5 años.
Electro - mecánico	Ingeniero Mecánico / Técnico Electro - mecánico	24	1	Operación, monitoreo, mantenimiento preventivo y correctivo de los equipos eléctricos y mecánicos del proceso. Colabora en las funciones de los operadores.	Conocimientos, manejo y experiencia en operación, mantenimientos preventivos y correctivos de equipos electromecánicos utilizados en la industria petrolera. Pro activo. Mente abierta al cambio. Con capacidad para trabajar bajo presión. Debe tener experiencia en el área petrolera de 5 años.
Operador Caldera	Técnico en Calderas	24	1	Operación, monitoreo, mantenimiento preventivo y correctivo de la caldera del proceso	Conocimientos, manejo y experiencia en operación, mantenimientos preventivos y correctivos de Calderas. Facilidad de aprendizaje para enfocar el uso de la Caldera al entorno petrolero. Pro activo. Mente abierta al cambio. Con capacidad para trabajar bajo presión. Debe tener experiencia en el área petrolera de 3 años.
Laboratorista	Técnico	24	1	Realiza los análisis de laboratorio: BSW por centrífuga de inyección y cabeza de pozo y tanques, salinidad, ° API, arenas, cloruros, etc.	Persona de manejo y confianza, pro activa, con habilidades de trabajo en grupo y capacidad de trabajar bajo presión. Debe tener experiencia en el área petrolera de 3 años.

Tabla 1. Descripción del personal involucrado en las pruebas de pozo (Continuación).

PERSONAL CONTRATISTA PRUEBA DE POZO					
DESCRIPCIÓN	ESTUDIOS	DISPONIBILIDAD (HORAS)	CANTIDAD	RESPONSABILIDADES	OBSERVACIONES
Instrumentista	Ingeniero o Tecnólogo Instrumentista	24	1	Puesta en marcha de toda la instrumentación del proceso. Monitoreo, mantenimiento preventivo y correctivo del sistema de instrumentación.	Conocimientos, manejo y experiencia en operación, mantenimientos preventivos y correctivos de instrumentación, equipos neumáticos y electrónicos utilizados en la industria petrolera. Pro activo. Mente abierta al cambio. Con capacidad para trabajar bajo presión. Debe tener experiencia en el área petrolera de años.
Auxiliares de Campo	Bachilleres	12	*	Encargados de operaciones varias en la localización	Personal de la región organizado según esquema de la Coordinación de Relaciones con la Comunidad PCL. Las hojas de vida se solicitan a esta coordinación 3 días de anticipación.

* La cantidad de Auxiliares de Campo dependerá de las acciones que la operación requiera. Esta cantidad deberá ser aprobada por el Ingeniero de Well testing de Petrominerales.

2.4.2 Equipos.

Éstos se refieren a los equipos, accesorios y herramientas necesarias para construir las facilidades tempranas de producción y armar el BHA (bottom hole assembly) del sistema de levantamiento artificial.

Las facilidades tempranas de producción están constituidas por las líneas de recolección de fluidos, manifold de distribución de fluidos, vasijas de separación, tratamiento y almacenamiento de fluidos, sistema de manejo de gas y agua y equipos periféricos o de soporte. Tuberías, equipos de instrumentación, generadores, bombas y compresores, son algunos de los equipos de soporte requeridos en el funcionamiento de las facilidades tempranas de producción.

Los equipos mencionados anteriormente deben encontrarse en buenas condiciones operativas y por tanto es necesaria su revisión antes de la movilización a pozo. Adicionalmente exigir al contratista certificados de mantenimiento y/o calibración de los equipos.

Los equipos de subsuelo, están conformados por el BHA combinado de las sartas TCP & ALS Jet Pump como se observa en la Figura 2.

2.4.2.1 Equipos de manejo de fluidos.

El Choke Manifold es al primer equipo de las facilidades tempranas de producción a donde llegan los fluidos provenientes del pozo. Permite mantener controlado el pozo, además de recolectar y dar direccionamiento al fluido dentro de las facilidades.

- **Choke Manifold.** Es el conjunto de válvulas y choques que permiten controlar flujo y presión de un pozo. Su diseño debe ser mínimo de 5000 psi. Debe contar

con dos tipos de choques, uno fijo y otro ajustable, los cuales pueden ser aislados mediante un juego de válvulas de bypass para permitir el cambio de diámetro del choque. Los diámetros del choque son expresados en 1/64 de pulgada.

Inicialmente el pozo fluye por el choque ajustable, y una vez estabilizado el caudal de fluido se recomienda fluir el pozo por el choque fijo. La figura 7, muestra físicamente este equipo.

Figura 7. Choke manifold.



Fuente: Petrominerales.

- **Separador Horizontal Trifásico.** Permite la separación de fases del fluido producido en crudo, gas y agua. Las especificaciones mínimas consideradas para esta vasija son rating de presión ANSI 150 y capacidad de manejo de fluidos de 6000 BFPD y manejo de gas de 2 MMSCFD.

En un separador horizontal el fluido entra y golpea una platina deflectora causando un cambio repentino de momentum, la cual causa la mayor separación del gas. La fuerza de gravedad induce a que las gotas de líquido se desplacen con baja

velocidad y se depositen al fondo del tanque. Esta sección proporciona el tiempo de retención requerido, para permitir que el gas arrastrado salga del líquido y ascienda al espacio de vapor. En la sección de extracción de humedad, es donde se retiene las pequeñas gotas de líquido que pueda contener el gas. Después de esta sección el gas sale del separador a través de una válvula automática de control de presión. El líquido abandona el tanque a través de una válvula de descarga que es regulada por un control de nivel. El agua sale del separador por medio de una válvula automática accionada por un control de nivel.

Dado que este equipo es automatizado, se requiere tener los certificados de calibración vigentes de las válvulas de control de nivel y los medidores de flujo. Este equipo, lo podemos observar en la figura 8.

Figura 8. Separador horizontal trifásico.



Fuente: Weatherford.

- **Compresor.** Es el dispositivo mecánico, capaz de aumentar la presión y desplazar cierto tipo de fluidos llamados compresibles, como gases y vapores. Este equipo provee el aire presurizado necesario para el buen funcionamiento de sistema neumático requerido en la instrumentación de los equipos.

- **Tanque de Calibración o Gauge Tank.** Es el tanque horizontal que se usa para calibrar los medidores de flujo del separador. Esta compuesto por dos compartimientos iguales de volumen conocido, para facilitar el manejo de los fluidos, cada compartimiento debe estar aforado con su tabla correspondiente y debe tener visores de nivel. Se recomienda hacer el aforo de este tanque una vez se encuentre ubicado en la localización del pozo para dar aseguramiento de las medidas. En la figura 9, observamos este equipo.

Figura 9. Gauge tank.



Fuente: Petrominerales.

Posterior a la separación de las fases, es necesario hacer un tratamiento de deshidratación al crudo para obtener la calidad requerida para su venta (BS&W < 0,5%). Para ello, al crudo se le inyecta química, por medio de bombas neumáticas y/o electrónicas, y se le proporciona temperatura al tanque Gun Barrel por medio de calderas industriales.

- **Tanque Gun Barrel.** Es llamado comúnmente tanque de lavado y soporta su principio de operación en el fenómeno de coalescencia.

La corriente de fluido entra a una bota de gas para permitir la desgasificación total del fluido a través del sistema de venteo. Luego la fase líquida entra a la zona de agua de lavado (colchón de agua) a través de un distribuidor que permite esparcir

la emulsión lo más finamente posible a fin de aumentar el área de contacto entre el agua de lavado y la emulsión, favoreciendo así la coalescencia de las partículas de agua. Por diferencia de densidades el crudo fluye hacia la parte superior del tanque y el agua desciende hacia la zona de lavado. Estos tanques cuentan con coil interno de calentamiento para favorecer el proceso de deshidratación del crudo. Este equipo, lo observamos en la figura 10.

Figura 10. Gun Barrel.



Fuente: Petrominerales.

- **Caldera Industrial.** Son dispositivos empleados para calentar agua y generar vapor a una presión muy superior a la atmosférica. Cuenta con dos compartimientos, el primero es donde el combustible o crudo se consume, mientras que en otro es donde se almacena el agua que luego se convertirá en vapor.

El vapor es conducido a través de tubería especial hasta el tanque Gun Barrel para incrementar y mantener alta la temperatura del colchón de agua de este tanque. Esto facilitará disolver parafinas y mejorar la deshidratación de la fase

crudo que asciende por el tanque gun barrel. El calor actúa sobre la emulsión permitiendo reducir la tensión superficial de la película emulsionante. La instalación de una caldera implica la construcción de líneas de vapor que se conectan a los serpentines de calentamiento del tanque gun barrel y/o tanques de almacenamiento. En la figura 11, observamos una caldera industrial.

Figura 11. Caldera industrial.



Fuente: Petrominerales.

- **Tanque de Almacenamiento o Frac Tank.** Son tanques horizontales de 500 barriles de capacidad de almacenamiento. Estos tanques son aforados en la localización del pozo por una firma avalada por el MME. La figura 12, nos muestra los dos tipos de tanques de almacenamiento utilizados.

Figura 12. Frac tank (Izq.). Tanque de almacenamiento (Der.).



Fuente: E-Tank [en línea]. Frac tanks [consultado 03 de Marzo de 2009]. Light tower rentals [en línea]. Frac tanks [consultado 03 de Marzo de 2009]. Disponible en Internet: http://www.lighttowerrentals.com/images/products/frac_001_1.jpg
<http://www.etank.net/images/ifrac.jpg>

El sistema de venteo está conformado por un scrubber de baja presión, un flame arrestor y una tea. La tea vertical debe manejar al menos 2 MMSCFD.

- **Scrubber.** Es el equipo encargado de hacer la separación instantánea del líquido que aún pueda traer el gas que sale del separador.
- **Skimmer.** Este equipo ofrece el tiempo de residencia necesario para que el agua de producción logre la disminución en la concentración de crudo, y alcance las propiedades requeridas para su disposición final. Por la ruptura de moléculas en placas coalescentes y la diferencia de densidades se realiza la separación. En la figura 13, se observa un skimming tank.

Figura 13. Skimming tank.



Fuente: Petrominerales.

- **Bomba de Inyección de Química.** Este equipo puede ser neumático o electrónico y su objetivo es inyectar productos químicos (rompedor de emulsión, antiespumantes, inhibidores de parafina, inhibidores de scale, anticorrosivos, etc.) al proceso para mejorar la calidad de los fluidos separados o para proteger equipos (anticorrosivos). La figura 14, nos enseña el tipo de bomba que comúnmente se utiliza.

Figura 14. Bomba neumática para la inyección de químicos.



Fuente: Direct industry [en línea]. Productos, bomba neumática [consultado 04 de Marzo de 2009]. Disponible en Internet: <http://www.directindustry.es/prod/williams-milton-roy/bomba-dosificadora-neumatica-15854-41145.html>

2.4.2.2 Equipos del sistema de levantamiento artificial.

Dado que el sistema de levantamiento artificial más utilizado en Petrominerales para las pruebas de pozos es el bombeo hidráulico (Tipo Jet Pump), se explicará brevemente este sistema y los equipos que lo conforman.

El sistema de levantamiento de bombeo electrosumergible es también utilizado en Petrominerales para las pruebas de pozos, pero la explicación de funcionamiento de este sistema se encuentra fuera del alcance de este manual.

El sistema de bombeo hidráulico, tipo Jet Pump, requiere equipos de superficie como bombas de desplazamiento positivo para asegurar la inyección del fluido motriz, bombas booster, tanque de potencia, medidores de flujo y líneas de alta presión.

- **Bomba de Desplazamiento Positivo.** Es la unidad que se encarga de presurizar e inyectar el fluido motriz en el pozo. El fluido motriz ingresa por la succión de la bomba con una presión mínima (proporcionada por la bomba booster) y descarga el fluido a presiones altas.

Generalmente bombas reciprocantes triplex de 200 HP son la de mayor uso en la evaluación de pozos. Estas bombas brindan un amplio rango de presiones y caudales de inyección.

La bomba es acoplada a un motor (eléctrico, diesel o neumático) a través un reductor generalmente de relación 4,38:1 RPM para alcanzar una rotación en la bomba de hasta 400 RPM. A esta unidad se conoce como Unidad de Bombeo Hidráulico. Para asegurar la continuidad y buen desarrollo de la prueba se recomienda tener back up de esta unidad.

Se debe tener en cuenta que el sistema de alarmas y seguridad de la UBH es indispensable para proteger la integridad del equipo y del sistema de levantamiento artificial del pozo. Por otro lado, muy importante que las bombas reciprocantes cuenten con un Dumper de amortiguación en las líneas de succión y descarga de la bomba. La función de este instrumento es amortiguar las pulsaciones originadas por los pistones de la bomba, evitando fatiga en la tubería y la vibración en el equipo. La figura 15, nos enseña los componentes de la unidad de bombeo hidráulico.

Figura 15. Componentes de la UBH. Bomba reciprocante de tres pistones (Izq.). Motor de combustión interna (Der.).



Fuente: Wengcon [en línea]. Products, SMDO [consultado 04 de Marzo de 2009]. Disponible en Internet: <http://www.wengcon.com.my/Image/SDMO.jpg>

- **Skid de Bombas Booster y Filtros.** El patín (skid) está compuesto por un juego de filtros (mesh) y dos bombas centrifugas. Los filtros están ubicados aguas arriba a las bombas y permiten limpiar el fluido que se inyectará en el fondo del pozo. Las bombas boosters suministrarán la cabeza necesaria (aprox. 40-60 psi) a las bombas reciprocantes para evitar la cavitación de las mismas.

El fluido de potencia se alinea hacia la UBH por un brazo del patín, manteniendo siempre un conjunto filtro-bomba operando y el otro de standby. La figura 16, enseña el skid.

Figura 16. Skid de bombas boosters y filtros.



Fuente: Petrominerales.

- **Tanque de Potencia.** Tanque utilizado para el almacenamiento del fluido motriz (salmuera ó crudo deshidratado) y encargado de la alimentación de las unidades de bombeo hidráulico. Este tanque también aporta en la limpieza del fluido motriz por decantación de sólidos por acción de la gravedad.

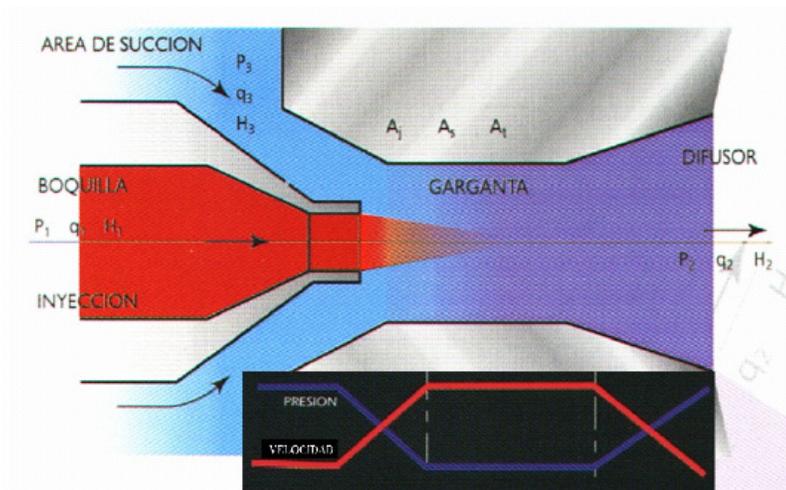
- **Tubería de Alta Presión y Medidores de Flujo.** Se recomienda utilizar tubería Schedule 160 y medidores de flujo tipo turbina.

Respecto a los equipos de subsuelo involucrados en un sistema de bombeo hidráulico para pruebas se tienen: la bomba de subsuelo (generalmente tipo jet), camisa de circulación (ó cavidad), standing valve, empaque (hidráulico o mecánico), setting nipple, y memorias.

- **Bomba tipo Jet.** Es la bomba de subsuelo, usada para el levantamiento artificial de los fluidos producidos por un pozo, la cual funciona por transferencia de energía entre fluidos. La configuración de boquilla-garganta, es la esencia del principio de funcionamiento de la bomba. Esta bomba se asienta sobre el interior de una camisa de circulación (sliding sleeve) o una cavidad.

El principio físico de funcionamiento de la bomba está soportado en el principio de Venturi, el cual consiste en inyectar ó pasar un fluido presurizado a través de un área reducida, permitiendo un cambio de energía, de potencial a cinética a la salida de la boquilla, generando un efecto de succión del fluido de formación. La mezcla de fluido de formación y fluido motriz entran a una sección de área constante de la garganta llamado tubo de mezcla, y luego pasa a un difusor que permite nuevamente un cambio de energía de cinética a potencial (presión). Esta energía potencial es la encargada de descargar los fluidos a superficie. La figura 17, explica el principio de funcionamiento de la bomba jet.

Figura 17. Principio de funcionamiento de la jet pump.



Fuente: Velasteguí, Paúl Fernando. Optimización del sistema de bombeo hidráulico jet en la evaluación de pozos de petróleo. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Quito: Universidad Central del Ecuador. Facultad de ingeniería en geología, minas, petróleos y ambiental, 2007. 80 p.

En el mercado se encuentran dos tipos de bomba Jet: la directa o convencional y la bomba reversa. La bomba directa comúnmente se utiliza en pozos de operación continua y la bomba reversa es recomendable en la evaluación de pozos.

La bomba reversa, por su condición de inyección de fluido motriz por el anular del pozo, permite obtener rápidamente información del yacimiento y evita la depositación de sólidos sobre el empaque.

Figura 18. Reverse flow jet pump claw.



Fuente: Sertecpet.

- **Camisa de Circulación.** Conocida también como sliding sleeve y permite la comunicación del tubing con el espacio anular del pozo. Básicamente utilizada en completamiento de pozo con producción simultanea de diferentes formaciones. En bombeo hidráulico se utiliza para el asentamiento de la bomba de subsuelo.

Algunas ventajas importantes que ofrece el sistema de bombeo hidráulico tipo Jet Pump se describen a continuación:

- Este tipo de bomba, no tiene ningún problema con las altas profundidades y con el direccionamiento del pozo.
- Las bombas Jet manejan con facilidad grandes relaciones de gas-petróleo.

- Dentro de las bombas hidráulicas son las bombas tipo Jet las que menor mantenimiento requieren por su reducido número de partes, además esta bomba es de fácil reparación en la localización del pozo.
- Con las bombas tipo Jet se puede producir altos volúmenes y además pueden manejar sólidos dentro de su producción.
- No tiene partes móviles. Tolera las abrasivos y corrosivos que pueda traer los fluidos del pozo.
- Fácil asentamiento y recuperación de la bomba lo cual se puede realizar por cable (slickline) o hidráulicamente.
- En el tratamiento de fluidos, permite inyectar los químicos necesarios en el fluido motriz.

2.4.2.3 Equipos de soporte.

Adicional a los equipos mencionados anteriormente, se requieren otros equipos importantes en el set de evaluación de pozos:

- Tuberías y mangueras de alta y baja presión.
- Cargadero de dos brazos para manejar el agua y el crudo producidos de manera independiente (transporte de fluidos en carrotanques).
- Bombas centrifugas y neumáticas.
- Equipos de generación eléctrica con su respectivo tablero de transferencia y de servicios generales.

- Tanques de almacenamiento de combustible y agua.
- Tableros de instrumentación y alarmas, manómetros, termómetros.
- Compresores. Soporte de funcionamiento del separador de prueba y diferentes equipos neumáticos.
- Equipos de Laboratorio. Centrifuga, salinómetro, balanza analítica, horno, termohidrómetros (diferentes escalas), zanahorias, pipetas, reactivos, etc.
- Sistema de comunicación satelital.
- Casetas para alojamiento de personal e instalación de oficinas.
- Equipos de Instrumentación.
- Kit para medición. Cintas, ladrones, pasta reveladora de agua, baldes, etc.
- Luminarias portátiles.
- Medidores dinámicos.
- Geomembrana.
- Diques de contención. Saco-suelos.
- Equipos de contingencia. Extintores (20, 30 y 150 Lbs.), solkaflam, fast tank, barrera y tela absorbente, motobomba, detector de gases, linternas antiexplosión.

2.5 MOVILIZACIÓN DE EQUIPOS

La planeación de la movilización de los equipos utilizados en las pruebas de pozos, es responsabilidad del ingeniero líder, quien debe coordinar con el representante del departamento de Materiales y Contratos de Petrominerales, la solicitud del transporte de los equipos y/o accesorios, a través del siguiente formato (Tabla 2) y especificando la fecha de inicio de la movilización.

El personal de logística de Petrominerales, se encarga de coordinar con la compañía contratista de well testing y la empresa transportadora el tipo de vehículo, hora y lugar de cargue.

Tabla 2. Formato seguimiento de movilización de equipos.

		MANUAL PROCEDIMIENTO EVALUACIÓN DE POZOS			
		SEGUIMIENTO DE MOVILIZACIÓN DE EQUIPOS ⁴			
Carga	Dimensiones - Peso ⁵	Tipo de Vehículo	Lugar Cargue - Destino	Observaciones	
Tanques de Almacenamiento (500 Bbls)	12 x 3,05 x 3,29 m - 6 Ton.	Tractomula cama cuna	Tauramena – Corcel	Este tipo de carga requiere que la empresa transportadora diligencie los respectivos permisos frente al Ministerio de Transporte. Esta carga no se puede movilizar los fines de semana.	
Separador	4 Ton.	Tractomula cama cuna	Yopal - Corcel		
Frac tank	4 Ton.	Cabezote	Bogotá - Corcel		
Tanque Gun Barrel	6 Ton.	Tractomula cama cuna	Gachanzipa – Corcel		
UBH	6 Ton.	Planchon sin carroza	Yopal – Corcel		
Caseta Campamento	4 Ton.	Tractomula cama alta	Bucaramanga – Corcel		
Generador eléctrico	5 Ton.	Tractomula cama alta	Neiva - Corcel		
Tea, scrubber, cargadero, tubería	4 Ton.	Camión 600	Villavicencio – Corcel		
Tanque de Diesel	5 x 2,45 x 2,6 m - 2 Ton.	Planchon sin carroza	Bogotá - Corcel		
Skimmer	5 Ton.	Tractomula cama cuna	Bogotá - Corcel		

⁴ Este formato se diligenció con datos reales, como ejemplo, pero estos varían obedeciendo de las condiciones del proyecto.

⁵ Las dimensiones y peso varían dependiendo de las especificaciones técnicas de los equipo.

2.5.1 Operaciones de Cargue

Durante las operaciones de cargue, se requiere que la compañía que suministra los equipos entregue al transportador una lista de chequeo de los mismos para verificar los componentes y estado de los equipos a movilizar. Previo al cargue de los equipos se debe realizar las siguientes actividades:

- Vehículos (camionetas, turbos, camiones C-600, cama altas y cama cunas) suficientes y adecuados para movilizar las cargas.
- Contar con la presencia de los equipos de izaje (cargador, carromacho y/o grúa ph), cuando estos se requieran para realizar el cargue y descargue. Además, asegurarse de que éstos tengan los certificados necesarios para su operación.

Durante el cargue o descargue de equipos se debe seguir las siguientes recomendaciones básicas:

- Todo el personal deberá portar sus elementos de protección personal completos.
- Prohibir a cualquier individuo el cruce por debajo de la carga levantada.
- Prohibir direccionar o manipular la carga levantada con la mano, en caso necesario se utilizará una manila que se debe amarrar previamente.
- Atender señales de mano estándar únicamente del ayudante quien estará ubicado al lado izquierdo parte trasera, un metro separado de la carga.
- Tener cuidado con posiciones inadecuadas en el trabajo.

2.5.2 Movilización.

Una vez la carga se encuentre asegurada y lista para su desplazamiento, se debe tener en cuenta, los siguientes aspectos:

- Disponer de un mapa con la ruta a seguir durante la movilización.
- Asegurarse de contar con los permisos del Instituto Nacional de Vías para transportar cargas sobredimensionadas y/o extrapesadas.
- Realizar el análisis de seguridad en trabajo (AST) para movilización del equipo.
- Diligenciar permiso de trabajo.
- Tener en cuenta que la movilización de los equipos se realizará únicamente en horas del día
- Se deberá cumplir con los límites máximos de velocidad establecidos por el Ministerio de Transporte.

Después de haber verificado y realizado los anteriores aspectos, el vehículo puede emprender su viaje. Una vez despachada la carga, ésta es responsabilidad de la empresa transportadora durante el recorrido hasta el lugar de entrega.

Cuando se deben movilizar cargas extrapesadas y extradimensionadas en camabajas especiales (cama cunas), es necesaria la presencia de vehículos escoltas, como lo dice la Resolución 04959 de 2006 del Ministerio de Transporte. Algunos apartes de esta resolución explica:

- Avisos de peligro de carga ancha y/o larga: avisos delanteros de 1.00 metros de largo por 0.50 metros de altura, para avisos traseros 1.50 metros de largo por 0.60 metros de altura. Colores: Fondo amarillo y letras y orla negras.
- Texto: “Peligro Carga Extralarga”. “Peligro Carga Extra-Ancha” o “Peligro Carga Extralarga y Extra-Ancha”. Según sea el caso.
- Paletas de señalización Pare/Siga y chalecos reflectivos.

Cuando la carga llega al lugar de operación, el ingeniero de campo, es el encargado de recibir los equipos transportados, de verificar el buen estado y la lista de chequeo. Con la ayuda del supervisor de operación, coordinan el descargue y posterior ubicación de los equipos transportados, en el lugar que le corresponde según el plano.

Una vez terminada la prueba inicial de producción y se requiera desmovilizar equipos, se debe seguir iguales condiciones de la movilización. Coordinar con el representante de logística de Petrominerales, realizar el plan de movilización (formato de seguimiento de movilización) y demás aspectos requerido para tal fin.

3. DESARROLLO DE OPERACIONES EN CAMPO

Generalmente durante la etapa de evaluación de pozos, las facilidades tempranas de producción son construidas en la misma localización del pozo, considerando algunos criterios de distancia al pozo. Por ello es importante que el área a ocupar por Producción sea concertada previamente con el company man (solamente cuando el rig se encuentra en la localización del pozo), los ingenieros de obras civiles y HSE de Petrominerales.

La distribución de los equipos a instalar se realizará de acuerdo al layout previamente diseñado en la etapa de planeación. Esta distribución de equipos permitirá al grupo de Obras Civiles ubicar y dimensionar las placas de concreto requeridas para la instalación de las facilidades.

La filosofía de construcción de las facilidades tempranas de producción debe enfocarse en la recolección de los fluidos, separación, tratamiento, almacenamiento, fiscalización y despacho de fluidos. La figura 19, muestra el esquema general de las facilidades tempranas de producción.

En términos generales, el proceso al cual están sometidos los fluidos producidos de un pozo se puede explicar de la siguiente manera: a través de una línea de flujo los fluidos del pozo se llevan a un múltiple (manifold) que permite el direccionamiento de tales fluidos hacia el separador trifásico de prueba. Del separador se obtendrá crudo hidratado, agua y gas. El crudo aun hidratado es enviado a un tanque gun barrel para llevar a cabo el proceso completo de deshidratación; este gun barrel cuenta con un sistema de coil de calentamiento, que es alimentado con vapor proveniente de la caldera, el cual permite un incremento de temperatura de los fluidos y mejora la velocidad de separación de

las fases; el agua sale por los drenajes inferiores y es enviada al skimming tank; el crudo deshidratado pasa por rebose del gun barrel a cualquiera de los tanques de almacenamiento, donde es medido, caracterizado y fiscalizado para su posterior venta. El crudo de venta será despachado a los diferentes puntos de recibo que coordine Petrominerales, por medio de carrotanques tractomulas, las cuales serán llenadas por un sistema de cargadero, dispuesto para tal fin.

La fase agua proveniente del separador pasa a través de un sistema de medición tipo turbina y se envía directamente al skimming tank, donde se mezcla con el agua proveniente de los gun barrel. En el skimming tank, el agua finaliza su proceso de separación de aceite. La disposición final del agua de formación se puede realizar como vertimiento a campo de aspersión o cuerpo de agua (cumplimiento decreto 1594/84), en pozos inyectoros o por procesos de evaporación. Es muy importante que todos los métodos de disposición de agua sean autorizados en la licencia ambiental de exploración del campo, con el fin de contar con alternativas de disposición durante las épocas de verano e invierno de la zona de influencia del campo.

Una alternativa costosa y por tanto poco común es enviar el agua de formación a una planta externa para el tratamiento y disposición final. Esta planta debe contar con licencia ambiental para realizar tal actividad.

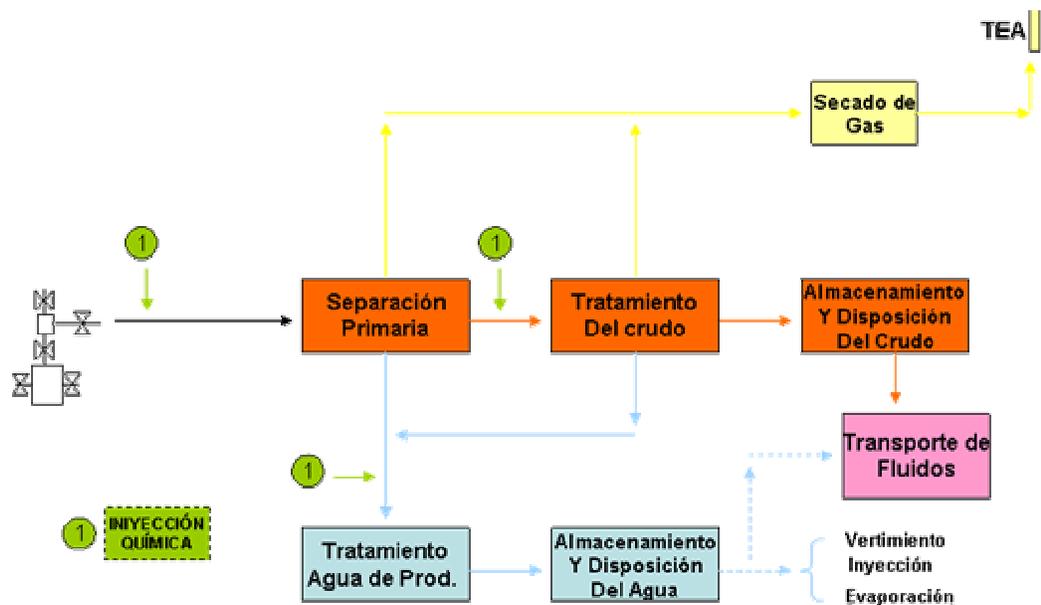
El decreto 1594 de 1984 del Ministerio del Medio Ambiente, dicta las condiciones mínimas de calidad que debe tener el agua para su vertimiento. Para tal fin, el agua sale del skimming tank hacia un sistema de filtración con lecho de cáscara de nuez, y de ahí a una (s) piscina (s) para su aireación y enfriamiento, a fin de hacer la disposición final (riego en zonas de aspersión o vertimiento a cuerpo de agua). Para la inyección del agua a un pozo, la calidad de esta, es definida por los

ingenieros de yacimientos, teniendo en cuenta propiedades mínimas para evitar daños en la formación receptora.

La fiscalización de crudo de venta se realiza por medición estática en tanques previamente aforados y avalados por un representante del MME. Adicionalmente se debe contar con un laboratorio dotado con los respectivos equipos y elementos necesarios para realizar los análisis de laboratorio requeridos para el proceso de fiscalización: temperatura, gravedad API, medición, determinación del BS&W y salinidad del crudo.

Por su parte, el gas recuperado en el separador trifásico se mide por el sistema de platina de orificio Daniels dispuesto para tal fin, enviado hacia un scrubber y posteriormente al sistema de tea para su quema.

Figura 19. Esquema de las facilidades tempranas de producción para operaciones de well testing de Petrominerales.



3.1 ARMADO DE FACILIDADES

Para la instalación de algunos equipos como tanques de almacenamiento, tanque gun barrel, tanque de combustible, generadores, caldera y separador se hace necesario la construcción de placas de concreto para su instalación. Antes de construir las placas, se debe diseñar la malla puesta a tierra, para la protección contra descargas eléctricas de los equipos. Estas placas se construyen en concreto reforzado de 3000 psi. Los tanques de almacenamiento de productos inflamables y combustibles deben contar con muro de contención, diseñado de tal forma que permita contener el 100% del volumen del tanque más grande más la sumatoria del 10% de los demás tanques ubicados dentro del dique.

Antes del armado se debe realizar una revisión del estado de los equipos, verificar la integridad de las válvulas y de la instrumentación, para evitar instalar equipos que hayan sufrido algún daño durante su transporte. El procedimiento WT-02, Inspección de Equipos, describe los pasos para comprobar la integridad del choke manifold, separador, generadores, gun barrel, skimming tank, tanques de almacenamiento y bombas.

A continuación se relacionan algunas recomendaciones muy importantes a tener en cuenta en el armado de las facilidades:

- La ubicación y el espaciamiento de los equipos debe respetar mínimo lo especificado en la norma API-RP 500 (áreas clasificadas) y las recomendaciones de distancia entre equipos y pozo según lo especificado en la Tabla 3. El proceso de arme de las facilidades de producción se describe detalladamente en el procedimiento WT – 01, Armado de Facilidades.

- El conexionado eléctrico de los equipos de testing deben ser seguros y bajo cumplimiento de los estándares de la industria.
- Se debe analizar la rosa de vientos predominantes de la zona, para poder diseñar y ubicar el sistema de venteo de gas (tea).
- Todos los equipos de la prueba, deben ser aterrizados a una malla puesta a tierra e instalar un sistema de protección de rayos.
- La tubería de alta presión debe ser anclada y/o asegurada.
- Las tuberías del proceso deben estar plenamente identificadas y la pintura de éstas sujeta al código de colores de Petrominerales.

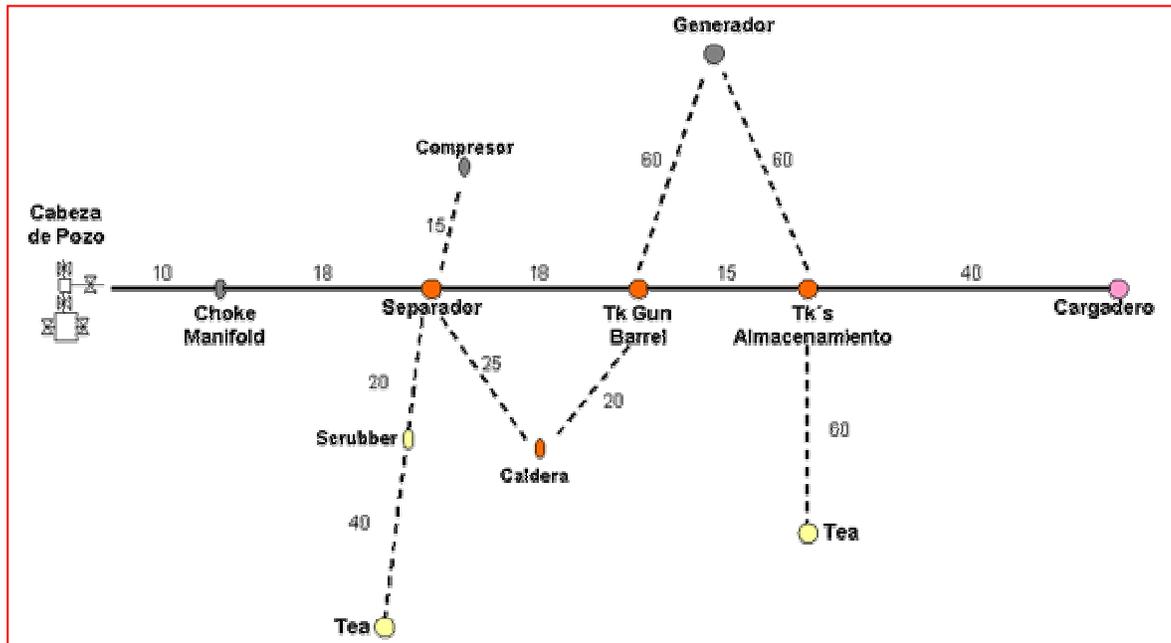
Analizando normas referentes a la ubicación y espaciamiento de equipos, tales como API-RP-500, NFPA 30, EGS 303 de Mobil y el manual de well testing de Schlumberger, se estructuró para los servicios de well testing de Petrominerales la Tabla No.3 donde se especifican las distancias mínimas entre equipos para el armado de facilidades tempranas de producción. Por su parte, la figura 20, muestra el esquema simple del distanciamiento de los equipos.

Tabla 3. Recomendaciones generales para el espaciamiento de los equipos de Well Testing (longitud dada en metros).

Longitud en Metros (mts.)	CABEZA DE POZO	CHOKE MANIFOLD	SEPARADOR	TK. GUN BARREL	CALDERA	TANQUES DE ALMACENAMIENTO	GENERADOR	SCRUBBER	TEA	COMPRESOR
CABEZA DE POZO	-									
CHOKE MANIFOLD	10	-								
SEPARADOR	28	18	-							
TK GUN BARREL	46	36	18	6						
CALDERA	53	43	25	20	-					
TANQUES DE ALMCENAMIENTO	61	51	33	15	35	3				
GENERADOR	106	96	78	60	80	60	-			
SCRUBBER	48	38	20	38	55	53	98	-		
TEA	88	78	60	78	95	93	138	40	-	
COMPRESOR	43	33	15	33	40	48	93	35	75	-

NOTA: El cuarto de control debe estar mínimo a 30 metros de las facilidades tempranas de producción.

Figura 20. Esquema simple de distanciamiento de equipos (unidad de medida en metros).



NOTA: Esquema sin escala.

Estas distancias deben ser exigidas por el ingeniero de campo al momento de ejecutar el arme. Aunque estas, pueden variar dependiendo del espacio disponible para la ubicación de los equipos, el buen criterio y las recomendaciones de las diferentes normas se deben tener en cuenta al momento de su instalación.

En un escenario de fuertes limitaciones de espacio para ubicación de equipos y donde el paquete de equipos de well testing sea muy básico, el espaciamiento entre equipos sugeridos por la norma API-RP-500 es una buena referencia a seguir. Para un mejor entendimiento de los esquemas presentados a continuación (figuras 21, 22, 23, 24 y 25), tener en cuenta que la norma API-RP-500, identifica dos tipos de áreas clasificadas:

División 1: Lugar en el cual la concentración de gases o vapores inflamables existen en condiciones normales de funcionamiento, o en el cual, donde la mala operación de equipos o procesos, podrían liberar simultáneamente gases o vapores inflamables. (Líneas interceptadas perpendicularmente).

División 2: Lugar en el cual la concentración de gases o vapores inflamables pueden estar presentes, pero normalmente son confinados dentro de sistemas cerrados. (Líneas paralelas).

Figura 21. Cabeza de pozo con adecuada ventilación. (Distancia en milímetros).

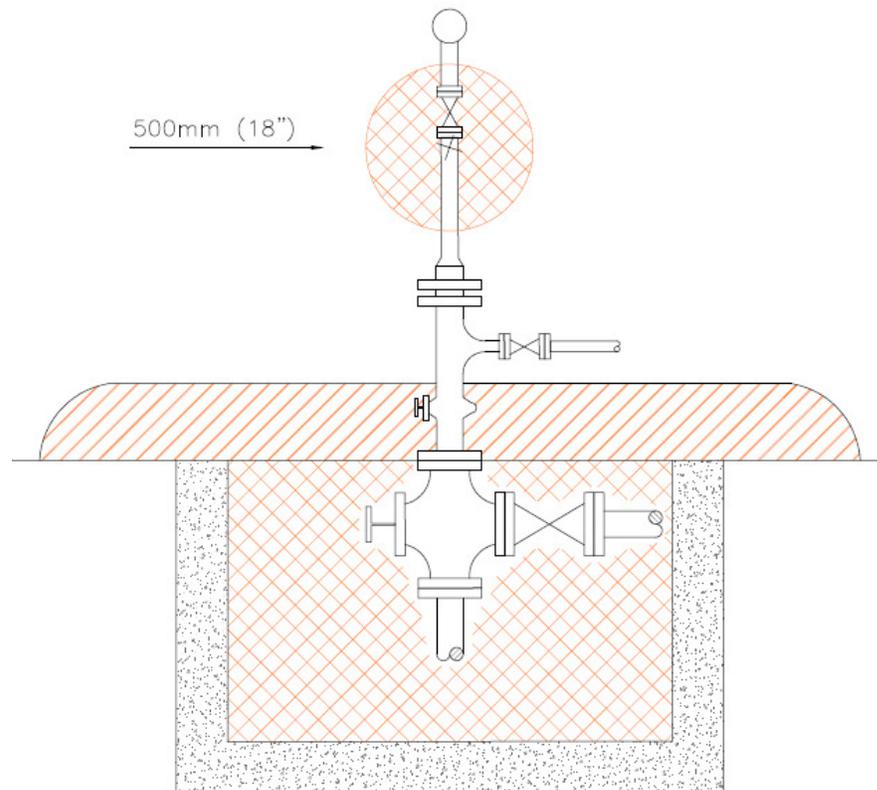


Figura 22. Tanques de almacenamiento y Tanques Gun Barrel (Distancia en milímetros).

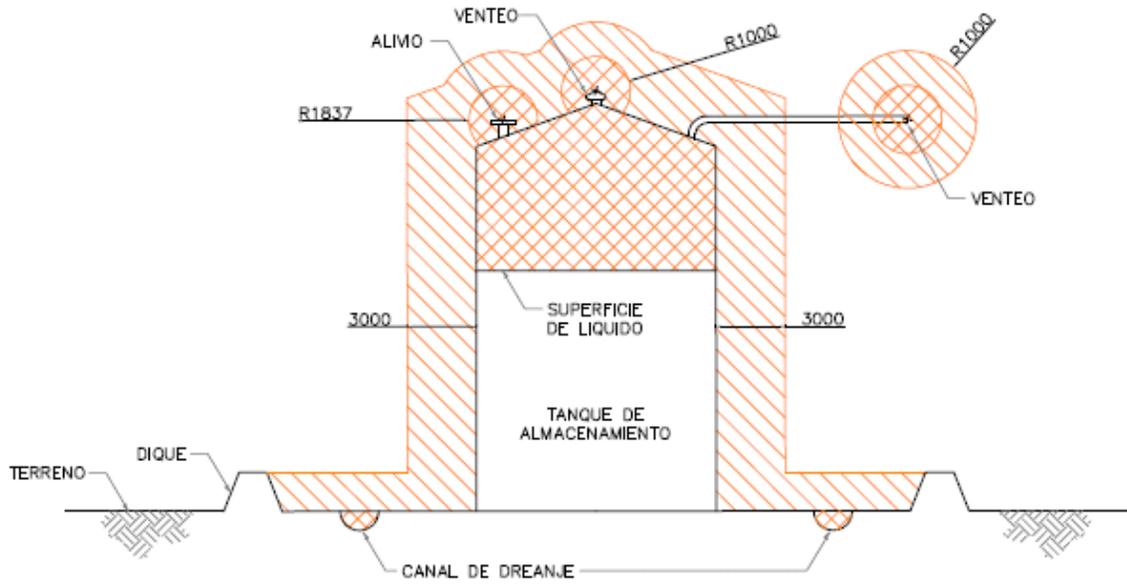


Figura 23. Separador Trifásico - Scrubber (Distancia en milímetros).

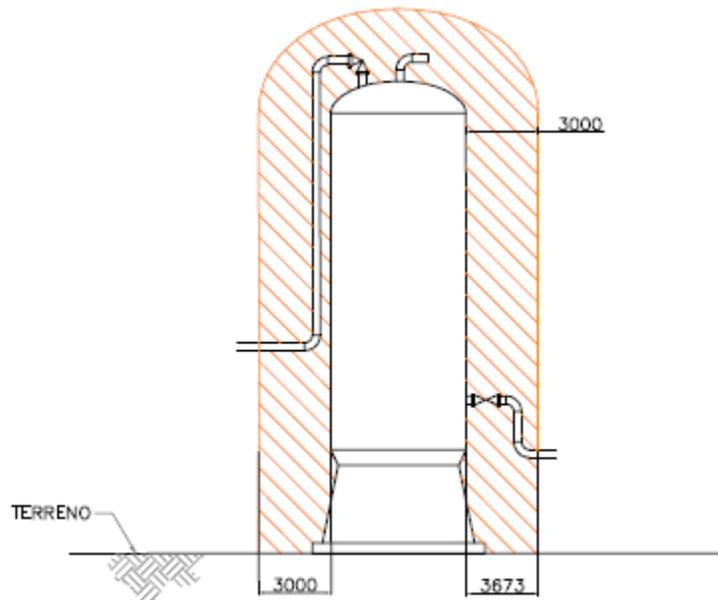


Figura 24. Carrotanque cargando o descargando en un sistema de cerrado por válvula únicamente de transferencia. (Distancia en milímetros).

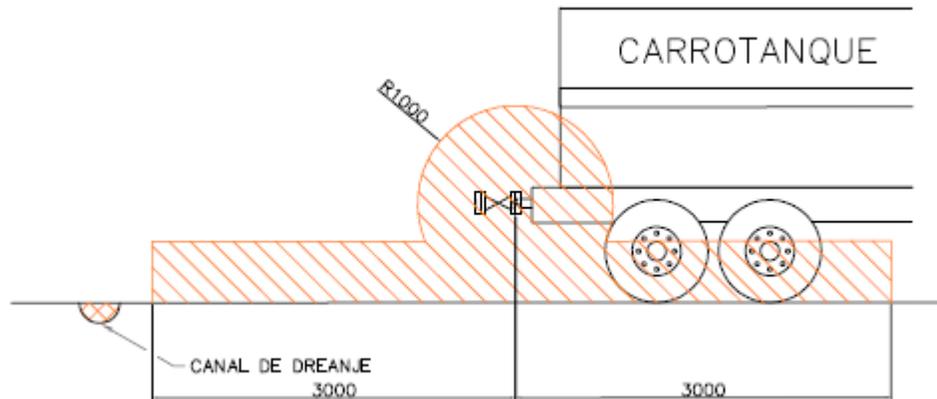
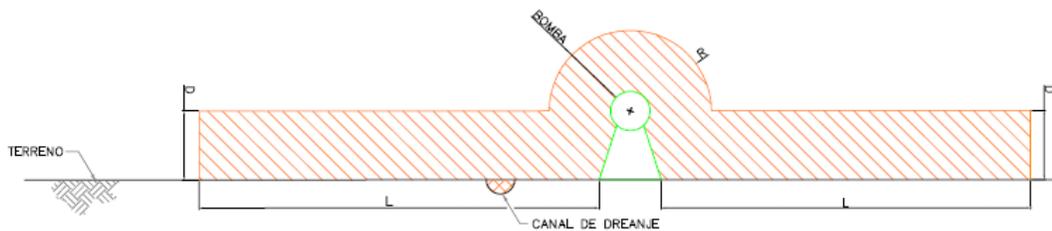


Figura 25. Bombas exteriores manejando líquidos inflamables o líquidos altamente volátiles.



Posterior al armado, para corroborar el buen conexionado, se debe ejecutar una prueba hidrostática a las líneas de superficie, la cual se encuentra descrita en el procedimiento WT-03, Prueba Hidrostática. A los tanques de almacenamiento se le deben hacer la prueba de estanqueidad (mínimo 24 horas) para corroborar que los tanques no presentan fugas o deficiencia en sus soportes de carga. Después de haber confirmado el buen estado de los equipos y su conexionado, la etapa de armado finaliza, y estos ya se encuentran óptimos para la ejecución de la prueba.

3.2 MEDICIÓN DE FLUIDOS Y ANÁLISIS DE LABORATORIO

La precisión en la medición del crudo producido, el método utilizado para la obtención de muestras representativas y los análisis de caracterización de los fluidos, son actividades medulares en la operación de transferencia de custodia en lo referente a cantidad y calidad del crudo. El Manual de Estándares de Medición del Petróleo del American Petroleum Institute, API-MPMS, y las normas AGA, son los documentos reguladores de la medición y liquidación de fluidos hidrocarburos.

La actividad de la medición estática comprende la determinación oficial de la cantidad del crudo contenido en un tanque de almacenamiento.

- La medición de tanques, se debe realizar según procedimiento WT-10, Medición Estática de Líquidos.
- Para identificar la temperatura del fluido, se debe ejecutar el procedimiento WT-11, Medición Temperatura en Tanques.
- Las muestras representativas de los fluidos esta descrita en el procedimiento WT-12, Muestreo Manual de Tanques.

En lo referente con la calidad y evaluación de los fluidos, se realizan pruebas de laboratorios a muestras representativas de éstos. La Sociedad Americana para el Ensayo de Materiales (ASTM), es la entidad que ha desarrollado normas para los ensayos y pruebas de laboratorios de la industria petrolera.

- Para la determinación del contenido de sedimentos y Agua suspendidos en el crudo, se debe seguir el procedimiento WT-20, Determinación de BS&W por Centrifuga.

- La gravedad específica del crudo, se obtiene ejecutando el procedimiento WT-21, Determinación Gravedad API.
- La salinidad del agua de producción se determina ejecutando el procedimiento WT-22, Determinación de Cloruros.
- La determinación de la salinidad del crudo, se obtiene ejecutando el procedimiento WT-23, Determinación de la Salinidad del Crudo.
- Para determinar el contenido de arenas producidas por el pozo, se sigue el procedimiento WT-24, Contenido de Arena.
- Para la obtención de la concentración de iones o cationes de Hidrogeno presentes en el agua se debe ejecutar el procedimiento WT-25, Determinación del pH.

La liquidación del crudo producido, se debe realizar siguiendo paso a paso el procedimiento WT-13, Calculo de Cantidades de Petróleo.

3.3 TRATAMIENTO QUIMICO

Los fluidos producidos por el pozo se presentan en superficie como un sistema heterogéneo, donde la fase líquida compuesta por agua y crudo se puede presentar como una emulsión generada por el mecanismo de producción utilizado (sistema de levantamiento), por agitación de las fases inmiscibles (agua y aceite) y la presencia de agentes emulsificantes (sólidos, arcillas, óxidos, sílice, etc).

Las emulsiones generadas se pueden clasificar como emulsiones directas o inversas dependiendo de la continuidad de las fases: la emulsión directa se presenta cuando la fase continua es el crudo y la fase discontinua (o dispersa) es el agua; la emulsión inversa se da cuando la fase continua es el agua y la fase discontinua (o dispersa) es el crudo.

Generalmente, las emulsiones se presentan como una gran cantidad de partículas pequeñas de la fase dispersa dentro de la fase continua, y su separación se da por efecto de segregación gravitacional (diferencia de densidades), el cual puede ser influenciado por mecanismos físicos (facilidades de tratamiento: separador, gun barrel, tratadores, skimmer, tanques de lavado, etc.), por mecanismos térmicos (tratadores térmicos), por mecanismos eléctricos (tratadores electrostáticos), por mecanismos químicos (tratamiento químico con rompedores directos o inversos), o por la combinación de alguno de los anteriores.

Los mecanismos físicos implican los procesos de atracción de las partículas, la coalescencia y la decantación, aprovechando las diferencias de densidades de los líquidos; el mecanismo térmico influye sobre el tamaño de la partícula, incrementando su área superficial y ocasionando la ruptura de la película (agente emulsificante) que la recubre. Los mecanismos eléctricos intervienen directamente sobre la deformación de las partículas por efecto de variación de las velocidades, generando rompimiento de la película (agente emulsificante); el mecanismo químico ataca directamente la película (agente emulsificante) causando rompimiento de la misma por efecto de reacción de las energías internas de las películas con los productos químicos aplicados. La simple existencia o aplicación individual de alguno de estos mecanismos, no es garantía de funcionamiento efectivo, por tal razón, en la mayoría de los casos se requiere la combinación de la aplicación de dos o más de estos mecanismos, con el objetivo de hacer más eficiente el proceso o reducir los tiempos de separación.

El diseño del mecanismo a aplicar depende básicamente de las características de las emulsiones, características de los fluidos, disponibilidad de equipos y tiempos de residencia. El tratamiento químico se puede iniciar con el proceso de selección de los productos a aplicar mediante el desarrollo de pruebas de laboratorio, llamadas pruebas de botella, donde básicamente, simulando las condiciones reales del sistema, se aplican diferentes tipos de productos a diferentes dosis, para seleccionar el que de mejor rendimiento o las combinaciones más eficientes en separación y calidad de fases.

El ó los productos seleccionados se prueban mediante la aplicación en condiciones reales en el sistema, y se define como el más eficiente, el producto o combinaciones de productos que permitan obtener mayor grado de deshidratación a unas dosis determinadas, con una calidad de crudo dentro de especificaciones de venta (BS&W < 0,5% y Contenido de Sal < 20,0 PTB), calidad de agua para disposición final (vertimiento o inyección). Todo esto debe ser evaluado a fin de obtener las mejores condiciones de calidad y el mayor beneficio económico.

Para la obtención de calidad de agua dentro de los parámetros para disposición por vertimiento y/o inyección, se hace necesario la aplicación de productos adicionales coagulantes y/o floculantes, que permitan la separación de remanentes de aceite y sólidos suspendidos, que complementados con sistemas mecánicos como los procesos de filtración, permitan cumplir con las especificaciones de calidad, de acuerdo a la disposición final: Para vertimiento en superficie (aspersión y/o riego), o a cuerpos de agua, debe cumplir con las especificaciones contenidas en el Decreto 1594 de 1984 del Ministerio del Medio Ambiente, en concreto, lo estipulado en los artículos 40 y 72. Para disposición por inyección, ya sea para procesos de recuperación secundaria y/o por requerimientos de disposición como tal, debe cumplir con parámetros

operacionales de compatibilidad y no generar problemas de taponamiento de las formaciones receptoras.

Los productos químicos deben ser aplicados en puntos estratégicamente seleccionados, buscando el aprovechamiento de las condiciones de tiempo de mezclado, agitación, temperatura natural del sistema, tiempos de residencia y procesos de decantación; el sistema puede ser afectado por el cambio en cualquiera de estas condiciones, o por efectos de cambios en las características de los fluidos, cambios en el sistemas de levantamiento, cambios o alteraciones en las facilidades, que pueden ser contrarestandos con ajustes en las dosificaciones o pueden requerir el rediseño de los productos.

3.4 RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN DURANTE LA PRUEBA

Es fundamental entender que el producto final a entregar en un servicio de well testing es la información recopilada durante la prueba de producción, información sobre la cual la compañía tomará decisiones sobre la viabilidad técnico-económica de explotación de un pozo.

Los datos generados en el proceso de evaluación de pozo, deben ser recopilados, organizados y monitoreados por el ingeniero de campo. Para esto se diseñaron dos formatos donde se recopilan las variables de productividad del pozo, condiciones de superficie, desempeño del equipo de levantamiento artificial, propiedades de los fluidos y despachos de crudo. Adicionalmente, como requisito de la Agencia Nacional de Hidrocarburos se debe diligenciar diariamente el Informe Diario de Producción (IDP), formato establecido y entregado por la Agencia.

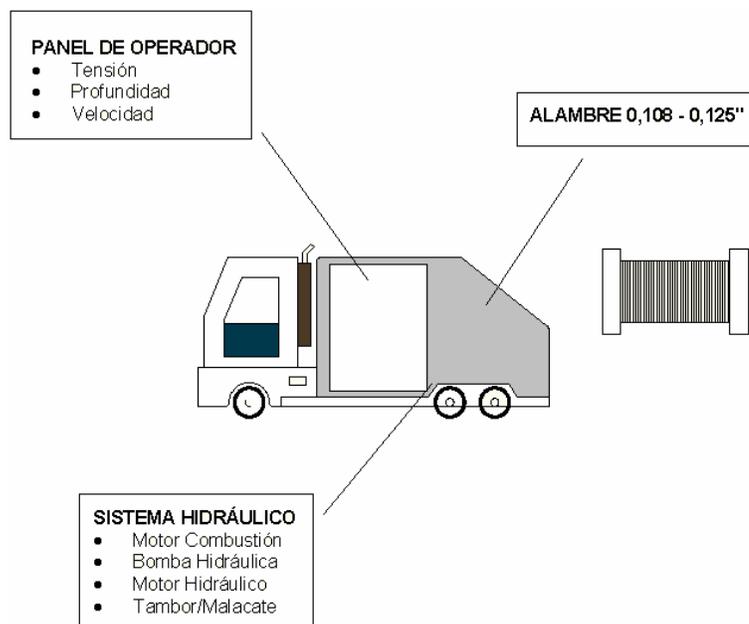
En el procedimiento WT-14, Diligenciamiento de Reportes, se expone paso a paso la forma correcta de tramitar estos reportes.

El Ingeniero de campo debe informar mínimo con 72 horas de anticipación del inicio de la prueba a los representantes del Ministerio de Minas y Energía y de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, con el fin de coordinar el desplazamiento a pozo de algún funcionario de alguna de estas entidades.

3.5 TRABAJOS DE SLICKLINE

Otro aspecto involucrado en el desarrollo del well testing, son los trabajos de Slickline. La Unidad de Slickline (figura 26) está compuesta por cuatro elementos básicos: el equipo de control de presión, un panel de control, el sistema hidráulico y el cable.

Figura 26. Unidad de Slickline.



La unidad de slickline se utiliza para maniobrar herramientas dentro del pozo como camisas de circulación, válvulas de gas lift, tapones para probar tubería, asentamiento y recuperación de jet pumps y standing valves, gradientes estáticos y dinámicos, limpiar arena en bajas cantidades, verificar fondo del pozo, operaciones de pesca, etc. En la tabla 4, se describe las características del cable utilizado en las unidades de slickline.

Tabla 4. Especificaciones del cable de la unidad de slickline.

Diámetro (in)	Peso Aprox. (Lbs/1000 ft)	Fuerza Nominal (Lbs)	Tipo	Fuerza recomendada de trabajo (Lbs)
0.108	31.1	2,490	Acero	1,245
0.125	41.7	3,300	Acero	1,650

Fuente. Go International.

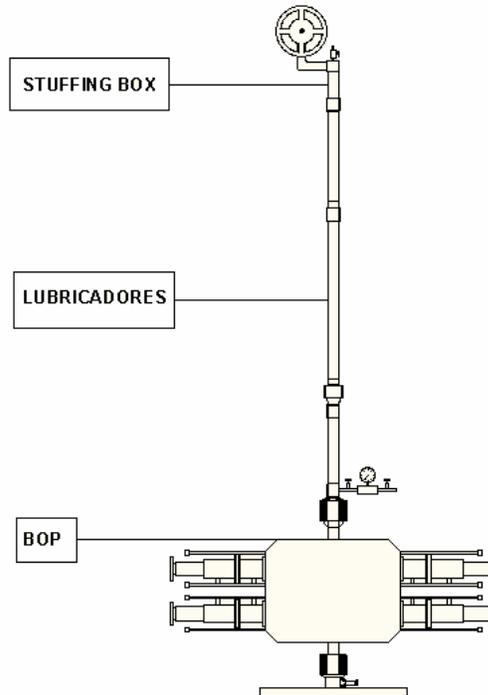
Se recomienda tensionar el cable al 50% de su fuerza nominal cuando el cable es nuevo. Cuando éste lleva un largo tiempo de servicio, se debe considerar una fuerza de tensión menor. Generalmente se recomienda tensionar hasta 1,100 Lbs y 1,500 Lbs, para cable 0.108 y 0.125 pulgadas de diámetro, respectivamente.

3.5.1. Equipo de control de presión.

El equipo de presión es fabricado para varias presiones de trabajo: los rangos de presión normal son 5,000, 10,000, 15,000 y 20,000 psi. Comúnmente se utilizan equipos de 5,000 y 10,000 psi. Está compuesto por (figura 27):

- Stuffing Box. Es la herramienta con principio de funcionamiento hidráulico, encargada de hacer sello mecánico entre el cable y el lubricador, evitando la liberación de hidrocarburos a la atmósfera.
- Lubricador. Son una serie de Tubos interconectados resistentes a altas presiones (depende del diseño), cuyo propósito es proporcionar un espacio para que la herramienta sea contenida bajo condiciones de presión.
- Blow Out Preventer (BOP). Es la herramienta diseñada para controlar la presión del pozo aislando el lubricador de la presión del pozo.

Figura 27. Equipo de control de presión.



3.5.2. Sarta de herramientas.

Las sarta de herramientas de “Slickline” comúnmente acopladas a la línea del cable para ejecutar las diferentes operaciones, se describen a continuación. Existen diferentes longitudes y diámetros exteriores de los componentes de la sarta de herramientas, los cuales se seleccionan de acuerdo al tamaño de la tubería de producción y a las condiciones particulares de cada pozo.

- Porta Alambre (Rope socket). Es la herramienta que suministra el medio para conectar el cable a la sarta de herramientas.
- Barras de peso (Stem bars). Son usadas como peso para vencer la presión del pozo sobre el área de sección transversal del cable, también transmite fuerza (por impacto) hacia arriba o hacia abajo para sentar o recuperar herramientas de fondo. El peso y tamaño de las barras son determinados por la fuerza de impacto requerida y la clase de herramientas que se requieren bajar o recuperar.
- Unión Articulada (Knuckle joint). Se usan para proporcionar flexibilidad a la sarta, especialmente en pozos desviados.
- Martillo Mecánico (mechanical jar). Es la herramienta usada para golpear (martillar), mediante su apertura o cierre brusco, hacia arriba o hacia abajo, halar y liberar herramientas. El impacto de los martillos suministra la fuerza requerida para partir pines y manipular las herramientas dentro del pozo. Dicho impacto depende fundamentalmente del peso de las barras de peso y de la velocidad y aceleración de la línea.

- Martillo Hidráulico (hydraulic jar). Es la herramienta utilizada para proporcionar impactos más fuertes que el martillo mecánico, en pozos desviados.
- Bajante (Running tool). Son usados para correr, localizar y sentar diversos tipos de herramientas que cumplen funciones específicas. Para lo cual se golpea hacia arriba, hacia abajo o en ambas direcciones, dependiendo del tipo de Bajante empleado, con el fin de partir unos pines que evitan que la herramienta se suelte y caiga libremente hacia el fondo del pozo.
- Pescante (Pulling tool). Este instrumento está diseñada para remover y recuperar diferentes herramientas de subsuelo. Estos poseen unas uñas (*Dogs*) de agarre que permiten aferrar el cuello de pesca de la herramienta que se desea recuperar. Su diseño les permite ser liberados de la herramienta y retornar a superficie, cuando ésta no pueda ser extraída, rompiendo un pin de seguridad, mediante la acción de los martillos hacia arriba o hacia abajo, dependiendo del tipo de pescante.

En el desarrollo de las actividades de la prueba de pozos, especialmente en Jet Pump, la utilización de esta unidad es necesaria para probar tubería, bajar y recuperar las memorias, apertura/cierre de la camisa de circulación, sentar y recuperar la Jet pump y standing valve.

3.6 CONDICIONES HSE

Petrominerales Colombia Ltd., empresa operadora de explotación y producción de hidrocarburos, siempre actuará de forma segura con responsabilidad social y ambiental en todas las actividades que realice. Petrominerales reconoce la importancia de crear y mantener un ambiente de trabajo sano y seguro para las personas, el entorno, sus instalaciones y equipos.

Seguidamente describiremos las políticas de HSE, que se ven involucradas en el desarrollo de las pruebas de pozo.

3.6.1 Salud ocupacional y seguridad industrial.

Todo contratista que aspire a trabajar o haya firmado contrato u orden de servicios con Petrominerales, seguirá el siguiente proceso:

Antes de iniciar el servicio, deberá:

1. Definir metas de desempeño HSE.
2. Programa específico de HSE a ejecutar.
3. Forma de monitoreo a su desempeño.
4. Definir el responsable de HSE frente al Ingeniero de campo.

Durante el servicio, deberá:

- Presentar informe semanal de HSE (FQ-43).
- Realizar reuniones periódicas de seguimiento con el administrador del contrato.

- Realizar una evaluación periódica de desempeño en HSE que se tendrá en cuenta para futuras contrataciones.

Una vez terminado el servicio, deberá:

- Presentar informe final de HSE, máximo 20 días después de haber terminado los trabajos.
- Realizar la evaluación del desempeño integral del contratista durante el servicio y a la finalización del mismo.

3.6.2 Sistema de permisos de trabajo.

Se refiere a la herramienta de planeación y coordinación de trabajos potencialmente peligrosos, para autorizar su ejecución, una vez se verifica que los métodos, equipos, personas y condiciones del ambiente ofrecen condiciones seguras.

Se catalogan como trabajos potencialmente peligrosos:

1. Trabajos en altura. Son los que impliquen realizar actividades a 1.8 metros de altura o superior.
2. Trabajos en espacios confinados. Existen 3 clases.
 - Clase A: Existe inminente peligro a la vida (atmósfera).
 - Clase B: Los peligros potenciales dentro del espacio confinado, pueden ser de lesiones y/o enfermedades.

Clase C: Las situaciones de peligro no exigen modificaciones especiales a los procedimientos normales de trabajo o el uso de EPP adicionales.

3. Excavaciones. Todo corte, cavidad, trinchera, zanja o depresión en la superficie de la tierra, hecha por el hombre a 30 centímetros de profundidad. Se debe diseñar e implementar la protección del talud según el tipo de suelo, la profundidad y las estructuras enterradas existentes.

4. Áreas Clasificadas.

División 1: Presencia permanente de gases y/o vapores.

No se autoriza trabajo en caliente.

División 2: Se autoriza trabajo en caliente cumpliendo requisitos específicos.

5. Aislamiento de Energías.

6. Levantamiento Mecánico de cargas.

Izaje No Crítico: Peso de la carga menor (<) al 80 % de la capacidad bruta de la grúa.

Izaje Crítico: Ver condiciones del procedimiento.

7. Manejo de presión.

8. Manejo de sustancias peligrosas.

9. Trabajos de soldadura.

10. Transporte de cargas o equipos.

El Análisis de Seguridad en Trabajo (AST), es la herramienta que permite la identificación de peligros y la formulación de controles antes de su ejecución. Es importante realizar una evaluación de riesgos mas detallada y completa cuando se presentan tareas complejas, tareas nuevas o desconocidas y tareas con posibilidad de causar daños considerables.

El permiso de trabajo (FHS-22) y el ATS (FHS-10) lo debe elaborar el supervisor de operación con colaboración del interventor HSE de la locación. Posteriormente, el ingeniero de campo lo inspecciona y firma, para poder ser asegurado y aprobado por el jefe del pozo.

Una vez aprobado por el jefe del pozo, se puede ejecutar el trabajo. Si éste no se culmina dentro de la hora establecida, se debe prologar, para esto nuevamente se requiere la autorización del jefe del pozo. Cuando el trabajo se ejecuta en su totalidad, el permiso de trabajo debe ser cerrado con la firma del jefe de pozo.

3.6.3 Charlas.

Las charlas pre-turno se deben realizar antes de iniciar una actividad y en el cambio de turno por parte del ingeniero de campo y/o el supervisor de operación, son de aproximadamente 10 minutos, donde se informa sobre:

1. Control de Riesgos.
2. Lecciones Aprendidas.
3. Divulgación de Estándares.
4. Estado de áreas y Equipos.

5. Coordinación de Actividades.

Las charlas pre-operacionales, deben ser lideradas por el ingeniero de campo con la participación del supervisor de operación, interventor HSE y el personal involucrado en la actividad. Se tratan aspectos relevantes respecto al aseguramiento del trabajo a desarrollar desde el punto de vista de la calidad, la coordinación, control de riesgos y preparación frente a emergencia.

3.6.4 Simop.

Simultaneous Operations (SIMOP), se refiere al procedimiento de evaluación de riesgos del desarrollo de operaciones simultáneamente en una locación. El objetivo del SIMOP, es establecer acciones de control para prevenir accidentes durante el desarrollo de operaciones o actividades cuando estas se desarrollen de forma simultánea, mediante la identificación de peligros y aspectos, la evaluación, los impactos y consecuencias para cada una de las actividades identificadas, la valoración de las acciones de control existentes teniendo en cuenta las condiciones especiales, y establecer y definir nuevas acciones de control con su respectiva valoración del riesgo.

Para cada una de las acciones de control definidas se establece responsable y fecha de cumplimiento o implementación de la acción, que generalmente es antes de iniciar las operaciones concurrentes o simultáneas.

Un análisis SIMOP's debe realizarse cuando se va a ejecutar la prueba inicial, donde se evalúe el nivel de riesgo que pueda ver afectado la integridad de las personas, causar afectación al medio ambiente y dañar o deteriorar los activos de Petrominerales o de terceros, durante su desarrollo simultáneo con la del Rig que se encuentre en la locación.

El SIMOP debe ser promovido por el ingeniero de campo y el supervisor de operación, quienes deben coordinar con el jefe de pozo (Company Man) previamente, e invitar al jefe del equipo (Tool Pusher), el interventor HSE de la locación, los supervisores o encargados de las actividades que se desarrollan paralelamente y al personal que se crea necesario involucrar en el desarrollo del mismo (ver FHS-65, Reglas HSE para Simops).

Es responsabilidad del supervisor de operación diligenciar el acta del análisis Simop's y recolectar las firmas, de las personas que intervinieron en dicho análisis, este tramite de diligenciamiento y validación debe cumplirse antes de la ejecución de la actividad o tarea. Además debe ser distribuido entre los participantes del mismo una vez las diferentes firmas hayan validado el análisis.

3.7 ANÁLISIS DE FALLAS Y SOLUCIONES

3.7.1 Separador.

PROBLEMA	CAUSA	SOLUCIÓN
<p>Alta Presión en el Separador</p>	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Alta presión aguas abajo del choke manifold. ➤ Alto caudal de entrada. ➤ Falla de instrumentos de control. ➤ Falla válvula de control de salida de gas y líquidos ➤ Falla válvulas de seguridad. 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Verificar que la apertura del choque sea el adecuado. ➤ Revisar porque la SDV, LCD, y/o PSV no operan. ➤ Verificar si hay atascamiento en el “Demister” a la salida de gas. ➤ Verificar que una válvula de salida, gas o líquido, no esté cerrada.
<p>Baja Presión en el Separador</p>	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Baja presión en el choke manifold. ➤ Falla de instrumentos de control (flotador – controles). ➤ Falla válvula de Control. ➤ Falla válvulas de seguridad. ➤ Falla de válvula control de nivel. 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Verificar el flujo y presión en el choke manifold. ➤ Revisar si la SDV y/o PSV fueron accionadas. ➤ Verificar que las líneas de salidas (gas y líquido) no estén rotas. ➤ Verificar con el instrumentista el flotador y los controles.

<p>Presencia de Espuma en el Separador</p>	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Baja inyección (dosificación) de antiespumante. ➤ Baja presión de descarga en bombas de químicos. ➤ Químicos fuera de especificaciones. 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Verificar la dosificación de inyección de químicos para el volumen actual de producción. ➤ Revisar todo el sistema de inyección (bombas, válvulas, líneas y accesorios). ➤ Comprobar si hay arrastre de líquidos en el gas. ➤ Verificar la calidad del antiespumante.
<p>Arrastre de Líquidos en el Gas</p>	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Falla instrumentos de control. ➤ Falla inyección antiespumante. ➤ Antiespumante no apropiado. ➤ Alto nivel de líquidos en el separador 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Verificar con el instrumentista el flotador y los controles. ➤ Verificar dosificación de químicos. ➤ Verificar calidad del antiespumante. ➤ Ajustar controladores de nivel.
<p>Bajo Nivel de Líquido en el Separador</p>	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Falla instrumentos de control. ➤ Falla válvula control de nivel. 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Revisar con el instrumentista los instrumentos de control. ➤ Revisar válvula de control de nivel.
<p>Alto Nivel de Líquido en el Separador</p>	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Falla instrumentos de control (flotador – controladores). ➤ Falla válvula control de nivel. ➤ Válvula manual de corte de descarga de líquidos cerrada. 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Verificar con el instrumentista el flotador, los controles, válvula control de nivel y válvula manual de corte de líquido.

3.7.2. Gun Barrel.

PROBLEMA	CAUSA	SOLUCIÓN
<p>Alto BS&W en el rebose del tanque</p>	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Tratamiento químico inadecuado. ➤ Químicos fuera de especificaciones. ➤ Altura de colchón de agua inapropiada. ➤ Interfase crudo-agua contaminada por sólidos suspendidos y polímeros. ➤ Fluidos de completamiento con presencia de sólidos y emulsificantes fuertes. ➤ Tiempo de residencia cortos. ➤ Fluidos con alta presencia de parafinas. ➤ Baja temperatura de los fluidos contenidos en el gun barrel. 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Verificar calidad y dosificación de los productos químicos (rompedor de emulsión y dispersante de parafina). Ejercicio de pruebas de botellas en campo. ➤ Verificar controlador de nivel del colchón de agua (verificar drenaje). ➤ Almacenamiento de fluidos de completamiento en tanques independientes para definir su ingreso al proceso a bajas tasas o finalmente enviar tales fluidos a planta externa. ➤ Verificar que la turbulencia sea baja y que el laso de control de nivel de interfase este operando correctamente.

<p>Alto Flujo de Gas</p>	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Operación deficiente del separador. ➤ Obstruida salida bota de gas. ➤ Bajo nivel liquido en el separador. 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Verificar válvula de control de salida de gas del separador. ➤ Verificar que no se presenten obstrucción que generen deficiencias en la bota de gas.
---------------------------------	---	---

3.7.3. Bomba de desplazamiento positivo.

PROBLEMA	CAUSA	SOLUCIÓN
<p>Incremento de Presión</p>	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Nivel de fluido bajo, que causa un levantamiento neto mayor. ➤ Taponamiento de la Jet pump (nozzle) con parafina o suciedad. ➤ Válvula cerrada u obstrucción de la línea de producción. ➤ La bomba comienza a fallar. 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ De ser necesario reducir la velocidad de la bomba. ➤ Bombear en reversa por un tiempo, para limpiar. ➤ Localice la falla y corríjala. ➤ Parar bomba, y reparar.
<p>Caída de Presión</p>	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Escape en la línea de superficie de fluido motriz. ➤ El pozo tiene un alto nivel de fluido 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Localice la falla y corríjala. ➤ la velocidad de la bomba puede ser aumentada o disminuida dependiendo de

	<p>o el yacimiento tiene presión de fondo fluyente.</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ Gas pasando a través de la bomba. ➤ No hay un completo abastecimiento de fluido en la succión de la bomba. 	<p>la producción deseada.</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ Reducir el caudal de inyección, bajar el número de golpes por minuto. ➤ Revise el buen funcionamiento de las bombas booster.
<p>Incremento Gradual de Presión</p>	<ul style="list-style-type: none"> ➤ El nivel de fluido disminuye gradualmente (standing valve o formación parcialmente taponadas). ➤ Una lenta obstrucción de la Jet pump con suciedad. ➤ Incremento de producción de agua. 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Reversar la bomba y proceda a chequearla, recuperarla, recuperar standing valve. ➤ Inyectar aceite caliente. ➤ Incremente los golpes por minuto y chequear la presión de operación de la bomba.

3.7.4. Bomba Jet.

PROBLEMA	CAUSA	SOLUCIÓN
<p>Caída de producción condiciones superficiales normales</p>	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Garganta o difusor desgastada (posible cavitación). ➤ Taponamiento de la garganta o difusor con parafina o suciedad. ➤ Condiciones del pozo cambiantes. 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Bombear en reversa por un tiempo, posteriormente bombear en directa. ➤ Parar bombeo, recuperar Jet pump, revisar. ➤ Rediseñar la bomba.
<p>Producción no aumenta cuando la Presión de operación se incrementa</p>	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Bomba cavitada o alta producción de gas. ➤ Fugas / suciedad, en la standing valve. 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Parar bombeo, recuperar Jet pump, revisar. Rediseñar bomba. ➤ Parar bombeo. Bajar a recuperar Jet pump y standing valve.

4. TRANSPORTE DE CRUDO

Para el transporte del petróleo-crudo por vía terrestre, únicamente se podrá realizar en los vehículos con carrocerías tipo tanque (carrotanques). Para el movimiento de este fluido, el transportador deberá cumplir con los requisitos establecidos en el Decreto 1609 del 31 de julio de 2002 “Manejo y transporte terrestre automotor de mercancías peligrosas por carretera.

Asimismo, deberá portar la guía única de transporte, de conformidad con lo establecido en el presente decreto. Si el transporte se realiza en vehículos de propiedad del mismo agente de la cadena, este asumirá la responsabilidad del transporte y deberá cumplir con la normatividad vigente en la materia.

4.1 GUIA UNICA PARA TRANSPORTAR PETRÓLEO – CRUDO

La guía única de transporte es un documento esencial exigido por el Ministerio de Minas y Energía para el transporte vía terrestre del petróleo-crudo (figura 28). Este documento presenta las siguientes características e información:

- Papel marca de agua. Con medidas de ocho y medio por siete pulgadas (8.5 x 7 pulg.).
- El fondo es de bicolor fugitivo azul.
- Numeración consecutiva en tinta tri-reactiva.
- Los demás caracteres son en tintas de aceite.

- Presenta el logotipo de la empresa operadora (nombre, Nit.), al margen izquierdo.
- Lugar y fecha de expedición.
- Numero de la orden de despacho.
- Información de los agentes o empresas comprometidos en la transacción comercial (nombre de la(s) empresa(s), lugar de origen, lugar de destino, dirección).
- Información de la empresa transportadora (placas del cabezote, del trailer, nombre e identificación del conductor).
- Horas de vigencia.
- Descripción del producto (clase de producto, volumen, gravedad API, porcentaje de BSW, contenido de azufre).
- Relación de los sellos de seguridad instalados a la carga.
- Firma y sello de la empresa que despacha, del conductor y la empresa que recibe.

Figura 28. Guía única de transporte (Copia).

GUIA PARA TRANSPORTAR PETROLEO CRUDO Y COMBUSTOLEO PETROMINERALES COLOMBIA LTD SUCURSAL COLOMBIA NIT. 830.029.881-1		
		N° 85014461-0
LUGAR Y FECHA DE EXPEDICION Pozo Mapache, 14 abril de 2009	PLANTA O CAMPO PRODUCTOR CAMPO MAPACHE	FACTURA O REMISION N° 10489
DESPACHADO A: ESTACION GUADUAS PACIFIC		
DIRECCION: ESTACION GUADUAS CUNDINAMARCA		CIUDAD: GUADUAS (CUND)
NOMBRE DEL CONDUCTOR DANIEL PINILLA		CEDULA 14.241.770
EMPRESA TRANSPORTADORA ADISPETROL S.A.		PLACAS DEL TANQUE R-35713
LUGAR DE ORIGEN POZO MAPACHE	FECHA Y HORA DE SALIDA abril 14 de 2009 17:54	H O R A
LUGAR DE DESTINO ESTACION GUADUAS PACIFIC		HORAS DE VIGENCIA 0 HORAS
DESCRIPCION DEL PRODUCTO PETROLEO CRUDO PETROLEO		VOLUMEN EN BARRILES 235,42 T.O.V. 226,64 G.S.V. 226,41 N.S.V.
OFICINAS: 0130681 - 0130682 - 0130683 - 0130684 - 0130685		
ANALISIS DE LABORATORIO 0,9627 A.P.I. 34,3		B.S.W. 0,0990 S%
FIRMA Y SELLO DE LA EMPRESA DESPACHADORA		FIRMA DEL CONDUCTOR
FIRMA DEL CLIENTE		2007/10 - 100121696
A PARTIR DE LA FECHA Y HORA DE SALIDA, UNA VEZ TRANSCURRIDAS LAS HORAS DE VIGENCIA ESTE DOCUMENTO PIERDE VALIDEZ		
		
850144610		

Fuente: Petrominerales Colombia Ltd. Departamento de Materiales y Contratos.

El ministerio de Minas y Energía y Ecopetrol son las entidades encargadas de designar la empresa que elaborará las guías únicas. La solicitud de las guías se debe realizar con tres (3) meses de antelación al Gerente de control de perdidas de Ecopetrol para su aprobación. Una vez se obtenga la aprobación por parte del gerente de control de perdidas de Ecopetrol se comunica con la empresa encargada para su elaboración.

Una vez elaboradas las guías, estas deben permanecer en un lugar seguro (caja fuerte de la empresa operadora) y únicamente se retiran de este lugar, la cantidad que en el momento se van a despachar.

Cada guía consta de una original y dos copias (original para el transportador, una copia para el destinatario y la última copia para la empresa operadora). La empresa que realiza los despachos debe llevar un control muy estricto sobre el uso de las guías, diariamente debe reportar al ministerio de minas y energía la relación de las guías únicas utilizadas y anuladas; además, mensualmente se debe reportar a la gerencia de control de perdidas de Ecopetrol las guías utilizadas y anuladas, adjuntando las guías originales anuladas.

La guía única de transporte tendrá una vigencia en horas, definido por la empresa operadora con base en la distancia existente entre el sitio de cargue y la estación de recibo.

Cuando el agente de la empresa operadora autorizado para suministrar la guía única de transporte, por cualquier motivo cancele o pierda una guía o grupo de estas, deberá informar de manera inmediata a las autoridades aduaneras, militares y policivas de la región, según corresponda. De igual forma deberá relacionarlo en el informe mensual al Ministerio de Minas y Energía.

4.2 CHECK LIST

La empresa transportadora debe cumplir todos los requerimientos del Decreto 1609 de 2002. La empresa operadora debe verificar el cumplimiento de dicho decreto, para tal efecto debe realizar a cada uno de los carrotanques antes de ser

cargados un check list (lista de chequeo) detallado de todos los requisitos exigidos por la norma tales como:

- **Documentos del conductor.** Cédula de ciudadanía, licencia de conducción, carné de la empresa transportadora, E.P.S., A.R.P., certificado de manejo defensivo.
- **Elementos de protección personal y herramientas.** Casco, guantes, botas, gafas, tapa oídos, protección respiratoria, ropa adecuada, arnés de seguridad, caja de herramientas, botiquín de primeros auxilios, palancas, gato, conos, cuñas de madera, tornillos.
- **Documentos del vehículo.** Tarjeta de propiedad, registro del remolque, registro nacional de carga, licencia de minas, SOAT, póliza extracontractual, certificado de gases, revisión tecnicomecánica, tarjeta de emergencia y ficha técnica.
- **Estado del vehículo.** Estado de las llantas (delanteras, traseras y de repuesto), luces en general (altas, bajas, direccionales, stop, de reversa), pito de reversa, switch master, limpia brisas, cinturón de seguridad, estado de las válvulas, válvulas de venteo, estado de los avisos y calcomanías (Peligro, no adelantar, Rombos No.3, calcomanía UN, como conduzco, limite de velocidad).
- **Equipos de contingencia.** Equipos de comunicación, material absorbente, bloques de madera, linterna, extintores, bolsas industriales, 10 mts de manila, 5 mts de plástico grueso, machete, balde plástico, pica y pala.

4.3 ORDEN DE CARGUE

La orden de cargue es un documento (figura 29) expedido por la empresa transportadora en la cual notifica a la empresa operadora, el vehículo y el conductor están autorizados para realizar el viaje. En este documento la empresa transportadora debe registrar la siguiente información:

- Datos de la empresa transportadora (Nit, dirección, teléfono, e-mail, número de la licencia del ministerio de transporte).
- Número de orden.
- Fecha, hora y días de vigencia.
- Nombre y cédula del conductor.
- Datos del vehículo (placa del cabezote, marca, modelo, color, placa del trailer).
- Barriles (brutos) a cargar.

Las ordenes de cargue deben ser firmada y sellada por la empresa transportadora y firmada por el conductor (original y copia).

Figura 29. Orden de cargue.

	SERVICIO ESPECIALIZADO DE TRANSPORTE DE CARGA LICENCIA MIN. TRANSPORTE No 005014 CODIGOS REGIONAL 425 - EMPRESA 0227 OF. PRINCIPAL: AV. CENTENARIO No. 101 - 30 BOGOTA, D.C. PBX: 267 38 38 FAX: 298 1721 - CEL. 311 236 0134 E-mail: adispetrol@adispetrol.com.co		
	Versión:01	CODIGO: GO-FT06-02	Fecha de vigencia: 2006-08-10

ORDEN DE CARGUE No: 95642 04

SEÑORES: PETROMINERALES COLOMBIA LTD. **FECHA Y HORA:** 11/Abr/2009 11:31 am

AUTORIZAMOS A: PINILLA DANIEL **CEDULA:** 14241770 **DE:** IBAGUÉ

VEHICULO: SPO239 **MARCA:** KENWORTH **MODELO:** 2006 **COLOR:** AMARILLO **TRAYLER:** R35713

CON CARGO A: PETROMINERALES COLOMBIA LTD. **Y DESTINO:** GUADUAS

PARA RETIRAR LA CANTIDAD:

220 **BARRILES DE: PETROLEO CRUDO**

NOTA: ES DE RESPONSABILIDAD DEL REMITENTE PARA CON EL TRANSPORTADOR Y DESTINATARIO: LA ENTREGA DE LOS DOCUMENTOS QUE AMPARAN LA CARGA, DILIGENCIADOS DE ACUERDO A LAS LEYES VIGENTES. LOS PERJUICIOS CAUSADOS POR OMISION EN LOS DOCUMENTOS LE SON APLICABLES AL REMITENTE Y ESTE RENUNCIA AL REQUERIMIENTO QUE PARA CONSTITUCION EN MORA EXIGE LA LEY DE ACUERDO AL CODIGO DE COMERCIO

VIGENCIA DE LA ORDEN CUATRO (4) DIAS

FIRMAS AUTORIZADAS:

EMPRESA TRANSPORTADORA: _____ CONDUCTOR:  REMITENTE: _____

C.C: _____ C.C: _____ C.C: _____

Fuente: Adispetrol. Departamento de Materiales y Contratos PCL.

4.4 ORDEN DE DESPACHO

La orden de despacho es un documento (figura 30) expedido por la empresa operadora, conformadas por una original (para la empresa operadora) y cuatro copias (pozo, destinatario, empresa transportadora, y conductor); en la cual se debe relacionar la siguiente información:

- Datos de la empresa operadora (Nombre, Nit, logotipo).
- Número de la orden de despacho y fecha.
- Lugar de origen y lugar de destino.
- Nombre de la empresa transportadora y numero de la orden de cargue.
- Nombre del conductor y cédula de ciudadanía.
- Placa del cabezote y del remolque.
- Barriles brutos (gross), barriles a 60°F y barriles netos.
- Gravedad API corregida, temperatura del producto, porcentaje de BSW y salinidad.
- Numero de la Guía Única de Transporte y número de los sellos de seguridad.

Las órdenes de despacho son de responsabilidad directa de la empresa operadora, normalmente se solicitan con dos meses de anticipación y la empresa decide un lugar de confianza en donde las manda a elaborar.

Una vez diligenciada la orden de despacho, las originales y copias deben llevar el sello de la empresa, además, deber ir firmada por las siguientes personas: operador que realizó el despacho, conductor del vehículo cargado y supervisor del área o del campo.

Figura 30. Orden de despacho.



Petrominerales
COLOMBIA LTD.
NIT. 830.029.881-1



14 ABR 2009
DESPECHADO

Nº 10489

DESPECHO DE CRUDO POR CARRO TANQUE

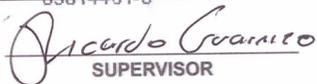
ORIGEN	POZO MAPACHE	DESTINO	ESTACION GUADUAS PACIFIC	2009	M4	14
PLACA	S P O 2 3 9	CONDUCTOR: DANIEL PINILLA				
REMOLQUE	R 3 5 7 1 3	C.C. 14.241.770				
ORDEN CARGUE	9 5 6 4 2	COMPAÑIA: ADISPETROL S.A.				
		SELLOS No. 0130881 0130882 0130883 0130884 0130885				
BARRILES BRUTOS	235,42	BSW%	0,0990			
TEMP. MEDIDA °F	139	FACTOR DE BSW	0,9990			
°API@60°F	34,3	BLS NETOS	226,41			
FACTOR DE TEMP.	0,9627	SALINIDAD (LBS/KBLS)	5			
BARRILES A 60 °F	226,64	No. GUIA UNICA	85014461 0			



OPERADOR



CONDUCTOR
OPERADOR



SUPERVISOR

UNIGRAF LTDA. 2554132

Fuente: Petrominerales Colombia Ltd. Departamento de Materiales y Contratos.

4.5 SELLOS DE SEGURIDAD

Los sellos de seguridad son precintos o cierres en cadena que se instalan en el carro-tanque una vez cargado, en las tapas y válvulas con el objetivo de asegurar el producto que se transporta. Los sellos de seguridad son suministrados por la empresa operadora, la cual debe asignar una empresa muy responsable para su elaboración.

Normalmente los sellos de seguridad llevan el nombre o las iniciales de la empresa que despacha y la numeración puede variar de 5 a 8 dígitos. En los carrotanques de 220 bbl de capacidad, comúnmente se instalan 5 sellos, uno en

cada compartimiento (3 tapas en la parte superior) y dos en la tapa de la válvula de descarga.

Figura 31. Sellos de seguridad.



Fuente: Petrominerales Colombia Ltd. Departamento de Materiales y Contratos.

4.6 CARGUE

Para realizar el cargue de petróleo - crudo en cada uno de los carrotanques, se debe seguir paso a paso el procedimiento WT-06, Cargue de Fluidos en Carrotanque. Además se debe tener en cuenta que todo conductor una vez despachado debe llevar la siguiente documentación del viaje:

- Copia de la orden de cargue.
- Copia del Check list.

- Tres copias de la orden de despacho (destinatario, empresa transportadora y conductor).
- Original y copia de la guía única para el transporte de petróleo – crudo.

La empresa operadora debe tener la siguiente documentación:

- Original de la orden de cargue.
- Original del Check list.
- Original y copia de la orden de despacho.
- Copia de la guía única para el transporte de petróleo – crudo.

4.7 TRANSPORTE

El transporte de la carga se debe realizar dentro del tiempo que se estipulo en la guía única para el transporte de petróleo – crudo.

La empresa transportadora deberá tener un sistema de señal satelital en la que le indique la ubicación del carro-tanque y de esta manera ejercer el control del viaje. Además, la empresa transportadora y la empresa operadora, deben tener, de acuerdo a un estudio previo, un plan de contingencia de la ruta utilizada para el transporte de la carga.

4.8 DESCARGUE

Normalmente cada compañía de acuerdo a sus políticas tiene su procedimiento para realizar el descargue del producto, sin embargo en términos generales se realiza lo siguiente:

1. El conductor presenta la documentación de la carga.
2. Se verifica que la guía única este vigente. (en caso contrario la empresa transportadora deberá justificar al jefe de transportes de la empresa operadora el retraso del viaje; al mismo tiempo este último notificará a la empresa de destino y solicitará la aprobación para su descargue).
3. Se verifica el estado de los sellos de seguridad. (en caso de encontrarse alguno roto, se procede de la misma manera del ítem anterior; Además, este vehículo se descargaría independiente para poder verificar su volumen. En caso de presentarse pérdidas la empresa transportadora las asume).
4. Una vez encontrado los documentos al día, se procede al descargue (fiscalización y liquidación del petróleo-crudo).
5. La empresa que recibió el petróleo-crudo, le entregará al supervisor de la empresa operadora, la copia de la guía única firmada y sellada por el destinatario, además, le entregará el ticket de liquidación.

5. CONCLUSIONES

- Las pruebas iniciales y extensas de producción juegan un papel muy importante en la toma de decisiones en proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos. Tales pruebas permiten definir estrategias de producción del campo, sentar las bases para el diseño y capacidad de las facilidades de producción y sistema de transporte de fluidos, estimar reservas del yacimiento, definir el mejor diseño del sistema de levantamiento artificial en el pozo y definir la viabilidad comercial de un área prospectiva.
- Funciones tan importantes y delicadas como las mencionadas en el párrafo anterior requiere que la información recolectada en los servicios de well testing sea 100% veraz, confiable y oportuna.
- El trabajo en equipo de los diferentes departamentos (Perforación, Completamiento y Obras civiles, Contratación y Compras, Responsabilidad Integral) involucrados directamente en las pruebas de producción permitirá que los proyectos de well testing sean un éxito.
- Las facilidades de producción instaladas durante un servicio de pruebas de pozos deben cumplir con los estándares de la industria, independiente de que tan pequeño sea el proyecto. La integridad de las personas y los equipos involucrados en las pruebas deben ser prioridad de atención en las condiciones de diseño de las facilidades tempranas de producción.

- El presente manual busca encontrar la excelencia en las operaciones de well testing, con procedimientos que buscan asegurar los procesos para alcanzar información confiable del pozo y evitar los accidentes o incidentes laborales y/o ambientales.
- Las buenas prácticas de Petrominerales en los servicios de pruebas de pozos avalan la elaboración de este manual con resultados concretos: 14 servicios de well testing durante el año 2008 con una confiabilidad de equipos del 98,85%, reducción de los tiempos de armado en un 50% en evaluación de pozos de desarrollo y cero accidentes/incidentes laborales o ambientales.
- La implementación del presente manual, es un gran paso para el proceso de estandarización de procesos que actualmente adelanta la compañía Petrominerales.

6. RECOMENDACIONES

- De la mano con el proceso de estandarización de operaciones que actualmente adelanta Petrominerales, se recomienda divulgar e interiorizar en el corto plazo los procedimientos relacionados en este manual para asegurar y estandarizar las actividades de well testing.
- Continuar con la realización de las auditorías internas durante los servicios de pruebas de pozos para garantizar el mejoramiento continuo, lo cual se traduce en mayor confiabilidad de equipos, información veraz y oportuna y ambiente de trabajo seguro.
- La medición de fluidos es una variable que se debe monitorear continuamente por las implicaciones que tiene en la calidad de la información de la prueba, por tanto calibraciones y/o verificaciones periódicas de los equipos de medición, experticia en el personal y vasijas adecuadamente aforadas son factores claves para asegurar esta variable.
- Registrar las lecciones aprendidas después de cada proyecto de evaluación de pozos para mantener el mejoramiento continuo en las operaciones y/o procesos.

BIBLIOGRAFÍA

AGHAR, Hani. Nuevos alcances en pruebas de pozos. En: Oilfield Review Summer 2007 in Spanish, Vol. 19, no. 1, p 46. Disponible en internet:

<http://www.slb.com/content/services/resources/oilfieldreview/spanish.asp?>

Petroleum Production Handbook. Chapter 6 Hydraulic pumping. Chapter 11 Oil Storage. Chapter 12 Oil and Gas Separators.

American Petroleum Institute Manual of Petroleum Measurement Standards API-MPMS. Chapter 1, Vocabulary. Second Edition. Julio, 1994. Chapter 3, Section 1A, Standard Practice for the Manual Gauging of Petroleum and Petroleum Products. Second Edition. August, 2005. Chapter 7, Temperature Determination. First Edition, June, 2001. Chapter 8, Section 1A, Standard Practice for Manual Sampling of Petroleum and Petroleum Products. Third Edition. October, 1995. Chapter 12, Calculation of Petroleum Quantities, Section 1, Calculation of static petroleum quantities, Part 1, Upright Cylindrical tanks and Marine Vessel. Second Edition, November, 2001.

Manual Well testing services. Schlumberger.2000. Sugar land, Texas.

Recommended Spacing Within Operating Facilities. EGS 303 - 1993. Mobil Engineering Guide.

API RP 500. Recommended Practice for Classification of Locations for Electrical Installations at Petroleum Facilities Classified as Class I, Division 1 and Division 2. Chapter 10, Recommendations for determining degree and extent of classified

locations at drilling rigs and production facilities on land and on marine fixed platforms.

NFPA 30. Flammable and Combustible Liquids Code. 2008.

Manual de Procedimiento de Slickline. Hydrocarbon Services Ltda. Versión 4, Noviembre, 2006. P. 20-52.

Instrumentación STE, Sección 19 Registrador de Presión Barton, Agosto de 2005.

COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIAS. Circular: Para compañías exploradoras, De director de hidrocarburos, Asunto pruebas extensas de producción, 9 de Junio de 2006.

Velasteguí, Paúl Fernando. Optimización del sistema de bombeo hidráulico jet en la evaluación de pozos de petróleo. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Quito: Universidad Central del Ecuador. Facultad de ingeniería en geología, minas, petróleos y ambiental, 2007. 80 p.

COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIAS. Decreto 1760 de 2003 (26 de Junio), Por el cual se escinde la Empresa Colombiana de Petróleos, Ecopetrol, se modifica su estructura orgánica y se crean la Agencia Nacional de Hidrocarburos y la sociedad Promotora de Energía de Colombia S. A. [Consultado el 23 de Febrero de 2009]. Disponible en Internet: http://www.minminas.gov.co/minminas/kernel/usuario_externo_normatividad/form_consultar_normas.jsp?parametro=760&site=18

ANEXO