

**REVISIÓN, ACTUALIZACIÓN Y ESTANDARIZACIÓN DEL MANUAL DE
PROCEDIMIENTOS PARA OPERACIONES DE WELL TESTING DE LA
EMPRESA HYDROCARBON SERVICES LTDA**

EDWIN ANDRÉS GUTIÉRREZ

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

**REVISIÓN, ACTUALIZACIÓN Y ESTANDARIZACIÓN DEL MANUAL DE
PROCEDIMIENTOS PARA OPERACIONES DE WELL TESTING DE LA
EMPRESA HYDROCARBON SERVICES LTDA**

EDWIN ANDRÉS GUTIÉRREZ

**Informe final pasantía supervisada presentado como requisito
para obtener el título de Ingeniero de Petróleos**

HAYDEE MORALES
INGENIERA DE PETRÓLEOS
DIRECTORA DEL PROYECTO DE GRADO

JHON FREDY HERRERA
INGENIERO DE PETRÓLEOS
COORDINADOR DE ADQUISICIÓN DE DATOS-PLT
HYDROCARBON SERVICES LTDA

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

Nota de Aceptación:

**Directora de Proyecto
HAYDEE MORALES**

**Firma del Jurado
ERVIN ARANDA ARANDA**

**Firma del Jurado
LUIS HUMBERTO ORDUZ**

Neiva, Febrero 06 de 2009

DEDICATORIA

A Dios por darme la fortaleza y la inteligencia para afrontar los retos propuestos, a mi madre Graciela por darme la vida, su apoyo incondicional, sus enseñanzas y todo el amor que me ha brindado, además de sus esfuerzos que hicieron posible lograr esta meta anhelada, a mi hijo Juan Sebastián por alegrar mis amaneceres, a mis hermanos Juan Carlos, Mauricio y Olga por su cariño y confianza. A mi esposa Cristina por su amor, su apoyo incondicional y regalarme lo más preciado de mi vida " Sebastián ". Por último a mis amigos por todas las experiencias adquiridas en nuestra vida universitaria.

Edwin Andrés Gutiérrez

AGRADECIMIENTOS

El autor expresa sus agradecimientos a:

La empresa Hydrocarbon Services Ltda., y principalmente al coordinador de Well Testing Dwight Kanayet por permitirme desarrollar este proyecto en su departamento de operaciones.

Ing. Jhon Fredy Herrera, Director del Proyecto por parte de la empresa, por brindarme la oportunidad de llevar a cabo esta pasantía y por los conocimientos que compartió conmigo durante el desarrollo de esta.

Ing. Haydee Morales, Directora del Proyecto por parte de la Universidad, por su colaboración y apoyo para la realización de este proyecto.

La Universidad Surcolombiana, por darme la oportunidad de desarrollar uno de los sueños y facetas de mi vida.

A todas aquellas personas que hicieron posible llevar a cabo este proyecto.

TABLA DE CONTENIDO

	Pag.
INTRODUCCION	
1. GENERALIDADES DE LA EMPRESA HYDROCARBON SERVICES LTDA.	3
1.1 RESEÑA HISTÓRICA	3
1.2 MISIÓN Y VISIÓN	3
1.3 PROMESA DE VALOR	4
1.4 SERVICIOS QUE OFRECE	4
2. DESCRIPCION DE LOS EQUIPOS DE WELL TESTING	5
2.1 LAS PRUEBAS DE POZO "WELL TEST"	5
2.2 LINEAS DE SUPERFICIE	5
2.3 CHOKE MANIFOLD "MULTIPLE DE ESTRANGULACION"	6
2.4 SEPARADOR	7
2.4.1 Válvula de relevo	8
2.4.2 Válvulas de control de fluido	8
2.4.3 Registrador de Presiones "BARTON"	9
2.4.4 Válvula Porta Orificios "DANIEL"	10
2.4.5 Indicadores de Nivel o Visores	11
2.4.6 Compresor	12
2.5 BOMBA DE TRANFERENCIA	12
2.6 TANQUE DE MEDIDA "GAUGE TANK"	13
2.7 TANQUE DE RECOLECCION "FRAC TANK"	13
2.8 PLANTA DE ENERGIA	14
3. RESUMEN DE LAS ACTIVIDADES DESARROLLADAS DURANTE LA PASANTIA	16
4. ACTUALIZACION DE NORMAS Y PROCEDIMIENTOS	19
4.1 CAMBIOS ESTRUCTURALES	19
4.1.1 Generalidades de los Equipos de Well Testing	20
4.1.2 Procedimientos de Logística	20
4.1.3 Procedimientos Operativos Generales	21

4.1.4	Procedimientos Operativos Específicos	21
4.1.5	Pozos Exploratorios	22
4.1.6	Procedimientos de Seguridad	22
4.2	ACTUALIZACION DE NORMAS Y PROCEDIMIENTOS	23
4.2.1	Determinación de la Gravedad API (ASTM D 1298-99)	24
4.2.2	Lista de Chequeo Pre-operacional “CHECK LIST”	27
4.3	IMPLEMENTACION DE NUEVOS PROCEDIMIENTOS	28
4.3.1	Actividades Desarrolladas en el Pigging o Marraneo	29
4.3.2	Procedimiento para la Neutralización de Fluidos ácidos	31
4.3.3	Diseño de Teas	34
5.	ESTANDARIZACION DE LOS PROCEDIMIENTOS A REALIZAR EN LAS FACILIDADES DE PRODUCCION TEMPRANA	36
5.1	PROCEDIMIENTOS GENERALES	37
5.2	PROCEDIMIENTOS DE LABORATORIO	38
5.3	PROCEDIMIENTOS PARA LA LIQUIDACION DE TANQUES	39
6.	PROCEDIMIENTOS DE SEGURIDAD	43
6.1	PREVENCION DE INCENDIOS Y PLANES DE CONTINGENCIA	43
6.2	PROCEDIMIENTO DE CONTINGENCIA PARA DERRAMES DE CRUDO	45
6.3	PROCEDIMIENTO EN CASO DE INCENDIO	45
6.4	PROCEDIMIENTO PARA EL MANEJO DE EXTINTORES	46
6.5	PRECAUCIONES CON PRODUCTOS QUIMICOS	46
6.6	PANORAMA DE RIESGOS EN LAS OPERACIONES DE WELL TESTING	52
6.7	TROUBLESHOOTING “QUE HACER EN CASO DE”	55
7.	CONCLUSIONES	57
8.	RECOMENDACIONES	59
	BIBLIOGRAFIA	

LISTA DE FIGURAS

	Pag.
Figura 1. Líneas de superficie y codos	5
Figura 2. Unión de golpe "Figura 602"	6
Figura 3. Unión de golpe "Figura 1002"	6
Figura 4. Unión de golpe "Figura 1502"	6
Figura 5. Choke manifold	7
Figura 6. Vista general de un separador	8
Figura 7. Válvula de seguridad	8
Figura 8. Válvula Fisher normalmente cerrada y normalmente abierta	9
Figura 9. Componentes del Registrador de Presiones "BARTON"	10
Figura 10. Válvula Porta Orificios "DANIEL"	11
Figura 11. Válvulas de Seguridad de los Visores del Separador	11
Figura 12. Compresor de aire	12
Figura 13. Bomba de transferencia	13
Figura 14. Gauge tank o tanque de medida	13
Figura 15. Frac tank	14
Figura 16. Planta de Energía	14
Figura 17. Distribución de los Equipos de Well Testing	15
Figura 18. Lectura de la escala del hidrómetro	27
Figura 19. Formato del Check List Pre-operacional	28
Figura 20. Corrida de un marrano	29
Figura 21. Tipos de marrano	31
Figura 22. Distribución de los Equipos en Facilidades de producción Temprana	37

Figura 23. Pantallazo del Programa “Fv” para Calcular la Gravedad API @ 60 F	40
Figura 24. Algoritmo de Cálculo para la Liquidación de Tanques	42
Figura 25. Ubicación de los Equipos de Well Testing Según las Areas Clasificadas	44

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Referencia de la tubería y accesorios WECO	Pag. 5
Tabla 2. Especificaciones de los Separadores (Aplica para HS Ltda.)	6
Tabla 3. Ficha Técnica de Seguridad para Well Testing	6
Tabla 4. Panorama de Riesgos en las Operaciones de Well Testing	6
Tabla 5. Troubleshooting “QUE HACER EN CASO DE”	7

INTRODUCCION

Gracias a los avances tecnológicos, la tendencia actual del mundo petrolero, es hacia el mejoramiento y optimización de los campos productores de hidrocarburos con el fin de cubrir la creciente demanda de los mismos. Paralelamente a esta circunstancia, las compañías de servicios petroleros se han comprometido con el tema de calidad como marco de referencia para el ofrecimiento de un excelente servicio donde se obtenga un máximo aprovechamiento de los recursos. Es así como la empresa Hydrocarbon Services Ltda (HS LTDA), comprometida con los estándares de Calidad, Seguridad, Salud Ocupacional y Medio Ambiente se propuso la tarea de revisar, actualizar y estandarizar el manual de procedimientos para operaciones de well testing versión 2004. Las operaciones de well testing (Pruebas de pozos), en cuanto al objetivo que persiguen son similares en cualquier parte del mundo, pero la manera de realizar el trabajo difiere de un lugar a otro, debido a factores tales como; las condiciones atmosféricas del sitio de trabajo, de los requerimientos de la compañía que solicita el servicio e incluso del ingeniero y/o operador que va a cargo de la operación, por lo tanto a través de este proyecto se unificaron criterios, se socializaron experiencias y se aplicaron métodos, normas y estándares internacionales para garantizar un trabajo seguro y confiable, haciendo del manual de procedimientos para operaciones de well testing versión 2008, una carta de presentación de la empresa de servicios "HS LTDA" para consolidarse como una de las empresas líderes en el sector de los hidrocarburos.

Este informe presentará inicialmente una reseña histórica de la empresa Hydrocarbon Services Ltda, sus lineamientos estratégicos, servicios que ofrece en la industria del petróleo y una descripción general de los equipos que se utilizan en la línea de well testing. Posteriormente se describen todas las actividades que se desarrollaron durante la pasantía, las cuales incluyen las visitas a campo, inspecciones de equipos y auditorías de seguridad que sirvieron para realizar algunos cambios en el formato del check list preoperacional, y la implementación de procedimientos para las actividades de marraneo, neutralización de fluidos ácidos, diseño de teas y facilidades de producción temprana. Además de hacer énfasis en algunas recomendaciones de seguridad en el procedimiento de rig up del equipo de well test. Finalmente para cumplir con uno de los objetivos planteados en el proyecto de capacitar y concienciar a los empleados sobre las consecuencias y riesgos inmersos en el desarrollo de cada una de las operaciones de well testing, se implementaron unos procedimientos de seguridad que incluye la precaución con productos químicos, clasificación de riesgos, troubleshooting (que hacer en caso de), prevención de incendios y planes de contingencia.

1. GENERALIDADES DE LA EMPRESA HYDROCARBON SERVICES LTDA.

1.1 RESEÑA HISTÓRICA DE LA EMPRESA HYDROCARBON SERVICES LTDA.

Hydrocarbon Services Ltda, surgió como respuesta a la creciente necesidad de prestar servicios petroleros cada vez más rápidos, eficaces y económicos a las compañías operadoras, es así como a mediados de 1994, nace la idea de fundar una empresa con tales características, tomando como rama de operaciones los procedimientos de Wire Line y Memory Gauge. Para tales efectos se reunieron tres ingenieros los cuales realizando valiosos aportes de capital y de experiencia en el ramo, deciden ubicar como centro de operaciones la ciudad de Neiva, departamento del Huila, República de Colombia; por presentar las mejores ventajas para tal fin en el momento. Es así como el día 09 de septiembre de 1994 se constituye una sociedad comercial de responsabilidad limitada denominada HYDROCARBON SERVICES LTDA; (HS LTDA.)

A través del tiempo HS LTDA ha continuado su crecimiento, consolidándose como una de las compañías nacionales líderes en adquisición de información en áreas de exploración y producción de la industria petrolera; contando en la actualidad con amplia cobertura y reconocimiento a nivel nacional, por la calidad en la prestación de sus servicios y el cumplimiento de los estándares de HSEQ en todas sus líneas de negocio.

Comprometida con la gestión y el control de los servicios, ha implementado Sistemas de Gestión de Calidad, Medio Ambiente, salud y seguridad Ocupacional, basados en las normas internacionales OHSAS 18001: 1999, ISO 14001: 2004 e ISO 9001:00. Obteniendo así; en diciembre de 2005, la re-certificación de Aseguramiento de la Calidad ISO 9001:00 y en junio de 2007, la certificación en Seguridad y Salud Ocupacional OHSAS 18001:99, otorgados por Bureau Veritas.

1.2 MISIÓN Y VISIÓN

Misión

“Suministrar servicios de calidad en las actividades de exploración y producción del sector de Hidrocarburos, respetando y protegiendo el medio ambiente, promoviendo el bienestar de los colaboradores y satisfaciendo las expectativas de rentabilidad de los accionistas, con un alto sentido de responsabilidad social”.

Visión

“Su visión es la de convertirse en el 2011 en una empresa líder en servicios de adquisición de información en hueco entubado y reconocidos por la calidad en las demás líneas de servicios que ofrece, garantizando un crecimiento sostenible y gozando de prestigio nacional e internacional”.

1.3 PROMESA DE VALOR

“La promesa de valor de la empresa es la de ofrecer servicios de calidad a la industria petrolera, garantizando la disponibilidad de equipos, así como de personal calificado y comprometido con el cumplimiento de estándares en HSEQ, suministrando información oportuna y veraz para toma de decisiones, manteniendo una relación costo beneficio favorable para los clientes”.

1.4 SERVICIOS QUE OFRECE

Los servicios que actualmente presta la empresa son:

- Wire Line
- Well Test
- Surface Read Out (SRO)
- Memory Gauge
- Calibration Equipment
- OTIS CAMCO BAKER Wire Line
- Well Test Interpretation Software
- Memory Production and Injection Log Test (PLT-ILT)
- Radioactive Tracer
- Multifinger Imaging Tool (MIT)
- Magnetic Thicknees Tool (MTT)
- Pulse Neutron-Neutron Saturation Logs (PNN)
- Radial Bond tool (RBT)
- Permanently Installed Gauge
- Early Production Facilities
- Oil Field Maintenance and Operation

2. DESCRIPCION DE LOS EQUIPOS DE WELL TESTING

2.1 LAS PRUEBAS DE POZO “ WELL TEST”

Las pruebas de pozo “Well Test” son pruebas que se realizan en superficie para determinar presión, rata de flujo, y algunas propiedades del fluido como gravedad API, corte de agua, porcentaje de sedimentos, etc.; en sitios donde no existen líneas de flujo, baterías de recolección cercanas o en pozos exploratorios. En estas pruebas generalmente se utilizan equipos portátiles como por ejemplo: múltiples de estrangulación (choke manifold), separadores de prueba, bombas de transferencia, tanques aforados, entre otros, los cuales son necesarios para obtener los datos de la prueba en el sitio de trabajo.

2.2 LINEAS DE SUPERFICIE

Es el conjunto de tubos ensamblados entre sí que se tienden desde la cabeza del pozo hasta el *choke manifold* y de éste hasta el separador, desde donde finalmente se tienden dos o tres líneas, para conducir diferentes fluidos como los de formación (crudo, gas y agua), ácidos, salmueras, entre otros, hacia los tanques de medida (Gauge Tanks) y/o Tanques de Almacenamiento (FracTanks).



Figura 1. Líneas de superficie y codos

Vale la pena mencionar, que la tubería con unión de golpe incluye diferentes accesorios como; codos, flautas (tubos con válvulas y boquillas para tomar muestras y medir presión y temperatura), y mangueras “CHICKSAN” (conjunto de codos y tubos acoplados entre sí con balineras internas que facilitan la orientación las líneas). Adicionalmente la tubería se encuentra disponible en

longitudes de dos, tres, cuatro, cinco, ocho, diez y 15 pies con diámetros de dos y tres pulgadas. En la siguiente tabla se muestra la referencia de los tres tipos de tubería con unión de golpe marca WECO que maneja Hydrocarbon Services Ltda.

NÚMERO DE REFERENCIA	PRESIÓN DE PRUEBA (PSI)	PRESIÓN DE TRABAJO (PSI)
1502	15000	10000
1002	10000	6000
602	6000	3000

Tabla 1. Referencia de la tubería y accesorios WECO

Además es necesario mencionar que la tubería con unión de golpe que utiliza la empresa HS, maneja un código de colores dependiendo de la presión de trabajo, lo cual nos permite diferenciar con facilidad la tubería 1502, 1002 y 602. Ver figura 2, 3 y 4.

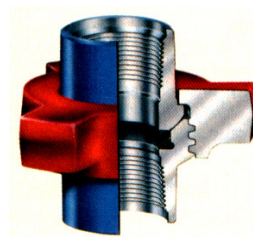
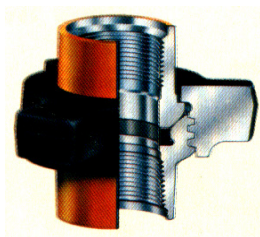


Figura 2. Unión de Golpe "figura 602"

Figura 3. Unión de Golpe "Figura 1002"

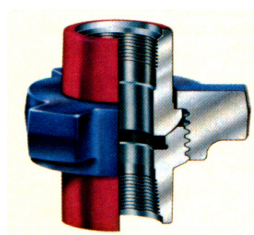


Figura 4. Unión de Golpe "Figura 1502"

2.3 CHOKE MANIFOLD "MULTIPLE DE ESTRANGULACION"

Conjunto de válvulas y choques que permiten controlar la presión y flujo de un pozo de tal forma que sea confiable y seguro su direccionamiento. Generalmente se encuentran disponibles para configuraciones de 5000, 10000 y 15000 psi, cuentan con dos tipos de choque, uno ajustable y otro fijo, los cuales pueden ser aislados entre sí mediante el juego de válvulas de *bypass* para permitir el cambio de diámetro de choque. También se puede armar con dos choques

fijos, estos son especiales para manejo de gas ya que resisten más la abrasión. Los diámetros de los choques son expresados en X/64" y contamos con diámetros desde 4/64" hasta 62/64" incrementando en múltiplos de 2.

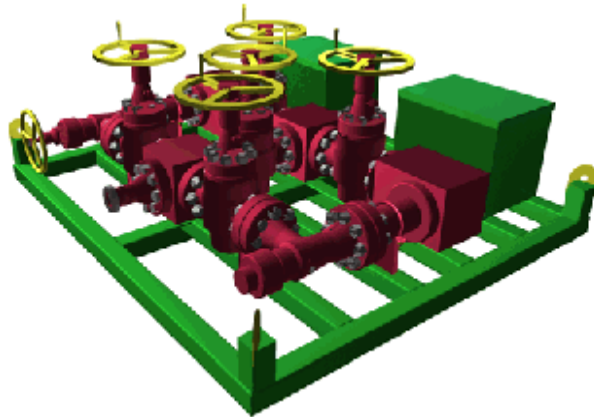


Figura 5. Choke Manifold

2.4 SEPARADOR

Es el equipo encargado de “dividir” el fluido proveniente del pozo en dos o tres fases, dependiendo del diseño del mismo; es la pieza fundamental del *Well Testing* y con el que se debe tener mayor cuidado en la operación, pues opera a altas presiones y con líquidos inflamables, de ahí que sea importante su manejo por personal capacitado (ver figura 6). Los separadores que maneja **H.S. LTDA** están estandarizados para tres fases, su diseño es de tipo horizontal convencional, están disponibles para trabajar con gases ácidos y presentan presiones nominales de 1440 y 720 psi. Ver especificaciones en la tabla 2.

ESPECIFICACIONES		SEPARADOR 720	SEPARADOR 1440
PRESIÓN NOMINAL (psi)		720	1440
PRESIÓN DE PRUEBA (psi)		936	2160
TEMPERATURA DE DISEÑO (°F)		100	120
PERMISIBILIDAD DE CORROSIÓN (in.)		0.0625	0.125
CAPACIDAD PROMEDIA DE LÍQUIDO (BFPD)*		4000-8000	9000 -18000
CAPACIDAD NOMINAL DE GAS (MMSCFD)*	Bajo nivel de liquid	20	45
	Alto nivel de liquid	14	25
RADIOGRAFÍA		RT-2	RT-2

* Para un tiempo de retención de un minuto a la presión nominal

Tabla 2. Especificaciones de los separadores (aplica para H.S. Ltda.)



Figura 6. Vista general de un separador

2.4.1 Válvula de relevo

Conocida en inglés como *safety relief valve* (ver fig. 7), diseñada para abrir al 80% de la presión nominal del separador, en caso de que la válvula neumática de control de presión falle y se presurice el sistema. El separador cuenta con dos válvulas de seguridad calibradas al 80 % y 90% respectivamente para un mayor rango de seguridad. Algunas veces también se ajustan con otros porcentajes de presión nominal, dependiendo los regímenes de seguridad de las compañías.

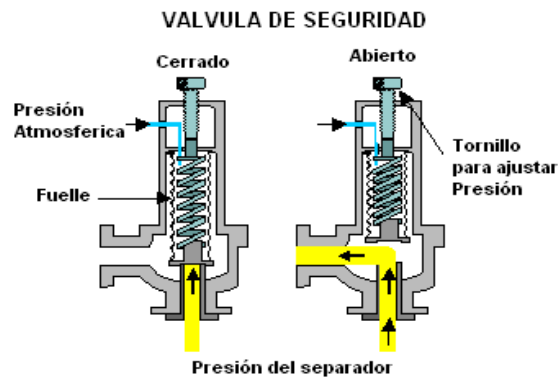


Figura 7. Válvula de seguridad

2.4.2 Válvulas de control de fluido

En un *equipo de well testing* se pueden encontrar varios tipos de válvulas con diferentes propósitos. Existen válvulas de control de flujo, conocidas como “válvulas de bola”, que abren y cierran con un cuarto de giro y sirven para abrir o cerrar el paso de fluido por una línea, válvulas de control de nivel y de presión que, como su nombre lo indica, sirven para regular la altura del líquido y la presión del separador, respectivamente. Estas dos últimas válvulas funcionan

con un sistema neumático que permite su apertura y cierre. Las más conocidas y con las que trabaja **H.S. LTDA** son de marca **Fisher** y **Norriseal**.

Cada válvula se caracteriza por la posición en la que se encuentran en ausencia de señal; la válvula de control de nivel es normalmente cerrada, es decir que si se corta el suministro de aire, la válvula se cierra automáticamente (figura 8), esto se debe a las normas de seguridad, ya que si por alguna falla la señal se interrumpiera y la válvula se abriera completamente, todo el líquido se drenaría y el gas podría ir directamente al *gauge tank*, donde podría generar altas presiones y liberación de gas a la atmósfera. Todo lo contrario ocurre con la válvula de control de presión, la cual es normalmente abierta (figura 8) y en ausencia de señal, abre totalmente de forma automática, lo cual se entiende, porque en caso de que no haya señal, lo que menos se quiere es que la válvula se cierre totalmente y el sistema se presurice.

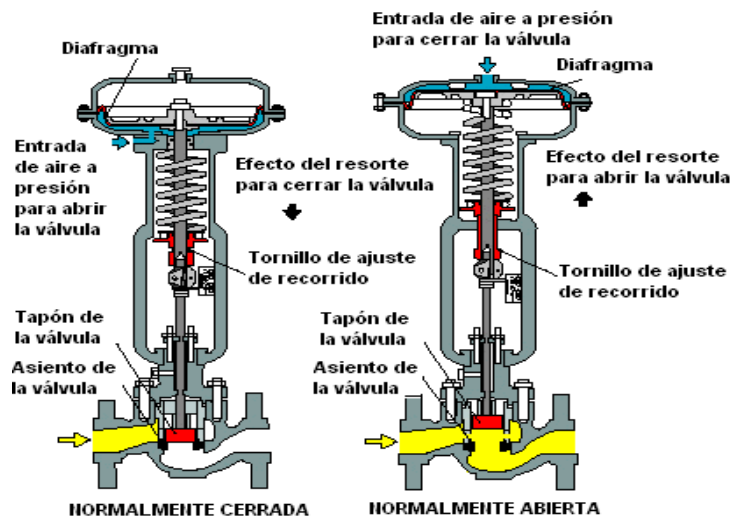


Figura 8. Válvulas Fisher normalmente cerrada y normalmente abierta

2.4.3 Registrador de Presiones “BARTON”

Es un instrumento diseñado para registrar la presión estática y diferencial, y en algunos casos la temperatura del fluido. Estos tres parámetros permiten el cálculo de tasas de flujo de gas. Además permiten seguir el comportamiento gráfico de la presión, ya sea del pozo o del separador. El Registrador de Presiones (comúnmente llamado Barton) del pozo, registra la presión estática de inyección, la presión del *casing*, la presión del *tubing* y la presión diferencial en cabeza, mientras que el del separador registra la presión estática y la presión diferencial de la línea de gas. Obsérvese los componentes del Registrador de Presiones - Barton (Figura 9). Para que la lectura en el registrador de presión

sea lo más exacta posible, debe marcar siempre entre 30% – 80% preferiblemente y en la medida de lo posible cercano al 50%. Por fuera de este rango según el fabricante del registrador puede haber un error de +/- 5 %.

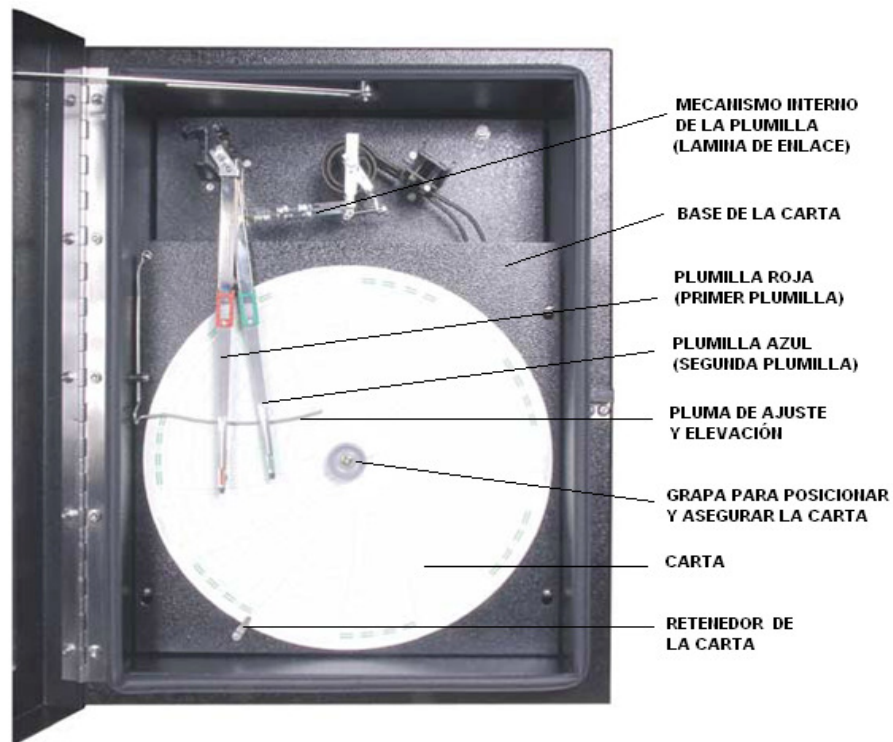


Figura 9. Componentes del Registrador de Presiones “BARTON”

2.4.4 Válvula Porta Orificios “DANIEL”

Es un sistema que permite el cambio de orificios (platinas) para la medición de gas, sin tener que interrumpir el flujo de gas, consta de un *carrier* o elevador que permite subir o bajar el orificio entre una cámara inferior y una superior, desde donde se puede extraer el orificio con la línea de flujo aislada, una compuerta conocida como "espejo" que sirve para aislar la tubería, una válvula igualadora de presión que sirve para que la cámara superior del **DANIEL** reciba la misma presión de la línea y facilitar la apertura o el cierre del espejo. También consta de una válvula de desfogue para despresurizar la cámara superior antes de desajustar los tornillos del empaque.

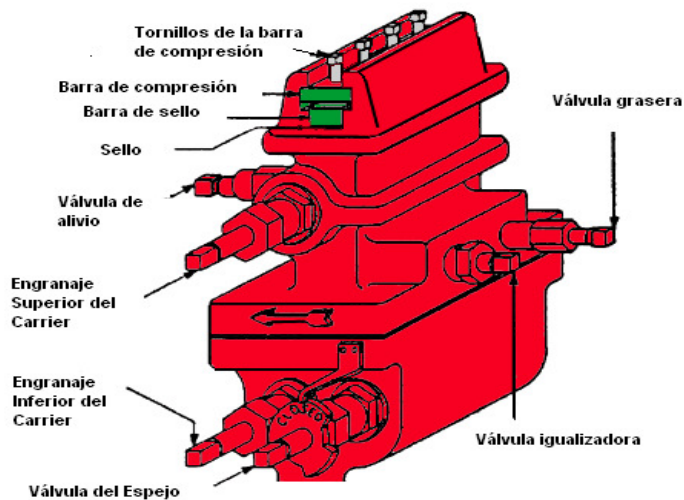


Figura 10. Válvula Porta Orificios "DANIEL"

2.4.5 Indicadores de nivel o visores

Estos son tubos comunicantes que indican el nivel de líquido de recipientes confinados como el tanque de medida (*gauge tank*), el tanque de almacenamiento (*frac tank*) y el separador. Para los dos primeros los visores no son más que una manguera de plástico resistente desde donde se puede tomar la medida del mismo y no presenta riesgo de ruptura por presión debido a que el tanque se encuentra a condiciones atmosféricas. Para el separador, en cambio, los visores están contruidos de vidrio y se encuentran asegurados con bridas y tornillos, además de un sistema de válvulas de seguridad, pues éstos trabajan con condiciones de presión superiores a la atmosférica (ver figura 11).

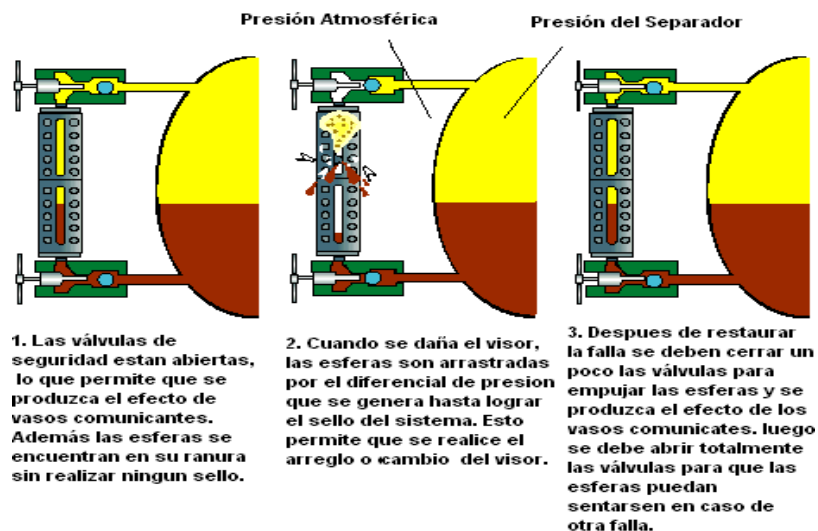


Figura 11. Válvulas de Seguridad de los Visores del Separador

2.4.6 Compresor

Debido a que las válvulas de control trabajan con un sistema neumático, se necesita un compresor para proporcionar el aire a la instrumentación. El compresor funciona con un motor eléctrico que enciende cuando la presión disminuye a 60 psi y se apaga cuando el compresor ha cargado a 100 psi de forma automática (algunos compresores están calibrados a otras condiciones).



Figura 12. Compresor de aire

En caso de fallar el compresor, existe otra alternativa que consiste en proporcionar alimentación con el mismo gas del separador siempre y cuando éste sea dulce, es decir que no contenga gases corrosivos como H_2S o CO_2 , ni fracciones de líquido que puedan ocasionar serios daños a los instrumentos. Es aconsejable usar siempre aire comprimido para el control de los instrumentos y dejar el gas del separador solo como una alternativa, ya que el gas puede traer partículas sólidas que pueden generar daños en los instrumentos. Además, en caso de que se aumente el nivel en el separador y salga por la línea de gas, va a entrar líquido a los instrumentos, causando graves daños a las partes internas.

2.5 BOMBA DE TRANSFERENCIA

La bomba de transferencia sirve para enviar el fluido desde el tanque de medida hasta el tanque de recolección. Es una bomba centrífuga que funciona con motor eléctrico cuyo rango varía desde 6.6 HP hasta 50 HP (3000 BOPD a 30 psi) para servicios estándares (figura 13). Es importante verificar antes de iniciar la operación su buen funcionamiento y que el sentido de giro sea el correcto, estar pendiente del nivel del tanque de medida y del tanque de almacenamiento, pues estos son dos factores importantes para evitar derrames de crudo.



Figura 13. Bomba de transferencia

2.6 TANQUE DE MEDIDA O GAUGE TANK

Estos tanques están provistos con doble compartimiento con el fin de facilitar el desalojo de uno de ellos, mientras el otro sigue recibiendo fluido. Están provistos de compuertas de ventilación y visores. Tienen una medida aforada en bbl/cm o bbl/in según sus medidas físicas, con el fin de permitir el cálculo de la tasa de flujo promedio del pozo según la altura del nivel de líquido. Generalmente se presentan capacidades de 50, 100 y 200 bbl y nunca se deben utilizar con presencia de H_2S ya que están expuestos a la atmósfera, ni tampoco se deben someter a presiones mayores a 100 psi debido a que sus paredes no están diseñadas para soportar presiones por encima de éste valor.



Figura 14. Gauge tank o tanque de medida

2.7 TANQUE DE RECOLECCIÓN

El tanque de recolección o **Frac Tank** sirve para almacenar el fluido producido después de pasarlo por el tanque de medida. Este tanque puede almacenar aproximadamente 500 bbl. Se emplean para recolectar cualquier tipo de fluido,

por ejemplo cuando se hacen trabajos de acidificación, para recolectar el ácido y no enviarlo a la estación, para recibir salmueras o crudos con pH muy bajos, etc. El fluido recibido en los tanques es recogido generalmente por un carro-tanque y enviado a la estación ó a una piscina API dependiendo de lo que se esté recibiendo.



Figura 15. Frac tank

2.8 PLANTA DE ENERGÍA

Es el eje principal de la operación. De ésta depende el funcionamiento de los equipos eléctricos, ya que un corte del sistema de energía obligaría a la parálisis de las operaciones, pues la planta o generador eléctrico alimenta la caseta - laboratorio, el compresor, la bomba de transferencia y las lámparas de alumbrado (para trabajos nocturnos). Ver figura 16.



Figura 16. Planta eléctrica

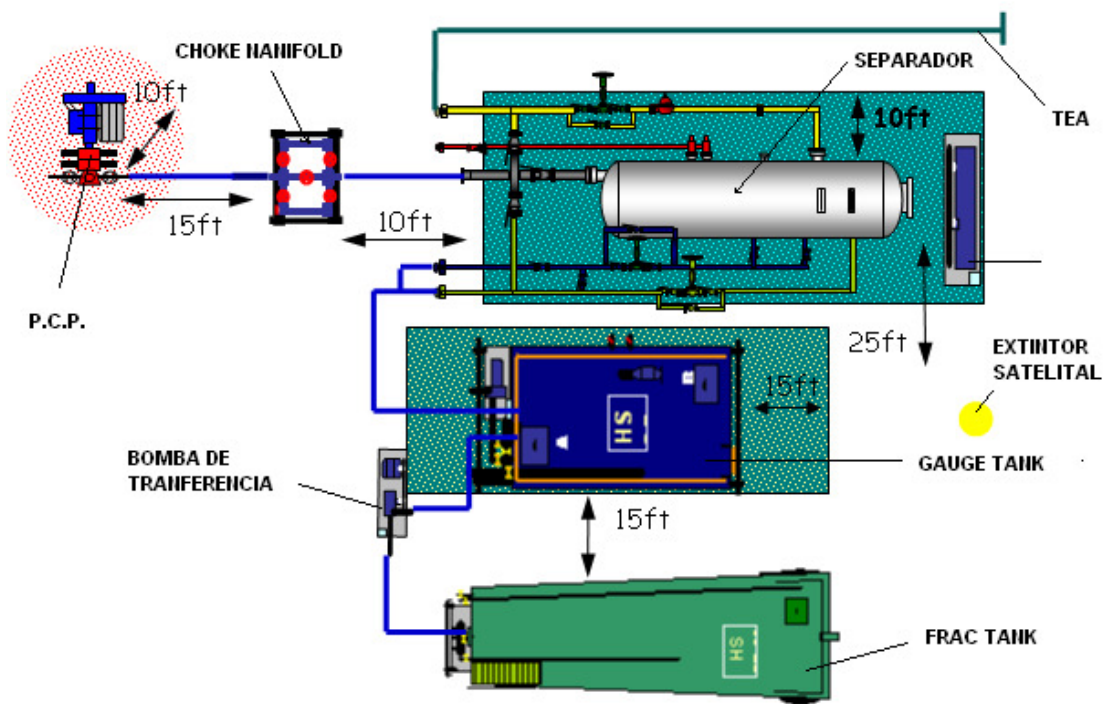


Figura 17. Distribución de los Equipos de Well Testing

3. RESUMEN DE LAS ACTIVIDADES DESARROLLADAS DURANTE LA PASANTIA

De acuerdo a uno de los lineamientos estratégicos de la empresa Hydrocarbon Services Ltda., que busca ofrecer servicios de calidad a la industria petrolera, garantizando la disponibilidad de equipos, así como de personal calificado y comprometido con el cumplimiento de los estándares en HSEQ, se inició este proyecto de revisión, actualización y estandarización del manual de procedimientos para operaciones de well testing. Este proyecto se dividió en 5 fases, las cuales son: proceso administrativo, recopilación de información, actualización y estandarización de normas y procedimientos, inducciones y capacitaciones y finalmente una última etapa donde se entrega el documento final para su respectiva revisión y aprobación.

Este documento es el trabajo final de la Pasantía Supervisada donde se describen todas las tareas realizadas durante el desarrollo del proyecto. En la primera etapa se realizaron todas las solicitudes correspondientes para lograr la aprobación de la Pasantía Supervisada como modalidad de grado para optar el título de Ingeniero de Petróleos. En la segunda etapa se reunió la información y documentos que se consideraban de importancia para el desarrollo del proyecto como son, el manual de operaciones de well testing de la empresa Hydrocarbon Services Ltda. (Versión 2004), el manual de operaciones de well testing suministrado por la empresa Geoservices Ltda., el manual único de medición suministrado por la empresa Ecopetrol, la guía para la medición estática y la fiscalización suministrado por la empresa Hocol SA, la guía para las pruebas de pozos del campo la Hocha suministrado por la empresa Hocol S.A., el artículo denominado "Actividades del Pigging" suministrado por la empresa Schlumberger, entre otros. Todos estos documentos facilitados debido a que la empresa HS LTDA, tiene contratos vigentes con las empresas ya mencionadas.

En la tercera etapa se seleccionaron las normas y procedimientos que se aplicarán a las actividades realizadas en las facilidades de producción y en las pruebas de pozos "well test", con el fin de establecer unas normas de calidad legales que fundamenten los procesos desarrollados por la empresa (ver capítulo 5 y 6 del presente documento). Además en esta etapa se realizó un estudio, evaluación y confrontación de las operaciones de Well Testing que desarrolla Hydrocarbon Services Ltda., con la participación de ingenieros, operarios y técnicos que debido a la experiencia y conocimiento desean ofrecer una operación segura y confiable. Esto se logró a través de visitas a campo para observar las condiciones de trabajo, inspeccionar equipos y verificar las normas, procedimientos, que se están aplicando en las operaciones de campo de la empresa. Las visitas se hicieron a los siguientes campos:

- Campo Balcón en donde se realizaba la prueba de producción de los pozos Balcón 21 y Balcón 22. En esta visita se concluyó que era necesario implementar un procedimiento para el diseño de teas.
- Campo San Francisco en donde se realizaba la prueba de producción del pozo San Francisco 86.
- Campo Pacande en donde se realizaba la facilidad de producción temprana del pozo Pacande Norte 1.
- Campo La Cañada en donde se realizaba la facilidad de producción temprana del pozo La Cañada Norte 1.

Y a los campos donde se tienen contratos con la empresa PETROBRAS, los cuales son:

- Campo Los Mangos donde se realizaba la prueba de producción Post Acid del pozo Mangos 51.
- Campo Rio Ceibas, donde se realizaba la prueba de producción del pozo Rio Ceibas 45.
- Campo Guando, donde se realizaba la prueba de producción del pozo Guando 132.

En la cuarta etapa se realizaron una serie de inducciones y capacitaciones de seguridad con el objetivo de preparar al empleado en la mayoría de los eventos de riesgo en los cuales la industria del petróleo está inmersa. Las capacitaciones que se realizaron fueron las siguientes:

1. Troubleshooting (Que hacer en caso de)
2. Procedimientos de Contingencia para Derrame de Crudo
3. Prevención de Incendios y Planes de Contingencia
4. Precaución con productos Químicos
5. Procedimiento en Caso de Incendio
6. Procedimiento para el Manejo de Extintores
7. Emergencias (Primeros auxilios, evacuación, alarmas, etc.)
8. Manejo Defensivo
9. Reporte de Actos y Condiciones Inseguras (STOP)
10. Relaciones Humanas y servicio al cliente
11. Diligenciamiento de Permiso de trabajo y AST entre otros.

Además algunas de estas capacitaciones debido a su importancia en la industria del petróleo, fueron incluidas a manera de guía en el capítulo sexto del Manual

de procedimientos para operaciones de well testing de la empresa Hydrocarbon Services Ltda., "versión 2008" y podrán ser observadas en el presente documento en el capítulo sexto.

Finalmente en la última etapa del proyecto se hizo entrega del documento final denominado "Manual de Procedimientos para Operaciones de Well Testing" al Coordinador de Operaciones y al Departamento donde fue revisado y aprobado. Como actividad complementaria se realizó la presentación y socialización de este, a todo el personal de la empresa.

4. ACTUALIZACION DE NORMAS Y PROCEDIMIENTOS

La última versión del manual de Operaciones de well testing fue realizada en el año 2004, por ello se hizo necesario una revisión y actualización de las normas y procedimientos que se aplican en las actividades de well testing. Estas actualizaciones y cambios se realizaron teniendo en cuenta los siguientes aspectos:

1. Mejorar el contenido estructural del manual para facilitar la adquisición de información y entendimiento
2. Actualizar normas y procedimientos los cuales se están aplicando sin tener sus últimas actualizaciones
3. Implementar un procedimiento seguro y confiable a aquellos nuevos servicios que ofrece la empresa o aquellas actividades que se realizan a menudo y no tienen un procedimiento adecuado.

4.1 CAMBIOS ESTRUCTURALES

La versión 2004 del manual de operaciones de well testing estaba compuesto por 4 capítulos, los cuales eran:

1. Descripción de Equipos
2. Procedimientos de Logística
3. Procedimientos Operativos
4. Procedimientos de Seguridad

El manual de procedimiento para operaciones de well testing, versión 2008 tiene como objetivo brindar seguridad y eficiencia en el desarrollo de la operación, a través de información clara, concisa y ordenada; que cumpla estrictamente con normas, procedimientos y estándares internacionales. Por lo tanto con los cambios estructurales en el manual se busca facilitar la adquisición y entendimiento de la información que servirá de guía y de soporte técnico para ingenieros, operarios y auxiliares de well testing. De esta manera el manual de operaciones quedó compuesto por los siguientes capítulos:

1. Generalidades de los equipos de well testing
2. Procedimientos de Logística

3. Procedimientos Operativos Generales
4. Procedimiento Operativos Específico
5. Pozos Exploratorios
6. Procedimientos de Seguridad en Well Testing

4.1.1 Generalidades de los equipos de well testing

En este primer capítulo, se describen de manera general las herramientas y equipos de well testing y se hacen consideraciones de gran importancia en el uso y operación de los mismos. Los equipos que se describen son los siguientes:

- líneas de superficie
- múltiple (choke manifold),
- separador
 - Válvula de relevo
 - Válvulas de control de fluido
 - Registrador de Presiones (comúnmente llamado Barton)
 - Válvula Porta Orificios (comúnmente llamado Daniel)
 - Indicadores de Nivel o Visores
 - Compresor
- bomba de transferencia
- tanque de medida (Gauge Tank)
- tanque de recolección (Frac Tank)
- planta de energía (Generador)

4.1.2 Procedimientos de Logística

En este capítulo se describen todos los procedimientos de logística, los cuales están fundamentados en los dos lineamientos operativos de la empresa que son; Alistamiento del Equipo y Prestación del Servicio. El capítulo está compuesto por los siguientes temas:

- solicitud del servicio
- Check List
- Solicitud de Transporte de Equipos y Personal
- Movilización de Equipos y Personal
- Elaboración del Permiso de Trabajo

- Recibo de Locación y Charla de Seguridad
- Solicitud del Programa de Trabajo
- Reportes del Resultado de la Prueba
- Entrega de Locación y Cierre del Permiso de trabajo
- Desmovilización de Equipos y Personal

4.1.3 Procedimientos Operativos Generales

El tercer capítulo del manual está dedicado a la descripción detallada de los procedimientos generales necesarios para realizar una prueba de producción en cualquier campo petrolero. Además se hace énfasis en las consideraciones y sugerencias que se deben tener en cuenta en el desarrollo de las actividades de well testing que garantice una operación segura. Este capítulo está dividido en:

- Procedimiento de armado “rig up”
- Inspección pre operacional de equipos “ check list pre-operacional”
- Prueba de presión
- Procedimiento para calibración del choke ajustable
- Procedimiento para cambiar un choke fijo
- Procedimiento de operación de un separador
- Cambio de orificio en el medidor Daniel
- Medición de fluido (liquido y gas)
- Análisis de laboratorio (°API, BSW, Cl-, Salinidad)
- Desarme del set “ Rig down”

4.1.4 Procedimientos Operativos Específicos

En el capítulo cuarto se describen los procedimientos operativos específicos que realiza la empresa, dependiendo el tipo de prueba, el pozo, el campo en que se trabaje y los requerimientos de la compañía operadora; en las cuales hay ciertas tareas inherentes al trabajo que se realizan de forma constante con pocas variaciones. Además en este capítulo se incluye una guía de procedimientos para cada operación que se realiza en las facilidades de producción temprana.

- Acid flow back
- Frac / Sand flow back
- Pickling
- Clean up

- Inyección de nitrógeno
- Swabbing
- Inyección de gas
- Closed loop test
- Post cañoneo (underbalance)
- Post cañoneo (overbalance)
- Limpieza con espuma
- Procedimiento para neutralización de fluidos ácidos
- Manejo de fluidos espumosos
- Pigging (Marraneo)
- Facilidades de producción temprana

4.1.5 Pozos Exploratorios

El capítulo quinto está dedicado a los pozos exploratorios, ya que es muy importante seleccionar un buen equipo de well testing que pueda soportar, manejar y/o controlar las condiciones que se pueden encontrar en el campo o área inexplorada. Este capítulo tiene dos temas fundamentales:

- Equipo Básico
- Programable Logic Controller (PLC)

4.1.6 Procedimientos de Seguridad en Well Testing

Finalmente, el capítulo sexto está enfocado hacia la parte de la seguridad de la operación, debido a que tanto los equipos, herramientas y sustancias que se utilizan para realizar las pruebas, requieren de un manejo cuidadoso. En él se especifican los principales aspectos a tener en cuenta en el uso de algunos equipos, actividades de riesgo que a menudo se presentan y la manipulación de sustancias.

- Prevención de Incendios y Planes de Contingencia
- Procedimiento de Contingencia para Derrames de Crudo
- Procedimiento en Caso de Incendio
- Procedimiento para el Manejo de Extintores
- Precaución con Productos Químicos
- Panorama de riesgos en las operaciones de well testing
- Que Hacer en Caso de (Troubleshooting)

Además se incluyen tres anexos, de los cuales en el primero se describe el procedimiento técnico para el diseño de teas, en el segundo se realiza un informe de precaución para el manejo de solventes y en el tercero se dan a conocer las fichas de seguridad de productos químicos que se manipulan en el desarrollo de la prueba de producción de un pozo petrolero, como son:

- Nitrato de Plata
- Dicromato de Potasio
- Varsol
- Xileno
- Gasolina
- Petroleó
- ACPM
- Propano
- Metano
- Acido Sulfhídrico y otras.

4.2 ACTUALIZACION DE NORMAS Y PROCEDIMIENTOS

Durante la etapa de revisión del manual de operaciones se encontró que era necesario actualizar el check list pre-operacional que se realiza antes de iniciar una prueba de producción ya que le hacen falta seis aspectos que se deben tener en cuenta para la prestación del servicio (ver fig. 19, pág. 28). También se encontró que el procedimiento para determinar la gravedad API no está basado en la norma ASTM D 1298-99, que es la que tiene implementada la compañía operadora HOCOL SA, en sus pruebas de pozo. Además se incluyeron algunas consideraciones que se deben tener en cuenta en los procedimientos operativos generales que se realizan, como son:

1. En el procedimiento de arme del equipo de well testing (rig up), se hacen dos consideraciones, una es que las distancias para ubicar los equipos dependen de los requerimientos del cliente y del espacio disponible. En locaciones pequeñas, con equipos de múltiples compañías, las distancias pueden ser menores, pero estrictamente mayores a 15 pies. La segunda es no golpear la tubería con el macho mientras se tengan puestos los manómetros ya que se descalibran.
2. En la inspección pre-operacional de equipos se hace la consideración de no empezar la operación, sino se ha realizado el check list pre-operacional y se debe exigir al cliente el tiempo necesario para llevarlo a cabo.
3. En el procedimiento para cambiar un choque fijo se hace la siguiente consideración: Para probar que el choque fijo y el ajustable se encuentran en

buen estado y su calibración es la correcta, se pasa el fluido primero por el brazo del ajustable revisando la presión que marca el manómetro, al cambiarlo al brazo del choque fijo la presión debe ser igual. De no lograr lecturas iguales, revisar si hay algún cuerpo extraño o daño en los componentes del choque fijo y/o choque ajustable.

4. En todas las operaciones de Well Testing con presencia de tormenta eléctrica se deberán DESCONECTAR TODOS LOS EQUIPOS para evitar daños a estos y al personal. Si la tormenta es muy intensa y si es necesario se deberá PARAR LA OPERACIÓN con previa autorización del supervisor de la Operadora.

4.2.1 Determinación de la Gravedad API (ASTM D 1298-99)

Esta norma se diferencia del procedimiento que se realizaba en la empresa HS en que se utiliza por separado un Hidrómetro y un termómetro con las especificaciones ASTM correspondientes y no un termohidrometro en donde conjuntamente se determina la gravedad API a la temperatura real del fluido. Este método es aplicado como respuesta al compromiso que tiene la empresa de brindar información veraz y confiable, además de cumplir con las normas y estándares de las empresas operadoras a las cuales se presta el servicio.

OBJETIVO

La norma ASTM D 1298-99, tiene como objetivo determinar la gravedad API de crudos y líquidos derivados del petróleo.

ALCANCE

Este procedimiento aplica a los operadores y auxiliares de well testing y facilidades de producción.

DEFINICIONES

Hidrómetro: Instrumento de precisión, hecho de vidrio, graduado en unidades de densidad, densidad relativa (gravedad específica) o gravedad API, como se requiera, conforme a las especificaciones E100 de la ASTM, de los cuales HS Ltda., utiliza el 2H que varía entre 9-21 °API (para crudo pesado), el 3H que varía de 19–31 °API (para crudo liviano), el 4H que varía de 29-41 °API y el 5H que varía de 39-51 °API (los dos para crudo extraliviano). Además tienen una longitud de 330 mm, subdivisiones de 0,1 °API y un error admisible de +/- 0,1 °API.

Termómetro: Instrumento de precisión para medir la temperatura, graduado en °C y °F, según como se requiera, conforme a las especificaciones E1 de la ASTM, en donde recomiendan utilizar un termómetro denominado 12F que varía de -5 a 215 °F, que tiene subdivisiones de 0,5 °F y una escala de error admisible de +/- 0,25 °F o un termómetro denominado 12C, que varía de -20 a 102 °C, con subdivisiones de 0,2 °C y una escala de error admisible de +/- 0,15 °C.

Probeta: Recipiente de forma cilíndrica de plástico o vidrio transparente, su diámetro interior deberá ser por los menos 25 mm mayor que el diámetro exterior del hidrómetro usado en el mismo. La altura del cilindro deberá ser tal que el hidrómetro apropiado flote en la muestra, con una separación mínima de 25 mm entre la parte inferior del hidrómetro y el fondo del cilindro.

Gravedad Específica (G.E.): se define como la relación del peso de un volumen dado de material a 60°F con el peso de un volumen equivalente de agua destilada a la misma temperatura, ambos pesos corregidos según el factor de Flotabilidad del Aire.

Gravedad API: Es una escala arbitraria dada en grados API, la cual se relaciona con la gravedad específica de un aceite de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$\text{A.P.I.} = [(141.5 / \text{G.E.}@60^\circ\text{F}) - 131,5]$$

PROCEDIMIENTO

Lectura API

1. Tomar una muestra representativa de crudo de 900ml aprox. en una probeta de 1000ml. Esta operación debe hacerse en forma lenta y cuidadosa para evitar la formación de burbujas de aire y la evaporación de los componentes más livianos del líquido. Cualquier burbuja de aire o espuma que se forme en la superficie debe ser eliminada tocándola con un pedazo de papel filtrante antes de colocar el hidrómetro en la muestra.
2. Sumergir suavemente el hidrómetro en la probeta hasta que se mantenga flotando en el líquido. Se debe evitar que este se recueste a las paredes de la probeta. Esto podría causar errores en la lectura. Agite continuamente la muestra con el termómetro, teniendo cuidado que el nivel de mercurio se mantenga totalmente sumergido y que la caña del hidrómetro no se humedezca por encima del nivel de inmersión. Registre la temperatura de la muestra tan pronto sea estable (con una aproximación de 0,5 °F) y luego retire el termómetro.

3. Deje transcurrir tiempo suficiente para que el hidrómetro quede en reposo, una vez lograda dicha estabilidad se hace la lectura en la escala, considerando el efecto menisco. (ver figura 18)
4. Inmediatamente después nuevamente agite cuidadosamente la muestra con el termómetro, manteniendo el hilo de mercurio completamente sumergido. anote la lectura con una aproximación de 0,5 °F. En caso que esta temperatura difiera de la anterior en más de 1 °F, se debe repetir la prueba hasta que la temperatura se estabilice dentro de este rango.
5. Sacar el instrumento de la probeta, limpiar cuidadosamente con un solvente adecuado y colocarlo en su aparador.
6. Con los valores observados de gravedad y la temperatura se hace la corrección a gravedad API a 60 °F mediante el uso de la tabla de corrección Tabla 5ª del API.

RECOMENDACIONES

1. Durante el periodo necesario para completar la prueba, la temperatura del medio circundante no debe variar más de 5 °F. Cuando esto suceda, es necesario un baño de temperatura constante para mantener una temperatura uniforme durante la prueba.
2. Coloque la probeta con la muestra en un sitio libre de corrientes de aire.
3. El hidrómetro y el termómetro son instrumentos de precisión. Movimientos bruscos pueden desajustar la escala generando lecturas erróneas.
4. No se debe alterar el peso de los hidrómetros, evite identificarlos con pintura o cualquier otra técnica que signifique ganancia o pérdida de peso.
5. Evite manipular el hidrómetro con las manos sucias o impregnadas de crudo u otra sustancia ya que añadiría peso al instrumento.
6. Al corregir la lectura en las tablas para este propósito tenga en cuenta la relación directa que existe entre la temperatura y la °API, es decir entre más altas las temperaturas, se obtendrán lecturas más altas de °API.
7. Al transferir la muestra al cilindro limpio no debe existir salpicadura alguna, así se evita la formación de burbujas de aire y reducir al mínimo la evaporación de los constituyentes de menor ebullición en las muestras más volátiles.
8. El hidrómetro debe flotar libremente a mínimo dos y medio centímetro del fondo y sin hacer contacto con las paredes del cilindro.

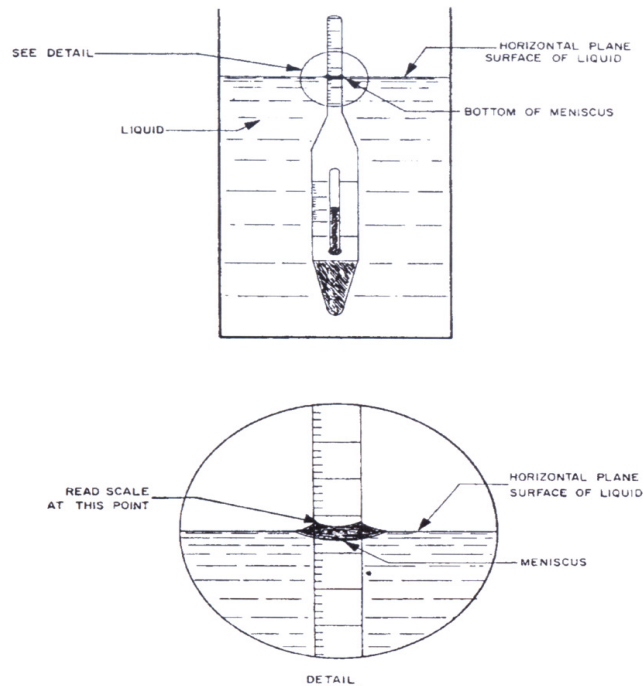


Figura 18. Lectura de la escala del hidrómetro (Para crudo)

4.2.2 Check list pre-operacional

Al formato del check list pre-operacional se le adicionaron 6 item, las cuales son muy importantes tenerlos listos antes de empezar la prueba, estos son:

- ¿El equipo de laboratorio está operativo? (Revisar encendido de la centrifuga).
- ¿Los avisos de seguridad y extintores están en las áreas clasificadas?
- ¿Se instaló mangaveleta?
- ¿Ubicó las canecas para los residuos orgánicos, reciclables y contaminados?
- ¿Está lista la hoja de reportes de datos y el formato autorizado por la compañía operadora?
- ¿Está funcionando la impresora?

Por ningún motivo se debe empezar la operación sin hacer ésta inspección pre-operacional y se debe exigir al cliente el tiempo necesario para llevarla a cabo. A continuación se anexa el chek list (actualizado) que debe hacerse antes de cada operación:

WELL TESTING			
CHECK LIST PREOPERACIONAL			
		Pozo:	
		Fecha:	
ITEM	DESCRIPCION	SI	NO
1	Elaboró AST-Charla de seguridad.		
2	Elaboró layout		
3	Medevac de la región está a la vista (Difundida la información)		
4	Revisó generador (Agua-Aceite-Batería-polo a tierra)		
5	Revisó voltaje generador (Caseta-puntos toma		
6	Revisó compresor (Encienda y apague con		
7	Revisó funcionamiento válvulas neumáticas		
8	Revisó válvulas de seguridad: visores - abiertas, de drenaje –		
9	El portarificios está en la cámara superior		
10	Revisó instalación Barton(Hp-Lp-Plumillas en cero-Cuerda-		
11	Revisó sentido giro bomba de transferencia.		
12	Revisó choque manifold (Ajustable calibrado-Fijo inicial		
13	Instaló manómetros, según requerimientos (Están calibrados)		
14	Tiene juego choques a mano. Llave cambia choques		
15	Tiene juego de orificios completo y a mano		
16	Tiene la llave del Daniel lista		
17	El equipo de laboratorio es operativo (Revisar encendido de la		
18	Los avisos de seguridad y extintores están en las áreas		
19	Instaló mangaveleta		
20	Ubicó las canecas para residuos (Contaminado, organico y		
21	Está lista la hoja de reportes de datos. (Formato Autorizado)		
22	Está funcionando la impresora.		
REVISÓ:			

Figura 19. Formato del Check List Pre-Operacional

4.3 IMPLEMENTACION DE NUEVOS PROCEDIMIENTOS

Debido a que la empresa Hydrocarbon Services Ltda., ha ampliado sus servicios en las operaciones que se llevan a cabo en las pruebas de pozos, se hace necesario implementar en el Manual de operaciones de Well Testing versión 2008, un procedimiento a cada una de estas actividades con el objetivo de ofrecer un servicio de calidad, fundamentado en normas y tecnicas que garanticen una operación segura y confiable. Estas actividades son:

1. Actividades Desarrolladas en el Pigging o Marraneo
2. Neutralización de fluidos ácidos
3. Diseño de Teas

4.3.1 Actividades Desarrolladas en el Pigging o Marraneo

Como la empresa ofrece el servicio de recibir fluidos del pigging o marraneo en la cual realizamos una operación conjunta junto con la empresa que opera el marrano, se hace necesario incluir en el nuevo manual una descripción de este tipo de actividad e implementar un procedimiento estándar que facilite y haga más segura la operación.

El pigging o marraneo es una técnica de limpieza de tubería implementado para mantener limpia la pared interna de una tubería, remover depósitos de parafinas, aplicar inhibidores de la corrosión, desbaratar costras y barrer las acumulaciones de agua en las cuales puede generarse la proliferación de bacterias. Además de estas finalidades también puede utilizarse como primer paso de un proceso de recubrimiento y renovación completa de una línea de flujo.

La técnica se basa en la utilización de marranos (pigs) o raspadores, los cuales son dispositivos mecánicos que se insertan dentro de un tubo y viajan con el caudal a través de la tubería, dirigido por el flujo del producto. Son diseñados en forma de bala para ser propulsados por presión hidráulica o gas a presión en los casos en que se necesite secar y eliminar todos los condensados que causan la corrosión y deterioro de la tubería.

Esta presión de propulsión debe ser mayor a la presión que está delante del marrano, creando un diferencial de presión suficiente para que el marrano pueda desplazarse a lo largo de la línea de flujo de la tubería a la cual se le va a realizar el pigging. El diferencial de presión no debe ser tan grande para que el marrano no se desplace tan rápido ya que no realiza una limpieza adecuada en la línea, ni tan pequeño para que el marrano no quede bloqueado en la línea. Además este diferencial de presión también depende de las inclinaciones u obstrucciones que tenga la línea, donde se necesitaría una mayor presión de propulsión para vencer la presión que nos genera la inclinación o cualquier otro problema que se oponga al desplazamiento del marrano en la tubería.



Figura 20. Corrida de un marrano

Los pigs son manufacturados con compuestos de poliuretano de celda abierta. Están disponibles con varios tipos de recubrimientos exteriores y densidades de

compuestos para permitir desde una limpieza ligera superficial hasta la remoción de incrustaciones duras, Se clasifican en dos categorías:

1. **Marranos utilitarios o convencionales:** cumplen la función de limpiar, separar productos o desaguar.
2. **Raspadores inteligentes o herramientas de inspección interna:** los cuales proveen información de la condición de la línea, así como de la extensión y localización de cualquier problema.

PROCEDIMIENTO DE PIGGING

La técnica de pigging más recomendada es el método progresivo, en el cual los depósitos son gradualmente removidos por varias corridas con pigs progresivamente más largos. El procedimiento normal de pigging es el siguiente:

1. Excavación de los sitios de lanzamiento y recepción de los dispositivos.
2. Lanzamiento de un primer pigs de medida plena, que podría ser un swab (pig de muy baja densidad, entre 32 y 96 Kg/m³), para determinar la dirección del flujo y chequear las interferencias que podrían causar problemas durante las corridas de limpieza. Podría ser recibido directamente al final del tubo, si se puede manejar oportunamente el agua y los desechos de la limpieza.
3. Lanzamiento de un squeegee pig (pig de alta densidad), para determinar el verdadero diámetro abierto. Se debe tomar la medida del squeegee a la salida del tubo, ya que nos serviría de medida del primer pig de limpieza. El diámetro del squeegee sobre la salida del tubo entrega una buena indicación del espesor de los depósitos.
4. Lanzamiento del primer pig de limpieza (pig con revestimiento exterior formado por bandas de poliuretano sintético de alta resistencia dispuestas en forma entrecruzada), las bandas se expanden por la acción de la presión aplicada por detrás del dispositivo y actúan como cuña contra las paredes del tubo, arrastrando cualquier residuo o material extraño. El pig debe estar revestido y calibrado al diámetro del squeegee anterior. Normalmente se inserta un swab detrás de este para asegurar el sello hidráulico durante la corrida. Para lograr una limpieza optima debe mantenerse la velocidad entre 0,6 y 1,5 metros por segundo (2,2 y 5,4 Km/h).
5. Realizar corridas progresivas de pigs revestidos hasta que el diámetro del pig que se introduce sea igual al diámetro interior del tubo intervenido. Un incremento de 25 mm por corrida es normal, pero si la tubería se encuentra severamente incrustada, este incremento no debería superar los 12 mm. En tubos con alta acumulación de residuos, las dos o tres últimas corridas pueden hacerse con pig raspadores pero nunca con más de dos cerdas de

acero en la última corrida o si es necesario utilizar pigs abrasivos los cuales remueven depósitos duros.

6. Realizar una corrida final con un swab de medida plena para eliminar todo residuo remanente.
7. Desinfectar la tubería después que todas las corridas de limpieza hayan sido completadas.

En cuanto a los dispositivos necesarios para la correcta operación del proceso, se incluyen manómetros y manómetros con registrador para asegurar la velocidad y reconocer la posición de los pigs, una manguera ideal para suministrar agua o gas a presión al punto de lanzamiento, radios de dos vías para mantener el contacto entre los puntos de entrada y salida y herramienta menor.



Figura 21. Tipos de marrano

4.3.2 Procedimiento para la neutralización de fluidos ácidos

Una de las operaciones que realiza H.S. Ltda., se denomina Acid Flow Back en la que esencialmente son recuperados ácidos de estimulación que son inyectados dentro del pozo. Al recuperar estos ácidos en superficie deben ser neutralizados para su posterior transporte. Para llevar a cabo esta labor se hacen necesarios los siguientes equipos:

- Bombas de inyección neumáticas.
- Canecas de almacenamiento para Soda Cáustica.
- Tanque escuadra para neutralización.
- Liners de conexión para las Bombas.
- Estructura para inyección de aire o gas dentro del tanque escuadra para lograr una mejor homogenización de la mezcla.
- Equipo de laboratorio para determinación del PH.

Estos equipos deben estar dispuestos dentro del arreglo del equipo de Well Test

para un Acid Flow Back. El procedimiento seguido por H.S. para la neutralización de fluidos ácidos es el siguiente:

1. Dilución de la Soda Cáustica. Debido a que la presentación de la Soda Cáustica es en hojuelas, esta debe ser diluida en agua, observando especial atención en la utilización de los elementos de protección personal (Gafas, Guantes de Nitrilo, Mascara para Gases, Peto, Botas de Caucho con punta de acero), la Soda será adicionada al agua (**y nunca al contrario**) lentamente en constante agitación, teniendo en cuenta que es una reacción exotérmica (produce calor), nunca se deben adicionar grandes cantidades para la dilución, ni agua a la soda porque la liberación de energía puede generar explosión, este proceso debe realizarse en un recipiente de plástico preferiblemente, con la precaución de no llenarlo mas allá de la mitad de su volumen.

La concentración de esta dilución debe ser de **Kg. Soda / Galón Agua**. Esta relación 1:1 se puede lograr mezclando un saco de 25 kg. de Soda en media caneca de 55 galones.

El tanqueo de las canecas para la inyección debe ser realizado por dos personas debidamente protegidas, utilizando un embudo plástico flexible, transvasando pequeñas cantidades por medio de un balde plástico. También hay métodos mecánicos especiales como bombas centrifugas plásticas o bombas de vacío y/o compresores.

2. Conexión bombas de inyección de Soda Cáustica. Se realiza la conexión de dos bombas Link. La primera bomba, es conectada mediante tubería de bajo diametro 1/4", inmediatamente después del choke manifold, con el objetivo de lograr que la soda se mezcle lo mejor posible con los fluidos del pozo, y además evitar tener problemas de contrapresión en la bomba misma. La segunda bomba se instalará en la succión de la bomba de transferencia (salida del Gauge Tank), para utilizarla cuando se esté transfiriendo al tanque escuadra.

3. Verificación del funcionamiento de las bombas. Para determinar el correcto funcionamiento de la bomba, esta debe estar ya correctamente montada a la caneca de almacenamiento de Soda Cáustica, una vez realizadas las conexiones se prueba así:

- Cierre la válvula de salida de la caneca
- Coloque la bomba en funcionamiento
- Si el visor de la caneca baja de nivel la bomba funciona correctamente
- Abra nuevamente la válvula de salida de la caneca

4. Neutralización no exitosa en la primera inyección. Si el pH de una muestra tomada en el Gauge Tank determinado en el laboratorio es menor a 7, se recurrirá a iniciar la inyección de soda cáustica en la segunda bomba de inyección ubicada en la succión de la bomba de transferencia, esto con el fin de que con la turbulencia de la bomba centrífuga se homogenice mejor la mezcla y la Soda Cáustica reaccione adecuadamente con la agitación y el tiempo en el tanque escuadra.

5. Arreglo sistema de homogenización en Tanque Escuadra. Si el pH de una muestra tomada (con ladrón o toma muestra si se dispone de este) en el tanque escuadra sigue menor a 7 se procede a mezclar de mejor forma la Soda en el tanque escuadra, por medio de la inyección de aire o gas, utilizando la estructura de homogenización. El procedimiento es el siguiente:

- Armar estructura.
- Introducir y fijar la estructura dentro del tanque escuadra.
- Conectar suministro de aire o gas.
- Mezclar durante el tiempo que se requiera, tomando muestras constantemente hasta que el pH sea 7, o mayor.
- Si el pH es 7 se puede disponer el fluido para transporte.

Hay otra opción de neutralizar la sustancia ácida y ésta es, dentro del mismo tanque de medida, siempre y cuando la rata de producción lo permita. El procedimiento a seguir es muy sencillo, a medida que se recibe el fluido ácido en unos de los compartimientos del tanque, se conecta una manguera de caucho en la descarga de la bomba de transferencia y se circula en el mismo compartimiento, agregando la soda diluida, en el instante que el pH marque 7 se cambia de compartimiento y se dispone del que ya está neutralizado.

6. Plan de contingencia. Si después de realizado el tratamiento completo con las dos bombas y el sistema de homogenización el pH sigue menor a 7 se seguirán los siguientes pasos:

- Informar al supervisor de Well Test.
- Si la capacidad de almacenamiento lo permite se adicionará Soda diluida por medio de baldes de acuerdo al análisis cuantitativo del laboratorio.
- Si no se cuenta con capacidad de almacenamiento se informará al encargado del pozo para que permita chocar el mismo o en último recurso cerrar el pozo.

7. Análisis cuantitativo. Para determinar el volumen de Soda a adicionar se siguen los siguientes pasos:

- Siempre preparar la Soda en la concentración establecida. Recuerde 1 Bbl es equivalente a 158.760 ml
- Tomar muestra de fluido a neutralizar (100 ml) en un Beaker, se titula con la solución de Soda preparada y se controla hasta que el pH sea neutro, con este dato de volumen titulante se realiza una regla de tres.

$$\frac{100 \text{ ml de muestra}}{\text{Volumen a neutralizar (ml)}} \longrightarrow \frac{\text{ml de Soda (obtenidos al titular la muestra)}}{\text{X ml Requeridos}}$$

4.3.3 Diseño de Teas

En muchas ocasiones los pozos que van a ser intervenidos no tienen una línea definida para realizar la descarga de gas, por lo tanto se hace necesario que el equipo de well testing diseñe una línea de gas, de acuerdo a unas especificaciones técnicas que brinden unas condiciones seguras para la operación. Es así como se implementa el siguiente procedimiento para el diseño de teas.

Para el diseño de teas se deben tener en cuenta las siguientes consideraciones:

1. Revisión histórica de las condiciones petrológicas
2. Topografía de la vecindad por la tendencia de retener y recoger material
3. Altura suficiente para superar la deflexión hacia abajo por:
 - Velocidad normal del viento en cualquier dirección
 - Turbulencia de las corrientes de aire

Existen tres tipos de soporte para elevar teas:

1. Vientos de alambres
2. Auto soporte en la base de la tea
3. Soporte por torre

➤ Niveles de radiación a tener en cuenta durante el diseño de teas:

5000 Btu/Hr-Sqft: Intensidad de calor de estructura y área donde los operadores no propiamente hacen tareas y donde es necesario disponer de protección por ejemplo detrás de los equipos.

3000 Btu/Hr-Sqft: Radiación permisible en el diseño de teas donde el personal puede tener acceso, por debajo de la tea o plataforma de servicio la exposición es limitada a unos pocos segundos suficientes para evacuar.

2000 Btu/Hr-Sqft: Intensidad de calor en área donde las acciones de emergencia dure más de un minuto no es necesario protección especial pero si ropa apropiada.

1500 Btu/Hr-Sqft: Intensidad de calor en área donde las acciones de emergencia duran algunos minutos, es necesario ropa apropiada.

500 Btu/Hr-SqFt: Valores permisibles en cualquier punto para que el personal este expuesto.

➤ **Cálculos de diámetros para el diseño de teas:**

Para determinar el diámetro óptimo de diseño de la tea se debe aplicar la siguiente ecuación, teniendo en cuenta que la velocidad de salida del venteo no debe ser menor a 500 Ft/S, debido a que si llegara a ser menor se corre el riesgo de generar una implosión, lo cual produciría daños a equipos, lesiones personales y una posible contingencia ambiental.

$$\phi = \frac{1}{21.7} \sqrt{\frac{Q}{v}}$$

Siendo:

Ø = Diámetro en pulgadas.

Q = Caudal de Gas en SCFD.

V = Velocidad en Ft/Seg

Para hallar la velocidad de venteo con un diámetro determinado de tubería se puede aplicar la siguiente ecuación:

$$V = \frac{2.12364 \cdot 10^{-3} \cdot Q}{\phi^2}$$

Nota: La Altura reglamentada por el ministerio para el diseño óptimo de las teas es de 17 mts. Si se llega a considerar caudales menores a 10 MMSCFD esta puede ser hasta de 15 mts.

5. ESTANDARIZACION DE LOS PROCEDIMIENTOS A REALIZAR EN LAS FACILIDADES DE PRODUCCION TEMPRANA

Para cumplir con uno de los objetivos de la pasantía, que se basa en implementar normas y procedimientos aplicables a las actividades desarrolladas durante las facilidades de producción temprana que la empresa Hydrocarbon Services Ltda., tiene a cargo como son LA CAÑADA NORTE 01, PACANDE NORTE 01 Y OCELOTE 01, se hizo una previa selección de la documentación necesaria para estandarizar todas las actividades que se realizan en esta operación. La cual va ser incluida en el capítulo 4 del nuevo Manual de Procedimientos para Operaciones de Well Testing versión 2008. Para la implementación de los procedimientos se tuvieron en cuentas los siguientes aspectos:

- Todos los procedimientos que se deseen implementar tienen que ser reconocidos y establecidos por los organismos que internacionalmente rigen los estándares de la industria del petróleo API / ASTM / IP
- Seleccionar toda la información necesaria para la medición estática y la fiscalización de la producción de un campo, la cual incluye el muestreo y sus condiciones, liquidación de tanques, cargue de crudo en carro tanques y cálculo de cantidades del petróleo.
- Implementar todos los procedimiento necesarios para determinar la producción de petróleo, gas y agua de un pozo

FACILIDADES DE PRODUCCION TEMPRANAS

Para realizar este tipo de pruebas, se debe realizar un diseño preliminar que tenga en cuenta los siguientes factores:

- Área de la localización
- Espacio disponible para equipos
- Diseño que comprende el análisis de las etapas de control de flujo, separación, recibo y estabilización, quema de gas y bombeo de fluidos.

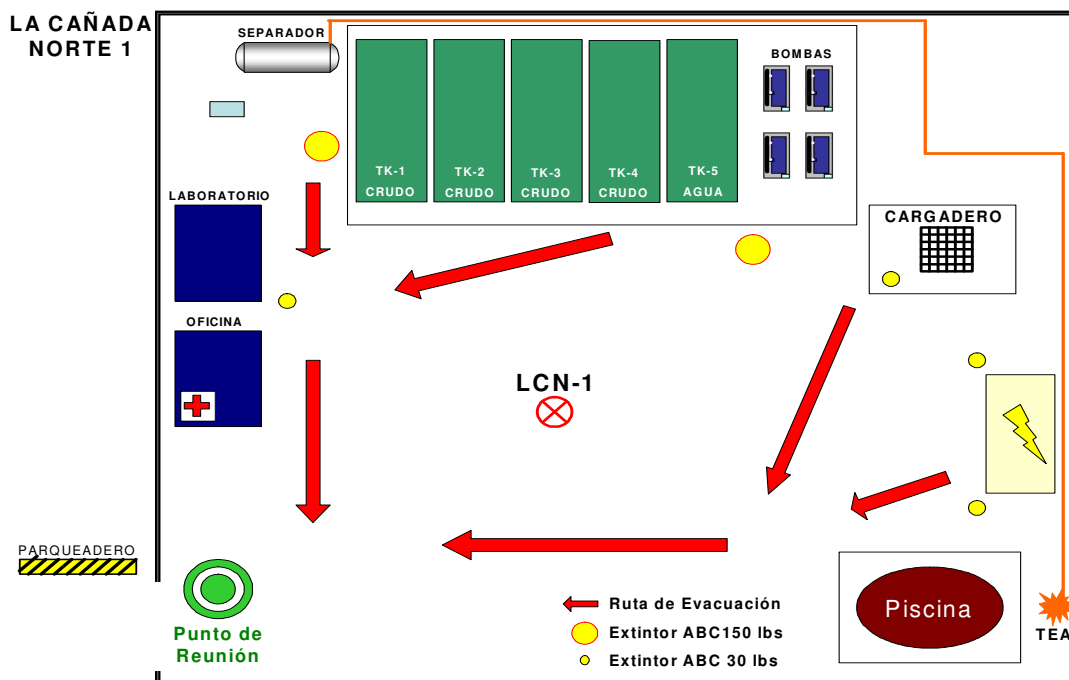


Figura 22. Distribución de los equipos en facilidades de producción temprana

Con el objetivo de brindar una guía general de todos los procedimientos que se realizan en las facilidades de producción temprana y facilitar su entendimiento se dividieron las actividades desarrolladas en tres grupos, como son procedimientos generales, procedimientos de laboratorio y procedimientos de liquidación de tanques.

5.1 PROCEDIMIENTOS GENERALES

- a. **Muestreo Manual de Hidrocarburos:** El cual tiene como objetivo obtener muestras representativas de hidrocarburos de una manera adecuada para un análisis, con base en la norma ASTM D 4057-88. El cual aplica al operador de well testing y de facilidades de producción.
- b. **Medición de Petróleo en Tanques Estacionarios:** El cual tiene como objetivo determinar el volumen de crudo existente en un tanque estacionario implementando el método Innage tape and bob procedure. Método que consiste en la inmersión de cinta y plomada usando una cinta de acero graduada y provista de una plomada de bronce en su extremo, la cual toca el fondo del tanque y permite marcar el nivel del líquido sobre la cinta. Este método aplica al operador de well testing y de facilidades de producción.
- c. **Determinación de Volumen de Agua Libre en Tanques:** Este método tiene como objetivo determinar la cantidad de agua libre presente en un tanque de

crudo mediante el método del corte de agua y aplica al operador de well testing y de facilidades de producción.

- d. Determinación del Volumen Neto de Crudo en un Tanque:** Este método tiene como objetivo determinar el volumen neto del líquido almacenado en un tanque, para su posterior venta y aplica al operador de facilidades de producción y operador de well testing.
- e. Toma de Muestras:** Este método tiene como objetivo tomar muestras representativas en óptimas condiciones y en los puntos establecidos para las propiedades físicas del crudo (Cabeza de pozo antes de los puntos de inyección de química, entrada y salida del tratador y a la salida del separador. Este método aplica al técnico o auxiliar de well testing.
- f. Medición de la Temperatura del Líquido:** Este procedimiento tiene como objetivo realizar la corrección volumétrica por temperatura al crudo. Además de verificar que la temperatura este dentro del rango de operación de las bombas. Aplica al operador de Well Testing y de facilidades de producción.
- g. Cargue de Crudo a la Estación:** Este procedimiento tiene como objetivo despachar crudo de los tanques a cualquier otra locación o estación y aplica al operador de facilidades de producción y well testing.
- h. Drenado de Tanques:** Este procedimiento tiene como objetivo retirar el agua de producción que se encuentra en el fondo de los tanques de almacenamiento, para terminar el proceso de deshidratación del crudo. Aplica al operador y al técnico auxiliar de well testing y de facilidades de producción.
- i. Inyección de Químicos:** Este procedimiento tiene como objetivo identificar los pasos básicos para realizar la inyección de productos químicos con el fin de obtener la mejor separación del crudo y el agua, evitando problemas operacionales. Y aplica al operador y al técnico de well testing y facilidades de producción.

5.2 PROCEDIMIENTOS DE LABORATORIO

- a. Determinación del BSW por el Método de la Centrifuga (ASTM D-4007):** Este método tiene como objetivo determinar el contenido de sedimentos y agua (BS&W) en suspensión en una muestra de petróleo crudo por el método de la centrifuga según la norma ASTM D-4007. El método puede no proveer siempre los resultados más exactos, pero es considerado el método más práctico para la determinación en campo de sedimentos y agua. Cuando se requiere un alto grado de exactitud, se recomienda usar los Métodos de Prueba D 4006, D 4377 o D 473. El agua por destilación y sedimentos por extracción, son considerados los métodos

más exactos para la determinación de agua y sedimentos en crudos. Este procedimiento aplica para el auxiliar de Well Testing y facilidades de producción.

- b. Determinación de la Gravedad API (ASTM D 1298-99):** El objetivo de este procedimiento es determinar la gravedad API de crudos y líquidos derivados del petróleo por el método ASTM D 1298-99. Y aplica a los operadores y auxiliares de well testing y facilidades de producción.
- c. Prueba estándar para Determinar la Sal en el Crudo por el Método Electrométrico (ASTM D 3230):** Este procedimiento tiene como objetivo determinar el contenido de sal en petróleo crudo según la norma ASTM D-3230. El método se basa en la conductividad debido a la sal de una solución de petróleo crudo en un solvente polar cuando se somete a una corriente alterna. La muestra es disuelta en una mezcla de solvente y colocada en una celda de prueba consistente de un beaker y dos placas paralelas de acero inoxidable. Un voltaje alterno es aplicado sobre las placas y el flujo de corriente resultante es mostrado en un miliamperímetro. El contenido de sal es obtenido en referencia a una curva de calibración de corriente versus contenido de sal de mezclas conocidas. Este método aplica al operador y auxiliar de Well Testing y facilidades de producción.
- d. Método Potenciométrico Estándar para Determinar el Contenido de Agua en Petróleo por Titulación Karl Fisher (NORMA ASTM D 4377):** El objetivo de este método es determinar el contenido de agua en el crudo, como parámetro de calidad durante la producción y la liquidación final para la venta del producto, aplicando la norma ASTM D-4377. Después de la homogenización del crudo con un mezclador, una alícuota del crudo es disuelta en un solvente, y es titulada hasta el punto final electrométrico usando el reactivo de Karl Fischer. Este método aplica al operador y auxiliar de Well Testing y facilidades de producción.
- e. Contenido de Agua por el Método de Agua Libre:** El cual tiene como objetivo determinar el % de BS&W en fluidos cuyo contenido de agua es alto (mayor 60%) y se presenta separación física de las fases agua- crudo lo que hace difícil tener una muestra homogénea y representativa para hacer la determinación por centrifuga. Este procedimiento aplica a los auxiliares de laboratorio y operadores, que requieran este tipo de procedimiento si se presentan las condiciones del crudo.

5.3 PROCEDIMIENTO PARA LA LIQUIDACION DE TANQUES

Este procedimiento tiene como objetivo determinar los volúmenes reales que tiene un tanque, deduciendo el efecto que produce la temperatura y el agua en

suspensión. Además definir los términos, ecuaciones y el método empleado para el cálculo de cantidades de hidrocarburos en transferencia de custodia, control de inventarios, fiscalización y control operacional.

DEFINICIONES

➤ Volumen total observado (TOV)

Es el volumen total de todos los líquidos de petróleo, sedimento, agua en suspensión y agua libre, a la temperatura y presión observada. Se determina con la altura de llenado del tanque y su tabla de aforo.

➤ Volumen bruto observado (GOV)

Es el volumen total de todos los líquidos del petróleo, sedimento y agua en suspensión, excluida el agua libre (FW) a la temperatura y presión observada. Se determina por medio de la siguiente ecuación:

$$\text{GOV} = \text{TOV} - \text{FW}$$

Donde FW se determina de la medición a fondo y la tabla de aforo del tanque.

➤ Factor de corrección por temperatura en el líquido (FCV o CTL)

Si la cantidad de petróleo líquido es sujeta a un cambio de temperatura, este volumen se expandirá tan súbitamente como baje o suba la temperatura. El volumen que cambia es proporcional al coeficiente de expansión térmico del líquido que se encuentra en el tanque, el cual varía con la densidad API y la temperatura del líquido. Hydrocarbon Services Ltda, utiliza el programa “Fv” para calcular el factor de corrección FCV. El cual presenta la siguiente imagen, donde en el primer cuadro se calcula la gravedad API a 60 °F, insertando los datos que se obtuvieron al realizar la prueba para determinar la gravedad API del crudo por el método del hidrómetro. Finalmente este valor de la gravedad API @ 60 °F se insertara junto con la temperatura del líquido, en el segundo cuadro para obtener el FCV.

API @ TEMPERATURE	29,3
TEMPERATURE	83,0
API @ 60 F	27,7

API	27,7
TEMP	92,0
FCV	0,9861

Figura 23. Pantallazo del programa “Fv” para calcular la gravedad API @ 60 °F y el factor de corrección FCV

➤ **Factor de corrección por agua y sedimento (CSW)**

Factor de corrección para descontar la cantidad de sedimento y agua en un líquido de petróleo. Se aplica únicamente para productos crudos. Se halla aplicando la siguiente fórmula:

$$\text{CSW} = 1 - (\%BSW / 100)$$

Si el %BSW es de 2.0% hallarlo por medio de centrifuga, pero si es < de 2.0%, se debe utilizar el método de titulación Karl Fisher Norma ASTM D – 4377.

➤ **Volumen bruto estándar (GSV)**

Es el volumen total de todos los líquidos de petróleo, sedimento y agua, excluida el agua libre, corregido mediante el factor apropiado de volumen para la temperatura observada y gravedad API, la densidad relativa o la densidad a una temperatura estándar (60 °F).

$$\text{GSV} = \text{GOV} * \text{CTL}$$

➤ **Volumen estándar neto (NSV)**

Es el volumen total de todos los líquidos del petróleo, excluidos el sedimento, agua en suspensión, y el agua libre a temperatura estándar.

$$\text{NSV} = \text{GSV} * \text{CSW}$$

PROCEDIMIENTO DE LIQUIDACION

Mida el tanque y obtenga el nivel del producto, nivel de agua libre, temperatura del tanque y la muestra del producto para determinar la Gravedad API, el factor de corrección por temperatura en el líquido y el porcentaje de agua y sedimento (%BSW), procediendo con esta información a obtener el volumen neto.

Cálculos:

- Volumen Total Observado (TOV)
- Agua Libre (FW)
- Volumen Bruto Observado GOV
- Factor de corrección por temperatura en el líquido CTL o VCF
- Volumen Bruto Estándar GSV
- Factor de corrección por agua y sedimento CSW
- Volumen Estándar Neto NSV

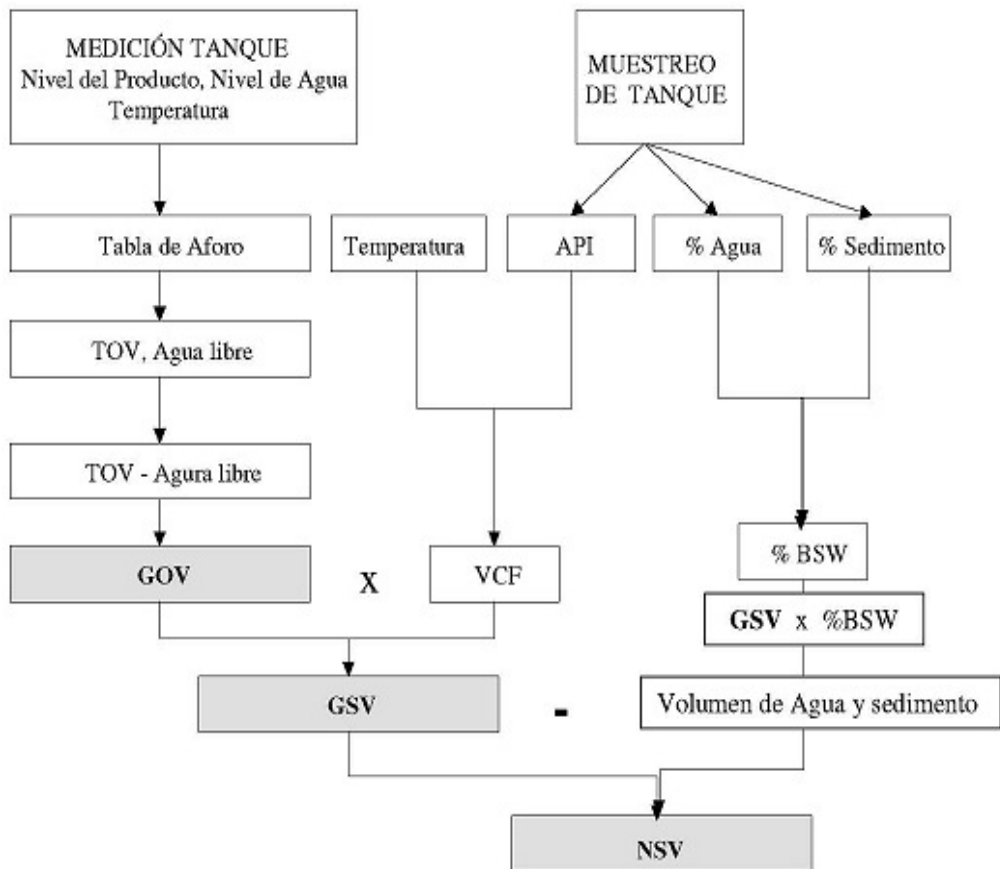


Figura 24. Algoritmo de cálculo para la liquidación de tanques

6. PROCEDIMIENTOS DE SEGURIDAD

Debido a la complejidad y el riesgo de las labores que se desempeñan en las operaciones de Well Teting se hizo necesario incluir en el MANUAL DE PROCEDIMIENTOS PARA OPERACIONES DE WELL TESTING versión 2008, una serie de procedimientos y métodos que se fundamenten en la seguridad e integridad del personal como principio fundamental en las actividades que desarrolla la empresa. Igualmente, la normativa aplicable a la parte de S&SO es cambiante, lo mismo que las técnicas de realización de los servicios, lo que obliga a realizar una revisión y actualización permanente de los manuales de operación y documentos necesarios para la realización de las mismas.

6.1 PREVENCIÓN DE INCENDIOS Y PLANES DE CONTINGENCIA

Clasificación de zonas de riesgo

Se han clasificado tres tipos diferentes de zonas dependiendo de la posibilidad de que ocurra una mezcla peligrosa de gases explosivos. Estas zonas son:

- ✓ **Zona 0.** Área donde una mezcla explosiva de gas y aire está continuamente presente por largos períodos.
- ✓ **Zona 1.** Área donde es probable de que se forme una mezcla explosiva de gas y aire en una operación normal.
- ✓ **Zona 2.** Área donde una mezcla de gas y aire no es probable de que ocurra, y si ocurre, sólo existirá por un corto período de tiempo.

En la figura 25 se puede observar la ubicación de los equipos en función de las áreas clasificadas. Obsérvese que la bomba de transferencia y el compresor deben ubicarse por fuera de las zonas clasificadas, ya que por ser equipos eléctricos pueden generar chispas que pueden desencadenarse en incendios. El *gauge tank* también incluye la zona 1 tres metros por encima de su techo por lo que está prohibido el uso de linternas corrientes para revisar el nivel de líquido a través de las escotillas superiores porque pueden producir chispa en el encendido, deben usarse, en cambio, linternas tipo *explosion plug*. En algunas instancias, debido a la falta de espacio, puede que no se respeten todas las distancias recomendadas, pero en ningún caso se debe instalar ningún equipo dentro de la zona clasificada de la cabeza del pozo (zona tipo 2).

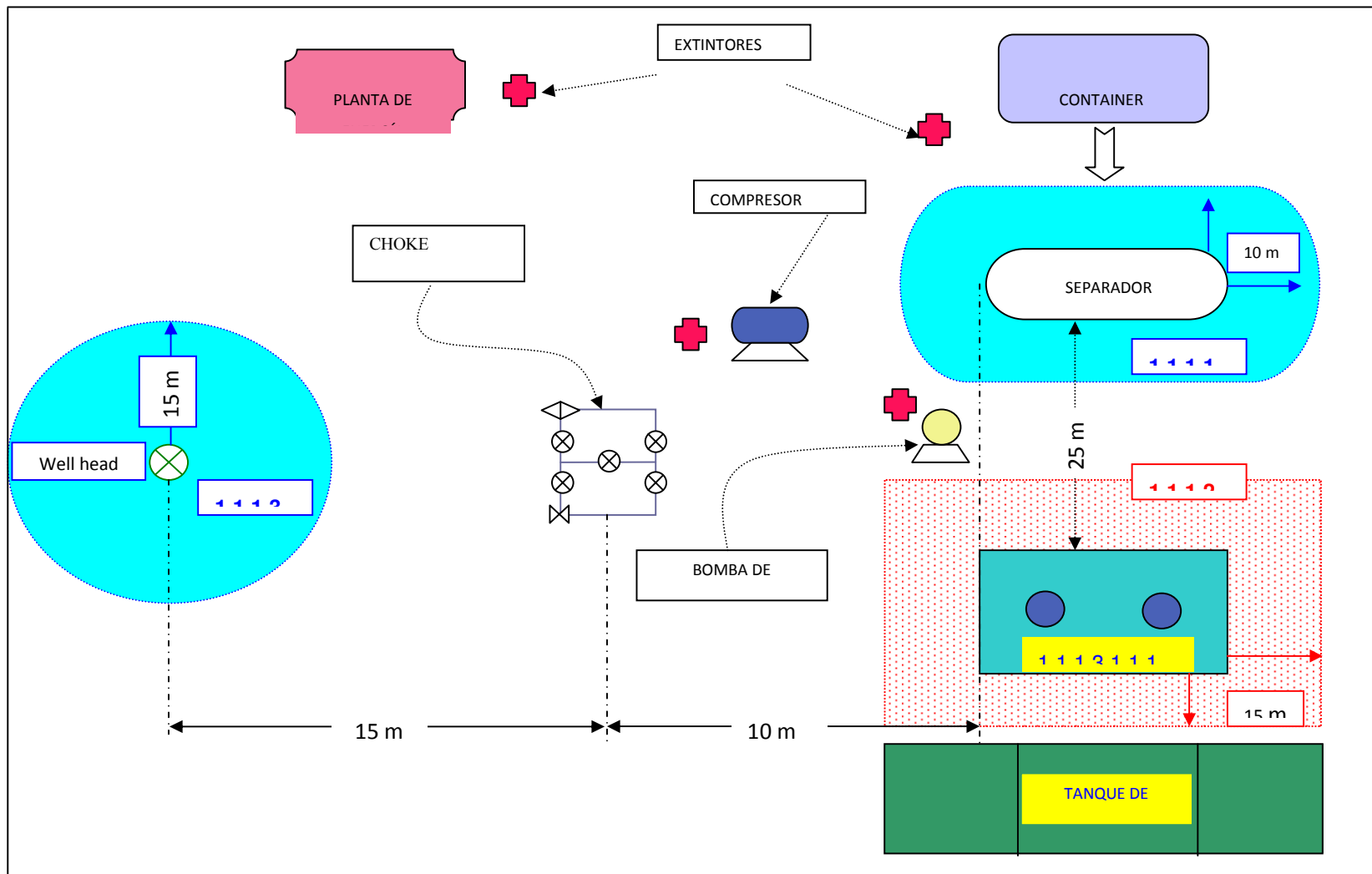


Figura 25. Ubicación de los equipos de Well Testing según las áreas clasificadas

6.2 PROCEDIMIENTOS DE CONTINGENCIA PARA DERRAMES DE CRUDO

1. Ubicar la fuente del derrame e identificar rápidamente la forma de cortar el flujo, cerrando válvulas, apagando equipos, *bypaseando* el fluido o cerrando el pozo.
2. Una vez aislada la fuente, se debe detener el derrame con barreras de contención o con canales que permitan desviar el fluido hacia alguna trampa (que puede ser un hueco cavado en el terreno) evitando que el crudo alcance fuentes de ignición o algún recurso hídrico.
3. Si la magnitud y la gravedad del accidente lo amerita, detener de inmediato la operación e informar al supervisor encargado de la operadora, evacuar el área de peligro, restringir el acceso de personal innecesario, eliminar toda fuente de ignición y ubicarse siempre a favor del viento.
4. En caso de que esté lloviendo y se presenta un derrame pequeño, se puede utilizar tela oleofílica para evitar que el agua esparza el crudo rápidamente.
5. Recolectar el crudo con ayuda de baldes o motobombas y remover la capa superficial del suelo con palas hasta reponer y restaurar el terreno de tal manera de que no queden rastros de crudo.
6. Reportar al coordinador de HSE de la empresa y al de la empresa operadora (si es estrictamente necesario).

6.3 PROCEDIMIENTOS EN CASO DE INCENDIO

1. No tratar de apagar el incendio si no se conoce el manejo correcto de los extintores.
2. Procurar retirar los objetos que sirvan de combustible al fuego y tener siempre presente la ubicación de los extintores.
3. Si una persona se incendia la ropa, se recomienda no correr, arrojarse al suelo y dar vueltas sobre el cuerpo, los compañeros deben socorrerlo apagando el fuego con una cobija, mantas o telas gruesas.
4. En caso de incendios en equipos se debe, ante todo, ubicar la fuente del incendio y aislarla, y si es de poca magnitud, apagar con extintores según procedimiento siguiente.

Si el incendio es muy grande y hay peligro de explosión, retirarse de la fuente hasta una distancia segura y a favor del viento. Comunicarse de inmediato con la brigada de incendios de la estación y esperar a que éstos lleguen y empiecen a actuar. No tratar nunca de acercarse a cerrar válvulas o a apagar equipos (mucho menos si no se cuenta con el equipo de protección adecuada para permanecer en el área).

6.4 PROCEDIMIENTO PARA EL MANEJO DE EXTINTORES

1. Tomar el extintor y llevarlo en posición vertical hasta el lugar del fuego.
2. Retirar el pasador de seguridad (lo cual también puede hacerse mientras se traslada el extintor).
3. Agarrar firmemente la boquilla, apuntarla a la base del fuego y oprimir la palanca de descarga haciendo movimientos de abanico, empezando por el
4. borde y avanzando hacia la parte posterior del fuego. Para evitar salpicaduras en el caso de líquidos confinados, se debe tener la precaución de ubicarse a una distancia superior a dos o tres metros.
5. Aún después de haber extinguido el fuego, se debe continuar descargando el extintor para prolongar el período de enfriamiento y evitar que pueda reavivarse la ignición.
6. En caso de que haya un peligro inminente de explosión por conflagración en tanques confinados, se debe despejar el área inmediatamente.

Nota: Después de utilizar el extintor es recomendable dejarlo acostado sobre el piso para saber que este fue usado y necesita ser recargado.

6.5 PRECAUCIONES CON PRODUCTOS QUÍMICOS

La siguiente es la ficha técnica de seguridad de los productos químicos y reactivos a los que el personal de *well testing* está expuesto durante la operación y con los cuales se debe tener mucha precaución para evitar incendios y accidentes por contacto, inhalación o ingestión.

FICHA TECNICA DE SEGURIDAD

SUSTANCIA	FORMULA QUÍMICA	PROPIEDADES FÍSICAS Y QUÍMICAS	IDENTIFICACIÓN DE PELIGROS	PRIMEROS AUXILIOS	MEDIDA DE LUCHA CONTRA INCENDIOS	OBSERVACIONES
Xileno	C ₈ H ₁₀	<p>Estado físico: incoloro Color: incoloro</p> <p>Olor: agradable característico (sustancia aromática)</p> <p>Límite de explosión: bajo: 1.7%Vol. alto: 7.6% Vol.</p> <p>Punto de ignición: 465°C</p>	<p>Inflamable. Su inhalación puede producir edemas en el tracto respiratorio, riesgo de absorción por la piel, puede producir irritaciones y dermatitis (si el contacto es prolongado).</p>	<p>Tras inhalación: aire fresco. En caso de paro respiratorio, generar respiración asistida o por medios instrumentales.</p> <p>Tras contacto con la piel, aclarar con abundante agua y eliminar ropa contaminada.</p> <p>Tras contacto con los ojos, aclarar con abundante agua manteniendo los párpados abiertos (al menos durante 10 minutos) Llamar al oftalmólogo.</p> <p>Tras ingestión, evitar vómito. Aplicación posterior de Carbón activo (20-40g de suspensión al 10%). Llamar al médico. No tomar alcohol.</p>	<p>Medios de extinción adecuados: CO₂, espuma, polvo químico seco.</p> <p>Riesgos especiales: Inflamable, vapores más pesados que el aire. Mantener alejado de fuentes de ignición.</p> <p>Usar equipo de protección de auto contenido para apagar incendio.</p> <p>Evitar que el agua de extinción llegue a acuíferos superficiales o subterráneos.</p>	<p>Utilizar mascarilla y guantes de nitrilo para manipulación, evitar contacto olfativo, sobre todo en tanque de recolección tipo escuadra.</p> <p>Sustituir ropa contaminada y lavar cara y manos al terminar el trabajo.</p>
Ácido sulfhídrico	H ₂ S	<p>Estado físico: gas Color: incoloro</p> <p>Olor: desagradable</p> <p>Punto de ignición: 270°C</p> <p>Límites de explosión: bajo: 4.3%Vol. alto: 45.5%Vol.</p>	<p>Extremadamente inflamable. Muy tóxico por inhalación. Umbral de olor: 0.025-8 ppm</p> <p>Tras inhalación: < 100 ppm: rinitis, fotofobia, irritaciones mucosas, tos, irritación. >100 ppm: cefaleas, mareos, ataxia (alteraciones motrices), alteraciones cardiovasculares, ansiedad, espasmos. La inhalación puede producir edemas del tracto respiratorio.</p> <p>>1000 ppm: paro respiratorio en cuestión de segundos a minutos. Tras contacto con los ojos: irritación muy severa.</p> <p>Efectos posteriores: tras asimilación pueden quedar afectados los pulmones, corazón y ojos</p>	<p>¡El socorrista debe autoprotgerse!</p> <p>Tras inhalación: aire fresco. Inmediatamente proceder a la respiración instrumental. En su caso, aplicar oxígeno. Llamar inmediatamente al médico</p> <p>Tras contacto con la piel: aclarar con abundante agua. Eliminar inmediatamente la ropa contaminada.</p> <p>Tras contacto con los ojos: aclarar con abundante agua manteniendo los párpados abiertos. Llamar al oftalmólogo.</p> <p>Tras ingestión: beber abundante agua, provocar vómito. Llamar enseguida al médico.</p>	<p>Medios de extinción adecuados: CO₂, polvo químico seco.</p> <p>Riesgos especiales: Inflamable. En caso de incendio pueden formarse vapores tóxicos. Posible formación de mezclas explosivas con el aire. En caso de incendio puede producirse dióxido de azufre.</p> <p>El incendio, atacarse utilizando ropa protectora adecuada y sistemas de respiración artificiales independientes del ambiente.</p>	<p>Lavar cara y manos al terminar el trabajo. No comer ni beber en lugar de trabajo bajo ninguna circunstancia. Trabajar bajo vitrina extractora. No inhalar la sustancia.</p> <p>Los tipos auxiliares para protección del cuerpo deben elegirse específicamente según el puesto de trabajo en función de la concentración y cantidad de la sustancia.</p>

Tabla 3. Ficha técnica de seguridad para Well Testing

SUSTANCIA	FORMULA QUÍMICA	PROPIEDADES FÍSICAS Y QUÍMICAS	IDENTIFICACIÓN DE PELIGROS	PRIMEROS AUXILIOS	MEDIDA DE LUCHA CONTRA INCENDIOS	OBSERVACIONES
Dicromato de potasio	$\text{Cr}_2\text{K}_2\text{O}_7$	Estado físico: sólido (soluble en agua) Color: naranja Olor: Inodoro	Puede causar cáncer por inhalación, tóxico por ingestión, nocivo en contacto con la piel, muy tóxico por inhalación, riesgo de lesiones oculares muy graves. Posibilidad de sensibilización en contacto con la piel.	Tras inhalación: aire fresco. Llamr al médico en caso necesario. Tras contacto con la piel: aclarar con abundante agua, eliminar ropa contaminada. Tras contacto con los ojos: aclarar con abundante agua, manteniendo abierto los párpados, llamar al oftalmólogo. Tras ingestión: Beber abundante agua, provocar vómito y llamar enseguida al médico.	Medios de extinción adecuados: agua y espuma. Riesgos especiales: en presencia de grandes cantidades, puede haber un efecto favorecedor de incendios. En caso de incendio, utilizar el equipo de protección personal adecuado. Referencias especiales: incombustible	Medidas de higiene particulares: sustituir ropa contaminada. Protección preventiva de la piel. Lavar cara y manos al terminar el trabajo.
Nitrato de plata	AgNO_3	Estado físico: cristales (soluble en agua) Color: Incoloro Olor: Inodoro	Provoca quemaduras.	Tras inhalación: aire fresco. avisar al médico Tras contacto con la piel: aclarar con abundante agua. Extraer la sustancia con algodón impregnado con polietilenglicol 400. Despojarse inmediatamente de la ropa contaminada. Tras contacto con los ojos: aclarar con abundante agua, manteniendo los párpados abiertos (al menos durante 10 minutos) y avisar al oftalmólogo. Tras ingestión: beber abundante agua (hasta varios litros), evitar vómitos (¡riesgo de perforación!). Avisar inmediatamente al médico. No efectuar medidas de neutralización.	Medios de extinción adecuados: espuma y polvo químico seco. Riesgos especiales: favorece la formación de incendios por desprendimiento de oxígeno. En caso de incendio se pueden formar gases nitrosos, gases de combustión o vapores peligrosos. Referencias especiales: incombustible. Precipitar los vapores emergentes con agua.	Nunca intentar sorber con pipeta para sacar contenido del frasco. Utilícese pera de caucho. Medidas de higiene particulares: sustituir ropa contaminada. Usar protección preventiva de la piel. Lavar cara y manos al terminar el trabajo.

Tabla 3. Ficha técnica de seguridad para Well Testing

SUSTANCIA	FORMULA QUÍMICA	PROPIEDADES FÍSICAS Y QUÍMICAS	IDENTIFICACIÓN DE PELIGROS	PRIMEROS AUXILIOS	MEDIDA DE LUCHA CONTRA INCENDIOS	OBSERVACIONES
Varsol	Mezcla compleja de hidrocarburos	<p>Estado-físico: Líquido</p> <p>Color: incoloro</p> <p>Olor: leve olor a queroseno o petróleo</p> <p>Límites de explosión: bajo: 0.8% Vol. alto: 6.0% Vol.</p> <p>Punto de ignición: 229°C</p>	<p>Inflamable. Puede causar cáncer. Peligroso si es ingerido. El vapor es más pesado que el aire, puede desplazarse largas distancias y acumularse en zonas bajas.</p>	<p>Tras inhalación: aire fresco. En caso de paro respiratorio, generar respiración por medios instrumentales. Evitar respiración boca a boca. En caso de paro cardiaco, aplicar resucitación cardio-pulmonar.</p> <p>Tras contacto con la piel: secar rápidamente, quitar el exceso y aclarar con abundante agua. Eliminar ropa contaminada.</p> <p>Tras contacto con los ojos: aclarar con abundante agua manteniendo los párpados abiertos (al menos durante 5 minutos). Llamar al oftalmólogo.</p> <p>Tras ingestión: lavar los labios con agua. Evitar el vómito. Si la víctima está consciente, darle a beber uno o dos vasos de agua para diluir el material en el estómago.</p>	<p>Medios de extinción adecuados: CO₂, espuma, polvo químico seco.</p> <p>Riesgos especiales: emite vapores invisibles que generan mezclas explosivas con el aire. Los vapores tienden a desplazarse a la altura del piso y pueden alcanzar fuentes de ignición, encenderse y regresar en llamas hasta su lugar de origen</p> <p>Usar equipo de protección auto contenido para apagar incendio.</p>	<p>Utilizar mascarilla y guantes de nitrilo para manipulación (en caso de que se utilice como disolvente).</p> <p>Lavar con agua y jabón las manos y la cara una vez termine el trabajo.</p>
Gasolina	Mezcla compleja de hidrocarburos	<p>Estado físico: Líquido</p> <p>Color: incoloro o amarillo</p> <p>Olor: olor característico</p> <p>Límites de explosión: bajo: 1.4% Vol. alto: 7.6% Vol.</p> <p>Punto de ignición: 399°C</p>	<p>Puede causar cáncer. Evitar exposición. En caso de accidente o malestar, obtener ayuda médica. Altamente inflamable. Puede ser encendido por chispas, llamas o calor intenso. El vapor puede causar dolor de cabeza, náuseas, vértigo, somnolencia, inconciencia y muerte. Irritante leve o medio para piel y ojos.</p>	<p>En caso de inhalación: aire fresco. Suministrar respiración artificial si la víctima no respira, o aplicar respiración cardio-pulmonar si hay paro cardiaco y respiratorio. Evitar el contacto directo boca a boca. Obtener atención médica de inmediato.</p> <p>Tras contacto con la piel: retirar rápidamente el exceso de gasolina, lavar con agua y un jabón no abrasivo al menos durante 5 minutos. Retirar ropa contaminada</p> <p>En caso de ingestión: si la víctima es consciente, darle a beber uno o dos vasos de agua para diluir el material dentro del estómago. Obtener ayuda médica.</p> <p>En caso de contacto con los ojos, lavar con agua tibia durante 5 minutos o más. Obtener ayuda médica</p>	<p>Líquido extremadamente inflamable. Puede entrar en ignición a temperatura ambiente. Puede formar mezclas explosivas con el aire a concentraciones bajas. Los vapores son más pesados que el aire y pueden trasladarse distancias considerables hasta una fuente de ignición y devolverse en llamas. Durante un incendio puede producir gases tóxicos e irritantes. No apagar con agua, utilizar CO₂, espuma o polvo químico seco. Usar equipo de respiración auto-contenido.</p>	<p>No utilizar como disolvente. Su inhalación puede causar temblor, desvanecimientos, alucinaciones visuales y auditivas. Al contacto con la piel puede causar cianosis (coloración azulosa de la piel)</p>

Tabla 3. Ficha técnica de seguridad para Well Testing (continuación)

SUSTANCIA	FORMULA QUÍMICA	PROPIEDADES FÍSICAS Y QUÍMICAS	IDENTIFICACIÓN DE PELIGROS	PRIMEROS AUXILIOS	MEDIDA DE LUCHA CONTRA INCENDIOS	OBSERVACIONES
Petróleo	Mezcla compleja de hidrocarburos	<p>Estado físico: líquido</p> <p>Color: negro rojizo, verdoso o amarillento</p> <p>Olor: inodoro</p> <p>Límite de explosión:</p> <p>Bajo: 0.6% Vol. Alto: 8.0% Vol.</p> <p>Punto de ignición: 355°C</p>	Nocivo: si se ingiere puede causar daño pulmonar.	<p>Tras inhalación: aire fresco. En caso de ser necesario, respiración asistida o por medios instrumentales.</p> <p>Tras contacto con la piel: aclarar con abundante agua. Eliminar ropa contaminada.</p> <p>Tras contacto con los ojos: aclarar con abundante agua, manteniendo los párpados abiertos. Llamar al oftalmólogo</p> <p>Tras ingestión: iriesgo de aspiración! Mantener libres las vías respiratorias. No provocar vómito. Llamar al médico. Aplicación posterior: carbón activo (20-40g de suspensión al 10%). No administrar leche. No suministrar aceites digestivos. En caso de vómito espontáneo, peligro de aspiración. Posible fallo pulmonar. Consultar al médico.</p>	<p>Medios de extinción adecuados: espuma, extintor cargado con CO₂ o polvo químico. Riesgos especiales: inflamable. Vapores más pesados que el aire. Con aire se forman mezclas explosivas. Mantener alejado de fuentes de ignición. Observar ignición de retroceso. Utilizar elementos de protección personal con sistemas respiratorios artificiales.</p>	No inhalar los vapores o aerosoles. Sustituir inmediatamente la ropa contaminada. Lavar cara y manos al terminar el trabajo.
ACPM	Mezcla compleja de hidrocarburos	<p>Estado físico: líquido</p> <p>Color: amarillo pálido</p> <p>Olor: parecido al petróleo</p> <p>Límite de explosión:</p> <p>Bajo: 0.5% Vol. Alto: 6.5% Vol.</p> <p>Punto de ignición: 257°C</p>	Líquido y vapor combustibles. Peligro moderado de incendio.	<p>Tras inhalación: aire fresco. En caso de paro respiratorio, suministrar respiración artificial. Evitar respiración boca a boca.</p> <p>Tras contacto con la piel: aclarar con abundante agua. Eliminar ropa contaminada.</p> <p>Tras contacto con los ojos: aclarar con abundante agua manteniendo abierto los párpados al menos durante 15 minutos. Llamar al oftalmólogo inmediatamente</p> <p>Tras ingestión: si la víctima está consciente, no convulsiona y puede ingerir líquido, darle a beber uno o dos vasos de agua. No inducir al vómito.</p>	<p>Medios de extinción adecuados: CO₂ espuma y polvo químico seco. Riesgos especiales: combustible. Los vapores pueden desplazarse a nivel del suelo. Posible formación de gases de combustión o vapores peligrosos</p> <p>Utilizar equipo especial de lucha contra incendios. Usar equipo de respiración artificial. No ubicarse en zonas bajas.</p>	Utilizar guantes de nitrilo para su manipulación (cuando se lavan herramientas). Lavar cara y manos al terminar el trabajo.

Tabla 3. Ficha técnica de seguridad para Well Testing (continuación)

SUSTANCIA	FORMULA QUÍMICA	PROPIEDADES FÍSICAS Y QUÍMICAS	IDENTIFICACIÓN DE PELIGROS	PRIMEROS AUXILIOS	MEDIDA DE LUCHA CONTRA INCENDIOS	OBSERVACIONES
Propano	C ₃ H ₈	Estado físico: gas Color: incoloro Olor: casi inodoro Límite de explosión: Bajo: 2.1% Vol. Alto: 9.5% Vol. Punto de ignición: 470°C	Extremadamente inflamable	Tras inhalación: aire fresco. Consultar con el médico en caso de malestar. Tras contacto con la piel: aclarar con abundante agua. Eliminar ropa contaminada. Tras contacto con los ojos: aclarar con abundante agua manteniendo los párpados abiertos. En caso necesario, llamar al oftalmólogo.	Medios de extinción adecuados: agua, CO ₂ , espuma y polvo químico seco. Riesgos especiales: combustible. En caso de incendio posible formación de mezclas explosivas con aire. Posible formación de gases de combustión o vapores peligrosos Utilizar equipo especial de lucha contra incendios. Usar equipo de respiración artificial	Se recomienda evitar el contacto con la sustancia. Proteger preventivamente la piel. Lavarse las manos al finalizar el trabajo. La exposición más frecuente en <i>well testing</i> se produce en los tanques de medida y almacenamiento.
Metano	CH ₄	Estado físico: gas Color: incoloro Olor: casi inodoro Límites de explosión: bajo: 5% Vol. alto: 15% Vol. Punto de ignición: 537°C	Extremadamente inflamable	Tras inhalación: aire fresco Tras contacto con la piel: aclarar con abundante agua. Eliminar ropa contaminada. Tras contacto con los ojos: aclarar con abundante agua manteniendo abierto los párpados. En caso necesario, llamar al oftalmólogo	Medios de extinción adecuados: agua, CO ₂ , espuma y polvo químico seco. Riesgos especiales: combustible. En caso de incendio posible formación de mezclas explosivas con aire. Posible formación de gases de combustión o vapores peligrosos. Utilizar equipo especial de lucha contra incendios. Usar equipo de respiración artificial.	Se recomienda evitar el contacto con la sustancia. Proteger preventivamente la piel. Lavarse las manos al finalizar el trabajo. La exposición más frecuente en <i>well testing</i> se produce en los tanques de medida y almacenamiento.

Tabla 3. Ficha técnica de seguridad para Well Testing

6.6 PANORAMA DE RIESGOS EN LAS OPERACIONES DE WELL TESTING

ITEM	DESCRIPCIÓN	OBSERVACIONES
1	Elevación del nivel de líquido	Realizar mantenimiento correctivo a las válvulas Fisher. Si el problema ocurre durante la operación, enviar el fluido por el bypass hasta reparar la válvula o cambiarla y regular el nivel manualmente. No descuidar el nivel en los visores.
2	Disminución total del nivel de líquido	Regular el nivel de líquido del separador a una altura prudencial (no menor a un 20%), para evitar el paso de gas al <i>gauge tank</i> .
3	Fallas estructurales en el <i>Gauge Tank</i>	Cuando el pozo esté “bypaseado” al <i>gauge tank</i> , evitar presiones superiores a 100 psi, en el eventual caso pasar de inmediato el pozo al separador para evitar un rompimiento del tanque por alta presión, recuérdese que el <i>gauge tank</i> no está diseñado para soportar presión, es solo un recipiente de almacenamiento.
4	Ruido	Ubicar la planta de energía a lo más alejada posible del set de <i>well testing</i> para evitar el constante y molesto ruido para el personal, el cual puede producir stress y limitaciones auditivas a mediano plazo.
5	Derrame de crudo o escape de gas por ausencia de sello hidráulico	Revisar los empaques y las roscas de los tubos antes de ensamblar. En caso de que un empaque se encuentre en mal estado, reemplazar inmediatamente. Ajustar correctamente las uniones de golpe. En caso de que se encuentre una rosca defectuosa, no utilizar el tubo.

Tabla 4. Panorama de riesgos en las operaciones de *well testing*

ITEM	DESCRIPCIÓN	OBSERVACIONES
6	Manipulación y/o exposición a productos químicos	<p>Evitar la exposición a los vapores de xileno cuando haya trabajos de fracturamiento, utilícese mascarilla cuando haya exposiciones prolongadas.</p> <p>No extraer los reactivos de los frascos sorbiendo con las pipetas, en lugar de eso utilícese una pera de caucho (como la de los goteros).</p> <p>Utilizar siempre guantes de nitrilo para tomar muestras de crudo. Manipular con precaución los químicos del laboratorio, evitando siempre el contacto con la piel. Véase en el anexo 3 la ficha de datos de seguridad para los reactivos que se manejan y a los que se está expuesto en una operación de <i>well testing</i>.</p>
7	Válvula de bloqueo cerrada o cheque colocado al revés	<p>Antes de empezar la prueba debe revisarse que la válvula de bloqueo esté abierta.</p> <p>En el momento de pegar la tubería a la línea de producción general debe verificarse el sentido del cheque el cual debe hacer sello desde la línea de producción general hacia el separador y no al contrario.</p>
8	Salpicadura de esquirlas	Utilizar siempre gafas de protección y ningún auxiliar debe ubicarse de frente al martilleo.
9	Errores de operación en el Daniel	Instruirse en los pasos que deben seguirse para hacer un cambio de orificio, no operar en caso de que no se esté seguro.

Tabla 4. Panorama de riesgos en las operaciones de *well testing* (continuación)

ITEM	DESCRIPCIÓN	OBSERVACIONES
10	Falta de capacidad de almacenamiento	<p>Coordinar las operaciones con la persona encargada del carro-tanque para vaciar oportunamente el tanque para evitar reboses. En casos de emergencia cerrar el pozo.</p> <p>En caso de que se corra riesgo por falta de capacidad de la bomba de transferencia, parar la operación y cambiar la bomba.</p>
11	Válvula <i>Fisher</i> de control de presión cerrada y atascada y sistemas de emergencia no funcionan	<p>Generalmente con pozos de baja presión se trabaja con la válvula Fisher de gas completamente abierta, pero en caso de que se cierre y se atasque se debe bypassar para reparar o reemplazar (si las condiciones lo permiten), de lo contrario detener la operación hasta solucionar el inconveniente.</p>
12	Descontrol de la operación por fallas de la planta eléctrica	<p>Generalmente ésta posibilidad es muy rara ya que los pozos de baja presión se trabajan con la Fisher de gas completamente abierta, pero en caso extremo los sistemas de seguridad deberían responder sin problemas. Lo único que se recomienda es hacer un mantenimiento preventivo de éstos, hacer pruebas hidrostáticas y colocar en la dirección correcta el disco de ruptura.</p>

Tabla 4. Panorama de riesgos en las operaciones de *well testing* (continuación)

6.7 TROUBLESHOOTING (QUE HACER EN CASO DE)

PROBLEMA	EFECTOS	SOLUCIÓN
<p>La válvula neumática de control de nivel se cierra y se atora</p>	<p>Elevación instantánea del nivel de líquido. Peligro de incendio o derrame en caso de que se tenga línea a tea.</p> <p>Elevación de los niveles de líquido en los separadores de la estación en caso de que se tenga un sistema de arreglo 2.</p>	<p>Pasar el fluido por el bypass de la línea y controlar el nivel con la válvula (de bypass) manualmente, mientras se repara la válvula o se cambia. No descuidar los niveles del fluido en los visores.</p>
<p>Se suspende el suministro de aire de instrumentación</p>	<p>La válvula neumática de control de nivel se cierra y se llena el separador, la válvula de gas se abre y no regula la presión.</p>	<p>Abrir la válvula de alimentación de gas del separador en el <i>scrubber</i>, mientras se repara la causa del daño, que puede ser por fallas en el compresor o por taponamiento de líneas</p>
<p>El nivel de líquido es muy bajo o no se muestra nivel en los visores del separador</p>	<p>El gas empieza a salir por la línea de crudo hacia el <i>gauge tank</i>, generando concentraciones peligrosas de gas en la atmósfera</p>	<p>Si el problema es del compresor, proporcionar gas del separador para manejar los instrumentos, mientras se soluciona el daño o se reemplaza el compresor.</p> <p>Si el problema no es del compresor, los <i>liners</i> pueden estar taponados y se debe suministrar gas del separador mientras se limpian los <i>liners</i> con algún disolvente y con ayuda de un alambre.</p> <p>Si las válvulas están funcionando normalmente y no se observa nivel, verificar que las válvulas de los visores estén abiertas. En caso de que el problema persista, limpiar los visores con un disolvente para remover la obstrucción.</p>

Tabla 5. Troubleshooting

PROBLEMA	EFFECTOS	SOLUCIÓN
Se rompe un visor del separador o el empaque presenta filtración	Se dispara la válvula de seguridad y se interrumpe la comunicación entre el separador y el visor. Hay fuga de fluido.	Si el empaque está roto (no tratar de ajustar los tornillos del visor porque puede estallar el vidrio) o si el vidrio está roto, se debe hacer el cambio respectivo cerrando las válvulas de comunicación, posteriormente drenando la presión acumulada y aflojando el visor para hacer el reemplazo.
El <i>choke manifold</i> se tapona por arenamiento	Se interrumpe el flujo del pozo	Pasar el fluido por el otro choque, aislar la línea con las válvulas de bypass, drenar el fluido y limpiar con una varilla o algo similar. En caso de que se taponen los dos choques, informar al supervisor de la operadora, cerrar el pozo, desarmar los brazos y limpiar.
La bomba de transferencia no es capaz de manejar el caudal del pozo (el caudal de succión es mayor al caudal de descarga)	Rebose del nivel del <i>gauge tank</i>	Informar al ingeniero de la operadora, detener la prueba y cambiar la bomba.
La planta de energía se apaga	Se corta el suministro de energía	Si hay problemas mecánicos, detener operación y cambiar por planta de <i>back up</i> . Revisar fusibles y nivel de combustible

Tabla 5. Troubleshooting (continuación)

7. CONCLUSIONES

- La modalidad de grado “*pasantía supervisada*”, se constituye en una valiosa oportunidad para fortalecer los conocimientos adquiridos durante el transcurso de la carrera, además de fortalecer aspectos personales del estudiante como el trabajo en equipo, la responsabilidad en el trabajo, el manejo de personal, etc.
- Esta modalidad de grado mejora la relación entre las empresas del sector y la universidad, lo que resulta beneficioso para ambas partes; por un lado las empresas pueden desarrollar proyectos a favor de su actividad económica y, por otro lado la universidad (especialmente los estudiantes) pueden adquirir nuevos conocimientos y/o consolidar los ya adquiridos, beneficiándose directamente en la adquisición de experiencia laboral.
- La oportunidad de vivir el día a día en un ambiente de trabajo, sentir las responsabilidades del mismo, de cumplir las metas establecidas, de compartir con las demás empresa que participan en un proyecto petrolero, son los mejores cimientos que muy seguramente serán el principio de una carrera exitosa.
- Las pruebas de pozo surgen como respuesta a la necesidad de las compañías operadoras de evaluar la producción de un pozo después de haber sido intervenido por el equipo de workover para optimizar la producción o en otros casos para adquirir información decisiva para abandonar o continuar un proyecto petrolífero en sitios donde no hay líneas de flujo, baterías de recolección o en pozos exploratorios.
- El manual de procedimientos de well testing de la empresa Hydrocarbon Services Ltda., es una guía de herramientas, equipos y operaciones para pruebas de pozo que unifica criterios de ingenieros, operadores, técnicos y textos en la rama, convirtiéndose en un arma fundamental en este amplio rango de procedimientos para personas y estudiantes de ingeniería de petróleos que aun con nada o poca experiencia deseen instruirse en el tema.
- Probar los equipos que se van a utilizar en un trabajo es parte esencial del éxito de una prueba, ya que existe menor probabilidad de que fallen en el momento de ser utilizados.

- De la correcta calibración de las herramientas y equipos utilizados en las operaciones de well testing, depende la precisión y exactitud en la obtención de datos en la prueba.
- Del cuidado, buen manejo y constante mantenimiento que se les den a todas las herramientas y equipos, depende en un alto porcentaje el éxito de todas las operaciones petrolíferas.
- La capacitación y entrenamiento del personal relacionado con este tipo de operaciones, es sello de garantía para el éxito de las mismas, debe hacerse constantemente en las compañías de servicios, brindando actualización en cuanto a herramientas, equipos y procedimientos.
- El gran éxito de Hydrocarbon Services Ltda, líder nacional entre las compañías de servicios, consiste en su alto compromiso por los estándares y normas de calidad, seguridad, salud, medio ambiente y en su continua dedicación por el mejoramiento continuo, los cuales se ven reflejados en los manuales de procedimientos de las operaciones que realiza.
- Utilizando todos los elementos de seguridad en forma correcta y adecuada se disminuyen los riesgos de accidentes en el áreas de trabajo.
- La obtención de un buen resultado en una prueba de pozo depende en gran parte del control de las pruebas y procedimientos que se realizan a diario.
- Este trabajo pretende servir como manual de consulta tanto a las personas que laboran directamente con la empresa, como a los estudiantes de ingeniería de petróleos en las áreas de producción, propiedades del petróleo, seguridad industrial e instrumentación y control.

8. RECOMENDACIONES

- A la Universidad Surcolombiana y especialmente al Programa de Ingeniería de Petróleos que continúen apoyando esta modalidad de grado, ya que es verdaderamente enriquecedora para el estudiante, además de brindar la oportunidad de mostrar su trabajo, creando quizás la posibilidad de vincularse a la industria del petróleo.
- A los futuros estudiantes que deseen tomar esta modalidad de grado, deben tener muy claro que el proceso de adaptación dependerá únicamente de ellos mismos, de la facilidad que tengan de interactuar con la gente, de las ganas e interés que demuestren, de la disposición y entrega que le inyecten a esta valiosa oportunidad de aprendizaje.
- La puntualidad y responsabilidad deben ser un permanente aliado en la búsqueda de sus objetivos.
- Ser proactivos y muy curiosos, aprovechar el conocimiento de todos y cada uno de las personas que lo rodean.
- El Manual de Procedimiento para Operaciones de Well Testing, versión 2008, es un documento excelente, que puede ser utilizado como material de consulta y le será de mucha ayuda.

BIBLIOGRAFIA

- HYDROCARBON SERVICES LTDA. Manual de operaciones para Operaciones de Well Testing, Versión 2004.
- HOCOL. Prueba de Pozos Campo la Hocha. Versión 2005.
- HOCOL. Guía para la Medición Estática y la Fiscalización. API – MPMS. Versión 2005.
- ECOPETROL. Manual Único de Medición. Capítulo 3 y 12. Versión 2005.
- JOSE ALBERTO ALARCON. Manual de Medición Estación de Producción Yaguará, Ingeniería de Petróleos. Universidad Surcolombiana. Neiva 1991.
- LEIDY YANETH ESTRELLA MEDINA. Informa Final Pasantía Supervisada en Operaciones Rigless BP Exploration Colombia, Well Intervention Team. Universidad Surcolombiana. Neiva 2008.
- JAIME FERNANDO AMARIS ORTIZ. Revisión, Actualización y Estandarización de la Documentación del Sistema de Gestión Integral – HSEQ, Medio Ambiente y Calidad. Universidad Surcolombiana. Neiva 2008