

**MANUAL DE PROCESOS DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO CORCEL DE
LA EMPRESA PETROMINERALES COLOMBIA LTD.**

GLORIA ANGÉLICA MOTTA ROJAS

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA-HUILA
2010**

**MANUAL DE PROCESOS DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO CORCEL DE
LA EMPRESA PETROMINERALES COLOMBIA LTD.**

GLORIA ANGELICA MOTTA ROJAS

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

DIRECTOR

**DIEGO MAURICIO POVEDA
INGENIERO DE PETROLEOS**

CODIRECTOR

**HAYDE MORALES
INGENIERO DE PETROLEOS**

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

2010

Nota de Aceptación:

Firma del jurado

Firma del jurado

Neiva, Abril de 2010

AGRADECIMIENTOS

El autor expresa sus agradecimientos a:

PETROMINERALES COLOMBIA LTD. Y a los ingenieros **SERVANDO RODRIGUEZ** Y **CARLOS SANTOS** por la oportunidad y confianza brindada para la realización de este proyecto.

Al ingeniero **DIEGO MAURICIO POVEDA**, por la orientación para la realización del proyecto.

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

Al ingeniero **JUAN PABLO BARRERA**, por su colaboración, apoyo y amistad ofrecida durante el desarrollo del proyecto.

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

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

CONTENIDO

INTRODUCCION	16
1. GENERALIDADES	17
1.1. OBJETIVO	17
1.2. ALCANCE	18
1.3. LOCALIZACIÓN DEL CAMPO CORCEL	19
1.4. ANTECEDENTES DEL CAMPO	21
1.5. MODELO GEOLÓGICO	23
1.5.1. Estratigrafía	24
1.5.2. Descripción de las Formaciones Productoras	27
1.6. POZOS	28
1.7. PROPIEDADES DEL YACIMIENTO	32
1.8. DESCRIPCIÓN GENERAL	32
1.9. FUNCIONES DEL OPERADOR	36
1.10. NORMAS DE SEGURIDAD	37
1.11. SEGURIDAD, SALUD Y MEDIOAMBIENTE (HSE&C)	40
1.11.1. Asuntos con la Comunidad	44
2. SISTEMA DE RECEPCIÓN DE CRUDO	45
2.1. OBJETIVO	45
2.2. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO	45
2.3. VÁLVULAS Y ACCESORIOS	48
2.4. PROBLEMAS Y SOLUCIONES EN EL SISTEMA DE RECEPCIÓN DE CRUDO	51
3. SISTEMA DE INYECCIÓN DE QUÍMICOS	52
3.1. OBJETIVO	52
3.2. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO	52
3.3. PROPIEDADES FÍSICO-QUÍMICAS DE LOS PRODUCTOS	54

QUÍMICOS	
3.4. DESCRIPCIÓN DE LOS COMPONENTES DEL SISTEMA	57
3.5. PROBLEMAS Y SOLUCIONES EN EL SISTEMA DE INYECCIÓN DE QUÍMICOS	59
4. SISTEMA DE SEPARACIÓN	60
4.1. OBJETIVO	60
4.2. INFORMACIÓN TÉCNICA	60
4.2.1. Factores que Intervienen en la Separación	62
4.3. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO	64
4.3.1. Separadores Generales	65
4.3.2. Separador de Prueba	72
4.3.3. Tanques Horizontales de Prueba	74
4.4. PRUEBA DE POZOS	74
4.5. PROBLEMAS Y SOLUCIONES EN EL SISTEMA DE SEPARACIÓN	75
5. SISTEMA DE DESHIDRATACIÓN DE CRUDO	79
5.1. OBJETIVO	79
5.2. INFORMACIÓN TÉCNICA	79
5.3. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO	82
5.3.1. Bota de Gas	83
5.3.2. Gun Barrel GB-101 y GB-201 D	85
5.3.2.1. Múltiple de Muestreo	88
5.4. PROBLEMAS Y SOLUCIONES EN EL SISTEMA DE DESHIDRATACIÓN DEL CRUDO	91
6. SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE CRUDO	93
6.1. OBJETIVO	93
6.2. INFORMACIÓN TÉCNICA	93
6.2.1. Clasificación de los Tanques	94
6.2.1.1. Por su forma	94
6.2.1.2. Por el Producto que Almacenan	96

6.2.1.3. Según su uso	96
6.2.2. Aspectos Importantes sobre los Tanques	97
6.2.3. Normas de Seguridad en los Tanques	98
6.2.3.1. Conexiones a Tierra de Tanques y Estructuras	98
6.2.3.2. Diques	99
6.2.4. Medidas de Seguridad en el Manejo de Tanques	100
6.3. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO	102
6.3.1. Tanque TK-101 y GB-201 D	102
6.3.2. Tanques de Almacenamiento Horizontales	104
6.4. CONTINGENCIA	106
7. SISTEMA DE TRATAMIENTO DE AGUA DE PRODUCCIÓN	107
7.1. OBJETIVO	107
7.2. INFORMACIÓN TÉCNICA	107
7.3. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO	108
7.3.1. Sistema de Desnate	108
7.3.1.1. Piscinas de Tratamiento de Agua	111
7.4. SISTEMA DE INYECCIÓN	115
7.4.1. Filtros de Lecho Fijo	115
7.4.2. Tanque Decantador	118
7.4.3. Disposición Final de Residuos Sólidos	120
7.5. CONTINGENCIA	121
8. SISTEMA DE GAS	123
8.1. OBJETIVO	123
8.2. INFORMACIÓN TÉCNICA	123
8.3. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO	124
8.3.1. Scrubber	125
8.3.2. Knock Out Drum	126
8.3.3. Tea de Alta y Baja Presión	127
8.4. PROBLEMAS Y SOLUCIONES DEL SISTEMAS DE GAS	130

9. SISTEMA DE DRENAJE	131
9.1. OBJETIVO	131
9.2. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO	131
9.3. CAJA API	134
10. SISTEMA DE CARGUE DE CRUDO POR CARROTANQUES	135
10.1. OBJETIVO	135
10.2. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO	135
10.3. SISTEMA DE FISCALIZACIÓN	136
10.4. CARGADERO DE CRUDO	139
10.5. CONTINGENCIA	142
11. SISTEMA CONTRA INCENDIO	143
11.1. OBJETIVO	143
11.2. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA	143
11.2.1. Sistema de Agua	144
11.2.1.1. Abastecimiento de Agua	144
11.2.2. Bomba Contra Incendio	145
11.2.3. Red de Agua Contra Incendio	145
11.2.3.1. Anillo Zona 1	146
11.2.3.2. Anillo Zona 2	146
11.2.3.3. Anillo de Refrigeración	147
11.2.4. Sistema de Espuma	148
11.2.4.1. Equipo de Proporcionamiento de Espuma	148
11.2.4.2. Red de Espuma Contra Incendio	149
11.2.4.3. Hidrantes-Monitores de Agua-Espuma	150
11.2.4.4. Cámaras de Espumas	151
12. SISTEMA DE GENERACIÓN	152
12.1. OBJETIVO	152
12.2. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO	152
13. CONCLUSIONES	158

14. RECOMENDACIONES	159
BIBLIOGRAFIA	160
ANEXOS	161

LISTA DE FOTOS

Foto 1.1. Estación Corcel	17
Foto 1.2. Válvula Tapón del Pozo Upía-1	21
Foto 1.3. Cabeza de Pozo Co A2	28
Foto 2.1. Colector General y de Prueba	44
Foto 2.2. Manifold Locación D	46
Foto 2.3. Manifold Locación C	46
Foto 3.1. Inyección de Químicos	52
Foto 4.1. Separadores de Producción	60
Foto 4.2. Separadores de Producción General	65
Foto 4.3. Separador de Prueba	72
Foto 5.1. Gun Barrel	79
Foto 5.2. Bota de Gas	83
Foto 5.3. Múltiple de Muestreo	88
Foto 6.1. Tanque de Almacenamiento	93
Foto 6.2. Tanques Almacenamiento de 500 Bls	104
Foto 7.1. Tanques Desnatadores	107
Foto 7.2. Bombas de Transferencia de Agua	110
Foto 7.3. Piscinas de Tratamiento	111
Foto. 7.4. Torre de Aireación	114
Foto 7.5. Planta Tratamiento de Agua	115
Foto 7.6. Filtros de Cascara de Nuez	115
Foto. 7.7. Tanques de Almacenamiento de Agua	117
Foto 7.8. Bombas de Precarga Centrifugas	118
Foto 7.9. Tanque Desnatador	118
Foto 7.10. Catch Tanks	120

Foto 8.1. Scrubber	122
Foto 8.2. Knock Out Drum	126
Foto 8.3. Teas de Alta y Baja Presión	127
Foto 9.1. Cárcamo Perimetral y Cajilla Recolectora	131
Foto 9.2. Caja API	134
Foto 10.1. Cargadero de Crudo	135
Foto 10.2. Bombas de Transferencia de Crudo	136
Foto 11.1. Sistema Contra Incendio	143
Foto 21.2. Tanques de Almacenamiento de Agua	144
Foto 11.3. Bombas de Agua Contra Incendio	145
Foto 11.4. Anillo de Boquillas Pulverizadoras de Agua	147
Foto 11.5. Tanque de Vejiga	148
Foto 11.6. Múltiple de Distribución de Espuma	149
Foto 11.7. Hidrantes Monitores de Agua-Espuma	150
Foto 11.8. Cámaras de Espuma	151
Foto 12.1. Generadores	152
Foto 12.2. Generador Cummins	153
Foto 12.3. Generador Caterpillar	155

LISTA DE TABLAS

Tabla 1.1. Límites del Bloque Corcel con otros Bloques	20
Tabla 1.2. Pozo Upía-1	21
Tabla 1.3. Formación Productora e Inyectora de los Pozo	30
Tabla 1.4. Características del Yacimiento	32
Tabla 4.1. Dimensiones y capacidad de los Separadores	65
Tabla 5.1. Características de la Bota de Gas	84
Tabla 5.2. Dimensiones y Capacidad de los Gun Barrel	86
Tabla 6.1. Características de los Tanques de Almacenamiento	102
Tabla 7.1. Características de los Tanques Desnatadores	109
Tabla 7.2. Parámetros Físicoquímicos	114
Tabla 7.3. Características de los Filtros y Decantador	116
Tabla 8.1. Dimensiones, Capacidad del Scrubber y Knock Out Drum	125

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1. Localización Geográfica del Campo Corcel	19
Figura 1.2. Limites Bloque Exploratorio Corcel y sus Áreas de Interés	20
Figura 1.3. Ubicación de las Plataformas dentro del Campo Corcel	23
Figura 1.4. Corte Transversal, Cuenca de los Llanos Orientales	24
Figura 1.5. Columna Estratigráfica Generalizada de los Llanos Orientales	26
Figura 1.6. Estado Mecánico Típico del Campo Corcel	29
Figura 1.7. Diagrama General del Campo Corcel	35
Figura 4.1. Esquema de un Separador Trifásico Horizontal	61
Figura 4.2. Distribución de los fluidos en el Separador	64
Figura 5.1. Diagrama del Sistema de Deshidratación	82
Figura 5.2. Esquema Interno del Gun Barrel	85
Figura 6.1. Diferentes tipos de Tanques	96
Figura 6.2. Diagrama del Sistema de Almacenamiento	103
Figura 7.1. Sistema de Transferencia de Bombas	112
Figura 8.1. Esquema Interno del Scrubber	124

LISTA DE ANEXO

Procedimiento PCL-PROD-LAB-01. DETERMINACIÓN DE BS&W POR EL METODO DEL KARL FICHER.

Procedimiento PCL-PROD-LAB-02. DETERMINACIÓN DE LA GRAVEDAD API.

Procedimiento PCL-PROD-LAB-03. DETERMINACIÓN DE BS&W POR CENTRIFUGA.

Procedimiento PCL-PROD-FAC-04. CARGUE DE CRUDO POR CARROTANQUES.

Procedimiento PCL-PROD-FAC-05. MEDICIÓN ESTÁTICA CON CINTA GRADUADA EN TANQUES DE ALMACENAMIENTO.

Procedimiento PCL-PROD-LAB-06. DETERMINACIÓN DEL CONTENIDO DE ARENA DE POZOS.

Procedimiento PCL-PROD-FAC-07. MUESTREO MANUAL DE TANQUES.

Procedimiento PCL-PROD-FAC-22. CALCULO DE LAS CANTIDADES DEL PETROLEO.

Procedimiento PCL-PROD-LAB-11. DETERMINACIÓN DE LA SALINIDAD DEL CRUDO.

NOMENCLATURA

ANH	Agencia Nacional de Hidrocarburos.
ANSI	Instituto Nacional Americano de Normas.
API	AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE.
AST	Análisis de Seguridad en Trabajo.
ASTM	Sociedad Americana para el Ensayo de Materiales.
Bls	Barriles.
BFPD	Barriles de Fluido por Día.
ESD	Emergency Shut Down.
GPM	Galones por Minuto.
HSE&C	Salud, Seguridad, Medio Ambiente y Comunidad.
LCV	Válvula Controladora de Nivel.
MD	Profundidad Medida.
MM&E	Ministerio de Minas y Energía.
MMSCFD	Millones de Pies Cúbicos por Día.
MPMS	Manual de Estándares de Medición del Petróleo.
NFPA	Asociación Nacional de Protección contra Incendios.
PLC	Controlador Lógico Programable.
PSV	Válvula Seguridad de Presión.
PCV	Válvula Controladora de Presión
PTB	Libras por Cada Mil Barriles.
RPM	Revoluciones por Minuto.
SDV	Válvula Seguridad de Presión.

GLOSARIO

BARRIL (Bbl): Una medida estándar para el aceite y para los productos del aceite. Un barril = 35 galones imperiales, 42 galones US, ó 159 litros.

BOMBAS CENTRIFUGAS. Son aquellas en que el fluido ingresa a ésta por el eje y sale siguiendo una trayectoria periférica por la tangente.

EQUIPO: conjunto de componentes interconectados, con los que se realiza materialmente una actividad en un proceso.

SIDETRACK: Es la desviación forzada de la trayectoria de perforación de un pozo (exploratorio o de desarrollo) de su trayectoria original planeada debido a problemas de integridad mecánica (perdida de herramientas en el pozo por problemas de pega mecánica/diferencial, caída de herramientas a pozo que se no se pueden pescar o recuperar, zonas altamente fracturadas que impiden la continuación de la perforación debido a las altas pérdidas de fluido entre otras), los cuales evitan continuar la trayectoria original del pozo hacia la formación objetivo. También se puede realizar un Sidetrack de un pozo de desarrollo buscando como objetivo diferentes horizontes productores a los iniciales del pozo.

FORMACIÓN: Las formaciones definen cuerpos de rocas sedimentarias caracterizados por unas características litológicas comunes (composición y estructura) que las diferencian de las adyacentes. Es la principal unidad de división litoestratigráfica. La disciplina geológica que se ocupa de las unidades litoestratigráficas es la Estratigrafía.

RESUMEN

La industria Petrolera está calificada como una actividad de alto riesgo, por lo tanto, los procedimientos deben ser realizados desde la perspectiva operativa de seguridad, eficiencia, calidad y cuidando el medio ambiente que nos rodea.

La Superintendencia de los Llanos ubicada en el Campo Corcel dispone de procedimientos generales para la operación de los equipos que se utilizan en diferentes etapas del proceso de producción de hidrocarburos; haciendo su aplicabilidad más que obligatoria, un compromiso de todo el personal tanto operativo como contratista para garantizar así que todas las actividades se realicen en forma segura, con la debida protección tanto para la salud de los trabajadores como para la integridad de los equipos de propiedad de la empresa.

El manual de proceso de producción del campo corcel es una herramienta que facilita la realización del trabajo con seguridad, en el menor tiempo posible y a su vez que el trabajador esté en capacidad de comprender los procesos, operar los diferentes equipos involucrados y proporcionar soluciones acertadas a las situaciones operacionales que se presenten durante las diferentes etapas del proceso de producción.

INTRODUCCIÓN

El proyecto se desarrolla obedeciendo a la necesidad de contar con un manual donde se unifiquen todas las etapas relacionadas al proceso de producción de hidrocarburos, manejo de los equipos que intervienen, los problemas más frecuentes que se puedan presentar y sus posibles soluciones.

El documento que se presenta a continuación está dividido en doce capítulos que son: sistema de recolección, tratamiento químico, sistema de separación, sistema de deshidratación, sistema de almacenamiento, tratamiento de agua de producción y sistema de gas, entre otros; las cuales intervienen en la producción de hidrocarburos; incluye una descripción de los equipos, características técnicas e instrumentación de los mismos.

El manual de proceso de producción del campo Corcel cuenta con registro fotográfico de equipos, procedimientos específicos aprobados por la Superintendencia, los cuales se elaboraron de acuerdo a los estándares nacionales e internacionales (normas API y ASTM) y bajo lineamientos de responsabilidad integral de Petrominerales Colombia LTD.

El objetivo de este manual de operaciones es tener una guía rápida de consulta para el personal que labora en Campo Corcel y evitar así la tarea de buscar en otros documentos información relacionada sobre el tema; garantizando condiciones de trabajo seguro al personal, mantener en cero los accidentes/incidentes ambientales y hacer eficiente y eficaz la labor diaria.

1. GENERALIDADES



Foto 1.1. Estación Corcel

1.1. OBJETIVO

Proporcionar al personal Operador de La Estación Corcel un manual de operaciones integral que permita conocer los distintos procesos: recolección, tratamiento, almacenamiento, venta de crudo, inyección de agua, entre otros, de tal manera que sirva como guía eficiente para operar en forma adecuada, contribuyendo con la seguridad del personal y la integridad de los equipos propiedad de PETROMINERALES COLOMBIA LTD.

1.2. ALCANCE

El manual incluirá la descripción de los distintos procesos: recolección, tratamiento, almacenamiento, venta de crudo, tratamiento de agua, así como los procedimientos autorizados por PETROMINERALES COLOMBIA LTD. aplicables a las principales operaciones del Campo Corcel.

Las actividades involucradas dentro de cada uno de los procesos son:

»PROCESO RECOLECCIÓN

- SISTEMA DE RECEPCIÓN DE FLUIDOS

»PROCESO DE TRATAMIENTO Y ALMACENAMIENTO

Comprende los sistemas de:

- INYECCIÓN DE QUÍMICOS
- SEPARACIÓN
- DESHIDRATACIÓN
- ALMACENAMIENTO
- GAS
- DRENAJE

»PROCESO VENTA CRUDO

Involucra los sistemas de:

- CARGUE DE CRUDO POR CARROTANQUES
- FISCALIZACIÓN

»PROCESO TRATAMIENTO DE AGUA

- SISTEMA DE TRATAMIENTO DE AGUA DE PRODUCCIÓN

1.3. LOCALIZACIÓN DEL CAMPO CORCEL

El Campo Corcel se encuentra ubicado sobre la cuenca de los Llanos Orientales, más exactamente en jurisdicción del municipio de Villanueva en el departamento de Casanare; municipios Cabuyaro y Barranca de Upia en el departamento del Meta. En la (Figura 1.1) muestra la localización geográfica del Campo Corcel, y sus vías de acceso.

Se ha determinado que el Campo Corcel se encuentra a aproximadamente a una altura de 850 pies sobre el nivel del Mar, con una temperatura ambiente que oscila entre los 59° F Mínimo y 104° F Máximo; posee un un clima tropical lluvioso, las precipitaciones anuales varían entre 2400 mm y 2700 mm.



Figura 1.1. Localización Geográfica del campo corcel

El Bloque Corcel se localiza en jurisdicción de los departamentos de Meta y Casanare limita al occidente con el Bloque Cerrero y al Sur occidente con el Guatiquía (Ver figura 1.2 y tabla 1.1).

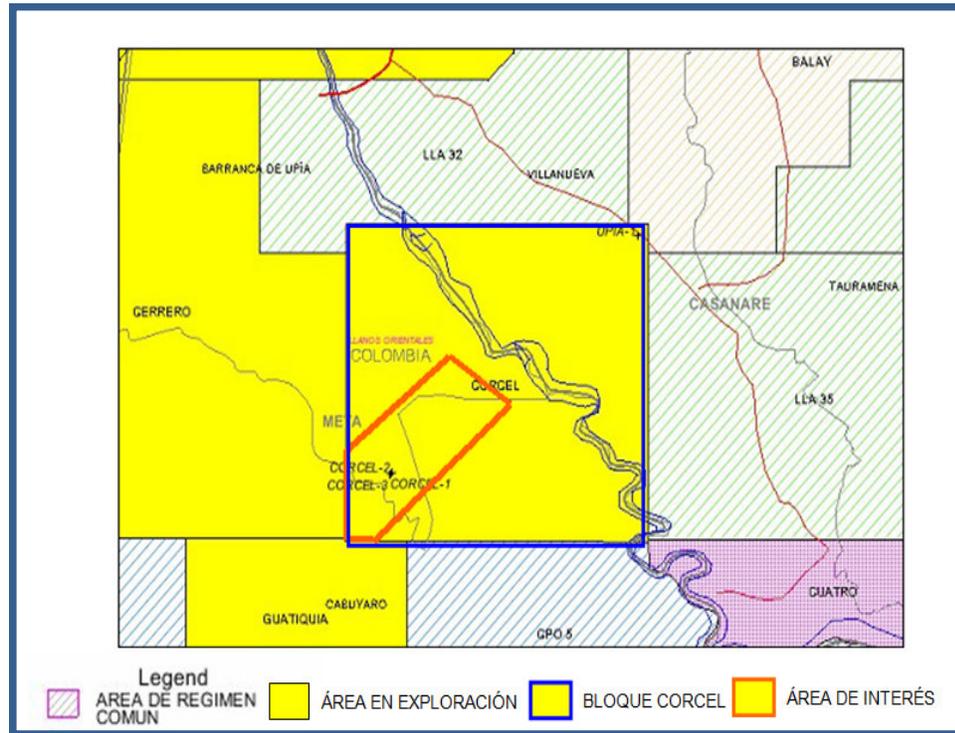


Figura 1.2. Límites Bloque Exploratorio Corcel y sus Áreas de Interés.
Fuente: Pág Web EPIS-Mapa Interactivo Modificado 2008

Límite	Bloques	Operador
Norte	LLA 32- Área de régimen común	Agencia Nacional de Hidrocarburos
Occidente	Cerrero-Área de exploración	PETROBRAS Colombia Ltd.
Sur - Occidente	Guatiquía - Área de Exploración	PETROMINERALES Colombia Ltd.
Sur – Oriente	CPO 5 y Cuatro - Área de régimen común	Agencia Nacional de Hidrocarburos - CEPOLSA
Oriente	LLA 35 - Área de régimen Común	Agencia Nacional de Hidrocarburos
Nor – Oriente	Balay - Área de régimen Común	Agencia Nacional de Hidrocarburos

Tabla 1.1. Límites del Bloque Corcel con otros Bloques.
Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) 2008

1.4. ANTECEDENTES DEL CAMPO

Dentro del área del Bloque Corcel se han realizado 12 programas sísmicos desarrollados entre 1971 y 2006.

Los pozos perforados en el Bloque Corcel son exploratorios: Upía-1 (Ver tabla 1.2) resultó seco y fue perforado hace más de veinte años en el área de la mesa de Caribayona, de la vereda Floramarillo.

Longitud	-72° 47' 23.5"1143295 m.
Latitud	4° 31' 41.29"990442 m.
Operador	PERENCO
Fecha del SPUD	13/04/1985

Tabla 1.2. Pozo Upía-1

Fuente: ANH 2005

En el área donde se desarrolló el pozo exploratorio Upía-1 se encuentra actualmente la placa de concreto sobre la cual se montó el equipo de perforación.



Foto 1.2. Válvula Tapón del Pozo Upía-1

Fuente: EIA Bloque Corcel (PLARE, 2006)

El proyecto Corcel inicia con la perforación del pozo CO-A1 (Plataforma Corcel A) el 8 Abril de 2007, en el cual se probaron con manifestación de hidrocarburos las formaciones Mirador Superior e Inferior y Guadalupe con una tasa de producción de 2500 BPD; la presión inicial fué de 4848psi @ 12000 pies, donde la producción es controlada por el mecanismo de Bombeo hidráulico y posteriormente en Bombeo Electrosumergible.

A la fecha se han perforado diecisiete (17) pozos a una profundidad promedio entre 11500 - 12000 pies, de los cuales hay ocho (8) pozos productores (activos), cuatro (4) pozos inyectoras, dos (2) pozos productores apagados por incremento del BS&W y tres (3) abandonados.

El campo Corcel se ha desarrollado actualmente como un campo exploratorio con plataformas donde se han perforado pozos con el fin de determinar la presencia o no de hidrocarburo.

- Plataforma Corcel A con seis (6) pozos perforados.
- Plataforma Corcel B con un (1) pozo perforado.
- Plataforma Corcel C con tres (3) pozos perforados.
- Plataforma Corcel D con cuatro (4) pozos perforados.
- Plataforma Corcel EF con tres (3) pozos, perforados.

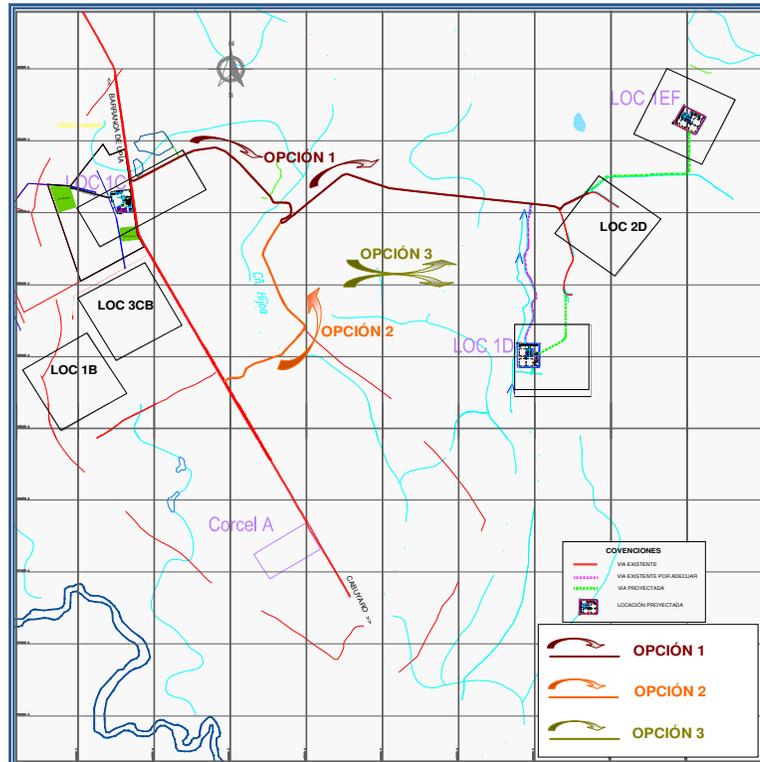


Figura 1.3. Ubicación de las Plataformas dentro del Campo Corcel

1.5. MODELO GEOLÓGICO

El campo Corcel se encuentra ubicado en la cuenca de los Llanos Orientales, en la subcuenca de Casanare. La Región Natural de los Llanos Orientales comprende una zona de tierras bajas localizadas al Este de la Cordillera Oriental.

La Cuenca de los Llanos es una depresión estructural con dirección NE limitada al Oeste (W) por la Cordillera Oriental y al Este (E) por el Escudo de la Guayana. El extremo Norte (N) está limitado por el Arco de Arauca y el Sur (S) por el Bloque de la macarena y el Arco del Vaupés que la separa de la Cuenca del Putumayo.

La cuenca comprende tres unidades estructurales bien definidas, cada una de las cuales tiene un estilo tectónico particular. El Cinturón Plegado, localizado en el Piedemonte Andino y limitado por dos fallas mayores de cabalgamiento inclinadas al oeste. La Depresión Sub-andina o zona de máximo espesor sedimentario que está entre el Cinturón Plegado y la Plataforma o zona más oriental de relativamente poca deformación. En la (Figura 1.3) se muestra un corte transversal de la cuenca de los Llanos Orientales, a fin de conocer la estructura de la Cuenca.

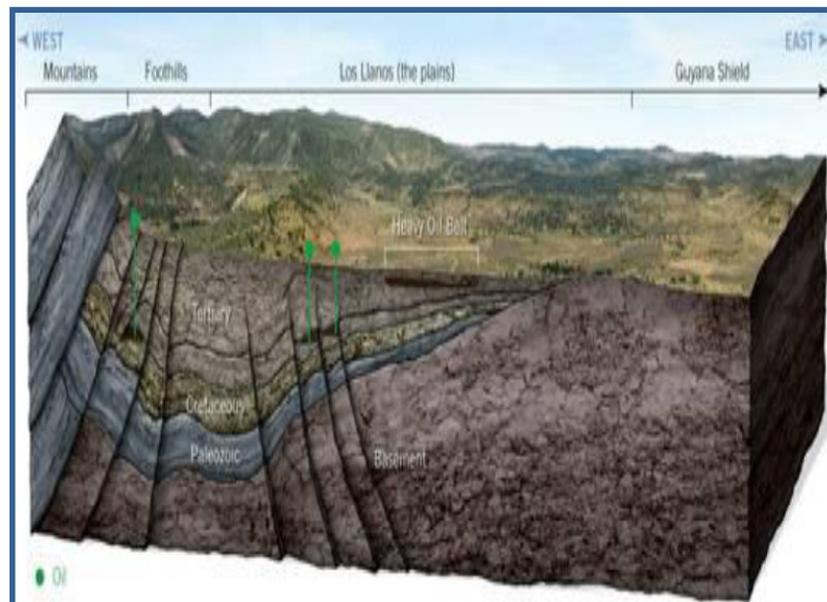


Figura 1.4. Corte Transversal, Cuenca de los Llanos
Fuente: Petrominerales Colombia Ltd. 2007

1.5.1. Estratigrafía

El Campo Corcel se caracteriza por afloramiento de Rocas del Terciario, (Formaciones Guayabo, León, Carbonera y Mirador), del Cretáceo (Formación Guadalupe), del Paleozoico (Rocas parametamórficas).

Durante la depositación de estas formaciones, se erosionaron grandes volúmenes de arena de cuarzo limpia, de grano medio a grueso, a partir de formaciones sedimentarias más antiguas en el Noroeste de Sur América y del escudo de Guayana, y fueron llevados a las áreas del Campo en ríos que fluían en dirección Oeste Suroeste. Estas arenas se depositaron en el área con capas de arena marinas someras y en ambientes de canales fluviales y canales distributarios deltaicos. A continuación, se presenta la secuencia de la columna estratigráfica generalizada, de la cuenca de los Llanos Orientales, que constituyen las formaciones geológicas en el área cubierta por el Campo Corcel.

	EDAD	NOMENCLATURA		ESPESOR ft	LITOLOGÍA	
		META.ECP	MEDINA.ECP			
TERCIARIO	PLEISTOCENO					
	P.LIOCENO					
		MOCEDE	SUPERIOR			
			MEDIO		GUAYBID	400 a 1500
	INFERIOR		LEON	LEON	300 a 500	
	OLIGOCENO	SUPERIOR	UPPER SANDSTONE C1 CARBONERA		C1	400 a 500
			SHALE E SANDSTONE C1 CARBONERA	CARBONERA	C2 C3 C4	
			C2	CARBONERA	C5 C6 C7	
		INFERIOR	C3		C8	
CRETACEO	LAT. EOCENO	T1-E4-T2		MIRADOR	100 a 400	
	PALEOCENO			LOS CUERVOS	100 a 200	
					SARCO	100 a 200
	MAR TRICH TANG	GUADALUPE K1		GUADALUPE	120 a 600	
	CAMPANIENO	K1 LOWER		GACHETA	400 a 600	
PALEOZOICO	ALBIANO			UBAQUE		
	ORDOVICICO CAMBRICO			QUETAME GRUP		

Figura 1.5. Columna Estratigráfica Generalizada de los Llanos Orientales
Fuente: Petrominerales Colombia Ltd. 2007

1.5.2. Descripción de las Formaciones Productoras

- **Paleozoico:** Caracterizado por la presencia de Arcillolitas no hinchables. Seguida por una secuencia de Limolitas y Arcillolitas, sub-laminares, ocasionalmente con inclusiones de minerales oscuros. La Arcillolita es común en toda la secuencia
- **Formación Guadalupe:** Se puede diferenciar dos niveles, el superior donde se presentan intercalaciones de arenas de cuarzo que gradan de base a tope de grano fino y medio a grueso, ocasionalmente se observaron Areniscas bien seleccionadas y Arcillolitas. Delgadas intercalaciones de Limolitas y caolinita están presentes.
- **Formación Mirador:** Se diferencian dos niveles, el superior con predominio de arenas de cuarzo, intercaladas con Limolitas y Arcillolitas. En el nivel inferior predominan Arcillolitas de tonos pardos muy claros a claros, con esporádicas intercalaciones de Limolita y arena de grano fino. Esta formación está en contacto discordante con la Formación Guadalupe (Cretáceo superior).
- **Formación Carbonera:** Esta Formación comprende ocho (8) Unidades, en esta parte de la cuenca de los Llanos Orientales, y corresponden a facies deltaicas y de estuario, que comprenden una secuencia alternante de Arenas y Arcillolitas con algunos niveles muy delgados de carbón lignítico.
- **Formación León:** El contacto con la formación suprayacente (Guayabo) es transicional y está representado por arcillas y caracterizada por una secuencia homogénea de lutitas.

- **Formación Guayabo:** La parte superior se compone básicamente de Arenas cuarzosas, y conglomeráticas, con algunas intercalaciones menores de arcillolitas y carbones, mientras que hacia la parte inferior se presentan algunas capas de areniscas y un aumento en la participación de las Arcillolitas.

1.6. POZOS



Foto 1.3. Cabeza de Pozo Co A2

Los pozos son perforados en profundidades que alcanzan los 12000 ft de profundidad medida. Para el caso de los pozos inyectoros la formación objetivo (Guayabo) tiene como tope aproximadamente los 4200 ft MD y va hasta más o menos 6500 ft MD.

Los completamientos de estos pozos se realizan con casing de 9-5/8" 47#/ft N-80 y 9-5/8" 53#/ft P-110 cementados hasta superficie y se terminan con Liner o secciones cortas de Revestimiento/Liner de 7" 29#/ft N-80 el cual se utiliza para aislar o recubrir las zonas de interés del campo.

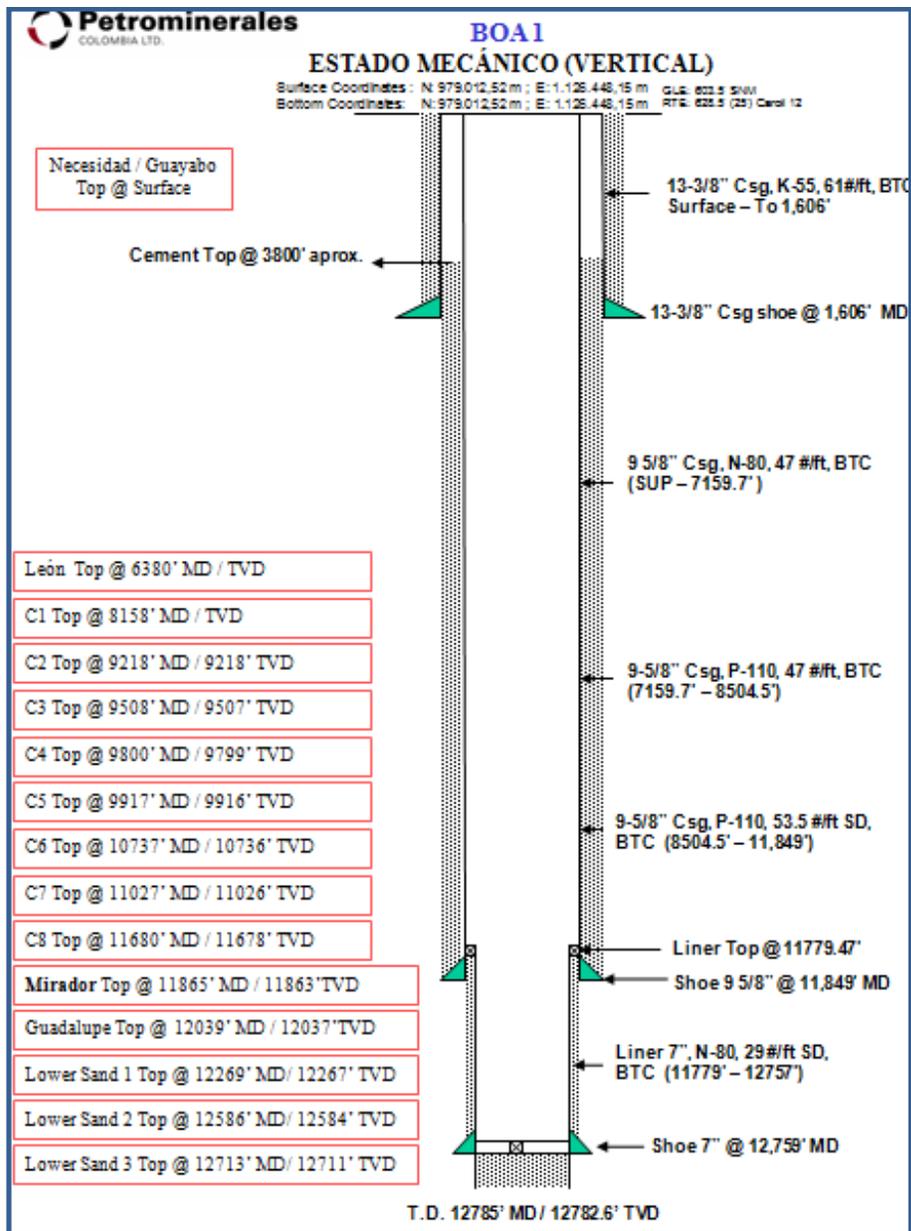


Figura 1.6. Estado Mecánico Típico del Campo Corcel.

Plataforma	Nombre Pozo	Pozo Inyector o productor	Formación Cañoneada
A	Corcel A1	PRODUCTOR	Guadalupe
	Corcel A2	ABANDONADO	
	Corcel A2 ST1	PRODUCTOR	Mirador
	Corcel A3	INYECTOR	Guayabo
	Corcel A4	PRODUCTOR	Mirador y Guadalupe
	CORCEL ASWD-1	INYECTOR	Guayabo
C	Corcel C1	PRODUCTOR	Lower Sand
	Corcel C3	PRODUCTOR	Guadalupe y Lower Sands
	CORCEL CSWD-1	INYECTOR	Guayabo, Carbonera C1-C5 pero se aislaron los intervalos de Carbonera.
D	Corcel D1	PRODUCTOR	Mirador y Guadalupe
	Corcel D2	ABANDONADO	
	Corcel D2-ST1	PRODUCTOR	Mirador
	Corcel D3	PRODUCTOR	Mirador, Guadalupe Y LowerSand
EF	Corcel E1	ABANDONADO	
	Corcel E1 ST1	PRODUCTOR	Guadalupe
	Corcel F1	INYECTOR	Guayabo
BOA	BOA-1	PRODUCTOR	LowerSand.

Tabla 1.3. Formación Productora e Inyectora de los Pozo.

De esta tabla se debe hacer mención al hecho de que los pozos que se conocen como Inyectores son realmente pozos “Disposal” utilizados para inyectar agua no para efectos de tener incremento en la producción sino para ser dispuesta por motivos de licencia ambiental.

El pozo Corcel A3 se encuentra catalogado como Pozo Inyector pero no se inyecta porque presenta problemas de integridad mecánica en el revestimiento de

9-5/8" lo cual impide que se inyecte a la formación objetivo que es Guayabo.

Los pozos detallados como abandonados tienen la siguiente característica:

- Para el pozo Corcel A2, este estuvo en producción y se decidió realizar un Sidetrack (CO A2-ST1) con el fin de mejorar el proceso de recuperación de las reservas de crudo para lo cual se debió abandonar.
- Para el pozo Corcel D2 por problemas durante la perforación se hizo necesario realizar el Sidetrack (CO D2-ST1) por lo cual a este pozo no se le realizó todo el completamiento.
- Para el pozo Corcel E1 por problemas durante la perforación se hizo necesario realizar el Sidetrack (COE1-ST1) por lo cual a este pozo no se le realizó todo el completamiento.

Actualmente, (Diciembre 2009) el campo cuenta con ocho (8) pozos productores, cuatro (4) pozos inyectoros, dos (2) pozos productores apagados temporalmente por alto nivel de agua en la estación y problemas de inyección.

1.7. PROPIEDADES DEL YACIMIENTO

Características	
Formación	Mirador Guadalupe Lower Sands
Profundidad (pies)	11500 – 12000
Litología	Areniscas
Porosidad (%)	12 – 18
API	16,3 – 29,8
Salinidad (PTB)	4,2

Tabla 1.4. Características del yacimiento

1.8. DESCRIPCIÓN GENERAL

El campo Corcel recibe los fluidos de producción de ocho(8) pozos con el fin de separar el gas y el agua del crudo, para dejarlo con las especificaciones establecidas por el Ministerio de Minas y Energía (BS&W menor al 0.5 % y un contenido de sal menor a 20 lb /1000 Bbl.) y así cargarlo en carrotanques y entregarlo a las diferentes estaciones de recibo tales como: Santiago, Monterrey, Guaduas, Arguaney entre otras.

Para iniciar el proceso, la estación cuenta con un Manifold que recibe los fluidos de los pozos pertenecientes al Campo y los encausa hacia tres Separadores trifásicos que reciben la producción general de los pozos y la producción del pozo en prueba.

El crudo proveniente de los Separadores Generales es dirigido directamente hacia los Gun Barrel, en tanto que el fluido del Separador de Prueba pasa

inicialmente a los Tanques de Prueba y luego a los Gun Barrel, para así en este equipo iniciar el proceso de deshidratación de todo el crudo colectado. De aquí el crudo pasa por rebose hacia el Tanque de Venta (almacenamiento) donde se hacen las mediciones y fiscalización correspondientes; ya con las especificaciones establecidas y mediante las Bombas de Transferencia, el crudo es cargado en los carrotanques y entregado en custodia hacia las diferentes estaciones de recibo.

El agua de producción que sale de los separadores es conducida a los Skimming Tank en donde se realiza el proceso de separación de las partículas de aceite que vienen asociadas; de allí mediante un sistema de Bombas centrifugas una parte es direccionada hacia dos Filtros de cáscara de nuez y almacenada en unos tanques de donde luego es succionada por unas bombas centrifugas y conducidas hacia las Bombas de Inyección e inyectada al yacimiento a través de los pozos inyectoros. La otra parte de agua es conducida directamente a las piscinas de recibo donde se realiza el respectivo tratamiento químico y físico, dejándola bajo los parámetros exigidos por el decreto 1594 de 1984 del Ministerio de Agricultura (Art. 72° y 74°) para su vertimiento al río.

El gas derivado de los procesos llevados a cabo en los Separadores pasa inicialmente por el Scrubber donde se atrapan y remueven los condensados, impurezas y arrastres de crudo, de aquí pasa por un K. O. Drum en donde se termina de retirar el condensado presente para luego ser quemado en la tea de alta. El gas separado en las botas de los Gun Barrel pasa directamente a un K. O. Drum en donde se remueven los condensados y finalmente quemarlo en la tea de baja.

Los condensados retirados en el proceso de limpieza del gas (K. O. Drum) son retirados mediante un carro de vacío y llevados hacia la caja para incorporarlos

nuevamente al sistema.

En resumen, para realizar las operaciones básicas de La estación Corcel, se cuenta con los siguientes equipos:

- Tres (3) Separadores trifásicos horizontales (V100, Master I y Master II).
- Dos (2) “Gun Barrel” (GB-101 y GB.201D).
- Catorce (14) Tanques horizontales de 500 bls de capacidad cada uno (TK-5 al Tk-19)
- Cuatro (4) Skimming Tank (ST-01, ST-02, ST-03 Y ST-04).
- Un (1) Tanque de Almacenamiento (TK-101).
- Un (1) Scrubber.
- Dos (2) KNOCK OUT DRUM.
- Seis (6) Bombas centrifugas de transferencia de crudo.
- Ocho (8) Bombas centrifugas de transferencia de agua.
- Seis (6) Bombas de Inyección de agua.
- Quince (15) Bombas centrifugas de trasiego de agua entre las piscinas de tratamiento.
- Una (1) Torre de enfriamiento de agua.
- Dos (2) Filtros de cascara de nuez (WF-01, WF-02).
- Un (1) Decantador (DT-04).
- Dos (2) Tea (de baja y alta).
- Ocho (8) Piscinas de tratamiento de agua de producción.
- Una (1) Caja API.

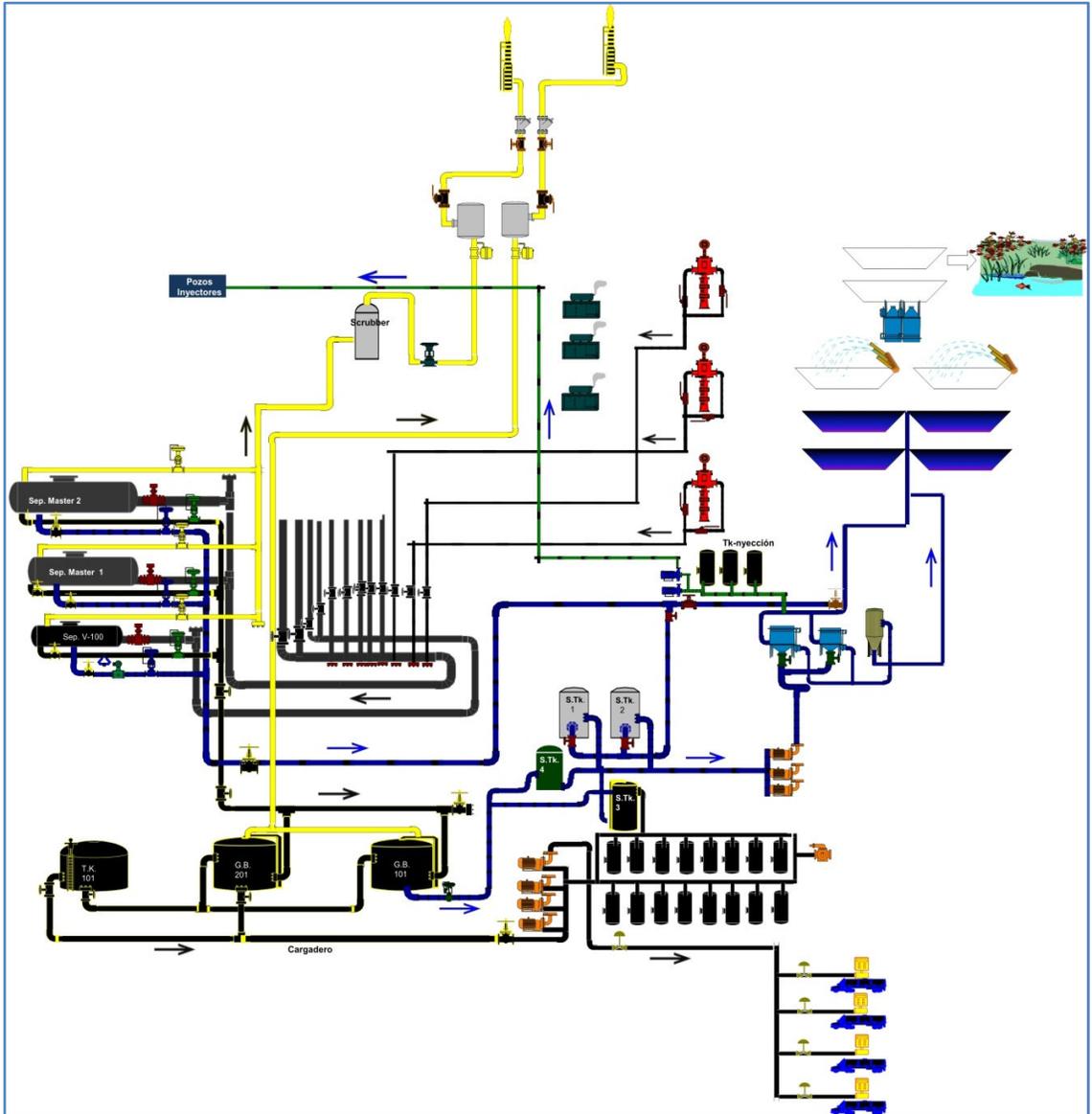


Figura 1.7. Diagrama General del Campo Corcel

1.9. FUNCIONES DEL OPERADOR

Las actividades que debe hacer a diario el Operador de la estación Corcel, independientemente del turno, son:

- » Recibir turno e informarse de las novedades ocurridas durante el turno anterior.
- » Revisar el funcionamiento de la Batería a través de el Panel de Control; niveles de tanques, estado de válvulas (manual o automático), set point, etc.
- » Verificar y controlar las actividades que se estén realizando en el área.
- » Abrir y cerrar los permisos de trabajo, verificando las actividades que se desarrollarán en el sitio de trabajo.
- » Coordinar el monitoreo del BS&W del crudo tanto de los separadores como de los reboses de los Gun Barrel.
- » Realizar un recorrido por la Batería, para:
 - Verificar la interfase de los Gun Barrel.
 - Verificar el estado de las válvulas manuales ubicadas en líneas de entrada y salida de los Tanques, Separadores, etc.
 - Revisar el pozo alineado al Separador de Prueba si se realiza prueba y de acuerdo al tiempo de prueba programado, liquidarlo y alinear un nuevo pozo.
 - Revisar el estado de los Separadores Generales.
 - Revisar las Bombas de Inyección de química y su funcionamiento.
 - Drenar los Knock Out Drum.

- Verificar el funcionamiento de las Bombas de Transferencia de crudo.
- Verificar el funcionamiento de las Bombas de Inyección de agua y las Bombas de Recirculación.
- Solicitar las muestras de los pozos al Recorredor.

» Actualizar la bitácora.

» Revisar los permisos de trabajo y según sea el caso, abrirlos o cerrarlos.

» Entregar turno e informar las novedades más relevantes de pozos, producción, inyección, etc.

1.10. NORMAS DE SEGURIDAD

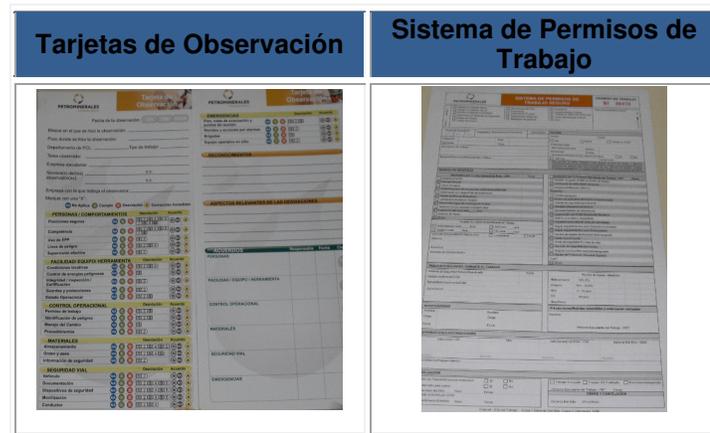
Utilizar los elementos de protección personal de uso obligatorio.



» No fumar ni utilizar elementos electrónicos, como celulares, si no son a prueba de explosión.



» No hacer trabajos sin antes realizar los permisos de trabajo correspondientes.



» Mantener en orden y limpieza las herramientas, equipos e instalaciones.



» No manipular instrumentos de los cuales no se tenga un buen conocimiento, preferiblemente solicitar ayuda del instrumentista.



» En caso de hacer trabajos con químicos, conocer y tener a la mano las fichas de seguridad de los químicos utilizados.

LATNAMERICAN CHEMICAL TREATMENTS LTDA.

L.C. CL. 6670 CLARIFICADOR

SECCION I IDENTIFICACION DEL PRODUCTO

Nombre del químico : L.C. CL. 6670
 Identificación UN : 1307
 Proveedor : LATNAMERICAN CHEMICAL TREATMENTS

SECCION II. PROPIEDADES FISICOQUIMICAS

Aspecto físico:	Líquido, ligeramente azul
Concentración específica (agua=1)	1,04
Densidad relativa del vapor (aer =1)	No aplicable
Punto de ebullición (F)	No aplicable
Punto de fusión (F)	No aplicable
Temperatura de inflamación (F)	No aplicable
Límite de inflamación (F)	No aplicable
Viscosidad@20°C (cP)	No aplicable
Índice de Refracción@20°C	1,228
pH	Soluble en agua
Solubilidad	Estable en condiciones normales
Estabilidad	Alta y baja temperatura
Condiciones a evitar	

SECCION III. INFORMACION DE LA CLASIFICACION

• CLASIFICACION HMIS

SALUD	: 2
IRRADIABILIDAD	: 1
RIESGO FISICO	: 0
PROTECCION PERSONAL	: H

• CLASIFICACION NFPA

SALUD	: 2
IRRADIABILIDAD	: 1
REACTIVIDAD	: 0
RIESGO ESPECIFICO	: NO TIENE

Regula GDS 100 (C), 4 y 9. Form. P. 01/09. S11 - S16. Teléfono: 011 2448 2000. Fax: 011 2448 2001. E-mail: ventas@latnamerican.com.ar
 Todos los derechos reservados. Última actualización: 2011.01.01
 Dirección: Avenida Ocho 27 Sur, B17, Buenos Aires, Argentina

» Cumplir con las reglas fundamentales de seguridad de PETROMINERALES

REGLAS FUNDAMENTALES DE SEGURIDAD

- Se debe diligenciar en caso del estudio técnico de cualquier elemento en obra industrial.
- Antes de iniciar cualquier trabajo se debe realizar el reconocimiento y respectivo estudio de riesgo.
- Se debe solicitar el permiso de trabajo y verificar las condiciones del lugar antes de realizar cualquier tarea.
- Cuando se debe trabajar se debe utilizar fuente de energía e iluminar un espacio.
- Está prohibido el porte de armas o objetos peligrosos y el ingreso de personas que estén bajo el efecto de los alcohol.
- Está prohibido fumar dentro de las instalaciones industriales de la Empresa.
- Ninguna persona puede ingresar a las instalaciones, mantenimiento o a obras de construcción, reparación o mantenimiento industrial si estas se está a prueba de explotación.
- Está prohibido el ingreso de armas de fuego sin autorización de la Empresa, salvo lo fueren autoriza.
- Toda persona que contribuya a mejorar de la Empresa o lo haga dentro de las instalaciones de la Empresa, debe respetar las reglas de seguridad establecidas y tener su respectivo permiso de acceso y poseer la autorización respectiva.
- La investigación, investigación y diagnóstico de incidentes y accidentes es obligatoria.
- Toda persona que a la Empresa debe tener el permiso de ingreso con el correspondiente del área a visitar.
- Está prohibido el ingreso de personas no autorizadas por el control de acceso. Toda su utilización en áreas restringidas se requiere un permiso en debida forma.
- Toda persona dentro de las instalaciones de la Empresa debe poseer su identificación en un lugar visible.

EN CASO DE EMERGENCIA COMUNICAR AL PUESTO DE RESERVA Y SEGUIR INSTRUCCIONES DEL COMANDANTE DE EMERGENCIAS

1.11. SEGURIDAD, SALUD Y MEDIOAMBIENTE (HSE&C)

PETROMINERALES COLOMBIA LTD. realiza todas sus actividades dentro de un esquema de desarrollo sostenible que dá prioridad a la preservación de la salud, la integridad física de las personas y la sociedad en general, así como la protección de los activos y del ambiente.

Petrominerales, lleva a cabo sus actividades con estándares internacionales en salud, seguridad y medio ambiente y con una aproximación preventiva antes que correctiva. Todas las personas trabajando para la Compañía adoptan hábitos que minimizan la exposición a riesgos que amenacen su integridad personal prevalecientes en el entorno de sus actividades.

Los objetivos de HSE&C son:

- Seguridad del personal.
- Cumplimiento de Legislación, cumplir los objetivos de la Compañía.
- Realizar un aseguramiento a la Integridad de las Operaciones.
- Riesgos Identificados, evaluados, controlados.
- Responsabilidad Integral de todo el personal participante en el proyecto.

Se define el Sistema de HSE&C como el conjunto de políticas, objetivos, organización y responsabilidades, recursos, mecanismos de control y mejoramiento, para asegurar que las actividades de la Compañía sean planeadas, realizadas, controladas y dirigidas de tal forma que se alcancen los objetivos del negocio y de HSE&C de la Compañía.

El Departamento de HSE&C es un sistema de administración dinámico, para aplicarse continuamente en todos los estamentos y operaciones de la Compañía. El HSE constituye una herramienta gerencial para atender los retos que en materia de salud ocupacional, seguridad industrial y medio ambiente presentan las operaciones de PETROMINERALES, contempla procesos para la mejora continua que contribuyen a la satisfacción de las partes interesadas.

Para realizar un buen desempeño en HSE&C se tienen en cuenta los siguientes elementos:

1. Liderazgo, responsabilidad y compromiso
2. Entrenamiento, Competencias, Comportamiento.
3. Comunicaciones y Control de Documentos.
4. Gestión con los Contratistas.
5. Diseño y Construcción de Instalaciones.
6. Manejo del Riesgo.
7. Control de Operaciones, Operación y Mantenimiento de Instalaciones.
8. Respuesta a Emergencias.
9. Gestión en Salud Ocupacional.
10. Gestión Ambiental.
11. Operaciones Limpias.
12. Prevención, informe e Investigación de Incidentes.
13. Inspecciones, Auditorías, Monitoreo y Seguimiento del desempeño.

En todas las actividades que se desarrollan en PETROMINERALES se realiza un aseguramiento por medio de elementos como lo son:

- Auditorías e inspecciones de seguridad, ambientales.
- Guía para la administración de procedimientos.

- Normas de bloqueo y etiquetado.
- Norma: modificaciones a proyectos y/o instalaciones.
- Guía de seguridad para la ejecución de trabajos en caliente.
- Guía para trabajar en espacios confinados.
- Norma para manejo de productos químicos.
- Norma de elementos de protección personal.
- Procedimiento para trabajos en alturas (dotación Equipos Adecuados).
- Norma de operaciones limpias.
- Norma de permisos de trabajo.
- Procedimiento reporte e investigación de incidentes.
- Norma de Operaciones Concurrentes (MOPO).
- Calificación del Personal de Transporte de Carretera.
- Manejo de Cargas.
- Horarios Extendidos.
- Materiales.
- Norma de Estado Mecánico Nulo (Aislamiento de Equipos).
- Política Alcohol, Drogas.
- Clasificación de Áreas.
- Señalización.
- Guía para el Manejo de Emergencias (Equipos Emergencia).
- Subcontratación.
- Planeación pre-operación.
- Procedimientos operacionales.

Durante las diferentes fases de vida de las instalaciones: diseño, construcción, operación, mantenimiento y abandono, debe tenerse en cuenta la Política de HSE&C de PETROMINERALES, la cual busca proteger la vida y salud de los operarios, contratistas y terceros, la integridad de las instalaciones y el medio ambiente.

En la etapa de diseño se deben hacer los estudios de operatividad y riesgos ("HAZOPS, SAFOPS") con el fin de identificar riesgos potenciales, hacer la evaluación respectiva e introducir las medidas necesarias para eliminarlos o reducirlos. Dadas las condiciones de operación en las instalaciones, la Estación Corcel cuenta con el sistema de parada de emergencia ESD y con el sistema de detección de incendios TSE. En el caso de los equipos que generan ruido, deben proveerse también las barreras que reduzcan su impacto a niveles tolerables y no causen lesiones al personal que opere dentro de la batería.

En el desarrollo de las operaciones de producción y mantenimiento los riesgos de lesiones al personal deben ser minimizados a puntos razonablemente aceptables para evitar lesiones incapacitantes.

Ante posibles derrames de crudo, debe mantenerse un Plan de Contingencias de la Estación Corcel, asociado con el sistema de control de derrames con que cuenta actualmente.

Uno de los objetivos fundamentales es no tener ni emisiones ni efluentes durante la operación; por lo tanto, el diseño de drenajes y sistema de manejo del gas debe ser consistente con dicho objetivo.

Para el manejo de los residuos sólidos provenientes de la limpieza de tanques y equipos y de la planta de tratamiento e inyección de agua, se deberá contar con un sistema de recolección y cargue con el fin de ser transportados al sistema de manejo de residuos sólidos hacia la planta externa.

En general, se deberán tener en cuenta las regulaciones legales vigentes y las políticas internas de la Compañía.

1.11.1. Asuntos con la Comunidad

La Compañía aplica la política del 'Buen Vecino' y es su voluntad colaborar en el desarrollo de las comunidades dentro del área de influencia, de manera sostenible. Es por eso que tiene acuerdos con las comunidades vecinas en asuntos de empleo a través de contratistas, y la ejecución de proyectos tripartitas a través de la Fundación Vichitumin.

PETROMINERALES COLOMBIA LTD. considera que esta es la mejor estrategia para proteger sus activos: manteniendo buenas relaciones con la comunidad, filosofía que debe respetarse y estar bajo control y seguimiento continuo.

2. SISTEMA DE RECEPCIÓN DE CRUDO



Foto 2.1. Colector General y Prueba Locación A

2.1. OBJETIVO

Recibir los fluidos provenientes de los pozos productores del Campo para encausarlos hacia los respectivos Separadores.

2.2. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO

El sistema principal de recolección de fluidos de los pozos productores está constituido por un distribuidor de producción (manifold) ubicado en Corcel A, el cual consta de dos colectores: uno general que recibe las líneas de 12" de \varnothing provenientes de las locaciones C y D junto con líneas de 6" de \varnothing de los pozos de

Corcel A, y otro de prueba donde se recibe el pozo de cualquiera de las locaciones Corcel A, B, C, D y E, cuyo potencial se desee estimar. Igualmente hay dos manifold adicionales ubicados cada uno en las locaciones C y D con su respectivo colector general y de prueba que permiten direccional el fluido de las plataformas B, C, y D, E, respectivamente, hacia Corcel A.



Foto 2.2. Manifold Locación D



Foto 2.3. Manifold Locación C

El manifold de la locación C permite la llegada de 4 líneas de flujo de 6" de \varnothing de las cuales 3 provienen de los pozos CO-C1, CO-C3, BOA-1 y una (1) línea

disponible. De igual manera al manifold de la locación D cuenta con 5 líneas de flujo de 6" de \varnothing de las cuales 4 provienen de los pozos CO-D1, CO-D2, CO-D3, CO-E1 y una (1) línea disponible. Cada línea de flujo antes de entrar al colector tanto en el C como en el D tiene una válvula de corte y cheque.

El manifold General de la estación Corcel A permite la llegada de 10 líneas de flujo de las cuales dos (2) son de 12" de \varnothing provenientes de los colectores generales de los manifold de las locaciones C y D, ocho (8) líneas de 6" de \varnothing constituidas por: dos (2) líneas provenientes de los colectores de prueba de los manifold de las locaciones C y D, cuatro (4) líneas que reciben la producción de los pozos de la locación A y dos (1) líneas disponibles. Adicional se tiene la facilidad de realizar recirculación por medio de la línea que recibe el fluido del pozo CO-A2.

Cada línea de flujo antes de entrar al manifold, tiene instalado un medidor-indicador de presión (manómetro), una válvula de corte y un cheque, accesorio para toma de muestra, termo-well y punto para inyección de químicos.

El fluido de producción que llega a la línea general de 12" de \varnothing en el manifold de Corcel A deriva el fluido a los separadores trifásicos generales Master I, Master II, y el colector para prueba de pozos de 6" de \varnothing direcciona el fluido al separador de prueba trifásico V100.

El Colector General distribuye el volumen del fluido de un pozo o un grupo de pozos a los separadores generales, dicha línea está provista de una válvula de corte, válvula cheque, accesorio para toma de muestra, puntos para inyección de químicos, y a la entrada de los separadores se tiene válvulas de control, de corte y SDV.

Los separadores generales trifásicos son alimentados con la misma línea general de 12" de \varnothing , por lo cual operan en paralelo y recibirán siempre fluidos del mismo grupo de pozos. Es posible distribuir la carga recibida por cada vasija mediante la manipulación de la válvula de entrada al Separador Master I teniendo en cuenta que la capacidad nominal de cada uno de estos dos equipos es de 60.000 BFPD.

El colector de prueba cuenta con una única línea de flujo de 6" de \varnothing que envía directamente el fluido de producción del pozo a probar, o eventualmente cuando no hay pruebas y es operacionalmente requerido, de un grupo de pozos hacia el separador trifásico de prueba V100 cuya capacidad es de 30.000BFPD.

La línea de flujo del separador de prueba tiene instalada: válvula de corte, válvula cheque, accesorio para toma de muestra, puntos para inyección de químicos, una SDV y válvula de corte.

2.3. VÁLVULAS Y ACCESORIOS

- **Cheques**

- Permiten el flujo en un solo sentido, impiden una inversión de la circulación. La circulación del líquido en el sentido deseado abre la válvula; al pararse o invertirse la circulación, esta se cierra



- **Válvulas de Bola**

- Permiten la circulación directa en la posición abierta y corta el paso cuando se gira la bola 90° cerrando el conducto. Un cierre parcial restringe el flujo del fluido.



<ul style="list-style-type: none"> • Bridas. <ul style="list-style-type: none"> - Su función es la de conectar tramos de tubería o accesorios entre sí. 	
<ul style="list-style-type: none"> • Tubería de 6" de diámetro. <ul style="list-style-type: none"> - Conducen los fluidos de cada pozo al colector deseado. 	
<ul style="list-style-type: none"> • Colector General de 12" de diámetro. <ul style="list-style-type: none"> - Conduce el fluido de un pozo o grupo de pozos hacia los Separadores de Producción General de acuerdo a las necesidades operativas. 	
<ul style="list-style-type: none"> • Colector de Prueba de 6" de diámetro. <ul style="list-style-type: none"> - Derivar la producción de fluido de un pozo o eventualmente grupo de pozos hacia el separador de prueba V-100 	
<ul style="list-style-type: none"> • Conexiones de inyección de Productos Químicos. <ul style="list-style-type: none"> - Constituidos por unión, niples, válvulas de bola e inyector - A través de estas facilidades se inyectan los productos químicos requeridos para facilitar el tratamiento del fluido y llevar a cabo la separación de fases. 	

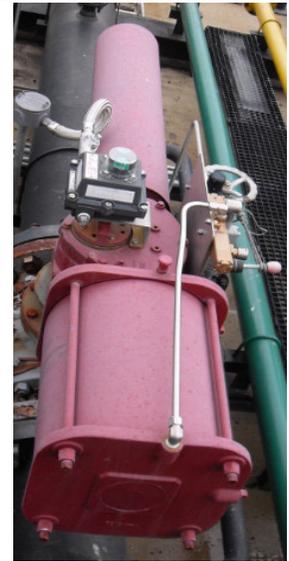
- **Toma muestras.**

- Constituidos por termowell, niples, válvulas de bola, de aguja y un tramo de tubing.
- Estas facilidades permiten la recolección de muestras representativas del fluido que pasa por la línea.



- **SDV (Shut Down valve).**

- Válvula automática de corte operada neumáticamente, protege el separador de presiones y/o niveles operativos inadecuados mediante su cierre.
- En el V-100 cierra por alto nivel al 70% de la mezcla y por alta presión a 45 psi.
- En el Master I cierra por alto nivel al 70% y por alta presión a 45 psi.
- En el Master II cierra por alto nivel al 70% y por alta presión a 45 psi.



- **Manómetros.**

- Miden e indican la presión del fluido en el lugar o facilidad donde se encuentren instalados a base de un tubo Burdon.



- **Termómetros Bimetálicos.**

- Miden e indican la temperatura del fluido en el lugar o facilidad donde se encuentren instalados basados en el coeficiente de dilatación de dos metales distintos ubicados en el interior de su bulbo.



2.4. PROBLEMAS Y SOLUCIONES EN EL SISTEMA DE RECEPCIÓN DE CRUDO

PROBLEMAS	CAUSAS	EFECTOS	ACCIONES
Rotura de línea de entrada o salida de colector del Manifold	<ul style="list-style-type: none"> » Desgaste de material por uso, corrosión o inadecuado mantenimiento. » Sobre-presión en la línea por mala operación. 	Pérdidas de producción a causa de la sacada de línea de uno ó varios pozos.	<ul style="list-style-type: none"> » Si la fuga es del pozo al Manifold, sacar el pozo de producción y cerrar la válvula manual de entrada al Múltiple. » Si el daño es en el Colector ó entre éste y el Separador, distribuir la carga hacia los otros Colectores. » Informar al Supervisor para que tome los correctivos que sean necesarios.
Válvula Cheque en mal estado.	<ul style="list-style-type: none"> » Cheque pegado por incrustaciones. » Desgaste del material (lengüeta o asiento) por uso o corrosión. » Obstrucción de la lengüeta. 	» Disminución de la producción por devolución del fluido a los pozos.	» Informar al Supervisor para que tome los correctivos necesarios.
Funcionamiento inadecuado de las Válvulas de Corte.	<ul style="list-style-type: none"> » Desgaste de material por uso, corrosión o inadecuado mantenimiento. » Acumulación de incrustaciones en la válvula, provocando mal sello. 	<ul style="list-style-type: none"> » Dirección inadecuada del flujo. » La prueba individual de pozo no corresponde a lo real. 	Informar al Supervisor para que tome los correctivos necesarios.

3. SISTEMA DE INYECCIÓN DE QUÍMICOS



Foto 3.1. Inyección de Químicos

3.1. OBJETIVO

Adicionar los químicos necesarios a los fluidos provenientes de los pozos con el fin de ayudar en el tratamiento de éstos dentro de las equipos de La estación Corcel para que permitan finalmente obtener petróleo para la venta bajo condiciones establecidos por el MM&E y agua con los parámetros requeridos para su disposición.

3.2. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO

El sistema de inyección de químicos de La estación Corcel está diseñado para suministrar once (11) clases de químicos para el tratamiento del crudo y del agua

asociada que se utiliza en el proceso de inyección y vertimiento al río.

Para el tratamiento del crudo se aplican: *Rompedor Directo y Rompedor Inverso*; los cuales tienen como función neutralizar la acción de los emulsificantes presentes y así desestabilizar y romper la emulsión; de igual forma se aplica *Antiespumante*, que proporciona un control rápido y eficiente de la espuma formada en el crudo principalmente por cuestión de instrumentación ya que la presencia de espuma no permite la definición de la interfase y enmascara el funcionamiento de las sondas y dispositivos de control, generando fallas en el sistema; un *Dispersante de Parafina* que impide la adhesión y el crecimiento del depósito de parafinas en las líneas y equipos de producción.

Para el tratamiento químico del agua asociada se utiliza un *Clarificador* el cual se encarga de ayudar a separar las partículas de crudo inmersas en el agua; un *inhibidor de corrosión* que evita el deterioro de la tubería; un *Polímero – Floculante* que permite que las partículas coloidales cambien de carga y se agrupen (actúa como coagulante); un *Secuestrante de Oxígeno* que reduce la concentración de oxígeno en el agua de inyección; un *Peróxido* el cual oxida los fenoles contenidos en el agua.

El sistema utiliza tanques de almacenamiento para cada producto químico y bombas eléctricas dosificadoras de pistón que permiten graduar la rata de inyección en galones por día (GPD) de químico deseado, de acuerdo a las características y al volumen de fluido a tratar en diferentes puntos del proceso de tratamiento del fluido (cabeza pozo, manifold, separadores, skimming tank y filtros). El producto depositado en los tanques de almacenamiento lo succiona la bomba y lo lleva a los puntos de inyección.

3.3. PROPIEDADES FÍSICO-QUÍMICAS DE LOS PRODUCTOS QUÍMICOS

- **ROMPEDOR DIRECTO**

Características	Especificación
Apariencia	Líquido
Color	Ámbar
Gravedad específica aprox. @25 °C	0,89 – 0,95
PH@ 25 °C	4,0 – 6,0
Solubilidad en agua (%peso)	Insoluble
Solubilidad en HC	100 %

- **ANTIESPUMANTE**

Características	Especificación
Apariencia	Líquido
Color	Amarillo pálido
Gravedad específica aprox.@ 25 °C	0,82 – 0,88
PH @25 °C	N/D
Solubilidad en agua (%peso)	Insoluble
Solubilidad en HC	100 %
Punto de inflamación	≥140 °F

- **ROMPEDOR INVERSO**

Características	Especificación
Apariencia	Líquido
Color	Blanco azulado
Gravedad específica aprox. @25 °C	1,0 – 1,1
PH@ 25 °C	1,7 – 2,1 al 100%
Solubilidad en agua (%peso)	100%
Solubilidad en HC	NA

- **DISPERSANTE DE PARAFINAS**

Características	Especificación
Apariencia	Líquido
Color	Amarillo Ámbar
Gravedad específica aprox. @25°C	0,83 – 0,89
PH@ 25°C	3,4 – 4,0 al 1%
Solubilidad en agua (%peso)	Insoluble
Solubilidad en HC	100 %
Punto de inflamación	≥90°F

- **CLARIFICADOR**

Características	Especificación
Apariencia	Líquido
Color	Amarillo
Gravedad específica aprox.@ 25°C	1,15 – 1,23
Viscosidad Brookfield aprox. @25°C (aguja 1,60 rpm) Cp	10 – 120
Índice de refracción aprox. @25°C	1,39 – 1,41
Flash point (T°C)	Mayor que 93,3
Solubilidad en Agua	100%
pH (5% P/V) @ 25°C	4,5 – 6,7

- **INHIBIDOR DE CORROSIÓN**

Características	Especificación
Apariencia	Líquido
Color	Marrón oscuro
Gravedad específica aprox. @ 25 °C	0,93 – 0,97
Viscosidad Brookfield aprox. @25 °C (aguja 1,60 rpm) Cp	2,50 – 30
Índice de refracción aprox. @25 °C	1,4800 – 1,4970
Solubilidad en Agua	100%
PH (5% P/V) @ 25 °C	5,5 – 6,5

- **POLIMERO – FLOCULANTE**

Características	Especificación
Apariencia	Polvo granular
Color	Blanco
Densidad en bruto kg/m ³	835 +/-50
PH al 0,5%	5,0 – 7,0
Solubilidad en Agua	100%
Viscosidad Cp	-
0,10%	180
0,25%	350
0,50%	700

- **SECUESTRANTE DE OXÍGENO**

Características	Especificación
Apariencia	Líquido
Color	Ligeramente amarillo
Gravedad especifica aprox.@ 25 °C	0,986 – 1,398
Viscosidad 20 °C Cp	2,0 – 15,2
Índice de refracción aprox. 25 °C	1,3410 – 1,3715
pH @ 25 °C	3,0 – 6,5
Solubilidad en agua	100%

3.4. DESCRIPCIÓN DE LOS COMPONENTES DEL SISTEMA

La aplicación de químicos para la deshidratación de crudo se efectúa por medio de bombas dosificadoras tipo pistón marca SIDEWINDER, con un diámetro de pistón 1/2". Las bombas dosificadoras de químicos pueden ajustarse o graduarse para obtener la dosificación (1 a 72 GPD) y presión (20 a 1000psig) deseadas, es decir, se pueden obtener diferentes ratas de inyección y/o presiones, de acuerdo a las características físicas y de flujo del crudo a tratar. La estación cuenta con trece (13) bombas eléctricas de pistón de inyección de químicos.

<ul style="list-style-type: none"> • Bomba SIDEWINDER <ul style="list-style-type: none"> - Pistón 1/2" - Dosificación: 1- 72 GPD - Presión: 20 – 1000 PSI 	
<ul style="list-style-type: none"> • Inyección Tubing <ul style="list-style-type: none"> - Diámetro 3/4". <p>Se utiliza para conducir el producto químico hasta los puntos de inyección.</p> 	
<ul style="list-style-type: none"> • Cheque en la Descarga de 3/4". <p>Su función principal es evitar que se devuelva el fluido del punto de inyección hacia la bomba.</p> 	
<ul style="list-style-type: none"> • Tanques Aforados (250 Gal) <p>Cada tanque almacena en forma segura los productos químicos utilizados para el tratamiento químico en la batería.</p> 	
<ul style="list-style-type: none"> • Fichas de Seguridad <p>Todo recipiente que contenga producto químico debe tener su ficha de seguridad la cual nos indica el riesgo del producto y que hacer en caso de emergencia</p> 	

3.5. PROBLEMAS Y SOLUCIONES EN EL SISTEMAS DE INYECCIÓN DE QUÍMICOS

PROBLEMAS	CAUSAS	EFFECTOS	ACCIONES
Alta cantidad de químico inyectado.	» Alta velocidad de la bomba de inyección.	» Crudo fuera de especificaciones y agua con baja calidad. » Sobredosificación de los productos químicos inyectados.	» Informar al personal de la empresa química para que revise la dosificación de las bombas de inyección. » Verificar el funcionamiento de las bombas de inyección y de acuerdo a ésta informar al instrumentista para su revisión.
Baja cantidad de químico inyectado.	» Baja velocidad de la bomba de inyección. » Pistón o empaques de las bombas en mal estado.	Crudo fuera de especificaciones y agua con baja calidad.	» Informar al personal de la empresa química para que revise la dosificación de las bombas de inyección. » Verificar el funcionamiento de las bombas de inyección y de acuerdo a ésta informar al instrumentista para su revisión.
Baja presión de descarga de la bomba.	» Aumento de presión en la tubería donde se inyecta el químico. » Posible daño en la bomba. » Bomba no está inyectando.	Crudo fuera de especificaciones y agua con baja calidad.	» Revisar la línea de descarga de la bomba de inyección y según sea el caso informar al instrumentista para su reparación o cambio. » Verificar el funcionamiento de las bombas de inyección y de acuerdo a ésta informar al instrumentista para su reparación.
Baja calidad de químico.	» Cambio de las condiciones de operación (aumento en la producción). » Tratamiento deficiente (mala calidad del producto inyectado).	Crudo fuera de especificaciones y agua con baja calidad.	» Informar al personal de la empresa química para que verifiquen que la calidad y cantidad de químico inyectado es suficiente.

4. SISTEMA DE SEPARACIÓN



Foto 4.1. Separadores de Producción

4.1. OBJETIVO

Separar los fluidos provenientes de los pozos de producción que entran a la Estación, en sus respectivas fases (gas, agua, crudo y sólidos), dependiendo de sus características y del Separador utilizado.

4.2. INFORMACIÓN TÉCNICA

La separación es una operación que se realiza con el propósito de segregar los fluidos provenientes de los pozos: gas, agua, sólidos y crudo libres unos de otros; permitir la medición de dichos fluidos que componen la corriente de producción por pozo (función desarrollada por el separador de prueba) y asegurar que el petróleo se libere del gas y del agua emulsionada. Esta es una tarea de todo

separador conocida como método mecánico de rompimiento o eliminación de emulsiones.

En el proceso de segregación el factor principal que ayuda a la separación de fluidos es la gravedad, aprovechando la diferencia de densidades de los fluidos que lo conforman. Sin embargo, la fuerza de gravedad a solas, es un método ineficiente de separación. Un separador que funcione solamente por el principio de la gravedad tendría dimensiones muy grandes para lograr la misma eficiencia que en un separador dotado internamente con elementos tales como: platina de impacto, demister, platinas divisoras localizadas a diferentes niveles de altura que logren optimizar dicho proceso.

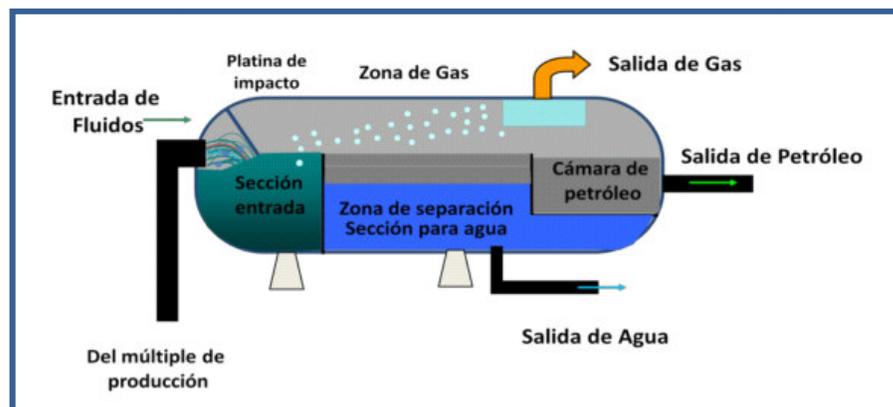


Figura 4.1. Esquema de un Separador Trifásico Horizontal

Los separadores son recipientes cerrados, en el caso de Campo Corcel, utilizados para separar mecánicamente la mezcla de hidrocarburos en sus diferentes fases a una determinada presión y temperatura.

El separador horizontal está constituido por un cuerpo cilíndrico con conexiones de entrada de fluido, salidas de agua, crudo y gas, accesorios para el control automático del nivel de fluido y elementos de seguridad.

4.2.1. Factores que Intervienen en la Separación

La separación de las fases depende de diversos factores como:

- a) Tiempo de residencia en el equipo.
- b) Densidad y viscosidad de los fluidos, que a su vez dependen fuertemente de la temperatura de operación.
- e) Velocidad del gas en el equipo.
- f) Presión de operación.
- g) Químicos

La siguiente es la definición e importancia de algunos de estos factores:

a) Tiempo de Residencia

El tiempo de retención es el lapso de tiempo que permanece el fluido dentro del separador para que se aisle la fase líquida y gaseosa. Se calcula dividiendo el Volumen Nominal del recipiente sobre el Volumen de Manejo o Capacidad.

Para garantizar un **tiempo de residencia adecuado** para cada una de las fases líquidas (petróleo y agua), se calcula el volumen necesario del separador, considerando los caudales de cada fase que se pretende separar. Quedan así determinados los niveles normales de cada fase líquida dentro del recipiente. Estos niveles se controlan mediante válvulas de control de nivel. En el caso del nivel de petróleo, este se encuentra a la altura del baffle, ya que rebalsa por encima del mismo hacia el bolsillo de petróleo. En el caso del nivel de agua, por ser ésta la fase más pesada de las tres, se **debe controlar la altura de la interfase petróleo-agua.**

b) Densidad y viscosidad de los fluidos, que a su vez dependen fuertemente de la temperatura de operación

La eficiencia de separación depende de las densidades del gas y del líquido. Un separador que opere a temperatura, presión y composición de flujo constante, tiene una capacidad de gas proporcional a la raíz cuadrada de la diferencia de densidades de líquido y gas, dividido por la densidad de gas ($\sqrt{(\rho_L - \rho_g) \div \rho_g}$).

La capacidad volumétrica de los separadores suponen separación por gravedad de gotas mayores de doscientas micras en la sección de separación secundaria, gotas más pequeñas se remueven en el extractor de niebla.

La temperatura afecta la capacidad del separador a medida que afecta los volúmenes reales de flujo y las densidades del gas y del líquido. El efecto neto de un aumento de la temperatura de separación produce una disminución de la capacidad del separador.

c) Velocidad de gas

La máxima velocidad del gas para la separación de las partículas líquidas de ciertos diámetros se basa en las propiedades de los fluidos del líquido y el gas.

Cuando estas dos fuerzas son iguales la partícula caerá a velocidad constante llamada velocidad de asentamiento. Cuando las partículas que caen son pequeñas, ellas alcanzan rápidamente su velocidad de asentamiento y estas velocidades se usan para determinar el tiempo necesario para que una partícula que cae recorra una distancia dada.

d) Presión

La presión de operación del separador depende de la presión de flujo y de las cantidades relativas de crudo y gas. A mayor presión se envía más gas en solución hacia las botas de gas y menos hacia el scrubber; a menor presión de operación se libera más gas en el separador y se envía menos a las botas.

En todos casos, para garantizar una **presión de operación adecuada**, se establece un control de presión con una válvula de control en la línea de salida de gas. En los casos en que los pozos no posean gas, la presión se mantiene con un sistema de gas de “blanketing”. Este sistema de blanketing consta de una válvula autorreguladora ajustada a la presión correspondiente.

4.3. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO

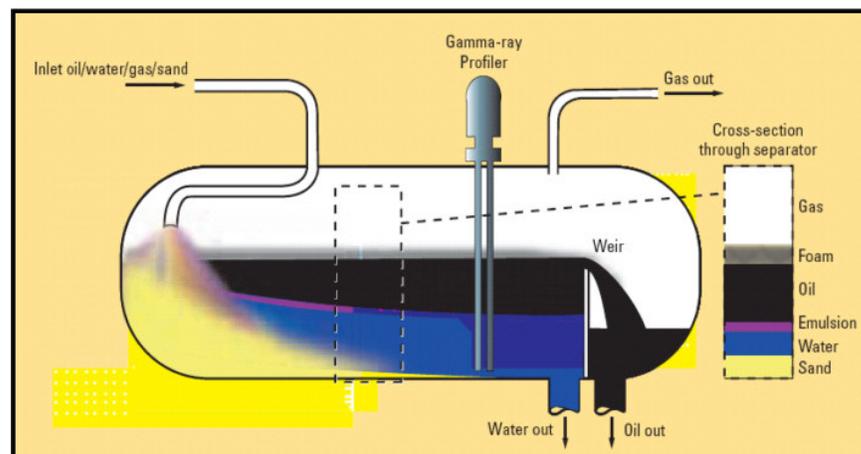


Figura 4.2. Distribución de los fluidos en el Separador

El sistema de separación de la Estación Corcel, cuenta con dos (2) separadores generales horizontales trifásicos (Master I, Master II) y un (1) separador de pruebas horizontal trifásico (V100).

Los separadores de producción general operan en paralelo de tal forma que reciben simultáneamente la producción proveniente de un mismo conjunto de pozos debido a que comparten la misma línea de entrada. El separador de prueba tiene su entrada independiente y recibe la producción de un solo pozo o un grupo de pozos.

Características	Sep. General Master I	Sep. General Master II	Sep. Prueba V100
Flujo líquido (BFPD)	45.000	60.000	30.000
Presión de diseño (PSIG)	130	135	135
Temperatura de diseño (°F)	250	250	250
Tipo	Soldado horiz.	Soldado horiz.	Soldado horiz.
Dimensiones (ø x H) (pulg*pies)	120" x 60'	144" x 60'	102" x 48'

Tabla 4.1. Dimensiones y capacidad de los Separador

4.3.1. Separadores Generales



Foto 4.2. Separadores de Producción General

Los Separadores horizontales trifásicos, reciben la producción de los pozos que entran a la Estación por el Manifold (múltiple). Inicialmente, el fluido entra a los separadores y choca con una platina de impacto provocando una separación

parcial entre la fase gaseosa y la líquida. Por la parte superior circula el gas separado, fluyendo a través de la zona de coalescencia y por un eliminador de neblina (Demister) para retirarle el líquido presente y finalmente salir hacia un Scrubber a través de la válvula automática que es accionada por un controlador de presión.

Por la parte inferior el agua y el crudo se decantan. El agua, debido a su densidad, queda en la parte inferior y sale del Separador hacia los Skimming Tank por medio de una válvula automática que actúa de acuerdo al transmisor de una sonda de nivel de fluido. El crudo por su parte flota sobre el agua y rebosa al compartimento de crudo y sale hacia la Bota de Gas de los Gun Barrel, por medio de otra válvula automática que actúa de acuerdo a la señal del transmisor de nivel de crudo. Los sólidos son drenados semanalmente hacia la caja API de los tanques de almacenamiento.

El crudo sale por la línea de 8" de \varnothing del separador general Master II, pasa a través de una válvula de corte, la línea se reduce a 6" de \varnothing , pasa luego por un medidor másico tipo Coriolis (ME) y una válvula de control (LCV); tanto aguas arriba y aguas abajo encontramos válvulas de corte junto con un Bypass con una válvula de globo y finalmente una válvula cheque. La línea de flujo descarga a una línea principal de 10" de \varnothing ; de la cual se desprenden dos (2) líneas de 8" de \varnothing que alimentan directamente las botas de los Gun Barrel GB-101 y GB-201 D.

El crudo proveniente del separador general Master I de igual manera sale por una línea de 8" de \varnothing y tiene la misma instrumentación del separador general Master II, con la única diferencia es que esta línea no cuenta con el medidor másico tipo coriolis.

El gas en ambos separadores es llevado por una línea de flujo de 4"de Ø y pasa a través de un medidor tipo Daniel, una válvula de corte y una válvula de control de presión (PCV); tanto aguas arriba y aguas abajo encontramos válvulas de corte respectivamente, adicional se tiene un Bypass con su válvula; la línea lleva el gas hacia el scrubber.

El agua segregada sale del separador Master II por la parte inferior mediante una línea de 10"de Ø pasa por una válvula de corte, un transmisor de flujo electrónico de agua (ABB), una válvula de control de nivel (LCV), tanto aguas arriba y aguas abajo encontramos válvulas de corte, adicionalmente se tiene un Bypass con un válvula de globo y finalmente una válvula cheque. Esta línea de flujo se une a la línea principal de 12"de Ø la cual se derivan dos líneas; una de 6"de Ø que alimenta a los skimmingtank 1, 2 y 3 simultáneamente, y otra línea de 10"de Ø que alimenta al skimmingtank 4. Se cuenta con la facilidad de una línea de 8"de Ø que sale de la línea principal y transporta el agua directamente de los separadores a las piscinas de recibo para realizar su respectivo tratamiento esto en caso que la operación lo amerite.

El agua proveniente del separador general Master I de igual manera sale por una línea de 10"de Ø y tiene la misma instrumentación del separador general Master II, con la única diferencia es que esta línea no cuenta con el medidor electromagnético.

Estos separadores tienen dos válvulas de seguridad (PSV) cada uno, de accionamiento mecánico que actúan en cascada cuando la presión está por encima de la de operación, el flujo de gas liberado es dirigido la línea de flujo de producción de gas. Aguas arriba de la PSV se tiene una válvula de corte de 3"de

Ø y aguas abajo una válvula de 4" de Ø, adicionalmente se tiene un bypass de 3" de Ø con una válvula de corte.

Los tres separadores (Master I, Master II y V100) cuentan con switches de nivel que se encargan, de activar los dispositivos de Shutdown y a su vez de enviar señales de alarma por alto y bajo nivel al PLC avisándole al Operador para que tome los correctivos necesarios.

Los dispositivos de control anteriormente nombrados, así como la válvula seguridad y los equipos de shutdown, con que adicionalmente cuentan los separadores operan de la siguiente manera:

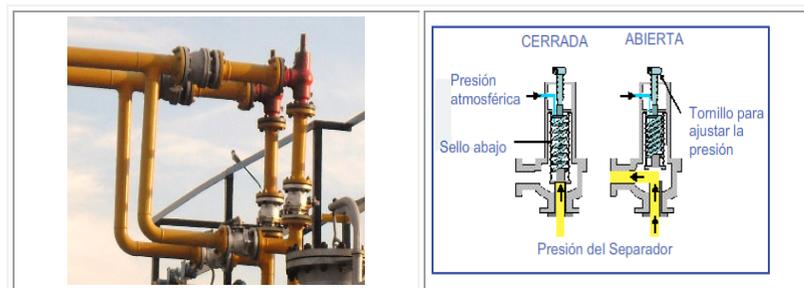
- **Válvulas automáticas controladoras de nivel (LCV):** se encuentran instaladas en las líneas de salida de líquido (agua y crudo) de los tres Separadores para controlar el paso a través de una señal enviada por el transmisor de nivel correspondiente (nivel de agua y nivel de crudo), que hace que la válvula se abra o se cierre según la señal, es decir, si el nivel tomado es mayor al setting, la válvula se abre permitiendo la salida de fluido y por ende la disminución del nivel, y si el nivel tomado es menor al setting, la válvula se cierra recuperando el nivel de fluido.



- **Válvula Controladora de Presión (PCV):** ubicadas en la línea de salida de gas de los tres Separadores. Su función es mantener la presión de operación del sistema (separador y línea) en un valor establecido, mediante una señal enviada por el transmisor de presión de acuerdo a la presión tomada del separador.

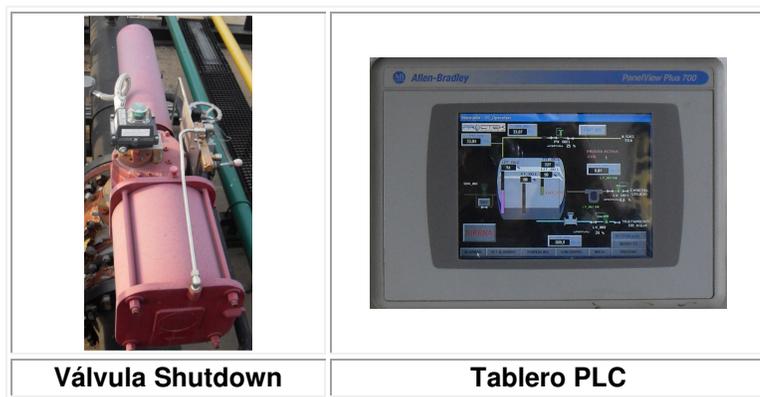


- **Válvulas de Seguridad (PSV):** son dos y están situadas en la parte superior de los tres Separadores, actúan en cascada a presiones por encima de la de operación, es decir, cuando la presión en el Separador es mayor a la presión de accionamiento de la primera válvula (50 psi), ésta se abre y permite el alivio de presión. Si no es suficiente la apertura de esta válvula y sigue elevándose la presión y alcanza la presión de accionamiento de la siguiente válvula (55 psi), ésta se abre contribuyendo con el alivio de presión hasta que se resuelva el inconveniente, ya que las dos válvulas se cierran automáticamente cuando se restablece la presión de operación.

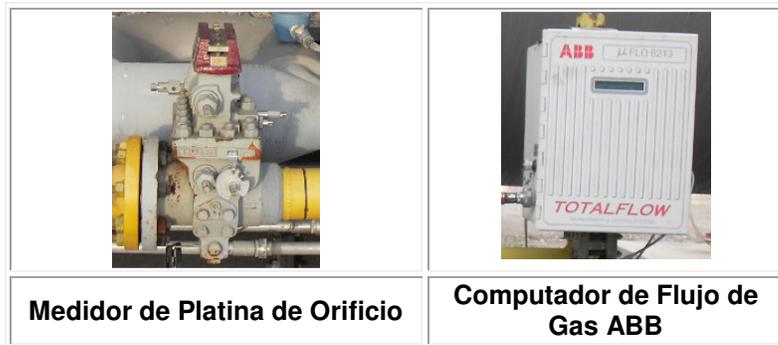


- **Válvulas de Shutdown (SDV):** tienen como propósito detectar condiciones anormales en el funcionamiento de los Separadores (Mater II y V100) para prevenir eventos no deseados como por ejemplo, flujo de gas por la línea de líquido o de líquido por la línea de gas. Para esto cuentan con switches de nivel (por alto nivel) y de presión (por alta presión), que se encargan de controlar la válvula automática de Shutdown que está a la entrada de fluido del Separador, con el fin de evitar daños en éstos por excesos de fluido y/o presión; ya que cuando son muy altos, estos switches cierran la válvula y da un aviso sonoro al Operador para que solucione el inconveniente. Así mismo, se cuenta con un switch neumático por bajo nivel, que protege estas vasijas de insuficiencias de fluido, llevando la válvula automática de salida de fluido a la posición cerrada hasta que se recupere el nivel.

Los equipos de Shutdown además de activarse automáticamente, se pueden activar de forma manual desde el tablero PLC ubicado en la Sala de Control, cuando el Operador lo crea conveniente y sea previamente consultado con el Supervisor de la Estación.



- **Medidor de Platina de Orificio:** ubicado en la línea de salida de gas de los Separadores (Mater II y V100), consta de un platina de acero circular con un orificio en el centro (de diferentes diámetros de acuerdo al pozo que se pone en prueba), la cual, al introducirla dentro del medidor y al hacer pasar el gas por ésta, genera una diferencia de presión la cual es registrada por un medidor de flujo electrónico (ABB) que se encarga de calcular y registrar la cantidad de gas producido por el pozo que está en prueba.



- **Registrador de Presión:** este instrumento es complementario al medidor de platina de orificio, ya que se encarga de registrar en una carta, la presión diferencial y la presión estática enviada por el medidor mediante una señal neumática, que es captada y transformada por una serie de dispositivos encargados de accionar las dos plumillas de impresión.



- **Medidor Tipo Coriolis:** consta de un dispositivo electrónico y un tubo en “U” colocado en la línea de líquido a la salida de aceite en los Separadores (Mater II y V100). Cuando, el fluido pasa a través del tubo, se genera una fuerza coriolis directamente proporcional a la masa de la rata de flujo del fluido, la magnitud de esta fuerza y la frecuencia de oscilación del tubo, son enviadas mediante un transmisor al dispositivo electrónico que se encarga de calcular y proporcionar el volumen de fluido que ha pasado por el medidor.



4.3.2. Separador de Prueba



Foto 4.3. Separador de prueba

El fluido del pozo que se pone en prueba, es dirigido a través del Colector de prueba al Separador trifásico de prueba (V100), el cual por medio de varios dispositivos, permite realizar las mediciones dinámicas de la cantidad de agua, crudo y gas producido en un periodo de tiempo dado.

Inicialmente el fluido entra y choca con una platina de impacto provocando una separación parcial entre la fase gaseosa y la líquida. Por la parte superior circula el gas separado, fluyendo a través de la zona de coalescencia y del eliminador de neblina (Demister) para retirarle el líquido presente y finalmente salir hacia el Scrubber a través de la válvula automática que es accionada por el controlador de presión, pasando previamente por el medidor de platina de orificio instalado en una línea de 4" de \varnothing . Por la parte inferior el agua y el crudo se decantan, el agua debido a su densidad queda en la parte inferior y sale del Separador por la válvula automática que actúa de acuerdo al transmisor de nivel, pasando antes por el transmisor de flujo de agua (ME) instalado en una línea de 8" de \varnothing ; el agua es direccionada hacia los tanques de 500 bls (25 y 26) en operación de prueba por una línea de 6" de \varnothing , donde se realizan las mediciones estáticas requeridas, para luego compararlas con las mediciones dinámicas ó hacia los skimming tank en operación normal por una línea de 6" de \varnothing .

El crudo por su parte flota sobre el agua, rebosa en un bolsillo y sale del separador por la válvula automática que actúa de acuerdo al transmisor de nivel pero pasando antes por el medidor másico tipo Coriolis instalado en una línea de 6" de \varnothing ; el crudo luego se dirige hacia los tanques Tk4 al Tk 12 de 500 bls en operación de prueba por una línea de 6" de \varnothing , para realizar la respectiva fiscalización y compararlas con las mediciones dinámicas y así determinar el potencial real del pozo, ó en operación normal el crudo es direccionado a la bota de gas de los Gun Barrel (GB-102 y GB-201D) por medio de una línea de 10" de \varnothing .

4.3.3. Tanques Horizontales de Prueba

El crudo y el agua que salen del Separador de Prueba, entran a los tanque horizontales de 500 bls (Tk 4 al Tk 19, Tk 25 y Tk 26) por la parte superior y se almacenan por un periodo de tiempo razonable, en el que el fluido alcanza las condiciones de estabilidad necesarias para realizar las mediciones estáticas de nivel y temperatura, que en conjunto con las tablas de aforo del tanque, permiten determinar la cantidad de fluido producido por el pozo.



4.4. PRUEBA DE POZOS

La prueba de pozos de producción se lleva a cabo con los objetivos de:

- a. Conocer cuantitativamente la producción de petróleo, agua y gas, de esta manera evaluar el pozo y llevar un ajustado control del potencial de producción de los pozos.
- b. Satisfacer las disposiciones exigidas por el Ministerio de Minas y Energía, en lo que a fiscalización se refiere.

- c. Realizar seguimiento de caída de presión y evaluar el comportamiento del pozo durante su producción.
- d. Llevar un historial de cada pozo y así detectar las caídas de su producción, sus posibles causas y establecer una programación de trabajo de cada pozo con el propósito de mantener su potencial de producción.

4.5. PROBLEMAS Y SOLUCIONES EN EL SISTEMA DE SEPARACIÓN

PROBLEMAS	CAUSAS	EFFECTOS	ACCIONES
Espumas	<ul style="list-style-type: none"> » Crudo pesado sin dosificación suficiente de antiespumante. » Turbulencia en el separador. 	<ul style="list-style-type: none"> » Problema en los controladores de nivel ya que la espuma puede afectar el control de la interfase gas-aceite. » Reducción del volumen de la capacidad del separador ya que ocupa espacio que corresponde al crudo ó al gas. » Reducción de la eficiencia ya que disminuye la separación gas-líquido y origina que parte del gas sea arrastrado en la descarga del líquido del separador. 	<p>Identificar los pozos de crudo pesado e inyectar dosificación suficiente de antiespumante.</p>
Parafinas	<p>Baja temperatura del fluido a tratar</p>	<ul style="list-style-type: none"> » Problemas en los controladores de nivel. » Acumulación de parafinas en laminas coalescentes. » Taponamiento en las líneas de flujo, medidores. 	<ul style="list-style-type: none"> » Mantener una temperatura elevada en el equipo. » Inyección de dispersante de parafina en el manifold de producción.

Arenas	El fluido contenga sedimentos.	<ul style="list-style-type: none"> » Abrasión en las líneas de descarga del separador. » Taponamiento en las salidas o descargas del líquido. » Acumulación de arena en el fondo del separador. » Problemas en los controladores de nivel. 	<ul style="list-style-type: none"> » Drenar periódicamente el separador. » Programar anualmente limpieza interna del equipo. » Realizar mantenimiento periódico de los instrumentos de control.
Emulsiones	Mala calidad del agua y crudo.	<ul style="list-style-type: none"> » Disminuye la eficiencia en el separador. » Crudo fuera de especificaciones en los GunBarrel. 	<ul style="list-style-type: none"> » Toma de muestras en manifold para detectar el fluido que presenta la emulsión. » Revisión y ajuste de la dosificación de los productos químicos.
Arrastre de líquido en la fase gaseosa	<ul style="list-style-type: none"> » Baja presión en el equipo. » Alto nivel del fluido. » Presencia de espuma. 	<ul style="list-style-type: none"> » Taponamiento en la línea de descarga del gas. » Alta turbulencia. » Contaminación en el área de la tea. 	<ul style="list-style-type: none"> » Monitoreo continuo de las variables de proceso del separador. » Dosificación suficiente de antiespumante. » Mantener niveles bajo en los K.O.Drum y en el scrubber.
Arrastre de gas en la fase líquida	<ul style="list-style-type: none"> » Alta presión en el equipo. » Bajo nivel de el bolsillo de crudo. » Presencia de espuma. 	<ul style="list-style-type: none"> » Presencia de espuma en la descarga de líquido » Bajo tiempo de residencia del crudo. » Daño en la válvula de descarga del crudo. » Daño en el transmisor de nivel. 	<ul style="list-style-type: none"> » Monitoreo continuo de las variables de proceso del separador. » Controlar manualmente el nivel en el bolsillo de crudo.

<p>Alta presión en el separador.</p>	<p>» Problemas en los transmisores o en la válvula automática de control de presión.</p> <p>» Alta presión en la línea de entrada desde el manifold.</p>	<p>» Cierre de la válvula de Shutdown.</p> <p>» Represamiento aguas arriba del separador.</p> <p>» Disparo de la válvula de seguridad.</p>	<p>» Sacar los pozos que se encuentren fluyendo en este equipo.</p> <p>» Revisar las variables de proceso del equipo e identificar la causa.</p>
<p>Baja presión en el separador.</p>	<p>» Problemas en los transmisores o en la válvula automática de control de presión.</p> <p>» Falla en el suministro de aire o energía de los instrumentos de control.</p>	<p>Sobre llenado del equipo y arrastres de líquido por la línea de gas.</p>	<p>» Controlar manualmente el equipo cerrando la válvula de salida de gas.</p> <p>» Abrir los bypass de las salidas de crudo y agua.</p>
<p>Alto nivel de fluido en el separador.</p>	<p>» Problemas en los transmisores o en la válvula automática de control de nivel.</p> <p>» Baja presión en el equipo por problemas en los transmisores o válvula de control.</p>	<p>» Atascamiento.</p> <p>» Separación inadecuada de las fases (líquido y gas).</p> <p>» Arrastre de líquido por la línea de gas</p>	<p>En caso de atascamiento, by-pasear las válvulas automáticas de control de salida (agua-crudo), operando manualmente el separador hasta que se estabilice el nivel y avisar al Instrumentista del inconveniente para la revisión de dispositivos de control del equipo.</p>

<p>Bajo nivel de fluido en el separador.</p>	<p>» Problemas en los transmisores o en la válvula automática de control de nivel.</p> <p>» Válvulas manuales de drenaje abierta.</p>	<p>» Separación inadecuada de las fases (líquido y gas).</p> <p>» Presencia de flujo de gas por la línea de drenaje y/o línea de salida de crudo.</p>	<p>» En caso de bajo nivel, verificar que la válvula automática de salida de fluidos este funcionando correctamente, de lo contrario operar el separador manualmente cerrando la válvula manual ubicada antes de la automática, llamar al Instrumentista y monitorear el nivel por medio del visor hasta que se resuelva el problema.</p> <p>» Si hay bajo nivel y la válvula automática está funcionando adecuadamente, revisar que las válvulas de drenaje estén cerradas.</p>
--	---	---	--

5. SISTEMA DE DESHIDRATACIÓN DE CRUDO



Foto 5.1. Gun Barrel

5.1. OBJETIVO

Brindar las condiciones necesarias para que productos como el gas y especialmente el agua presentes en el crudo continúen separándose de éste, permitiendo así, que el crudo se envíe con las especificaciones requeridas ($BSW < 0,5\%$ y salinidad < 20 Ptb) al tanque de venta.

5.2. INFORMACIÓN TÉCNICA

El proceso al cual se somete el crudo para removerle el agua se conoce con el nombre de Deshidratación, el cual consiste en remover el agua libre y romper las

emulsiones de agua y crudo con el fin de obtener un crudo limpio retirándole el agua presente.

El Gun Barrel es un recipiente comúnmente llamado tanque de lavado y soporta su principio de operación en el fenómeno de coalescencia y fuerza de gravedad; cuenta con un distribuidor interno tipo araña que dirige la corriente de entrada hacia el fondo con el objetivo de esparcir la emulsión lo más finamente posible y obligar su paso a través de la zona de agua de lavado (colchón de agua), esto con el fin de aumentar el área de contacto entre el agua de lavado y la emulsión, favoreciendo así la coalescencia de las partículas de agua. La turbulencia creada facilita la separación de las gotas de crudo del agua y por diferencia de densidades el crudo fluye hacia la parte superior del tanque formando una película que fluye a la siguiente fase por rebose; el agua desciende hacia la zona de lavado.

Adicional los dos equipos cuentan con un serpentín, este no será de uso corriente debido a que la temperatura con la que llega el crudo es cercana a su punto inicial de ebullición (170 °F)

El nivel de agua en el tanque es mantenido a una altura mediante un mecanismo de control de nivel que proporciona un tiempo de residencia suficiente para la disminución del contenido de crudo en el agua separada y así mejorarla calidad del crudo mediante el proceso de lavado con un suficiente tiempo de retención.

Los componentes básicos del Gun Barrel son:

a) *Bota de gas Externa*

Consiste en un tubo de gran diámetro ubicado en la entrada de la vasija, el cual se extiende hasta la cima del tanque. La emulsión ingresa a la bota y el propósito

es lograr la separación del gas antes de que la emulsión ingrese a la zona de lavado del tanque.

Normalmente no se usan partes internas en la bota de gas, sin embargo, para lograr una separación completa se recurre a una platina de impacto a la entrada de crudo en la bota, un vane mister (extractor de niebla) y adicional se tiene un Demister ubicado en la salida del gas.

b) Distribuidores de Entrada

Es un dispositivo que inicia la etapa de separación con una distribución total del crudo utilizando el área de sección transversal del tanque. El distribuidor tipo araña permite una total utilización del área de sección transversal y además le imparte un flujo rotacional al fluido para mejorar y acelerar la separación de la emulsión. Las piernas de la araña irradian el fluido desde el núcleo central del equipo a toda la superficie baja del mismo. El número de piernas dependerá del diámetro del tanque y ellas son dimensionadas para manejar una velocidad de flujo de alrededor 0.2 m/s.

c) Control de nivel de la Interfase

El nivel de agua en el tanque es mantenido por un Transmisor de nivel de interfase (LIT). La salida de agua es controlada por una válvula de control neumática controladora (LCV), la cual permite la apertura o cierre de la misma según la señal que envía el LIT al valor que se encuentre el setting; este transmisor asegura que el agua dentro del tanque mantenga el nivel necesario para el lavado del crudo. El nivel de agua es determinado considerando el tiempo para que el crudo pueda ascender y las gotas de agua atrapadas en el crudo descendan.

d) Canaleta o Colector de crudo

El tipo de canaleta o colector instalado depende del flujo de diseño del crudo en la cima del tanque, pero en tanques de deshidratación grandes, sin baffles, es común instalar un tubo colector a nivel del aceite; su función es recolectar el crudo por rebose y llevarlo a la salida del tanque.

5.3. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO

El sistema de deshidratación del crudo está compuesto por dos (2) Gun Barrel (GB-101 y GB-201-D) cada uno con su respectiva Bota de Gas, su capacidad nominal es de 6.000 Bls y capacidad de tratamiento teórica de 36.000 BPD cada uno.

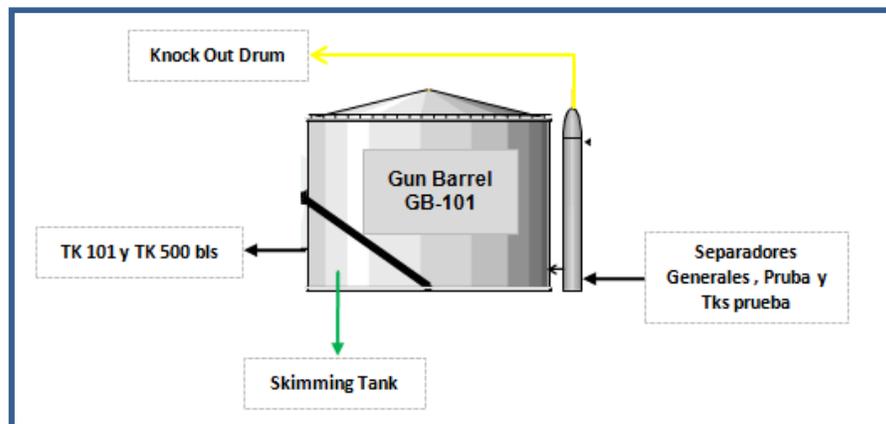


Figura 5.1. Diagrama del Sistema de Deshidratación

La emulsión proveniente los Separadores Generales y de prueba (Mater I, Master II y V100), y en algunas ocasiones el fluido de los Tanque de 500 Bls de Prueba, entran a los Gun Barrel (GB-101 y GB-201-D) pasando previamente por su Bota de Gas, para su respectivo tratamiento.

El equipo GB-201-D ha sido diseñado, construido e instrumentado, para trabajar como Gun Barrel ó como Tanque de almacenamiento según las condiciones operacionales lo requiera; actualmente opera como Gun Barrel.

5.3.1. Bota de Gas



Foto 5.2. Bota de Gas

El crudo proveniente de los separadores entra, por la parte inferior de la bota de gas ubicada al lado del Gun Barrel, choca con la platina de impacto, provocando la separación de la fase líquida y gaseosa; el gas liberado, debido a su menor densidad, asciende y sale por la parte superior de la bota a través de una línea de 6" de \varnothing hacia un sistema de quema atmosférico (Tea de Baja presión), mientras que el líquido cae por gravedad y sale por el fondo a través de una línea de 10" de

Ø para alimentar a los Gun Barrel (GB-101 y GB-201-D) por la parte inferior de éstos.

Características	Bota de Gas GB-101 Y GB-201-D
Flujo líquido (BPD)	1.4 MMSCFD.
Presión de Diseño (psi)	50
Temperatura de Diseño (°F)	200
Dimensiones (Ø x H) (pies)	5' x 50'
Unidades	2

Tabla 5.1. Características de la Bota de Gas

Cada Gun Barrel dispone de su bota de gas. La altura de la boquilla de salida del líquido (agua-crudo) en el interior de la bota es de aproximadamente 30 pies de altura, cuenta con unas laminas de impacto para favorecer la separación líquido - gas, un volumen libre para restarle velocidad al gas, el cual pasa luego por un vane mist que son placas encargadas de coalescer las gotas de líquido, y finalmente atraviesa un demister instalado en la salida de gas para terminar de retener las partículas más pequeñas de líquido arrastrado por el gas. En este punto se encuentra un transmisor de presión que mide un rango de 0 a 300 pulgadas de agua. El gas separado sale por la conexión del techo a través de una línea de 6" de Ø hacia el Knock Out Drum para finalmente ser quemado en la tea de baja presión.

La capacidad de separación de cada Bota de gas es de 1.4 MMSCFD. El diseño mecánico del equipo, permite su operación hasta 50 psi, aunque no se operará a tal condición ya que la presión del sistema no excede los 20 psi.

5.3.2. GunBarrelGB-101 Y GB-201 D

Estos equipos soportan su principio de operación en el fenómeno de coalescencia. La corriente de fluido entra a la bota de gas para permitir la desgaseificación total del fluido, luego la fase líquida entra a la zona de agua de lavado (colchón de agua) a través de un distribuidor que permite esparcir el fluido lo más finamente posible a fin de aumentar el área de contacto entre el agua de lavado y el fluido, favoreciendo así la coalescencia de las partículas de agua. Por diferencia de densidades el crudo fluye hacia la parte superior del tanque y el agua queda en la zona de lavado.

El crudo que sale de los separadores (general y de prueba) por una línea principal de 10" de \varnothing de la cual se originan dos (2) líneas de 8" de \varnothing que alimentan los tanques de lavado Gun Barrel (GB-101 y GB-201-D) simultáneamente, a través de sus respectivas bota de gas. Los Gun Barrel tienen una capacidad nominal de manejo hasta 36.000 BFPD (mezcla crudo-agua) cada uno, con un tiempo de residencia de aproximadamente 4 horas aunque este varía dependiendo de las condiciones operacionales.

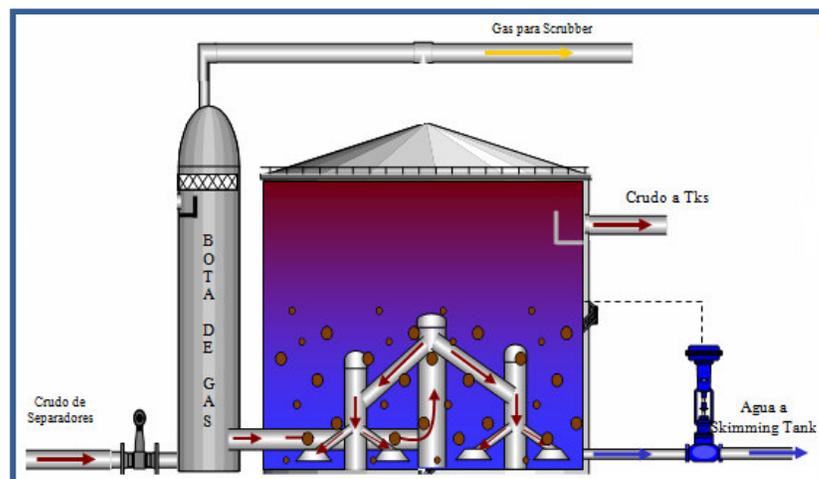


Figura 5.2. Esquema Interno del Gun Barrel

A continuación se presentan las dimensiones y capacidad de los Gun Barrel.

Características	Gun Barrel GB-101 Y GB-201D
Flujo líquido (BFPD)	36.000
Capacidad (Bls)	6.000
Presión de Diseño (psi)	Atmosférico
Temperatura de Operación (°F)	160 – 170
Temperatura de Diseño (°F)	200
Colchón de agua (%)	50 – 60
Altura del rebose (pies)	24
Diseño	Atmosférico
Dimensiones (Ø x H) (pies*pies)	38' x 30'
Numero de anillos	5
Longitud del anillo (pies)	6
Unidades	2

Tabla 5.2. Dimensiones y Capacidad de los Gun Barrel

El crudo que sale de la Bota de Gas entra a los Tanques Gun Barrel (GB-101 y GB D-201) a través de una línea de 10" de Ø por la parte inferior; los tanques cuentan con un arreglo interno, el cual consiste en un colector general que distribuye el crudo en dos (2) líneas, las cuales a su vez lo redistribuyen en pequeñas cantidades mediante flautas que dirigen la corriente de crudo hacia el fondo y obligar su paso a través de la zona de lavado (colchón de agua). La turbulencia creada facilita la separación del agua emulsionada de la corriente de crudo, al lograr esto, el crudo por tener menor densidad respecto al agua, asciende y se acumula en la parte superior del tanque formando una capa, que por rebose pasa a una canaleta interna que lo conduce hasta la conexión de salida de 8" de Ø con un BS&W promedio de 0.4%; las líneas de salida de los Gun Barrel alimentan a la

línea principal de 10" de \varnothing que a su vez alimenta los tanques de almacenamiento y fiscalización (TK-101 Tks horizontales de 500 Bls).

El agua por su parte desciende y sale a través de una válvula automática de control de nivel (LCV) que actúa de acuerdo a la señal enviada por el transmisor de nivel de interfase electrónico, manteniendo el colchón de agua generalmente en un 24% de la capacidad del tanque, dependiendo de las necesidades del tratamiento, del volumen manejado, calidad de crudo, temperatura, entre otros; pues si aumenta el colchón de agua, la altura de la interfase se incrementa y provoca una disminución en el tiempo de retención del crudo aumentando la posibilidad de obtener un mayor porcentaje de BSW a la salida. De lo contrario si se disminuye el colchón de agua, se reduce la interfase ocasionando un aumento en el tiempo de retención, que permite obtener un menor BSW. Esta agua se envía a los skimming tank por medio de una línea de 6" de \varnothing para su respectivo tratamiento.

Los Gun Barrel (GB-101 y GB-201-D) cuentan con ánodos de sacrificio internos, los cuales son elementos que permiten aumentar la vida útil del tanque disminuyendo ostensiblemente la corrosión interna causada por agua y/o gas producido.

El Gun Barrel GB-201-D es un tanque dual, tiene la facilidad de realizar la operación de lavado (deshidratación) o también se utiliza como tanque de almacenamiento; posee la instrumentación necesaria para realizar cualquiera de las dos funciones según sea las necesidades y requerimientos de la operación en el campo.

5.3.2.1. Múltiple De Muestreo (Perfilador)



Foto 5.3. Múltiple de Muestreo

Los Gun Barrel GB 101 y GB-201-D cuentan con 7 líneas externas de muestreo (perfilador) de 3/4" de \varnothing , ubicadas en diferentes alturas, que permiten determinar la ubicación de crudo limpio, la interfase agua-crudo y el colchón de agua, mediante la toma de muestras a través de cada una éstas.

Además cuentan con una válvula de presión y vacío, transmisor de nivel electrónico, switch de alto - alto nivel, alto nivel y bajo nivel que se encarga de enviar una señal de alarma al PLC cuando se alcanza el valor al cual está seteado.

Los dispositivos de control anteriormente nombrados, así como la válvula de seguridad y los equipos de shutdown, con los que adicionalmente cuentan los Gun Barrel operan de la siguiente manera:

- **Válvula automática controladora de nivel (LCV):** se encuentran instaladas en las líneas de salida del agua de cada Gun Barrel para controlar el paso de agua a través de una señal enviada por el transmisor

de nivel correspondiente que hace que la válvula se abra o se cierre según la señal, es decir, si el nivel tomado es mayor al setting, la válvula se abre permitiendo la salida de fluido y por ende la disminución del nivel, y si el nivel tomado es menor al setting, la válvula se cierra recuperando el nivel de fluido.

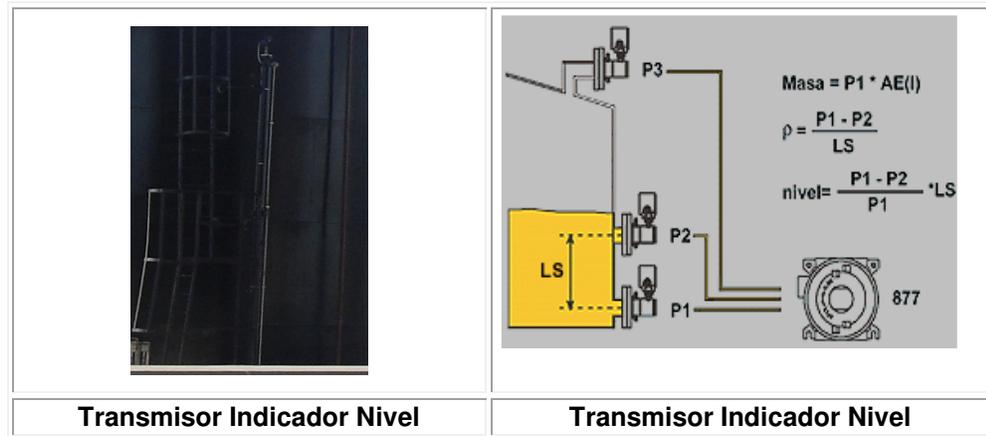


- **Válvula de presión y Vacío (PVV):** ubicada en el techo, como dispositivo de seguridad, ya que permite la salida de gas o el ingreso de aire de la atmósfera, cuando aumenta o disminuye la presión, evitando que la vasija estalle o colapse.



- **Transmisor Indicador de Nivel (LIT):** dispositivo electrónico, actúa por medio de un diafragma que censa el peso de la columna del tanque y lo

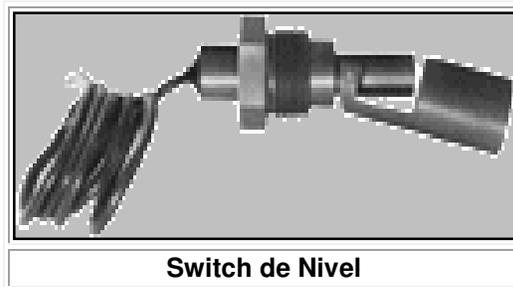
compara con la presión atmosférica, este a su vez es transmitido a un controlador donde entrega un dato en porcentaje según el nivel del tanque.



- Transmisor de presión Bota de Gas (PT):** existen indicadores de presión análogos y digitales, el principio de funcionamiento es similar, se basa en tomar la presión directamente y se pasa por un elemento de medición (diafragma o Bourdon) que al deformarse por la presión y un dispositivo electrónico en caso del diafragma o un dispositivo mecánico como en el Bourdon, puede registrar numéricamente la cantidad de presión que está en contacto directo con él. (Rango 0-20 psi).



- **Switch de Nivel Alto y Alto Alto:** dispositivos electrónicos, que por medio de un contacto envían una señal (bit) a un controlador, donde este a su vez genera una alarma o una acción indicando el alto o alto-alto nivel como dispositivo de seguridad, ya que permite la salida de gas o el ingreso de aire de la atmósfera, cuando aumenta o disminuye la presión.



5.4. PROBLEMAS Y SOLUCIONES EN EL SISTEMAS DE DESHIDRATACIÓN DE CRUDO

PROBLEMAS	CAUSAS	EFECTOS	ACCIONES
Alto BSW.	<ul style="list-style-type: none"> » Alta o Baja dosificación de los químicos inyectados. » Falla en la señal de la sonda de interfase que controla la válvula automática de salida de agua (si se tiene en control automático). » Bajo tiempo de residencia y/o colchón de agua alto. 	Crudo fuera de especificaciones.	<ul style="list-style-type: none"> » Informar a los químicos del problema para que verifique la dosificación del químico inyectado. » Verificar que la señal de la sonda este funcionando correctamente, de lo contrario avisar a los instrumentistas para que tomen los correctivos necesarios y controlar manualmente. » Modificar el set point de la válvula de salida de agua para disminuir el colchón de agua y de esta manera aumentar el tiempo de residencia del crudo.

<p>Agua con altas ppm (O/W).</p>	<ul style="list-style-type: none"> » Alta o Baja cantidad de químico inyectado. » Bajo nivel del colchón de agua 	<p>Arrastre de crudo por la línea de salida de agua.</p>	<ul style="list-style-type: none"> » Informar a los químicos del problema para que verifique la dosificación del químico inyectado. » Verificar que la señal de la sonda esté funcionando correctamente, de lo contrario avisar a los instrumentistas para que tomen los correctivos necesarios y controlar manualmente.
<p>Alto nivel.</p>	<ul style="list-style-type: none"> » Alto flujo de entrada. » Falla en la transmisión de la señal del nivel o en el indicador. » Falta de monitoreo desde el PLC. 	<p>» Contaminación en la zona de tanque por derrame.</p>	<ul style="list-style-type: none"> » Abrir la válvula del siguiente tanque de recibo y cerrar la válvula de entrada del tanque que presenta alto nivel. » Abrir el By Pass de la válvula de control de agua. » Realizar un verificación de las variables del proceso de los separadores (niveles de crudo y agua).
<p>Arrastre de gas</p>	<p>»Bajo nivel de crudo en el bolsillo de los separadores</p>	<p>»Contaminación en el área por aspersión de crudo</p>	<p>»Identificar el separador que ocasiona el arrastre de gas y cerrar la manualmente la salida de crudo en éste mientras se recupera el nivel de crudo en el bolsillo.</p>

6. SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE CRUDO



Foto 6.1. Tanque de Almacenamiento

6.1. OBJETIVO

Ofrecer un sitio para el almacenamiento transitorio del crudo proveniente del Gun Barrel y proporcionar la cabeza de succión adecuada a las Bombas de Transferencia.

6.2. INFORMACIÓN TÉCNICA

Los tanques de almacenamiento son una herramienta fundamental en la industria petrolera, ya que ellos nos permiten además de almacenar el producto, medir sus propiedades y verificar la calidad del producto antes de ser despachado.

El tanque es el equipo donde se almacena la producción limpia del campo en la etapa final del proceso de producción. De este recipiente se despacha la producción de crudo hacia el destino final.

El sistema de almacenamiento está conformado por:

- Tanque Tk – 101,5000 Bls de capacidad.
- Tanque 201 D, tanque dual puede ser usado como Gun Barrel o tanque de almacenamiento. 5000 Bls de capacidad.
- Tanques horizontales. Catorce (14) tanques con capacidad de 500 Bls cada uno (capacidad total 7000 Bls).

Los tanques están rodeados por diques de concreto con el fin de contener los derrames y evitar que eventos de pool-fire se presenten durante el manejo de incendios que puedan ocurrir durante la operación, de esta manera se protegen los equipos circundantes, las personas presentes en la operación y el medio ambiente circundante. La distancia entre tanques, que debe ser de 1/4 de la suma de los diámetros de los tanques adyacentes, esto protege al tanque de la radiación generada por el tanque que eventualmente se incendie, además de facilitar la operación y ejecución de trabajos de mantenimiento.

6.2.1. Clasificación de los Tanques

6.2.1.1. Por su forma

- a) **Tanques Cilíndricos Verticales con Techo Cónico:** Se utilizan para almacenar crudos o productos con presión de vapor relativamente baja, es decir no tienen tendencia a producir vapores a la temperatura

ambiente. Como: combustóleos, Diesel, Queroseno, Gasolinas pesadas.

- b) *Tanques Cilíndricos Verticales de Fondo y Tapa Cóncavos:*** Se usa para el almacenamiento de crudos o productos con presión de vapor relativamente alta, es decir con tendencia a producir vapores a temperatura ambiente tales como: Premium, aviación, productos similares.
- c) *Tanques Cilíndricos Verticales con Techo Flotante:*** Es semejante en construcción a los techos cónicos con la diferencia en su techo que flota sobre el fluido almacenado, desplazándose verticalmente de acuerdo al nivel, eliminando así espacio para la formación de gases. Los techos flotantes son en la actualidad los más eficientes ya que reducen las pérdidas por evaporación. Sin embargo tienen uso limitado ya que la empaquetadura de caucho del techo tiene un limitante de presión de operación. Aptos para almacenar gasolinas.
- d) *Tanques Esféricos:*** Se emplean por lo general para almacenar productos con una presión de vapor muy alta (25-200 psi) como el propano (LPG) y butanos, hidrogeno, amoniaco y nitrógeno. Para la medición del nivel de líquido se emplean equipos electrónicos tipo radar, localizados en la parte superior.
- e) *Tanques Cilíndricos con Techo Geodésico:*** La forma de la parte superior es ovalada, cuenta con una membrana que se posiciona sobre el fluido y se mueve con él, disminuyendo las perdidas por evaporación. La ventaja respecto al de techo flotante es que nunca el agua de lluvia

ingresa al tanque. Se utilizan para almacenar crudos o productos livianos y tienen estabilidad sísmica, mayor durabilidad.

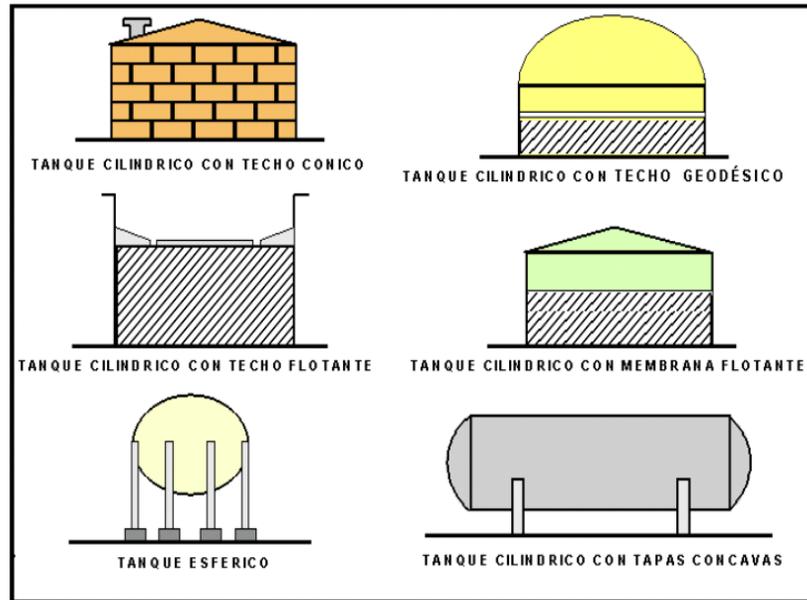


Figura 6.1. Diferentes tipos de Tanques

6.2.1.2. Por el Producto que Almacenan

- Para Crudos.
- Para Derivados o Refinados.
- Para GLP
- Para residuos.

6.2.1.3. Según su Uso

- Tanques de almacenamiento
- Tanques de prueba

- Tanques de lavado
- Tanques desnatadores

Todos los tanques de almacenamiento de crudo sin importar su forma, tamaño están diseñados según norma API con características particulares que permiten la medición exacta de volúmenes, además disponen de una tabla de aforo que permite leer y confirmar la cantidad de barriles correspondientes a cada pulgada y fracción.

Estos tanques deben tener un muro de retención con capacidad de 1,3 veces la capacidad de almacenamiento del tanque.

6.2.2. Aspectos Importantes Sobre los Tanques

- a) Todo tanque debe tener su correspondiente tabla de aforo. Cada tanque debe aforarse al menos una vez cada cinco (5) años, o cada que se someta a algún tipo de reparación esta debe tener el aval de MME. Las tablas de aforo viejas deben destruirse.
- b) Los aforos deben unificarse al sistema métrico decimal, con exactitud a 1 m.m.
- c) El aforador deberá establecer la altura de referencia de cada tanque; esta es la distancia que hay desde el fondo del tanque hasta un punto predeterminado en la boquilla de medición, que deberá quedar marcado (punto de referencia). Desde este punto se deben hacer todas las mediciones y allí deben estar establecidos: Números del tanque, altura de referencia y fecha de aforo.

- d) En cada localización debe elaborarse una hoja que indique el número de cada tanque, su altura de referencia, la altura máxima (90% de la altura de referencia), y su nivel mínimo. Esto indicará los volúmenes máximos de llenado y mínimo de vaciado.

- e) El estado y color de la pintura de los tanques es importante para mantener el mínimo de pérdidas por evaporación.

Para tanques que almacenen crudos livianos.

CLARO

Para tanques que almacenen crudos pesados.

OSCURO

- f) Al menos una vez al mes deben revisarse las válvulas de presión y vacío, pues su mal funcionamiento puede causar deformaciones y hasta rupturas del tanque, así como pérdidas por evaporación.

6.2.3. Normas de Seguridad en los Tanques

6.2.3.1. Conexiones a Tierra de Tanques y Estructuras

El principio fundamental de la protección contra descargas eléctricas, es hallar un medio en el cual la descarga sea llevada a tierra sin ocasionar daño o pérdida sobre el objeto a proteger y a la vez evitar la formación de potencia eléctrica que puedan causar chispas. Éste medio es un camino de baja resistencia y se logra por una efectiva conexión a tierra de la estructura a proteger.

Los elementos de una conexión a tierra son básicamente:

- a) Electrodo de conexión a tierra: consisten en varillas de acero revestidas en cobre, tipo “Cooper – Weld”, diámetro 5/8 de pulg. Y longitud mínima 8 pies (2,4 metros).
- b) Conductores de conexión a tierra: cable trenzado de cobre, desnudo, calibre no menor del número dos AWG.
- c) Conectores: permiten efectuar la conexión entre los electrodos a tierra, los conductores y la estructura a proteger.

6.2.3.2. Diques

Los diques son barreras que se construyen alrededor de un tanque según la norma NFPA 30 “Norma para Combustibles Líquidos e Inflamables” con el fin de evitar (en caso de que presente alguna falla o posible derramamiento del producto contenido) que el producto se extienda y contamine poniendo en riesgo la seguridad e integridad del personal; así como también instalaciones y equipos.

Los aspectos más importantes de los diques que se construyen alrededor de los tanques de almacenamiento son:

- Contener la capacidad máxima del tanque.
- Soportar las condiciones extremas de temperatura.
- Deben tener una Altura máxima de 6 pies y una mínima de 1 pie.
- La altura y el área del dique debe proporcionar un volumen de tal forma que sea igual 1/3 por encima de la capacidad máxima del tanque.

- La altura de un dique que se encuentre separando dos tanques debe ser menor a un pie de la altura total del dique.
- Las bombas y equipos deben estar fuera de los diques.
- La distancia mínima entre el dique y la pared debe ser de 10 pies.

6.2.4. Medidas de seguridad en el Manejo de Tanques

- Con el objeto de eliminar los riesgos por acumulación de electricidad estática, debe mantenerse siempre un contacto directo con las escaleras al llegar al tope del tanque, y antes de abrir la escotilla de medición creando así un polo a tierra. Además, durante la medición, deben mantenerse un contacto entre la cinta de medición y la boquilla, por lo menos hasta que la plomada entre el líquido.
- Nunca debe medirse un tanque durante una tormenta eléctrica.
- Debe evitarse la inhalación de gases que salen del tanque mientras la boquilla de medición está abierta, manteniendo una posición adecuada en relación con la dirección del viento, si hay gases tóxicos debe emplearse una máscara adecuada.
- Antes de las medidas tanto iniciales como finales de un tanque, las válvulas de recibo y entrega de este deben estar cerradas, para prevenir pases o desplazamiento de producto hacia otros tanques o sistemas.
- En tanques de techo cónico, deben evitarse la medición con más de dos persona sobre el techo. Si ello fuera inevitable el número de personas debe

ser igual tanto en la medición inicial como final, como ocurre en el caso de un recibo o entrega.

- Las medidas de tanques deben tomarse tan pronto como sea posible después de una operación de recibo o entrega. Sin embargo, debe permitirse tiempo suficiente para decantación, expulsión de aire, etc., después que el tanque haya terminado su operación. Puede resultar un incremento considerable en el volumen de un tanque a causa de la inclusión de burbujas de aire, causadas tanto por inyección del mismo para agitación, como por efectos de bombeo durante operaciones de recibo. Por esta razón, en cada localización, dependiendo de la operación, el tipo de producto y los volúmenes trasegados, se establecerá un tiempo mínimo de reposo, después de operaciones que haya podido introducir aire en el tanque.

En todos los casos el tanque no deberá medirse mientras haya evidencia de expulsión de aire, que se nota por la presencia de burbujas que se rompen en la superficie del aceite.

- Las cintas torcidas o que han sido reparadas no deben emplearse para la medición. La plomada deberá reemplazarse cuando el desgaste u otra distorsión en cualquiera de sus partes exceda de 1 m.m. Mediante el uso del calibrador de cintas verifique la exactitud de la pesa para determinar el estado del ojo de la argolla.
- Es importante resaltar que la plomada debe ser construida en un material que no produzca generación de chispa. (Bronce)

6.3. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO

El crudo que sale por rebose desde los Gun Barrel (GB-101 y GB-201-D), generalmente bajo condiciones de venta (BSW < 0.5% y contenido de sal < 20lb/1.000 bls) es conducido hacia los tanques (Tk-101 y Tk-5 al Tk 19), en donde se almacena temporalmente (tiempo de reposo), se drena el agua libre y se realiza el proceso de medición y fiscalización del crudo para ser vendido.

Características	TK-101	GB-201-D	TK-5 al TK-19
Capacidad Nominal (Bls)	5.000	5.000	500
Presión de Operación (psi)	Atmosférica	Atmosférica	Atmosférica
Temperatura de Diseño (°F)	200 °F	200 °F	100 °F
Diseño	Atmosférico	Atmosférico	Atmosférico
Dimensiones (ø x H) (pies*pies)	38' X 24'	38' X 30'	10' X 36'
Tipo	Vertical	Vertical	Horizontal
Unidades	1	1	14

Tabla 6.1. Características de los tanques de almacenamiento.

Los tanques de almacenamiento, además de servir como cabeza de succión a las Bombas de Transferencia, se consideran como la última fase del tratamiento de deshidratación del crudo ya que permiten el almacenamiento de éste por un periodo temporal, en el cual el agua continúa separándose por decantación, mejorándole la calidad antes de ser tomado y direccionado por las Bombas hacia el cargadero.

6.3.1. Tanque TK-101 Y GB-201 D

El crudo tratado rebosa de los Gun Barrel GB-101 y GB-201-D y es recibo en el tanque TK-101 (o en el GB-201-D cuando este trabaja como tanque y no como

Gun Barrel) por una conexión en la parte inferior de 10" de \varnothing ; dejándose reposar mínimo 1 hora para decantar el agua que aún pueda llevar. El agua separada por gravedad se acumula en el fondo del equipo y mediante el accionamiento de una válvula manual instalada en una línea de 2" de \varnothing se drena con el fin de evitar un alto BS&W del crudo en el momento de la fiscalización ó también para realizar limpieza de los tanques.

Una vez finalizado el tiempo de reposo se procede a realizar la medición estática y fiscalización, para esto el tanque dispone de una escotilla de medición en la parte superior. Una vez confirmado que el porcentaje de BS&W es menor de 0.5 con el equipo Karl Fischer junto con la gravedad API a 60 ($^{\circ}$ F) y el contenido de sal, el crudo sale por una conexión inferior de 6" de \varnothing , hacia las bombas de transferencia. Adicionalmente cuenta con una línea de 4" de \varnothing para recircular el crudo que no esté bajo especificaciones hacia el manifold de producción general, también se tiene la facilidad de recircular hacia el mismo tanque (Tk-101, GB-101 y GB-201-D).

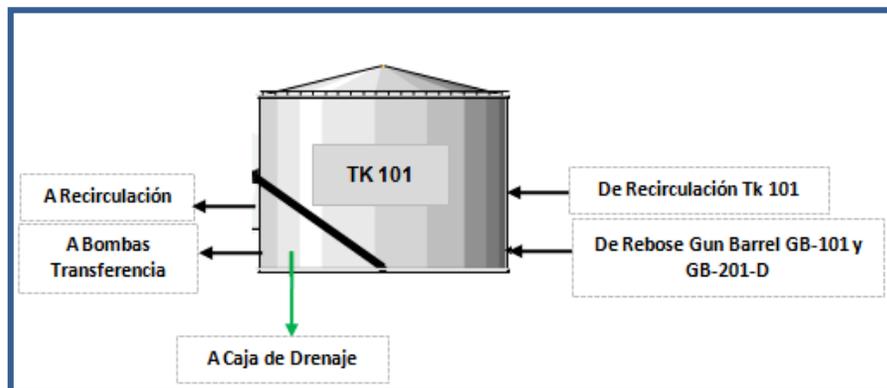


Figura 6.2. Diagrama del Sistema de Almacenamiento

Cada tanque de almacenamiento tiene una tabla de aforo que permite leer y confirmar la cantidad de barriles correspondientes a cada pie (o centímetro) y

fracción. Los tanques cuentan con ánodos de sacrificio, que permiten aumentar la vida útil de la vasija disminuyendo la corrosión causada por agua y/o gas producido.

El tanque GB-201-D aunque tiene la facilidad de trabajar como tanque de almacenamiento; actualmente se encuentra operando como Gun Barrel o tanque de lavado.

Como elemento de seguridad, los tanques cuentan con una válvula de presión y vacío que evita el estallido o colapso de la vasija, permitiendo la salida de gas o el ingreso de aire de la atmósfera, cuando aumenta o disminuye la presión durante el llenado o vaciado de ésta.

Así mismo dispone de un transmisor de nivel que se encarga de determinar el nivel de fluido en el equipo, mediante la diferencia de presión tomada entre el fondo y el techo de ésta y enviar esta señal al sistema de control PLC, permitiendo el monitoreo de ésta variable por parte del Operador.

6.3.2. Tanques de Almacenamiento Horizontales



Foto 6.2. Tanques Almacenamiento de 500 Bls

El crudo tratado rebosa de los Gun Barrel (GB-101 y GB-201-D) y es llevado a los tanques de 500 bls por una línea principal la cual alimenta a una flauta de 6"de Ø y lo distribuye en dos (2) trenes de tanques o grupos así:

- Tanques TK-7 al TK-19 almacenan solamente crudo en operación normal o el crudo proveniente de la prueba de pozo para su medición.
- Tanques TK-1, TK-2, y desde el TK-4 hasta el TK-12 los cuales son duales disponibles para almacenar producción de crudo ó agua según lo requiera la operación.
- Tanques TK-25 al TK-27 solamente almacenan el agua de las pruebas de pozo para su medición.

Los tanques son alimentados por una línea de 4"de Ø que viene de la flauta y son descargados por línea de 8"de Ø hacia las bombas de transferencia de crudo. Cuentan también con dos (2) líneas, una de de 4"de Ø de recirculación hacia el manifold de producción general, a los Gun Barrel (GB-101, GB-201-D) y TK 101 y una línea de 2"de Ø para drenar el agua acumulada en el fondo en forma periódica, si es necesario, con el fin de ajustar el BS&W del crudo o realizar limpieza de los tanques.

Una vez finalizado el llenado del tanque se deja en reposo aproximadamente un hora y luego se procede a realizar la medición estática y fiscalización del crudo, para esto, cada equipo dispone una escotilla de medición en la parte superior del tanque y un respiradero en U. La muestra tomada es llevada al laboratorio para determinar BS&W mediante el equipo Karl Fischer, gravedad API a 60 (°F) y el contenido de sal.

Cada tanque tiene su correspondiente tabla de Cada tanque de almacenamiento tiene una tabla de aforo que permite leer y confirmar la cantidad de barriles correspondientes a cada pie (o centímetro) y fracción.

6.4. PROBLEMAS Y SOLUCIONES EN EL SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE CRUDO

PROBLEMAS	CAUSAS	EFFECTOS	ACCIONES
Alto nivel del fluido en el Tanque de Venta.	<ul style="list-style-type: none"> » Alto flujo de entrada. » Falla en la transmisión de la señal del nivel o en el indicador. » Falta de monitoreo desde el PLC. 	Contaminación en la zona de tanque por derrame.	<ul style="list-style-type: none"> » Abrir la válvula del siguiente tanque de recibo y cerrar la válvula de entrada del tanque que presenta alto nivel. » Confirmar los tiempos normales de llenado y verificar interfases en los gunbarrel. Ajustarlas si es necesario. » Realizar un verificación de las variables del proceso de los separadores (niveles de crudo y agua).
Bajo nivel del fluido en el Tanque de Venta.	<ul style="list-style-type: none"> » Falla en la transmisión de la señal del nivel o en el indicador. » Falta de monitoreo desde el PLC » Falla de las Bombas de Transferencia. 	Cavitación en las Bombas de Transferencia.	<ul style="list-style-type: none"> » Si se tiene bajo nivel (menor a 50 cm), apagar las bombas en caso de que éstas no lo hagan automáticamente, e informar al instrumentista para que revise los elementos de medición de nivel.
Alto nivel de agua.	Falta de drenaje constante del agua acumulada en el fondo del tanque.	Aumento del BSW, afectando la liquidación diaria.	<ul style="list-style-type: none"> » Revisar y ajustar las condiciones de Abrir parcialmente la válvula de drenaje hasta que el agua acumulada sea evacuada evitando la conificación del crudo. » Revisión del tratamiento químico en los equipos del proceso.

7. SISTEMA DE TRATAMIENTO DE AGUA DE PRODUCCIÓN



Foto 7.1. Tanques Desnatadores

7.1. OBJETIVO

Dar al agua de producción un manejo adecuado, que permita dejarla con un contenido mínimo de aceite y sólidos, cumpliendo así tanto con las características requeridas para su inyección en el yacimiento y los parámetros requeridos para el vertimiento.

7.2. INFORMACIÓN TÉCNICA

Los skimming tank son equipos conocidos como tanques desnatadores los cuáles mediante un tiempo de retención facilitan la separación por diferencia de

densidades del agua y crudo; la película de crudo presente en el agua de producción es recuperada por rebose y el agua es drenada del fondo.

7.3. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO

De acuerdo a las características de los fluidos producidos y a las facilidades de producción de la Estación Corcel en el proceso del tratamiento de éstos, se obtiene agua con dos tipos de calidad que se maneja de la siguiente manera; para inyectarla nuevamente a un yacimiento (Disposal) mediante las Bombas de Inyección y para vertimiento hacia el río.

El sistema de tratamiento de agua de producción está constituido por cuatro (4) Tanques Desnatadores (ST-01, ST-02, ST-03 y ST-04) con unas capacidades nominales de: 500 Bls los ST-01 y ST-02, 400 Bls el ST-03 y 1.200 Bls el ST-04, donde se lleva a cabo la mayor remoción de aceite y sólidos; dos (2) Filtros de Lecho Vegetal (WF-01 y WF-02) para remover el contenido sólidos y aceite remanente para obtener agua dentro de las especificaciones para su inyección; y un (1) Tanque Decantador (DT-01) con capacidad 400 Bls para el retrolavado periódico de los filtros y ocho (8) piscinas en donde se realiza el tratamiento químico necesario para dejarla bajo los parámetros requeridos para su disposición al río.

7.3.1. Sistema de Desnate

El agua separada en los Master I, Master II y V100 salen con una cantidad de trazas de aceite y sólidos considerables. Parte de dicha agua es dirigida por una línea de 12" de \varnothing hacia los Tanques Desnatadores (ST-01, ST-02 y ST-04) que por

acción de la gravedad y en consecuencia por efectos de densidad, las partículas de crudo ascienden y se acumulan formando una película en la parte superior que sale por rebose hacia la caja API, los sólidos se agrupan y quedan suspendidos en el agua. La otra parte del volumen de agua es llevada directamente a piscinas para su tratamiento. Al desnatador (ST-03) llega el agua del colchón de los Gun Barrel y en el cual se lleva a cabo el mismo proceso de separación que los otros desnatadores.

Características	Desnatador ST-01 y ST-02	Desnatador ST-03	Desnatador ST-04
Capacidad (Bls)	500	400	1.200
Nivel de Operación (pies)	25	21	21
Dimensiones (ø x H) (pies*pies)	10 x 36	10 x 30	15 x 40
Temperatura de Diseño (°F)	200	200	200
Presión de Diseño (Psi)	Atmosférico	Atmosférico	Atmosférico
Cantidad	2	1	1

Tabla 7.1. Características de los Tanques Desnatadores.

El agua clarificada con un contenido menor de aceite y partículas sólidas, sale de los tanques desnatadores a través de una línea 6"de Ø que se divide en dos líneas (6"de Ø y 10"de Ø): cada línea dirige el agua hacia dos (2) trenes de Bombas centrifugas; cada tren está constituido por cuatro (4) bombas centrifugas y tiene la facilidad de enviar el agua tanto para los filtros (WF-01 y WF-02) por medio de una línea de 4"de Ø como para las piscinas de recibo por líneas de 6"de Ø para su tratamiento.

Las ocho bombas centrifugas que conforman los dos trenes de bombas que succiona el agua de los tanques desnatadores trabajan en paralelo con una caudal

aproximado de 105 metros cubico por hora cada una, acopladas a motores eléctricos Corro-Duty de 20 HP a 1.800 RPM.



Foto 7.2. Bombas de Transferencia de Agua

Como dispositivo de seguridad, cuenta con una válvula de presión y vacío que permite la entrada de aire atmosférico o salida de gas cuando aumente o disminuya la presión evitando así su estallido o colapso. Adicional cuenta con un transmisor de nivel electrónico que permiten monitorear constantemente el nivel dentro de la vasija a través de la presión diferencial tomada entre el techo y el fondo del equipo, un interruptor de alto nivel que se encarga de enviar una señal de alarma al PLC cuando se alcanza esta posición y un indicador de nivel magnético donde se visualiza la interfase del nivel de agua y aceite.

Los Tanques desnatadores ST-01 y ST-02 cuentan con 7 líneas externas de muestreo (perfilador) de 3/4" de \varnothing , ubicadas en diferentes alturas, que permiten determinar la ubicación del aceite, la interfase aceite-agua y el colchón de agua, mediante la toma de muestras a través de cada una de éstas.



7.3.1.1. Piscinas de Tratamiento de Agua



Foto 7.3. Piscinas de Tratamiento

El propósito de las piscinas es aumentar sustancialmente la calidad de agua mediante la disminución del contenido de compuestos fenólicos debido a la aireación, y tratamiento químico. Se cuenta con ocho (8) piscinas, las cuales están intercomunicadas por medio de tubería; cada piscina tiene una capacidad de 5.500 BIs distribuidas de la siguiente manera: piscinas 1, 2, 4, 5 de recibo; piscinas 3 y 6 de oxidación, aireación y enfriamiento las cuales cuentan con un sistema de aspersión para disipar la mayor cantidad de calor del agua; y piscinas 7 y 8 son de venta en las cuales se deposita el agua bajo los parámetros exigidos por el

Ministerio del Medio Ambiente. Adicional se cuenta con una torre de aireación la cual facilita la disminución de la temperatura en el proceso final del tratamiento del agua.

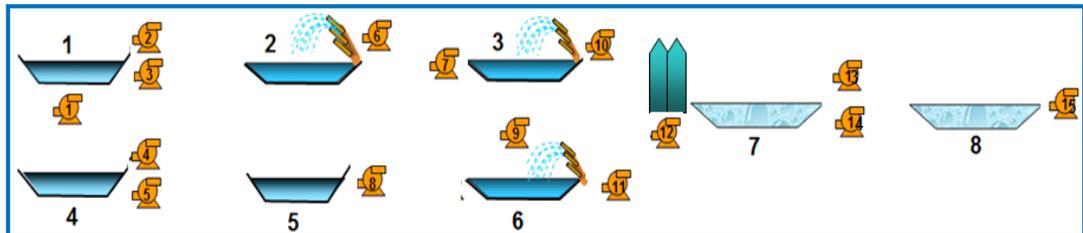


Figura 7.1 Sistema de transferencia de Bombas.

Configuración de transferencia de las bombas centrífugas de piscinas:

- Bomba No.1 transfiere agua de piscina 1 y 4 a la piscina 3 y 6.
- Bomba No.2 transfiere agua de piscina 1 y 2 a la piscina 3 y 6.
- Bomba No.3 transfiere agua de piscina 1 y 2 a la piscina 3 y 6.
- Bomba No.4 transfiere agua de piscina 4 y 5 a la piscina 3 y 6.
- Bomba No.5 transfiere agua de piscina 4 y 5 a la piscina 3 y 6.
- Bomba No.5 transfiere agua de piscina 4 y 5 a la piscina 3 y 6.
- Bomba No.6 transfiere agua de piscina 2 y 5 a la piscina 3 y 6.
- Bomba No.7 aireación piscina 3, envía agua a piscina 7 y 8.
- Bomba No.8 aireación piscina 3, envía agua a piscina 7 y 8.
- Bomba No.9 aireación piscina 6, envía agua a piscina 7 y 8.
- Bomba No.10 aireación piscina 3, envía agua a piscina 7 y 8.
- Bomba No.11 transfiere agua de piscina 6 a la 7 y 8.

- Bomba No.12 carga agua de piscina 7.
- Bomba No.13 carga agua de piscina 7 y 8.
- Bomba No.14 carga agua de piscina 7 y 8.
- Bomba No.15 succiona agua de la cuenta perimetral y la envía a las piscinas de recibo.

A las piscinas de recibo (1, 2, 4, 5) llega el agua proveniente de: los tanques desnatadores, la caja API, del decantador y en menor cantidad agua directamente de los separadores; en esta primera etapa de tratamiento se aplica un coagulante y floculante para agrupar las partículas solidas aceitosas en la superficie de dichas piscinas, luego de un determinado tiempo se trasiega hacia las piscinas 3 ó 6 en donde los compuestos fenólicos son eliminados por acción del peróxido adicionado y del contacto del agua con el oxígeno del aire gracias al sistema de aspersión en el cual el agua es succionada y enviada a la misma piscinas por medio de una flautas.

El agua proveniente de las piscinas 3 ó 6 pasa a través de una Torre de Aireación vertical hacia la piscina 7, cuyo propósito es ajustar la temperatura a un valor menor a 100 °F para cumplir con los requerimiento ambientales para su vertimiento (Dec. 1594 / 1984). El principio de trabajo de éste equipo es aumentar el área de contacto entre el agua (por aspersión) y el aire frío (ventiladores) para disipar la mayor cantidad de calor de la corriente de agua y así descender la temperatura.



Foto. 7.4. Torre de Aireación.

En las piscinas de venta 7 y 8 se acumula el agua tratada y se realiza el monitoreo de laboratorio para evaluar los parámetros fisicoquímicos exigidos por el Ministerio del Medio Ambiente (ver tabla 7.2) para su vertimiento en el río.

Piscina	Decreto 1594 de 1984;	
Hora	Articulos 72° y 74°; y	
Parámetro	Otros. Valores Maximos Permisibles.	
FISICOS	PH	5 a 9
	Temperatura	< 104°F
	Material flotante	Ausente
	Color	< 150 Pt/Co
	TDS	1500 mg/l (N.E.)
	Conductividad	2500 us/cm (N.E.)
	Turbidez	< 75 NTU (N.E.)
	Sólidos Suspendidos Totales	> 80 % de Remoción
QUIMICOS	Alcalinidad	< 500 mg/l
	Dureza	< 500 mg/l
	Cloruros	< 250 mg/l
	Oxigeno disuelto	> 4 mg/l
	Fenoles	< 0,2 mg/l
	Bario	< 5 mg/l
	Grasas y Aceites	> 80% de Remoción

Tabla 7.2. Parámetros Fisicoquímicos

Fuente: Licencia Ambiental, Res No. 0276 del 16 de Febrero de 2007 Petrominerales

Para realizar el trasiego entre las piscinas de tratamiento se dispones de quince (15) bombas centrifugas HIDRACH con 700 GPM cada una, acopladas a motores eléctricos WEG de 50 HPa 1.775 RPM que son las encargadas de realizar el trasiego de agua entre las diferentes piscinas para su respectivas etapas de tratamiento.

7.4. SISTEMA DE INYECCIÓN



Foto 7.5. Planta Tratamiento de Agua

7.4.1. Filtros de Lecho Fijo



Foto 7.6. Filtros de Cascara de Nuez

La filtración tiene como objetivo primordial la remoción de aceites y sólidos suspendidos del agua asociada. Este proceso se realiza mediante filtros a presión de rata constante, mediante un medio filtrante.

El sistema consiste en dos (2) recipientes verticales instalados en paralelo con lechos filtrantes de cáscara de nuez (WF-01 y WF-02) con capacidades nominal de 15.000 BWPD y 20.000 BWPD respectivamente. Estos equipos reciben el agua de producción de los tanques desnatadores (ST-01, ST-02, ST-03 y ST.04) obligándola a pasar a través del medio filtrante (cascara de Nuez) que reducen el contenido de sólidos y retienen el aceite que pueden existir aún en la corriente de agua, dejándola con las condiciones óptimas para la inyección.

Características	Filtro WF-01	Filtro WF-02	Tanque Desnatador DT-04
Capacidad (Bls)	15.000	20.000	400
Dimensiones (ø x H) (pies*pies)	5,5 x 7,3	5,5 x 7,3	11,5 x 21
Temperatura de Diseño (°F)	240	240	200
Presión de Diseño (Psi)	75	75	0,5
Caída de presión sucio (psig)	4	4	4
Caída de presión limpio (psig)	2	2	1

Tabla 7.3. Características de los Filtros y Tanque Decantador.

Cada filtro se limpia periódicamente mediante un retrolavado (bomba accionada al equipo) con el fin de remover los sólidos y aceites atrapados durante la fase de filtración evitar así la obstrucción del lecho y una caída excesiva de presión. El agua generada durante la limpieza de los filtros se envía al tanque decantador (DT-04).

El agua de producción ingresa al sistema de filtración con una presión entre 30 y 40 psig, A medida que se acumula el crudo y las partículas sólidas en el lecho filtrante aumenta la caída de presión a través del mismo. Cuando este alcanza un valor de presión de 15 psi, el filtro se saca de servicio y se limpia mediante el retrolavado.

El agua que se utiliza para realizar el retrolavado es tomada de los tanques del sistema contra incendios mediante dos (2) bombas centrifuga Worthington. La limpieza se efectúa invirtiendo el flujo a través de la unidad para remover y desplazar los sólidos y las trazas de aceite acumuladas, esta acción expande el lecho filtrante, limpiándolo por efecto hidráulico y abrasión entre partículas.

Con esta etapa final de filtración se garantiza la remoción completa de la cantidad de aceite y sólidos acarreados por la corriente de agua de producción. Esta agua de buena calidad que sale de los filtros (FW-01 y FW-02) es almacenada en tres (3) tanques horizontales con capacidad de 500 Bls cada uno; en la parte superior los tanques tienen un cuello de ganso como seguridad para evitar el colapso de éstos cuando se están llenando o desocupando.



Foto. 7.7. Tanques de Almacenamiento de agua.

Dichos tanques alimentan las bombas de inyección a través de tres bombas centrífugas de precarga marca STERLING, cada una con capacidad de 250 GPM acopladas a motores eléctricos EMERSON de 60Hz y 1775 RPM.



Foto 7.8. Bombas de Precarga Centrifugas

El uso de estos tanques garantiza la continuidad del flujo de agua permanentemente al sistema de bombas de inyección (Bomba Triplex ASAP, Bomba Jedco # 1, Bomba Jedco # 2, Bomba Hydrolifting, Bomba DOWELL #2) que alimentan a los pozos inyectoros Corcel ASWD1 y Corcel CSWD1.

7.4.2. Tanque Decantador



Foto 7.9. Tanque Decantador

El tanque Decantador recibe el agua residual de cualquiera de los dos filtros; en éste tanque se efectúa una separación de sólidos decantables, agua y trazas de aceite presentes en el agua del retrolavado de los filtros. Los sólidos se envían hacia los lechos de secado (Cash Tank) para su disposición, mientras que el agua sobrenadante se envía hacia las piscinas de recibo mediante unas bombas centrifugas Worthington con un motor eléctrico de 3525 RPM y 7,5 HP para su tratamiento.

Tanto los filtros (WF-01 y WF-02) como el decantador (DT-04) tienen válvula de seguridad de presión y vacío (PVV). Adicional el decantador tiene un transmisor de nivel electrónico que monitorea el nivel dentro de la vasija enviando una señal al PLC y un indicador de nivel magnético donde se visualiza los niveles de fluidos que contiene.



7.4.3. Disposición Final de Residuos Sólidos



Foto 7.10. Catch Tanks

Para la disposición de los residuos sólidos generados durante las operaciones normales de La Estación Corcel tales como: retrolavado de los filtros, lodos acuosos de las piscinas de tratamiento y en general todo aquello natural que se contamine con crudo o derivados de hidrocarburos; se cuenta con un área de Lechos de Secado conformada por siete (7) Frac Tank de los cuales seis (6) tienen vasos comunicantes que permiten la segregación de la fase aceitosa.

El lodo acuoso es depositado en el frac tank 3 y por diferencia de densidades el agua se acumula en el fondo del recipiente y pasa al frac tank 4 en donde nuevamente se realiza la separación del agua de la fase aceitosa (floc); el agua separada es drenada hacia una caja de drenaje y el floc presente es succionado por el carro de vacío y depositado en el frac tank 2, 5 ó 6 para luego llevarlo a la planta externa para su manejo y disposición final. Adicional se tiene la facilidad de drenar el agua que pueda contener el floc almacenado en dichos tanques hacia la caja de drenaje en donde por medio de una bomba centrifuga se puede direccionar el agua hacia las piscinas de tratamiento o hacia la caja API. En los

frac tank 1 y 7 se acumula el material natural contaminado que se pueda presentar para luego enviarlo en un vehículo a planta externa para su manejo.

7.5. PROBLEMAS Y SOLUCIONES DEL SISTEMA DE TRATAMIENTO DE AGUA DE PRODUCCIÓN

PROBLEMA	CAUSAS	EFFECTOS	ACCIONES
Alto o Bajo nivel del fluido en los Tanques (Desnatadores y Decantador)	<ul style="list-style-type: none"> » Alto o bajo flujo de entrada. » Falla de las Bombas centrífugas. » Falla en la transmisión de la señal del nivel o en el indicador. » Falta de monitoreo desde el PC 	<ul style="list-style-type: none"> » Contaminación en la zona de los tanques por derrame, cuando no se soluciona a tiempo el problema de alto nivel. » Cavitación en las Bombas, por bajo nivel de fluidos en los tanques. » Ingreso de crudo al Sistema de Agua de inyección. » Interrupción de la producción de algunos pozos. 	<ul style="list-style-type: none"> » Si hay bajo nivel de agua en los Tanque, disminuir las RPM de las Bombas de Inyección hasta que se recuperen los niveles. » Cuando el nivel en el Tanque es elevado, abrir la válvula que permite el flujo de agua hacia las piscinas. » Informar al Instrumentista para que revise el sistema de control de nivel de los Tanques. » Si hay derrame solicitar apoyo para la limpieza del área afectada.
Baja presión de succión de las Bombas centrífugas de transferencia de agua.	<ul style="list-style-type: none"> » Bajo nivel en los Tanques Desnatadores. » Obstrucciones o rotura en las líneas de succión y válvulas. 	<p>Cavitación en las Bombas centrífuga o de Filtración.</p>	<ul style="list-style-type: none"> » Apagar las bombas necesarias y/o disminuir las rata de inyección (bajar RPM de las Bombas) para restablecer los niveles en los Desnatadores. » Verificar que las válvulas y la líneas de succión estén en buenas condiciones, de lo contrario informar al personal de mantenimiento para que tome los correctivos necesarios.

<p>Alta presión en la línea de descarga de las Bombas centrífugas de transferencia de agua.</p>	<p>Daño en la válvula automática ubicada en la línea de descarga de los Tanques Desnatadores.</p>	<p>Represamiento de fluido en los Tanques Desnatadores.</p>	<p>Revisar las válvulas, líneas y equipos aguas abajo de las Bombas, para según sea el caso by-pasearlos y avisar al personal de mantenimiento para que tomen los correctivos necesarios.</p>
<p>El agua no cumple con las especificaciones luego del retrolavado de los Filtro.</p>	<p>» Cantidad de lecho filtrante deficiente. » Retrolavado de los filtros inadecuado.</p>	<p>Agua fuera de especificaciones.</p>	<p>» Verificar el nivel del lecho filtrante y avisar al personal de mantenimiento para que tomen los correctivos. » Incrementar el tiempo de purga.</p>

8. SISTEMA DE GAS



Foto 8.1. Scrubber

8.1. OBJETIVO

Brindar las condiciones necesarias para que el gas asociado a la producción de crudo adquiera las características requeridas para disposición final bien sea quemado en Tea o entregado al inicio de un proceso de extracción de derivados.

8.2. INFORMACIÓN TÉCNICA

El scrubber o depurador es un equipo en el cual se extrae el contenido de líquido (condensado) de una corriente de gas, se realiza haciendo pasar la corriente por un camino tortuoso donde por contacto se condensa el líquido presente en el gas;

es decir el principal efecto que ocurre en el recipiente es el enfriamiento del gas causando así la condensación del liquido.

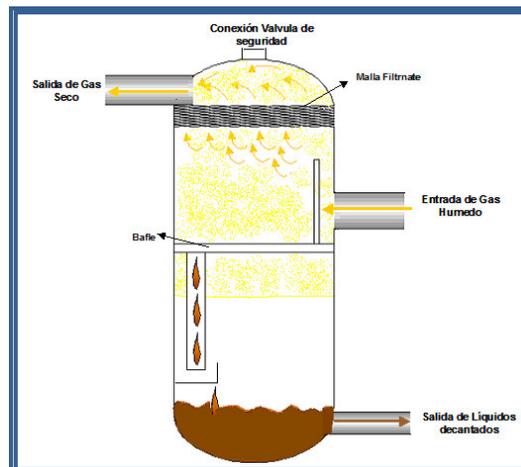


Figura 8.1. Esquema Interno del Scrubber

8.3. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO

A través de su paso por el sistema, el fluido de proceso va liberando el gas asociado. Es así como en los separadores, Gun Barrel y tanques de almacenamiento hay permanentemente desprendimiento de gas, el cual en la actualidad es conducido por líneas de flujo bien sea hacia un scrubber o directamente hacia un Knock Out Drum, para posteriormente ir al sistema de teas o, como se tiene previsto en un futuro, a un tratamiento especializado.

Características	Scrubber	KnockOutDrum
Flujo de Gas (MMSCFD)	6	5
Presión de Diseño (psi)	150	50
Presión de Operación (psi)	10	5
Temperatura de Diseño (°F)	150	200
Dimensiones (Ø x H) (pies*pies)	36' x 12'	60' x 10'
Tipo	Soldado Vertical	Soldado Horizontal
Unidades	1	2

Tabla 8.1. Dimensiones, Capacidad del Scrubber y Knock Out Drum

8.3.1. Scrubber

El gas que sale de los separadores con una presión de 34 psi, entra al scrubber con capacidad nominal de 6 MMSCFD por una línea de 6" de Ø por la parte media inferior y sale por la parte superior permitiendo que durante ese recorrido, las partículas líquidas que trae consigo se separen y caigan por gravedad al fondo del equipo el cual opera a 20 psi. Para ayudar en esta separación, el gas entra y choca contra una platina dispersora separando las partículas líquidas (condensado) las cuales se acumulan en el fondo del equipo y salen por una válvula controladora de nivel (LCV) neumática de 2" de Ø hacia la caja API.

El gas por su parte asciende, pasa por un extractor de niebla (demister) que retiene las partículas líquidas puedan contener y sale a través de una válvula controlador de presión análoga tipo Bourdon (PCV) de 6" de Ø direccionado al cabezal de la tea de alta pasando antes por el Knock Out Drum I en el cual se termina de retirar el líquido contenido en éste.

El scrubber cuenta con una válvula de seguridad mecánica (PSV) que lo protege de aumentos de presión (setting 50 psi) y un switch de nivel neumático que controla la salida de gas hacia la tea con setting de 10 psi.



El gas separado en las botas de los Gun Barrel (GB-101 y GB-201-D) es llevado por una línea de 6" de \varnothing directamente al Knock Out Drum II para retirarle los condensados y tener un gas un poco más seco. Se cuenta con la facilidad de direccionar éste flujo de gas hacia el scrubber según las condiciones de la operación lo ameriten.

8.3.2. Knock Out Drum



Foto 8.2. Knock Out Drum

Los Knock Out Drum son considerados como el último lugar en donde las partículas de líquido se pueden retirar del gas antes de quemarlo en la tea; a estas vasijas llegan el gas del scrubber al Knoch Out Drum I y el gas de las Botas de los Gun Barrel al Knoch Out Drum II por medio de unas líneas de 6" de \varnothing independientes. El gas entra y sale por la parte superior de la vasija a través de una línea de 6" de \varnothing y se dirige hacia la tea de alta (gas de separadores) o de baja (Gas de botas de Gun Barrel) para ser quemado. Los Knock Out Drum cuentan con bypass y existe facilidad para intercomunicar las dos teas.

Estos equipos tienen una capacidad de 5 MMSCFD cada uno, cuentan con un indicador de presión análogo tipo Bourdon, un controlador de nivel de condensado neumático que permite la salida del condensado a través de una válvula de control de nivel (LCV) por una línea de 2" de \varnothing hacia la caja API.

8.3.3. Tea de Alta y Baja Presión



Foto 8.3. Teas de Alta y Baja Presión

El sistema de quemado de gas está constituido por dos (2) Teas, una de Alta y una de Tea de Baja presión con capacidad de quemado de 6 MMSPCD y 5 MMSPDC respectivamente; a la tea de alta presión llega el gas proveniente de los separadores generales y de prueba, mientras que a la tea de baja presión llegan la corriente de gas de las botas de los Gun Barrel. La corriente de gas que llega a la tea de alta ha sufrido una doble etapa de depuración (scrubber y Knoch Out Drum) mientras que la corriente de gas de la tea de baja solo ha tenido una sola etapa de separación (Knoch Out Drum).

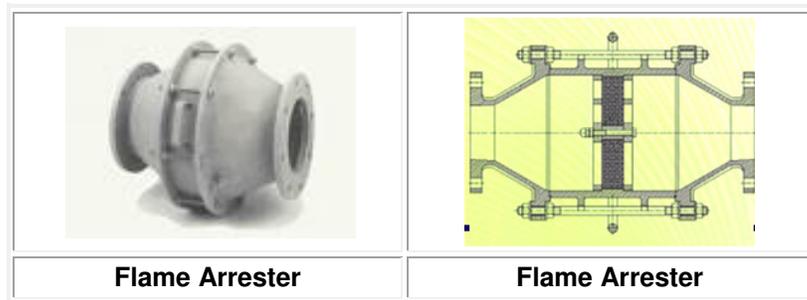
Las Teas (alta y baja) presión cuentan con un piloto de ignición para ofrecerle una buena estabilidad a la llama, un sistema de encendido manual (winche y polea de 1/8" de \varnothing), una boquilla de estabilización para proporcionar una zona de baja presión asegurando tanto la ignición completa de los gases como la estabilidad de la llama a altas velocidades de salida y un eliminador de aire que evita la entrada de aire al interior de la tea para garantizar que no haya llama dentro de la Línea de conducción hacia las Teas.

La boquilla está equipada con un protector de brisa que rodea la sección superior del quemador. En la medida en que el viento sopla alrededor de la boquilla se crea una zona de baja presión en el lado inferior del protector de la brisa, el cual lanza la llama hacia abajo, causando que los gases se quemen sobre la boquilla. El propósito de este protector es resguardar la boquilla del impacto de la llama, aumentando la vida útil de la boquilla.

El gas dispuesto para quema debe estar suficientemente depurado de gotas de líquido antes de entrar a las teas, si se observa presencia de humo en la llama es porque aún hay mucho hidrocarburo quemándose e indica que el proceso de

eliminación de condensados presenta fallas. La antorcha de las teas debe estar localizada bastante retirada de las instalaciones de proceso.

- **FLAME ARRESTER O ATRAPALLAMAS** (va antes de las teas): son equipos instalados en las líneas de flujo de gas para evitar la propagación de una deflagración o combustión a través del sistema, en este caso de las tuberías que van de los K. O. Drum hacia las teas. Esto se logra obligando a pasar la llama a través de canales lo suficientemente estrechos y prolongados para sofocar la llama dependiendo de la temperatura, presión y composición de los gases del sistema.



8.4. PROBLEMAS Y SOLUCIONES DEL SISTEMA DE GAS

PROBLEMAS	CAUSAS	EFFECTOS	ACCIONES
Alta y baja presión en los Scrubber y/o K. O. Drum	<ul style="list-style-type: none"> » Alto y bajo flujo de gas. » Falla en los instrumentos de seguridad. » Fuga en las línea o equipos. 	<ul style="list-style-type: none"> » Disparo de las válvulas de seguridad. » Sobre-presión en los K. O. Drum, Scrubber y líneas de conducción. 	<ul style="list-style-type: none"> » Solicitar a los instrumentistas la revisión de los instrumentos de seguridad. » Inspeccionar las líneas y vasijas para detectar puntos de fuga. En caso de encontrar alguna, By-pasearla si es posible y pedir la colaboración al personal de mantenimiento para solucionar este problema.
Alto nivel de líquido en el Scrubber y/o K. O. Drum	<ul style="list-style-type: none"> » Atascamiento en los separadores. » Falla en los instrumentos de control de salida de líquido. » Falta de drenar constantemente los líquidos acumulados. 	Flujo de líquido en la línea de gas.	<ul style="list-style-type: none"> » Inspeccionar que los instrumentos de control de salida de líquido estén trabajando correctamente, de lo contrario solicitar al instrumentista su revisión. » Drenar el Scrubber y K. O. Drum.

9. SISTEMA DE DRENAJE



Foto 9.1. Cárcamo Perimetral y Cajilla Recolectora.

9.1. OBJETIVO

Recolectar el agua lluvia y el agua aceitosa que se drena o se desnata de los equipos utilizados en las operaciones de la Estación, para canalizarla hacia su respectivo lugar de manejo.

9.2. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO

El fluido que se drena y se desnata, es dirigido hacia la Caja API a través de unas cajillas de recolección o por líneas de conducción que lo llevan directamente allí, para almacenarlo y enviarlo nuevamente al proceso por el Manifold de Recolección.

Cuando llueve, el agua precipitada dentro de los diques de contención es recolectada en unas cajillas y de acuerdo a las condiciones que presente,

mediante un juego de válvulas, es enviada a una cuneta perimetral de recolección de agua lluvias que rodea parte de la Estación.

Para llevar a cabo este propósito se cuenta con:

- **CARCAMO PERIMETRAL:** ubicados alrededor de los Separadores, Tanques de Almacenamiento de 500 bls, Tanques Desnatadores, Filtros, Decantador, Bombas de Transferencia, cargadero de Crudo y Piscinas de Tratamiento; con el fin de recibir el agua de lluvia o los fluidos derramados y direccionarlos a las diferentes cajas recolectoras.



- **CAJA RECOLECTORA:** ubicadas en las áreas de Separación, Deshidratación, Almacenamiento y Cargue de crudo; las cuales almacenan los fluidos provenientes de los cárcamos que rodean los equipos de dichas áreas.

Las cajillas de recolección ubicadas dentro de los diques de contención del Tk-101, GB 101 y GB-201-D cuentan con un juego de válvulas de corte las cuales deben permanecer cerradas, solo se abren en el momento en que se estén

llenando a causa de lluvias para dirigir el fluido hacia la cuneta perimetral de agua de lluvia ubicada alrededor de la estación; si el agua tiene presencia de crudo se enviará a la caja Recolectora principal del área.



El fluido almacenado en las cajas recolectoras es recuperado por el camión de vacío y depositado en la Caja API.

- **CUNETA PERIMETRAL:** reciben las aguas lluvias de los diques de contención de Tanques de Almacenamiento (Tk 101), Gun Barrel, Filtros y Decantador; que drenan hacia una Caja Recolectora y luego es vertida hacia un canal en tierra donde pasa un riachuelo.



9.3. CAJA API



Foto 9.2. Caja API

Es un conjunto de piscinas en cemento impermeabilizadas para separar el agua del aceite y sólidos, lo cual ocurre por diferencia de densidades.

El agua proveniente de: las cajas recolectoras, los catch tank, la empleada en el lavado de equipos, el agua-aceitosa del rebose de los tanques desnatadores son recibidos en esta caja API; en la primer piscina se almacena el fluido y los sólidos presentes se precipitan en el fondo de ésta, el agua aceitosa pasa por rebose a la siguiente piscina donde se realiza una separación gravitacional, el crudo presente en el agua rebosa a un canal que lo lleva a un compartimiento (piscina) en donde se almacena y por medio de una bomba centrífuga es incorporado al proceso a través del manifold; el agua separada pasa a otra piscina ya que están comunicadas por la parte inferior, allí las trazas de aceite que pueda contener el agua rebosan a un canal que las envía al compartimiento de crudo y el agua pasa por intercomunicación en el fondo a otro compartimiento (piscina) para finalmente ser bombeada hacia las piscinas de tratamiento químico.

10. SISTEMA DE CARGUE DE CRUDO POR CARROTANQUES



Foto 10.1. Cargadero de Crudo

10.1. OBJETIVO

Despachar el crudo a través de carrotanques bajo parámetros de fiscalización a sus diferentes estaciones de recibo.

10.2. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO

El crudo almacenado en los tanques de fiscalización Tk-101 y Tk-13 al Tk-19 ha sido liquidado y cuentan con las especificaciones dictadas por el MM&E es bombeado hacia el Cargadero, en el cual se despacha y se entrega en custodia por medio de carrotanques hacia sus diferentes puntos de recibo.

El equipo de transferencia está constituido por cuatro (4) bombas centrífugas Griswold, acopladas a motores eléctricos Corro-Duty de 50 HP a 1.775 RPM; las cuales están conectadas a los cuatro brazos del cargadero. Las bombas succionan el crudo desde los tanques de almacenamiento por una línea de 6" de \varnothing de diámetro y descarga por una línea de 4" de \varnothing . Las bombas las encienden y las apagan el operador del cargadero desde su punto de control y son utilizadas las cuatro al mismo tiempo para efectos del cargue; la operación de transferencia de crudo requiere la atención permanente del operador del cargadero ya que el nivel del tanque que se despache no debe ser inferior a 70 centímetros en el Tk-101 y 40 centímetros en los tanque Tk-19 a Tk-13 para evitar la cavitación de las mismas.



Foto 10.2. Bombas de Transferencia de Crudo

10.3. SISTEMA DE FISCALIZACIÓN

El objetivo de la fiscalización es medir, calificar y cuantificar el crudo producido por los pozos de la Estación Corcel, que luego del proceso de tratamiento ha quedado apto para despachar a los diferentes puntos de recibo por medio de carrotanques, los cuales serán llenados por un sistema de cargadero dispuesto para tal fin.

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

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

La actividad de la medición estática en la Estación Corcel comprende la determinación oficial de la cantidad del crudo contenido en un tanque de almacenamiento (ver anexo).

- La medición de tanques, se realiza según procedimiento PCL-PROD-FAC-05, Medición Estática de Líquidos.
- Para identificar la temperatura del fluido, se ejecuta el procedimiento PCL-PROD-FAC-05, Medición Temperatura en Tanques.
- Las muestras representativas de los fluidos se describe en el procedimiento PCL-PROD-FAC-07, Muestreo Manual de Tanques.

En lo referente con la calidad y evaluación de los fluidos, se realizan pruebas de laboratorio a muestras representativas de éstos. La Sociedad Americana para el Ensayo de Materiales (ASTM), es la entidad que ha desarrollado normas para los ensayos y pruebas de laboratorios de la industria petrolera con las cuales la Estación Corcel se rige por los siguientes procedimientos (ver anexos).

- Para la determinación del contenido de sedimentos y Agua suspendida en el crudo, se sigue el procedimiento PCL-PROD-LAB-03, Determinación de BS&W por Centrifuga.
- La gravedad específica del crudo, se obtiene a través del procedimiento PCL-PROD-LAB-02, Determinación Gravedad API.
- La salinidad del agua de producción se determina por el procedimiento PCL-PROD-FAC-04, Cargue de crudo por carro tanques.
- La determinación de la salinidad del crudo, se obtiene ejecutando el procedimiento PCL-PROD-LAB-11, Determinación de la Salinidad del Crudo.
- Para determinar el contenido de arenas producidas por el pozo, se sigue el procedimiento PCL-PROD-LAB-06, Contenido de Arena.
- Para determinar el contenido Agua presente en el crudo, se sigue el procedimiento PCL-PROD-LAB-01, Determinación de BS&W por el método Karl Fisher.

- La liquidación del crudo producido, se debe realizar siguiendo paso a paso el procedimiento PCL-PROD-FAC-22, Calculo de Cantidades de Petróleo.

10.4. CARGADERO DE CRUDO

El sistema de llenado de carrotanques consta de cuatro (4) brazos mecánicos los cuales cargan directamente el crudo a los vehículos de despacho. Adicional el sistema está constituido por: filtro eliminador de aire, medidor de flujo, báscula de control digital, sistemas de puesta a tierra, computador de flujo.

Filtros: Los filtros son instalados en la tubería por delante de los medidores, para protegerlos de impurezas (arena) que puedan contener el crudo o la tubería. El uso de la canasta con malla adecuada nos permite disminuir tiempos de mantenimiento en los equipos que están en contacto con el crudo que fluye.



Eliminador de Aire: El eliminador de aire está diseñado para proveer separación, eliminación y prevención de aire en la tubería, diseñado para trabajar a una presión máxima de 150 psi @ 100°F. Los Medidores de desplazamiento positivo y turbina, siendo elementos de medición volumétrica, no pueden diferenciar entre

líquido, aire y vapor. Sin embargo el aire contenido en la mayoría de los casos es pequeño comparado con la cantidad de producto, pero éste contribuirá a generar un error en la medición. Para asegurarnos una medición precisa del crudo despachado es importante eliminar todo el aire o vapor que se encuentre en la tubería.

Medidor de Desplazamiento Positivo: Medidor Birotor Plus es utilizado para llenado, por su gran exactitud y confiabilidad, el Medidor de desplazamiento positivo está diseñado para medición precisa del hidrocarburo; gracias a su doble carcasa combinada proporciona durabilidad y con larga vida útil. Su funcionamiento se basa en dos rotores espiralados balanceados dinámicamente dentro de una cámara de medición con cuerpo de doble carcasa donde no hay contacto metal-metal minimizando así el desgaste. La corriente que entra a la cámara de medición es dividida en fragmentos de volumen precisos que luego son regresados a la corriente de salida, durante esta transición la rotación de los rotores es directamente proporcional a la tasa de flujo del producto. Utilizando salidas duales o sencillas, el medidor cumple con los estándares de salida a pulsos API (92 pulsos/Galón).

Las señales de salida son amplificadas y corridas por un pre-amplificador montado directamente sobre el medidor para transmisión o accesorios como contadores, dispositivos digitales, equipo de control e instrumentación.



Válvula de Control Digital: Diseñada para proporcionar control preciso de la rata de flujo en el despacho de crudo. La válvula es controlada por un predeterminador electrónico para arranque bajo flujo, control de rata de alto flujo, cierre a bajo flujo y parada final. Proporciona exactitud en el medidor al mantener constante la rata de flujo.



Válvula de Control

Computador de flujo Single Meter Preset: El MultiLoad II SMP es un paquete diseñado para despachar un producto a través de un solo brazo con la capacidad de inyectar hasta dos aditivos. El SMP tiene un encerramiento compacto a prueba de explosión, una pantalla QVGA de matriz activa y un teclado numérico.



Computador de Flujo

Sistema de Puesta a Tierra: Los vehículos de transporte de combustible deben ser conectados a tierra antes y durante la operación de carga. El sistema garantiza un

adecuado aterrizamiento y nunca deben existir dudas sobre su funcionamiento y estado y operación.



Sistema Puesta a Tierra

10.5. PROBLEMAS Y SOLUCIONES EN EL SISTEMA DE CARGUE DE CRUDO

PROBLEMAS	CAUSAS	EFFECTOS	ACCIONES
Baja presión de succión de las bombas de transferencia.	<ul style="list-style-type: none"> » Bajo nivel en el Tanque de Venta. » Obstrucciones o rotura en la línea de succión. 	Cavitación en las Bombas de Transferencia.	<ul style="list-style-type: none"> » Apagar las bombas. » Verificar que la línea de succión este en buenas condiciones, de lo contrario cerrar la válvula de salida de fluido del Tanque de Venta e informar al Supervisor para que tomen los correctivos necesarios.
Alta presión de descarga.	Taponamiento en la entrada de los filtros de los medidores.	Bombeo deficiente hacia el cargadero.	<ul style="list-style-type: none"> » Apagar la bomba. » Revisar que las válvulas manuales ubicadas en la línea de conducción estén abiertas, de lo contrario hacer los correctivos necesarios.
Baja Presión de Descarga	<ul style="list-style-type: none"> » Mantenimiento Deficiente de la bomba. » Nivel por debajo de la tubería de succión » Aireamiento del sistema 	<ul style="list-style-type: none"> » Cavitación en las Bombas de Transferencia. » Deficiencia de flujo en el cargadero. 	<ul style="list-style-type: none"> » Verificar el estado de instrumentos y bombas. Con el historial de mantenimiento. » Verificar el nivel adecuado

11. SISTEMA CONTRA INCENDIO



Foto11.1. Sistema Contra Incendio

11.1. OBJETIVO

Disponer de un mecanismo de seguridad que suministre agua a toda la estación y espuma en los equipos requeridos en caso de un incendio.

11.2. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

La Estación cuenta con un sistema contra incendio compuesto por un sistema de espuma, tanques de agua dulce, un sistema de tubería a todo lo largo de la estación e hidrantes. El sistema de protección contra incendio de la Estación Corcel se encuentra conformado por dos sistemas básicos y equipos de apoyo, así:

- Sistema de Agua
- Sistema de Espuma
- Equipos de Apoyo (Extintores)

11.2.1. Sistema de Agua

La estación Corcel cuenta con un sistema de agua contra incendio conformado por:

- Abastecimiento de agua.
- Bombas contra incendio.
- Red de distribución de agua.
- Anillos de refrigeración para los tanques GB-101, GB-102D y TK-101.

11.2.1.1. Abastecimiento de Agua

Para el almacenamiento de agua contra incendio, en la estación Corcel cuenta con dos (2) tanques verticales de 500 Bls cada uno y dos (2) tanques horizontales de 500 Bls cada uno, para un total de 2.000 Bls de reserva de agua. En la foto 11.2 se muestran los tanques de almacenamiento de agua.



Foto 11.2. Tanques de Almacenamiento de Agua

11.2.2. Bomba Contra Incendio

La estación cuenta con dos (2) bombas con las siguientes características:

- Una (1) bomba principal horizontal de tipo carcasa partida marca AURORA, con capacidad nominal de 750 GPM @ 150 psig; conducida por motor diesel marca CUMMINS, con una potencia nominal de 210 HP @ 2200 rpm.
- Una (1) bomba de respaldo horizontal de tipo carcasa partida marca AURORA, con capacidad nominal de 750 GPM @ 150 psig; conducida por motor diesel marca CUMMINS, con una potencia nominal de 210 HP @ 2200 rpm.



Foto 11.3. Bombas de Agua Contra Incendio

11.2.3. Red de Agua Contra Incendio

La red de agua está constituida por una serie de líneas de tubería de acero al carbono distribuidas por la estación en dos (2) anillos. En esta red hay salidas de agua que alimentan los hidrantes monitores de agua-espuma y las redes de boquillas pulverizadoras de agua para los tanques. Los anillos de la red de agua contra incendio cubren las siguientes zonas:

- Zona 1: Tanques de almacenamiento horizontales.
- Zona 2: Tanques Gun Barrel GB-101, GB-201D y tanque de almacenamiento TK-101.

11.2.3.1. Anillo Zona 1

Del múltiple de descarga se desprende una línea de 4" de \emptyset que alimenta un anillo que rodea la zona de tanques de almacenamiento para el llenadero de carro tanques; sobre este, hay instalados cuatro (4) hidrantes-monitores de agua y cuatro (4) válvulas de sectorización tipo bola de 4" de \emptyset . Adicionalmente del múltiple de descarga de las bombas, se deriva una línea de 4" de \emptyset que alimenta el sistema de proporcionamiento de espuma de la estación.

11.2.3.2. Anillo Zona 2

Del anillo de la zona 1 se derivan dos (2) líneas de 4" de \emptyset que alimentan el anillo de la zona 2; sobre este hay instalados cuatro (4) hidrantes-monitores de agua y cuatro (4) válvulas de sectorización tipo bola de 4" de \emptyset . De este anillo se deriva una línea de 4" de \emptyset usada para la alimentación de un quinto hidrante monitor de agua-espuma, para la protección de los separadores trifásicos.

Adicionalmente de este anillo se derivan tres (3) líneas de 2" de \emptyset , una para cada tanque, que alimentan las redes de boquillas pulverizadoras para la protección contra radiación de los tanques Gun Barrel GB-101, GB-201D y del tanque de almacenamiento TK-101.

11.2.3.3. Anillo de Refrigeración

Para la protección contra radiación de los cuerpos de los tanques se tienen instaladas redes de boquillas pulverizadoras tipo cortina. Del anillo de tubería de la zona 2 se derivan líneas para:

- Un anillo de 2" de \varnothing protegiendo el 75% del área lateral de tanque Gun Barrel GB-101, este anillo cuenta con dos (2) montantes y un total de veintitrés (23) boquillas pulverizadoras de agua.
- Un anillo de 2" de \varnothing protegiendo el 75% del área lateral de tanque Gun Barrel GB-201D, este anillo cuenta con dos (2) montantes y un total de veintitrés (23) boquillas pulverizadoras de agua.
- Un anillo de 2" de \varnothing protegiendo el 50% del área lateral de tanque de almacenamiento TK-101, este anillo cuenta con un (1) montante y un total de quince (15) boquillas pulverizadoras de agua.

A continuación en la foto 11.4, se muestra el anillo de refrigeración de uno de los tanques Gun Barrel existentes en la estación.



Foto 11.4. Anillo de Boquillas Pulverizadoras de Agua

11.2.4. Sistema de Espuma

La Estación Corcel cuenta con un sistema de espuma contra incendio conformado por:

- Sistema de proporcionamiento tipo tanque de vejiga.
- Múltiple de distribución de espuma.
- Líneas de distribución de espuma.
- Hidrantes monitores de agua-espuma.
- Cámaras de espuma.

11.2.4.1. Equipo de Proporcionamiento de Espuma

La Estación Corcel cuenta con un sistema de proporcionamiento de espuma del tipo tanque de vejiga marca ANSUL. Este sistema utiliza la presión de agua como fuente de energía haciendo que una línea proveniente del suministro de agua, ejerza presión sobre la vejiga de almacenamiento de concentrado y haga que este fluya hacia el proporcionador de espuma. El tanque de vejiga es de 200 Gal de capacidad, con concentrado de espuma AFFF y proporcionador de 3" de \varnothing con un rango de operación entre 70-800 GPM.



Foto 11.5. Tanque de Vejiga

De éste equipo de proporcionamiento de espuma se deriva una línea de 4" de \varnothing para la alimentación del múltiple de distribución de espuma de la estación, ubicado en la zona de tanques. A continuación en la Foto 11.5, se muestra el sistema de proporcionamiento de espuma de la estación.

11.2.4.2. Red de Espuma Contra Incendio

Para la alimentación de solución de espuma La Estación cuenta con un múltiple de distribución de 4" de \varnothing del cual se derivan las siguientes líneas:

- Una línea con válvula de bola de 4" de \varnothing para alimentar la cámara de espuma del tanque Gun Barrel GB-101.
- Una línea con válvula de bola de 4" de \varnothing para alimentar la cámara de espuma del tanque Gun Barrel GB-201D.
- Una línea con válvula de bola de 4" de \varnothing para alimentar la cámara de espuma del tanque de almacenamiento TK-101.



Foto 11.6. Múltiple de Distribución de Espuma

11.2.4.3. Hidrantes-Monitores de Agua-Espuma

La Estación Corcel cuenta con nueve (9) hidrantes monitores de agua-espuma con las siguientes características:

- Hidrante con cuerpo de 4" de Ø, en tubería de acero al carbono, con dos (2) salidas, con válvulas de compuerta de 2 1/2" de Ø.
- Válvula de corte de 4" de Ø tipo mariposa.
- Monitor de una vía (tipo cobra).
- Boquilla del tipo no aspirante, fabricada en bronce, con conexión de 2 1/2" de Ø y flujo de 350 GPM @100 psig.
- Manguera flexible para suministro de concentrado de espuma.
- Adaptadores y acoples para instalar a recipiente plástico con espuma.
- Concentrado de espuma AFFF almacenado en tanques plásticos de 55 galones.

En la Foto 11.7 se muestran un par de hidrantes monitores de agua-espuma de los existentes en la estación. Estos equipos tienen la facilidad de funcionar con agua, o formar espuma con el concentrado almacenado en las canecas.



Foto 11.7. Hidrantes Monitores de Agua-Espuma

Las partes principales que componen estos hidrantes-monitores, tales como: boquilla, válvula de corte, monitor; no cuentan con aprobaciones o listamientos para uso en sistemas contra incendio, característica estipulada en la normatividad NFPA.

11.2.4.4. Cámaras de espuma

Los tanques cuentan para la protección contra incendios con una cámara de espuma. Las líneas de alimentación para estos equipos provienen del múltiple de distribución de espuma (numeral 12.2.3.2). En la foto 11.8, se muestra la cámara de espuma instalada en el tanque Gun Barrel GB-101.



Foto 11.8. Cámaras de espuma

Estas cámaras de espuma, no cuentan con aprobaciones o listamientos para uso en sistemas contra incendio, característica estipulada en la normatividad NFPA.

12. SISTEMA DE GENERACIÓN



Foto 12.1. Área Generación Plataforma D

12.1. OBJETIVO

Generar la mayor cantidad de energía eléctrica para suplir los requerimientos de los diferentes equipos con los que opera La Estación Corcel.

12.2. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO

El campo corcel cuenta con Generadores Diesel Cummins y Caterpillar para suministrar la energía necesaria para la operación de los equipos eléctricos de la facilidad y las Bombas Electrosumergibles de los pozos productores e inyectores.

En todas las plataformas (A, BOA, C, D, EF y facilidades) contamos con sincronismo y paralelismo evitando así paradas de pozos por mantenimiento programado del equipo.

Los Generadores y Variadores cuentan con las siguientes especificaciones:

- **GENERADOR CUMMINS QSK 60**



Foto 12.2. Generador Cummins

Ubicación	Especificaciones	Característica	
Facilidades, Plataformas: A, Boa, C, D, EF	Marca	Estanford	
	Modelo	P1734F	
	Serie No.		X08M530089
			X08F230179
			X08H341014
			X08F240328
			X08E200859
			X08D164752
			X08D164751
			X08F230177
			X08H341015
	X08H341012		

		X08G300340
		X08F230178
	Voltaje	480 VCA
	Cantidad	12
	Frecuencia	60 Hz
	Conexión	Delta y Estrella
	No. Fases	Tres
	Control	Deep/sea

Estos Generadores trabajan con un motor Diesel de las siguientes especificaciones:

Especificaciones	Característica
Marca	Cummins
Modelo	QSK 60
Serie No.	33174022
	33175310
	33173637
	33175882
	33175220
	33171871
	33172783
	33172301
	33175973
	33175982
33175997	
33172784	
Potencia	2179 KW
RPM	1800

- **GENERADOR CATERPILLAR VFG 3512**



Foto 12.3. Generador Caterpillar

Ubicación	Especificaciones	Característica
Plataforma A	Marca	Kato
	Modelo	AA27695000
	Serial	18903-05
		18903-06
		181903
	Voltaje	4100
	Cantidad	3
	Frecuencia	60 Hz
	Conexión	Delta y Estrella
	No. Fases	3
	Amperios	150

Estos Generadores trabajan con un motor Diesel de las siguientes especificaciones:

Especificaciones	Características
Marca	Caterpillar
Serie No.	49Y01127
	49Y01125
	49Y01121
Voltaje	100 A
RPM	1800

- **GENERADOR CATERPILLAR VFG 3508**

Ubicación	Especificaciones	Característica
Plataforma A	Marca	Kato
	Modelo	AA27969000
	Serial	18959
	Voltaje	2367/4100
	Cantidad	3
	Frecuencia	60 Hz
	Conexión	Delta y Estrella
	No. Fases	3

Estos Generadores trabajan con un motor Diesel de las siguientes especificaciones:

Especificaciones	Característica
Marca	Caterpillar
Serie No.	95Y10321
RPM	1800
Voltaje	100 A

13. CONCLUSIONES

- La realización de este proyecto me permitió tener contacto directo con los diferentes equipos y etapas que intervienen en el proceso de producción de hidrocarburos que conforman el campo Corcel y de esta manera confrontar los modelos teóricos adquiridos en la universidad.
- Las facilidades de producción utilizadas en las diferentes etapas del proceso de producción de hidrocarburos deben cumplir con los estándares de la industria, independiente de que tan pequeño sea el proyecto. La integridad de las personas que laboran y los equipos involucrados en los procesos deben ser de prioridad atención en cuanto a condiciones de diseño se requiera.
- El trabajo en equipo de los diferentes departamentos operativos (Perforación, Completamiento, Obras civiles, Proyectos, Mantenimiento, etc.) involucrados directamente y bajo responsabilidad integral hacen que el proceso de producción de hidrocarburos que es la etapa final sea un éxito.
- El presente manual busca brindar una herramienta guía para operar las diferentes etapas del proceso de producción en el campo Corcel en forma adecuada, segura, evitando los accidentes o incidentes laborales y/o ambientales.

14. RECOMENDACIONES

- Revisar el normal funcionamiento del sistema de drenaje, que se encuentre sin obstrucción alguna; con el fin de evitar derrames de aguas aceitosas dentro de la estación y sus sectores aledaños.
- Que los Knock Out Drum tengan una válvula neumática con su respectivo control, para drenar los líquidos constantemente y de manera automática.
- En el sistema de depuración del gas es importante que las teas tanto de baja como de alta presión tengan un encendido automático, con un piloto encendido permanente o chispa eléctrica, para en caso de exceso de gas en el campo pueda ser quemado.
- Implementar un programa de revisión y mantenimiento preventivo a todas las válvulas neumáticas y sus controladores, válvulas de seguridad, cheque, válvulas de presión y vacío para garantizar el adecuado funcionamiento de los distintos sistemas que contiene el campo.
- Adquirir los componentes de los hidrantes-monitores (boquillas, monitor) de los equipos contra incendio de acuerdo a la normatividad NFPA.

BIBLIOGRAFÍA

ALDANA. Jair Enrique, ANZOLA, Daniel Ricardo. Determinación de un fluido de perforación para el campo Corcel. Tesis Fundación Universidad de América. Bogota, 2009.

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

API RP 500. Recommended Practice for Classification of Locations for Electrical Installations at Petroleum Facilities Classified as Class I, Division 1 and Division 2. Chapter 10, Recommendations for determining degree and extent of classified locations at drilling rigs and production facilities on land and on marine fixed platforms.

NFPA 30. Flammable and Combustible Liquids Code. 2008.

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

Entrevistas al personal que labora en Campo Corcel; Supervisores, Operadores, Instrumentista, Ing. Mecánicos. Diciembre, 2009.

ANEXOS



PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACIÓN DEL BS&W POR EL MÉTODO DE CENTRIFUGA

Elaborado:	Revisado:	Aprobado:	Versión: 02
Nombre: Erwin Chaparro Fonseca Javier Solórzano P	ING.PRODUCCIÓN	SUPERINTENDENTE	Fecha: Abril 2009
Fecha: Abril 2009	Fecha: Abril 2009	Fecha: Abril 2009	

1. OBJETIVO

Establecer un procedimiento guía para determinar el contenido de agua y sedimentos (BS&W) en una muestra de petróleo crudo por el método de centrifugación acorde con la norma ASTM 4007. Garantizando un resultado confiable y objetivo.

2. ALCANCE

Aplica como procedimiento estándar de laboratorio para el seguimiento del contenido de agua en las operaciones de Perforación, Workover, Well Testing y Producción del campo Corcel.

3. NORMAS DE REFERENCIA

Norma ASTM-D 4007 "Water and Sediment in Crude Oil by the Centrifuge Method"
Normas ASTM-D 3699; ASTM-D 235; ASTM-D 362; ASTM-D846.
MUN (Manual Único de Medición) Capítulo 10.

4. DEFINICIONES

BS&W: Abreviatura de "*Basic Sediment and Water*", indica el porcentaje de Agua y sedimentos que se producen con el petróleo.

Centrifuga: Equipo de separación mecánica capaz de transmitir rotación controlada a dos o más tubos de forma cónica y de 8 in de longitud, impartiendo una fuerza centrífuga relativa mínima de 600 en el extremo de los tubos cónicos con el objetivo de separar sustancias bajo el principio de diferencia de densidad. ASTM-D 4007

Tubo para centrifuga: Tubo cónico elaborado en vidrio recocido acorde con la norma ASTM-D 4007. La numeración de la graduación debe ser clara, la boca debe limitada en forma de cierre y tapada con un corcho. Normalmente conocida como zanahoria.

Solvente: Sustancia que permite la dispersión de otra en el, generalmente esta en mayor proporción y establece el estado físico de la disolución.

Desemulsificante: Sustancia química que permite desestabilizar la emulsión agua

– crudo contrarrestando la acción del agente emulsificante (parafinas / asfáltenos) y permitiendo la separación del agua y los sedimentos del crudo.

Interfase: Es la superficie de contacto creada entre fluidos de diferente densidad.

Equipo Baño-maría: Equipo de metal con la profundidad suficiente para sumergir un tubo de centrifuga hasta la marca de 100ml manteniendo con el fin de estabilizar la temperatura de las muestras a 60 ± 3 °C (140 ± 5 °F) sin contaminarlas.

5. RECURSOS NECESARIOS

5.1. PERSONAL Y RESPONSABILIDADES

5.1.1. Ingeniero de Producción:

- Difundir este procedimiento al personal involucrado en la operación.
- Asegurar que el personal tenga el entrenamiento y la experiencia suficiente para desarrollar este procedimiento.
- Garantizar la disponibilidad de los accesorios, equipos y materiales necesarios para realizar los análisis de muestras.
- Supervisar y asignar a los responsables; establecer que los registros sean estandarizados para la toma de datos manuales.

5.1.2. Supervisor de Producción:

- Garantizar el cumplimiento del procedimiento, la correcta toma de datos manuales y las muestras para el análisis de laboratorio, inspeccionando los recursos y elementos apropiados para la ejecución.
- Asegurar que todo el personal operativo tenga entrenamiento y experiencia suficiente para desarrollar el procedimiento.
- Realizar un inventario periódico para garantizar la existencia y perfecto estado de instrumentos, equipos y materiales para realizar los análisis.

- Auditar la prueba para garantizar el correcto desempeño en HSE, certificar la aplicación del procedimiento y verificar que el ejecutante utilice los EPP adecuados.

5.1.3. Auxiliar de Laboratorio:

- Cumplir y seguir el procedimiento establecido por la compañía, siguiendo la norma ASTM-D 4007.
- Auditar e inventariar periódicamente todos los instrumentos, equipos y materiales, reportar a su superior inmediato cualquier anomalía en cuanto a faltantes o daños.
- Reportar al personal de estadigrafía los resultados obtenidos en el laboratorio de manera periódica, oportuna y haciendo uso de los formatos establecidos para tal fin.
- Documentar de manera ordenada la información completa de los resultados obtenidos en los análisis de laboratorio.
- Cumplir con las normas de HSE para el desarrollo normal del procedimiento.
- Mantener en buenas condiciones de orden y aseo el área de trabajo.
- Proteger y asegurar el buen estado de conservación de todos los instrumentos, equipos y materiales.

5.2. EQUIPOS Y MATERIALES

- Centrífuga
- Homogenizador
- Porta muestras de centrifuga tipo zanahoria 100 ml
- Rompedor de emulsión
- Solvente

- Dispersante
- Pipeta graduada de 10 ml
- Baño María a 60 °C

5.3. TIEMPO ESTIMADO DE PRUEBA

Para la determinación del BSW por el método de la centrifuga se requiere de un tiempo aproximado de 45 minutos.

6. PANORAMA DE RIESGO

NIVEL DE PROBABILIDAD	NIVEL DE CONSECUENCIA		
	Catastrófico (C)	Severo (S)	Leve (L)
ALTO (A)	A*C	A*S	A*L
MEDIO (M)	M*C	M*S	M*L
BAJO (B)	B*C	B*S	B*L

ACTIVIDAD	PELIGRO	RIESGO	EFECTO	MEDIDA DE CONTROL	VALORACIÓN DE RIESGO		
					Probabilidad	Consecuencia	Riesgo
HOMOGENIZAR LA MUESTRA	MECANICO	Trauma en falanges, aplastamientos.	*Incapacidad por lesión leve	*Almacenamiento de muestra en recipiente cerrado con asa de agarre.	B	L	ACEPTABLE
	ELECTRICO	Corto circuito	*Daño de equipo *Punto caliente (chispas) *Paso de corriente	*Revisión periódica del homogenizador. *Inspección del cable	B	M	ACEPTABLE
	AMBIENTAL	Derrame	*Contaminación *Quemadura	*Uso de recipientes y/o instrumentos adecuados. *Uso de Guantes de Nitrilo	M	L	ACEPTABLE
DISOLUCION DE LA MUESTRA EN ZANAHORIA	QUIMICO	Materiales inflamables y explosivos. Inhalación de vapores tóxicos, cancerígenos, orgánicos.	*Quemaduras, heridas, daño de equipos e incapacidades temporales	* Almacenamiento en recipientes adecuadamente aislados y acorde al tipo de riesgo. Con sus MSDS. *Uso de extractor de vapores * Uso de Guantes de Nitrilo, Monogafas y mascara con filtros de carbono (vapor orgánico)	B	S	ACEPTABLE
	FISICO / MECANICO	Rotura de elementos de laboratorio elaborados en vidrio.	*Lesiones por cortes.	*Uso de material de buena calidad. *Uso de Guantes y elementos adecuados	B	L	ACEPTABLE

Elaborado:	Revisado:	Aprobado:	Versión: 02
Nombre: Erwin Chaparro Fonseca Javier Solórzano P	ING.PRODUCCIÓN	SUPERINTENDENTE	Fecha: Abril 2009
Fecha: Abril 2009	Fecha: Abril 2009	Fecha: Abril 2009	



ACTIVIDAD	PELIGRO	RIESGO	EFECTO	MEDIDA DE CONTROL	VALORACIÓN DE RIESGO		
					Probabilidad	Consecuencia	Riesgo
BANO MARIA	ELECTRICO	Corto circuito	*Daño de equipo *Punto caliente (chispas) *Paso de corriente	*Revisión periódica del homogenizador. *Inspección del cable	B	L	ACEPTABLE
	ALTA TEMPERATURA	Quemaduras, vapores inflamables, tóxicos.	*Temperatura aprox. 60°C	Utilizar los EPP adecuados y los elementos de medición adecuados.	B	S	ACEPTABLE
CENTRIFUGACION	MECANICO	Altas RPM	Las RPM deben ser controladas evitando daño de zanahorias	Adecuar lectura de RPM en el equipo y seguir procedimiento	B	L	ACEPTABLE
		Balance en la centrifuga	Un desbalance puede causar daño del equipo por operación inadecuada.	Balancear la centrifuga con dos zanahorias de una muestra idéntica en el lado opuesto.	B	L	ACEPTABLE
DISPOSICION FINAL DE LA MUETSRA	AMBIENTAL	*Derrame por mal manejo *Mala disposición de los residuos líquidos	* Accidentes, quemaduras, contaminación	Uso de recipiente adecuado para residuos.	B	L	ACEPTABLE
	FISICO / MECANICO	Mal manejo de los equipos o herramientas de laboratorio. El contacto con la piel o los ojos puede producir irritación.	* Lesiones a personas, ambiente y/o bienes	Uso de EPP's adecuados	B	L	ACEPTABLE

	MANUAL DE OPERACIONES PRODUCCIÓN CAMPO CORCEL	 PCL-PROD- LAB-03
	DETERMINACIÓN DE BS&W POR CENTRIFUGA	

7. MEDIDAS DE SEGURIDAD

Los productos químicos utilizados en este procedimiento, son de alto riesgo para la salud si no se utilizan con la debida protección ocasionan daños severos en la salud (ver ficha técnica MSDS del rompedor de emulsión, tolueno, kerosene, xileno, varsol y dispersante).

7.1. ELEMENTOS DE PROTECCIÓN (EPP)

El personal encargado de realizar esta operación deberá hacer uso de los elementos de protección personal:

TIPO DE PROTECCIÓN	EPP
Protección Respiratoria	Máscara filtros de carbono para vapores tóxicos y gases orgánicos
Protección Visual	Monogafas
Protección corporal	Overol, Bata de laboratorio de algodón
Protección Extremidades Superiores	Guantes de Nitrilo
Protección Extremidades Inferiores	Botas de Seguridad dieléctricas con Suela Antideslizante

8. CONSIDERACIONES

La selección del solvente esta ligado a la disponibilidad de los mismos, los siguientes solventes pueden ser usados teniendo en cuenta sus debidas precauciones:

Keroseno (Especificación ASTM D 3699): Rango de destilación de 205 a 300 °C (401 a 572 °F), un punto de congelación máximo de -30 °C (-22 °F), y un punto de chispa mínimo de 38 °C (100 °F).

Solvente Stoddard (Especificación ASTM D 235): Rango de destilación de 149-208 °C (300-407 °F), un punto de chispa mínimo de 38°C (100 °F) y un contenido adicional de oleofinas aromáticas de menos del 20% en volumen.

Elaborado:	Revisado:	Aprobado:	Versión: 02
Nombre: Erwin Chaparro Fonseca Javier Solórzano P	ING.PRODUCCIÓN	SUPERINTENDENTE	Fecha: Abril 2009
Fecha: Abril 2009	Fecha: Abril 2009	Fecha: Abril 2009	

El solvente Stoddard y el Keroseno no deben estar saturados con agua y la solubilidad del agua en estos solventes debe ser casi nula a 60 °C (140 °F).

Tolueno, (ASTM D 362) Es inflamable y se debe usar de acuerdo con las especificaciones IP para Toluol.

Xileno. (ASTM D 846) Se debe usar de acuerdo con la especificación.

El tolueno y el Xileno deben estar saturados a la temperatura de prueba de $60\pm 3^{\circ}\text{C}$ ($140\pm 5^{\circ}\text{F}$), con un tiempo de reposo de 48 horas en un recipiente oscuro. Estos solventes son útiles en la determinación de BSW para crudos asfáltenos.

9. PROCEDIMIENTO

9.1 Aplicar el procedimiento de toma de manual de muestra acorde con las normas ASTM –D 4057, ASTM -D 4177 y el MUM.

9.2 Encienda el baño maría y ajuste el setting a una temperatura de $60\pm 3^{\circ}\text{C}$ ($140\pm 5^{\circ}\text{F}$)

9.3 Identificar la muestra a la cual se le determinara el BSW por el método de la centrifuga. Recomendado para muestras con BSW entre el 5% y 30%.

9.4 Limpie y seque dos tubos para centrifuga graduados debidamente. Ver anexos 1 y 2.

9.5 Homogenizar la mezcla de acuerdo al tipo de crudo evitando formación de espuma. Para el caso de campo Corcel homogenizar entre 12 y 15 mil RPM por un lapso aproximado de 30 segundos o hasta que la mezcla este completamente homogénea. Ver figura 1.

9.6 Vierta 50 ml de la muestra en el tubo para centrifuga directamente del recipiente contenedor verificando con el aforo de la zanahoria. Utilice 2 tubos de centrifuga con el fin de balancear al momento de centrifugar. Ver figura 2.

9.7 Adicionar con ayuda de una pipeta o un vaso graduado 50 ml de solvente (tolueno, xileno) saturado de agua a la temperatura de prueba $60\pm 3^{\circ}\text{C}$ o un solvente insoluble en agua (varsol) evitando errores en la determinación del BSW según Norma ASTM-D 4007. Para crudos pesados y viscosos se recomienda

agregar primero el solvente y después el crudo para facilitar la disolución. Ver Figura 3.

9.8 Adicionar la dosificación de desemulsificante y dispersante de parafina requerida a la mezcla según las características del crudo y acorde a empresa encargada del tratamiento químico y teniendo sumo cuidado de no sobrepasar los 100ml de mezcla total. (Dosis previamente autorizada por el supervisor o ing de producción). Ver figura 4.



Figura 1



Figura 2



Figura 3



Figura 4

9.9 Tape el tubo de centrifuga con un corcho ajustándolo suavemente, inviértalo 10 veces como se ilustra en la figura 6 y suméjalo en el baño maría los tubos de centrifuga hasta la marca de 100ml durante un tiempo mínimo de 15 minutos verificando que la temperatura sea $60\pm 3^{\circ}\text{C}$ ($140\pm 5^{\circ}\text{F}$) como lo indica el numeral 8.2. Ver figura 5



Figura 5

9.10 Retire los tubos para centrifugar del baño maría, ajuste los corchos o tape con el dedo pulgar e invierta los tubos para centrifugar 10 veces homogenizando la mezcla como se muestra en la figura 6.

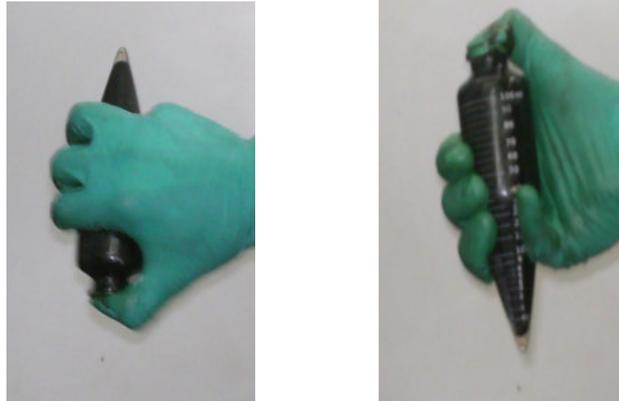


Figura 6

9.11 Ubique los tubos para centrifugar en posiciones opuestas dentro de la centrifuga con el fin de balancear y evitar daños al equipo. Ver figura 7



Figura 7

9.12 Tape la cubierta de la centrifuga y centrifugue durante 10 minutos ajuste la perilla a una fuerza centrifuga relativa minima de 600(rcf) de acuerdo a la siguiente ecuación.

$$r / \text{min} = 1335 \sqrt{\frac{rcf}{d}}$$

rcf = Fuerza centrifuga relativa (rpm)

d = Diámetro de giro. Distancia entre la punta de los tubos en posición de rotación [mm].

Para el caso de campo corcel se recomienda centrifugar entre 1500 y 2000 RPM. Ver figura 8.

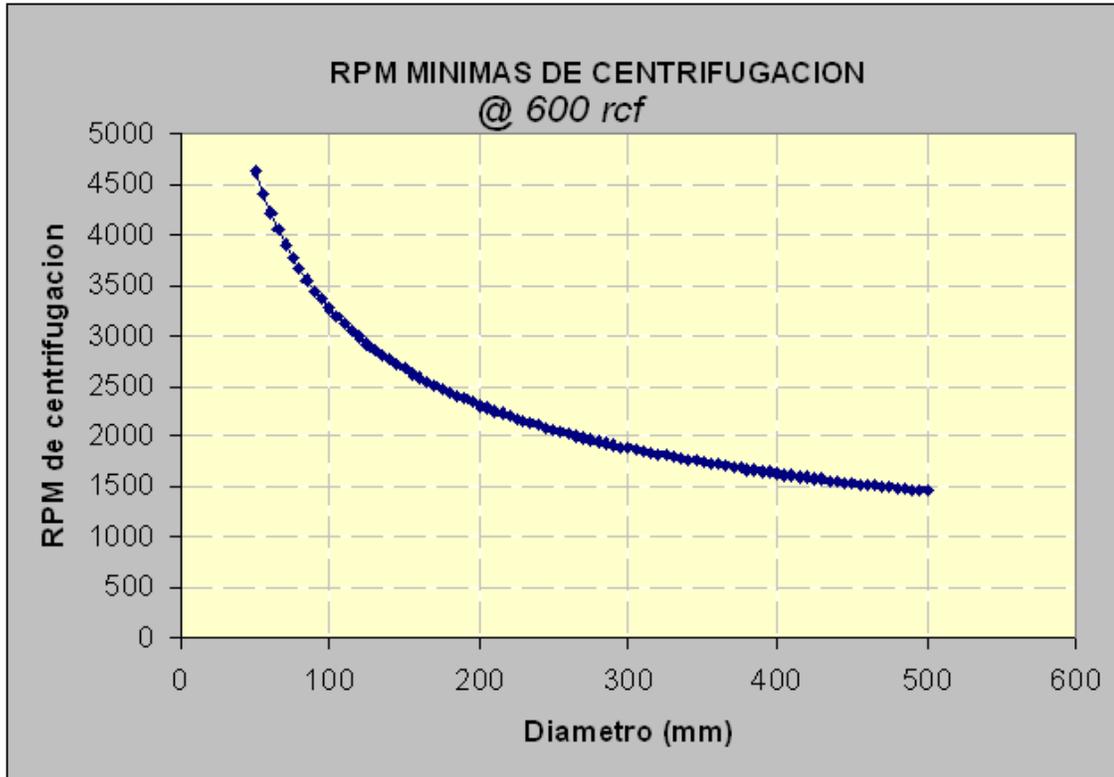


Figura 8

9.13. Después que la centrifuga se detenga, tomar cada zanahoria de la parte superior con el dedo índice y pulgar en posición vertical, llevarla a la altura del visión sin agitarla y leer el intervalo entre las fases sucesivas de aceite, agua y sedimento por diferencia de color y aspecto. Registre la lectura de sedimento y agua en conjunto, con aproximación acorde a la tabla 1.

Nivel de interfase agua y sedimentos	Precision
≤ 0.1ml	0.025 ml
0.1ml - 1ml	0.05 ml
> 1 ml	0.1 ml

Tabla 1.

9.14. Repetir esta operación hasta cuando se obtengan dos lecturas consecutivas iguales de agua y sedimentos de fondo. En general no es necesario hacer más de dos veces la operación, para obtener estos resultados. Ver figura 9.



Figura 9

10. CALCULOS

El volumen de agua y sedimento obtenidos, se reportan como fracción o porcentaje del volumen inicial de muestra de petróleo crudo según la fórmula:

$$\%BSW = \frac{V_w}{V_T} \times 100$$

Donde,

%BS&W: porcentaje de agua y sedimentos

V_w : volumen de agua y sedimento [=] ml

V_T : volumen de muestra total [ml]

11. FRECUENCIA

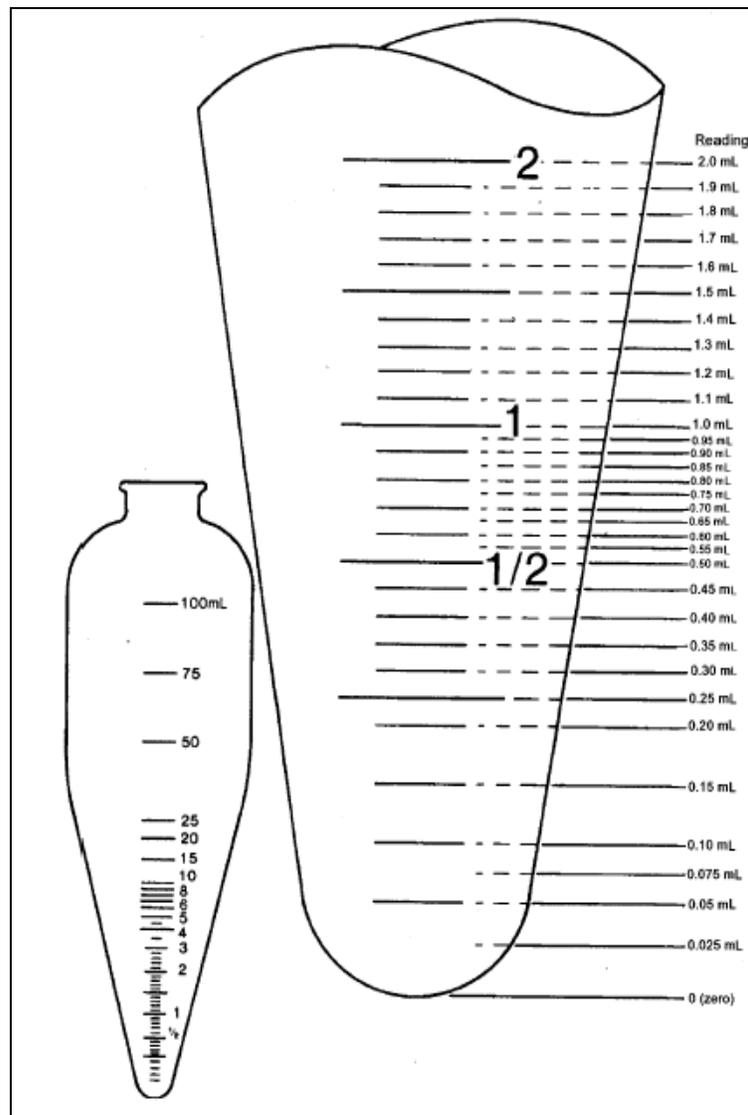
Esta actividad es rutinaria y diaria, cada vez que se liquide un tanque se determina el porcentaje de BS&W. Por ser una actividad rutinaria no se requiere permiso de trabajo.

12. BIBLIOGRAFIA

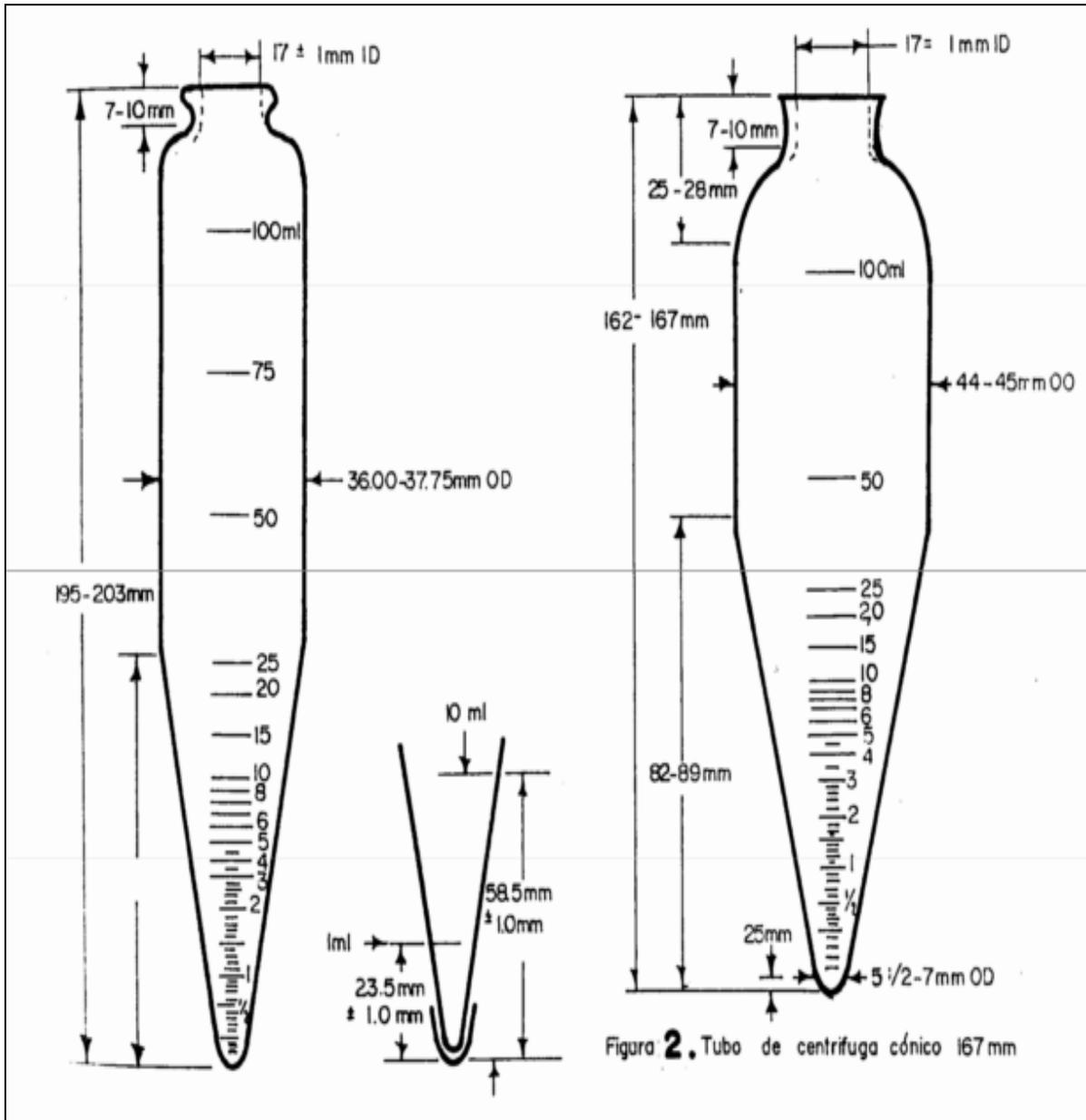
- Norma ASTM D-96. Standard Test Method for Water and Sediment in Crude Oil by Centrifuge Method (Field Procedure).
- Guías de Laboratorio de Crudos y Aguas, Laboratorio de Petróleos.

ANEXO 1

Graduación de la escala en tubos de centrifugación



ANEXO 2
Centrifuga Cónica de 203 ml y 167 ml





PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACIÓN DEL BS&W POR EL MÉTODO DE KARL FISHER

Elaborado:	Revisado:	Aprobado:	Versión: 02
Nombre: Erwin Chaparro Fonseca Javier Solórzano P Natalia Ruiz	ING. PRODUCCIÓN	SUPERINTENDENTE	Fecha: Abril 2009
Fecha: Abril 2009	Fecha: Abril 2009	Fecha: Abril 2009	

1. OBJETIVO

Establecer los fundamentos y criterios al realizar un procedimiento guía para determinar el contenido de agua y sedimentos (BS&W) en una muestra de petróleo crudo por el método de kart Fisher acorde con la norma ASTM D 4377. Garantizando un resultado confiable y objetivo.

2. ALCANCE

Aplica a todo el personal que opera en las estaciones de: Recolección, Tratamiento, Almacenamiento, Despacho y en los laboratorios de crudos.

3. NORMAS DE REFERENCIA

Norma ASTM-D 4377 "Water in Crude Oils by potentiometric karl fisher titration"
MUN (Manual Único de Medición) Capítulo 10.

4. DEFINICIONES

BS&W: Abreviatura de "*Basic Sediment and Water*", indica el porcentaje de Agua y sedimentos que se producen con el petróleo.

KARL FISHER: Usado para realizar una medición electrométrica en la determinación del punto final. Para el montaje de este equipo se puede consultar el método ASTM D-1744, en el apéndice XI.

MEZCLADOR: Equipo de alta velocidad y sin aireación usado para homogenizar la mezcla de crudos. La velocidad debe estar entre 5000 y 7000 RPM según la norma.

JERINGAS: Usadas para adicionar las muestras y el líquido base al recipiente de titulación. El diámetro de las agujas usadas debe ser lo más reducido posible, pero lo suficientemente largas para evitar problemas de contra presión o bloqueo durante el muestreo.

BURETA DOSIFICADORA: Tubo de vidrio graduado, abierto por el extremo superior y cerrado con una llave por el extremo inferior, se usa en el laboratorio para medir líquidos, por ser una pieza que está en contacto con las soluciones de titulación y dosificación, esta fabricada con materiales químicamente resistentes.

PUREZA DE REACTIVO: Clasificación que se le da a los reactivos (en grados) para usarlos dependiendo a su capacidad de disminución de la exactitud en la determinación de la prueba. Todos los reactivos, a menos que se indique lo contrario, deben estar conformes con las especificaciones del Comité de Reactivos Analíticos de la Sociedad Americana de Química.

PUREZA DEL AGUA: Se denomina grado de pureza al porcentaje que tiene una dada muestra de una determinada sustancia.

BALANZA: Elemento de medición para la determinación de masa. En algunas balanzas de laboratorio (generalmente son las que requieren mediciones mas precisas) logran medir pesos de sustancias equivalentes a una millonésima de gramo que es lo mismo que decir una milésima de miligramo, o sea, 0.000001 gramo. Estos mecanismos requieren ciertas características particulares como por ejemplo, estar cerrados en una especie de caja de plástico o vidrio porque el aire ambiental y su movimiento pueden alterar la lectura deseada.

5. RECURSOS NECESARIOS

5.1. PERSONAL Y RESPONSABILIDADES

5.1.1. Ingeniero de Producción:

- Difundir este procedimiento al personal involucrado en la operación.
- Asegurar que el personal tenga el entrenamiento y la experiencia suficiente para desarrollar este procedimiento.
- Garantizar la disponibilidad de los accesorios, equipos y materiales necesarios para realizar los análisis de muestras.
- Supervisar y asignar a los responsables; establecer que los registros sean estandarizados para la toma de datos manuales.

5.1.2. Supervisor de Producción:

- Garantizar el cumplimiento del procedimiento, la correcta toma de datos manuales y las muestras para el análisis de laboratorio, inspeccionando los recursos y elementos apropiados para la ejecución.
- Asegurar que todo el personal operativo tenga entrenamiento y experiencia suficiente para desarrollar el procedimiento.
- Realizar un inventario periódico para garantizar la existencia y perfecto estado de instrumentos, equipos y materiales para realizar los análisis.
- Auditar la prueba para garantizar el correcto desempeño en HSE, certificar la aplicación del procedimiento y verificar que el ejecutante utilice los EPP adecuados.

5.1.3. Auxiliar de Laboratorio:

- Cumplir y seguir el procedimiento establecido por la compañía, siguiendo la norma ASTM-D 4377.
- Auditar e inventariar periódicamente todos los instrumentos, equipos y materiales, reportar a su superior inmediato cualquier anomalía en cuanto a faltantes o daños.
- Reportar al personal de estadigrafía los resultados obtenidos en el laboratorio de manera periódica, oportuna y haciendo uso de los formatos establecidos para tal fin.
- Documentar de manera ordenada la información completa de los resultados obtenidos en los análisis de laboratorio.
- Cumplir con las normas de HSE para el desarrollo normal del procedimiento.
- Mantener en buenas condiciones de orden y aseo el área de trabajo.
- Proteger y asegurar el buen estado de conservación de todos los instrumentos, equipos y materiales.



5.2. EQUIPOS Y MATERIALES

- Karl Fisher
- Mezclador
- Barra de Agitación Magnética
- Vaso de titulación
- Bureta dosificadora
- Etilpiperidina
- Solución Reactiva Karl Fischer de Etilén Glicol Monometileter
- Reactivo Karl Fischer Libre de Piridina
- Metanol (anhídrido)
- Solvente de muestra
- Xileno
- Cloroformo
- Balanza

5.3. TIEMPO ESTIMADO DE PRUEBA

Para la determinación del BSW por el método de Karl Fisher se estima un tiempo de 1 minuto – 1 minuto y 30 segundos, dependiendo de la saturación de la muestra.



6. PANORAMA DE RIESGO

NIVEL DE PROBABIIDAD	NIVEL DE CONSECUENCIA		
	Catastrófic o (C)	Sever o (S)	Leve (L)
ALTO (A)	A*C	A*S	A*L
MEDIO (M)	M*C	M*S	M*L
BAJO (B)	B*C	B*S	B*L

Elaborado:	Revisado:	Aprobado:	Versión: 02
Nombre: Erwin Chaparro Fonseca Javier Solórzano P Natalia Ruiz	ING. PRODUCCIÓN	SUPERINTENDENTE	Fecha: Abril 2009
Fecha: Abril 2009	Fecha: Abril 2009	Fecha: Abril 2009	



ACTIVIDAD	PELIGRO	RIESGO	EFECTO	MEDIDA DE CONTROL	VALORACIÓN DE RIESGO		
					Probabilidad	Consecuencia	Riesgo
DISOLUCION DE LA MUETSRA	AMBIENTAL	Derrame	*Contaminación *Quemadura	*Uso de recipientes y/o instrumentos adecuados. *Uso de Guantes de Nitrilo	M	L	ACEPTABLE
DISPOSICIÓN DE LA MUESTRA EN EL EQUIPO DE K.F	QUIMICO	Materiales inflamables y explosivos. Inhalación de vapores tóxicos, orgánicos, cancerígenos.	*Quemaduras, heridas, daño de equipos e incapacidades temporales	* Almacenamiento en recipientes adecuadamente aislados y acorde al tipo de riesgo. Con sus MSDS. *Uso de extractor de vapores * Uso de Guantes de Nitrilo, Monogafas y mascara con filtros de carbono (vapor orgánico)	B	S	ACEPTABLE
	FISICO / MECANICO	Rotura de elementos de laboratorio elaborados en vidrio.	*Lesiones por cortes.	*Uso de material de buena calidad. *Uso de Guantes y elementos adecuados	B	L	ACEPTABLE
DISPOSICIÓN FINAL DE LA MUETSRA ALMACENADAS EN JERINGAS	AMBIENTAL	*Derrame por mal manejo *Mala disposición de los residuos líquidos	* Accidentes, quemaduras, contaminación	Uso de recipiente adecuado para residuos.	B	L	ACEPTABLE
	FISICO / MECANICO	Mal manejo de los equipos o herramientas de laboratorio. El contacto con la piel o los ojos puede producir irritación.	* Lesiones a personas, ambiente y/o bienes	Uso de EPP's adecuados	B	L	ACEPTABLE
DISOLUCION DE LA MUETSRA	AMBIENTAL	Derrame	*Contaminación *Quemadura	*Uso de recipientes y/o instrumentos adecuados. *Uso de Guantes de Nitrilo	M	L	ACEPTABLE

Elaborado:	Revisado:	Aprobado:	Versión: 02
Nombre: Erwin Chaparro Fonseca Javier Solórzano P Natalia Ruiz	ING. PRODUCCIÓN	SUPERINTENDENTE	Fecha: Abril 2009
Fecha: Abril 2009	Fecha: Abril 2009	Fecha: Abril 2009	

7. MEDIDAS DE SEGURIDAD

Los productos químicos utilizados en este procedimiento, son de alto riesgo para la salud si no se utilizan con la debida protección ocasionan daños severos en la salud (ver ficha técnica MSDS Cloroformo, Solvente para Kart Fisher, Reactivo para Karl Fisher, xileno,).

7.1. ELEMENTOS DE PROTECCIÓN (EPP)

El personal encargado de realizar esta operación deberá hacer uso de los elementos de protección personal:

TIPO DE PROTECCIÓN	EPP
Protección Respiratoria	Máscara filtros de carbono para vapores tóxicos y gases orgánicos
Protección Visual	Monogafas
Protección corporal	Overol, Bata de laboratorio de algodón
Protección Extremidades Superiores	Guantes de Nitrilo
Protección Extremidades Inferiores	Botas de Seguridad dieléctricas con Suela Antideslizante

8. CONSIDERACIONES

La selección de reactivos y solventes para el uso del equipo de Kart Fisher esta ligado a la disponibilidad de los mismos, los siguientes pueden ser usados teniendo en cuenta sus debidas precauciones:

- **Solución Reactiva Karl Fischer de Etilén Glicol Monometiléter:** Conteniendo piridina, (1 mL = 5 mg de agua) - este reactivo debe ser usado fresco. Debe ser usado con el solvente que se describe en f (Precaución: Combustible. Peligroso si es ingerido, inhalado o absorbido a través de la piel).
- **Reactivo Karl Fischer:** Libre de Piridina (un componente) reactivo diluido con xileno, se debe diluir 3 partes del reactivo Karl Fischer (un componente)

Elaborado:	Revisado:	Aprobado:	Versión: 02
Nombre: Erwin Chaparro Fonseca Javier Solórzano P Natalia Ruiz	ING. PRODUCCIÓN	SUPERINTENDENTE	Fecha: Abril 2009
Fecha: Abril 2009	Fecha: Abril 2009	Fecha: Abril 2009	

libre de piridina¹⁸ (1 mL = 5 mg de agua) con una parte del xileno. El reactivo Karl Fischer debe usarse fresco. Debe ser utilizado con el solvente descrito en la sección f. (Recomendado).

- **Xileno:** (ASTM D 846) Se debe usar de acuerdo con la especificación. El Xileno debe estar saturado a la temperatura de prueba de $60\pm 3^{\circ}\text{C}$ ($140\pm 5^{\circ}\text{F}$), con un tiempo de reposo de 48 horas en un recipiente oscuro. Estos solventes son útiles en la determinación de BSW para crudos asfáltenos.
- **Solvente de Muestra:** Mezcle 40 mL de 1-etilpiperidina, 20 mL de metanol y 40 mL de reactivo Karl Fischer en una botella de vidrio sellable. Deje esta mezcla en reposo toda la noche antes de adicionar 200 mL de xileno grado reactivo. En algunos casos puede ser requerido metanol adicional para permitir una mejor función del electrodo.
- **Cloroformo:** Grado reactivo, La exposición prolongada o repetida a los vapores que este genera pueden causar daños al sistema central, corazón, hígado y riñones. El contacto con el líquido elimina la grasa de la piel causando irritación – Dermatitis.
- **Solvente de Muestra para Reactivos Libre de Piridina:** Mezcle 3 partes de cloroformo por 1 parte de solvente libre de piridina, usando parte del solvente del reactivo de dos componentes (contiene SO_2 y amina inodora disuelta en metanol) y almacene en una botella de vidrio sellable. Una evaluación de un gran número de crudos ha demostrado que el xileno grado reactivo puede ser sustituido por cloroformo sin cambio aparente en la

9. PROCEDIMIENTO

- 1) PREPARACIÓN DE LA MUESTRA DE PRUEBA: Se define como todos los pasos requeridos para obtener una alícuota representativa del contenido de una línea, tanque u otros sistemas.
- 2) En el recipiente original, homogenizar la muestra con un mezclador de alta velocidad.
- 3) El tamaño de la muestra es seleccionado de acuerdo con la siguiente tabla; la cual se basa en el contenido de agua esperado:

Contenido de agua esperado (%)	Tamaño de muestra (gr)
0.0 – 0.3	5
0.3 – 1.0	2
1.0 – 2.0	1

PRECAUCION. El solvente del Karl Fischer debe ser cambiado cuando se le haya adicionado 10 muestras de crudo al vaso que contiene el solvente.

- 5) Adicione suficiente solvente al recipiente de titulación limpio y seco hasta cubrir los electrodos. (El volumen del solvente depende del recipiente de la titulación).
- 6) Cierre herméticamente el recipiente y agite con agitador magnético.
- 7) Prenda el circuito, adicione reactivo Karl Fischer hasta que el punto final es alcanzado (cambio de color). Adicionar más reactivo Karl Fischer si es necesario por lo menos 30 segundos.

Estandarice el reactivo Karl Fischer con agua destilada.

- 1) Llene una jeringa de 10 ml con agua destilada teniendo en cuenta eliminar las burbujas de aires, seque la punta con papel secante para remover algo de agua que quede en la punta y determine con precisión el peso de la jeringa con agua (0.1 mg de aproximación).
- 2) Adicione el contenido de la jeringa al solvente de muestra contenido en el vaso titulador, el cual ha sido previamente ajustado al punto final, asegúrese que la punta de la jeringa esté debajo de la superficie del solvente de la muestra.
- 3) Cierre el recipiente. Remueva algún solvente en la aguja secándola con papel secante y pese la jeringa con precisión.
- 4) Titule el agua con reactivo Karl Fischer.
- 5) Calcule el equivalente de agua del reactivo Karl Fischer como sigue:

$$F = \frac{W}{T}$$

Donde:

F: Agua equivalente del reactivo Karl Fisher, mg / ml

W: Agua adicionada, mg.

T: Reactivo requerido para la titulación de W mg agua adicionada.

- 6) Los valores por duplicado del agua equivalente, deben encontrarse en un 2% de error relativo.
- 7) Si la variación entre dos titulaciones es mayor del 2% relativo, descartar el contenido del recipiente de titulación. Introducir una porción adicional de solvente de muestra en el recipiente y repetir el procedimiento de calibración y estandarización.
- 8) Determine y registre el valor del agua equivalente.

9.1. PROCEDIMIENTO PARA DETERMINAR EL CONTENIDO DE AGUA EN UNA MUESTRA DE CRUDO

- 1) Tomar la muestra del crudo a analizar en un volumen promedio de 100 ml y homogenizar muy bien la muestra.
- 2) Seleccionar la jeringa a emplear: de 3ml o 5 ml. Tomar una muestra de crudo a analizar con la jeringa seleccionada.
- 3) Colocar la jeringa que contiene la muestra sobre la bandeja de la balanza electrónica del equipo.



Figura N°.1

- 4) Iniciar acondicionamiento del sistema oprimiendo la tecla [START].



Figura N°.2

- 5) Esperar unos segundos el acondicionamiento del sistema. La balanza emitirá una señal sonora que indica que el acondicionamiento finalizo.
- 6) Oprimir la tecla [START] para iniciar análisis.



Figura N°3

7) Oprima la tecla [F1]



Figura N°4

9) En la balanza oprimir la tecla [T] TARE y verificar que la balanza se encuentre en cero.



Figura N°5

- 10) Tomar la jeringa con la muestra y retirarla de la balanza.
- 11) Agregar con la jeringa 0,5 a 1 cm de muestra de crudo a analizar en el vaso titulador del analizador.



Figura N°.6

- 12) Colocar nuevamente la jeringa con la muestra sobre la bandeja de la balanza electrónica del equipo. Verificar que la balanza registre el peso de la jeringa y se estabilice.
- 13) Oprimir la tecla [PRINT] en la balanza y simultáneamente se inicia la prueba.



Figura N°.7

- 14) Verificar que el titulador este trabajando.
- 15) Al escuchar la señal sonora la cual indica que finalizó el análisis, leer los datos que aparezcan en la pantalla.

- 16) Retirar la jeringa con la muestra de la balanza.
- 17) Disponer el volumen de muestra contenido en la jeringa, en el recipiente de crudo residual ubicado en el laboratorio. La aguja de la jeringa utilizada se incinera en el incinerador electrónico INDULAB y la jeringa se deposita en un recipiente el cual se envía a la sección de desechos contaminados.

10. CÁLCULOS

El volumen de agua y sedimento obtenidos, se reportan como fracción o porcentaje del volumen inicial de muestra de petróleo crudo según la fórmula:

$$\%BSW = \frac{V_w}{V_T} \times 100$$

Donde,

%BS&W: porcentaje de agua y sedimentos

V_w : volumen de agua y sedimento [=] ml

V_T : volumen de muestra total [ml]

11. FRECUENCIA

Esta actividad es rutinaria y diaria, cada vez que se liquide un tanque se determina el porcentaje de BS&W. Por ser una actividad rutinaria no se requiere permiso de trabajo.

12. BIBLIOGRAFIA

- Norma ASTM D-4377. Standard Test Method for Water and Sediment in Crude Oil by Karl Fisher (Field Procedure).
- Guías de Laboratorio de Crudos y Aguas, Laboratorio de Petróleos.



PROCEDIMIENTO PARA EL CARGUE DE CRUDO POR CARROTANQUES

Elaborado:	Revisado:	Aprobado:	Versión: 01
SUPERVISOR PRODUCCIÓN Y GLORIA ANGELICA MOTTA	ING. PRODUCCIÓN	SUPERINTENDENTE	Fecha: Enero 2009
Fecha: Octubre 2008	Fecha: Enero 2009	Fecha: Enero 2009	

1. OBJETIVO

Brindar un documento guía para el cargue de crudo en los carrotanques en forma segura y cumpliendo las normas de HSE, *minimizando* los riesgos operacionales que puedan afectar a personas, medio ambiente e instalaciones.

2. ALCANCE

Este procedimiento se aplica a las operaciones donde se involucre el cargue de crudo transportado en carrotanques en la locación del campo Corcel.

3. NORMAS DE REFERENCIA

CODIGO	NOMBRE	NORMA
PCL-PROD-FAC-03	Fiscalización de Tanques de almacenamiento	API-MPMS Chap.3.1 A
PCL-PROD-LAB-03	Determinación del BS&W por centrifuga	ASTM D-4007
PCL-PROD-LAB-02	Determinación gravedad API	ASTM D-1298
PCL- PROD-LAB-01	Determinación de agua en crudo por Karl-Fischer	ASTM D -4377
PRE - ADE	Plan de respuesta a emergencia local Campo Corcel	

4. DEFINICIONES

CARROTANQUE: Vehículo diseñado para el transporte de fluidos combustible y/o otros fluidos.

ESCOTILLA: Abertura en la superficie superior de la cisterna que permite el cargue y medición de producto.

SELLOS: Accesorios de material plástico o metálico que se colocan a las válvulas y escotillas de los carrotanques, una vez cargados, y buscan garantizar que éstas sólo sean abiertas en su lugar de destino.

EXPLOSÍMETRO: Aparato de medición que detecta la relación volumétrica de

	MANUAL DE OPERACIONES PRODUCCIÓN CAMPO CORCEL	 PCL-PROD- FAC-04
	CARGUE DE CRUDO POR CARROTANQUES	

hidrocarburos gaseosos y oxígeno. Está calibrado para activar la alarma cuando esta mezcla genere una atmósfera insegura.

GUIA DE DESPACHO: Documento que certifica la cantidad y calidad del fluido transportado.

ORDEN DE CARGUE: es un documento expedido por la empresa transportadora en la cual notifica a la empresa Operadora que el vehículo y el conductor están autorizados para realizar el viaje. En este documento la empresa transportadora debe registrar la siguiente información:

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

5. RECURSOS NECESARIOS

5.1. PERSONAL Y RESPONSABILIDADES

5.1.1. Ingeniero de Producción

- Difundir este procedimiento al personal involucrado en la operación.
- Asegurar que el personal tenga el entrenamiento y la experiencia suficiente para desarrollar este procedimiento.
- Auditar el trabajo para garantizar el correcto desempeño en la ejecución del procedimiento a seguir de la operación.
- Garantizar la disponibilidad de los accesorios, equipos y materiales necesarios para la ejecución del procedimiento.

5.1.2. Supervisor de Producción

- Certificar que todo el personal operativo tenga el conocimiento el procedimiento, entrenamiento para desarrollar el trabajo.
- Auditar la prueba para garantizar el correcto desempeño en HSE, certificar la aplicación del procedimiento y verificar que el ejecutante utilice los EPP adecuados.
- Disponer de los elementos necesarios para contingencia en caso de derrame.
- Verificar el perfecto estado de los instrumentos y equipos así como la fecha de calibración de los medidores.

5.1.3. Operador de Cargadero

- Certificar la Integridad en la aplicación de este procedimiento y dar apoyo a su equipo de trabajo.
- Asegurar que el personal operativo tenga la experiencia y el entrenamiento suficiente para desarrollar este trabajo.
- Reportar toda falla operacional e incidente que ocurra en el área de trabajo, a su jefe inmediato.

5.1.4. Auxiliar de Cargadero

- Cumplir con las normas de HSE requeridas para el desarrollo normal del trabajo.
- Tomar las medidas de HSE requeridas antes de iniciar el procedimiento.
- Usar correctamente los equipos de protección personal (EPP).
- Mantener en buenas condiciones de orden y aseo el área de trabajo.
- Proteger y asegurar el buen estado de conservación de todos los instrumentos, equipos y materiales.

5.2. EQUIPOS Y MATERIALES

- Carro tanque
- Tanques horizontales y verticales para almacenamiento de crudo
- Bombas de carga
- Sellos
- Ladrón de compuerta
- Medidores

6. PANORAMA DE RIESGO

NIVEL DE PROBABILIDAD	NIVEL DE CONSECUENCIA		
	Catastrófico (C)	Severo (S)	Leve (L)
ALTO (A)	A*C	A*S	A*L
MEDIO (M)	M*C	M*S	M*L
BAJO (B)	B*C	B*S	B*L

RIESGO	EFECTO	MEDIDA DE CONTROL	VALORACIÓN DE RIESGO		
			Probabilidad	Consecuencia	Riesgo
Durante la movilización del tractocamión para su ubicación bajo el brazo de cargue.	Golpes, Lesiones y/o fatalidad	*Comunicación permanente entre el operador de cargadero y el conductor.	A	A*C	INACEPTABLE
Electricidad estática del tractocamión	Arco eléctrico, incendio.	* Tomar las pinzas de aterrizaje por el lado protegido. *El computador de cargue no inicia operación sin estar aterrizado el vehículo. * Guantes de nitrilo	B	B*L	ACEPTABLE
Operación de polea para el bajado de la pasarela.	Golpes y/o Lesiones	* Operación adecuada del equipo	A	A*L	CONTROLABLE
Caída de la manguera por mala instalación	Golpes y/o Lesiones	Acople de la manguera.	B	B*L	ACEPTABLE
Corto eléctrico de los accesorios o equipo de cargue.	Lesiones, caídas a diferente nivel y fatalidad.	Instalación de equipos y accesorios NEMA 7.	B	B*C	CONTROLABLE

Mala instalación de la manguera.	Quemaduras, Contaminación ambiental	Longitud de la manguera, cunetas perimetrales para manejo de crudo.	M	M*L	CONTROLABLE
Temperatura de la tubería de cargue	Quemaduras		A	M*L	CONTROLABLE
Trabajo sobre pasarela del tractocamión.	Lesiones, caídas a diferente nivel y fatalidad	* Línea de vida. * Arnés y eslinga	B	B*C	CONTROLABLE
Generación de chispa por caída de objetos.	Quemaduras, fatalidad	* Prohibir el ingreso de elementos metálicos a los conductores. * No mantener objetos metálicos en el área del cargadero.	B	B*C	CONTROLABLE
Falta de iluminación en el área.	caídas, golpes y lesiones	* Mejorar las condiciones de iluminación. * Dotar de linterna explosión proof al personal	A	A*L	CONTROLABLE
Estado de la pasarela, pisos y otros elementos del cargadero.	caídas, golpes y lesiones	Mejorar la cultura de reporte de condiciones de riesgo.	B	B*S	CONTROLABLE
Mala operación de las válvulas de drenaje.	Quemaduras	* Válvulas en buen estado. * Trajes tyvek y guantes de nitrilo	B	B*L	ACEPTABLE

7. MEDIDAS DE SEGURIDAD

- Durante el desarrollo de la actividad está prohibido FUMAR.
- No use celulares, encendedores o cualquier objeto que pueda producir chispas. Evítese también la generación de chispas por electricidad estática.
- Debe existir una estricta comunicación entre el Operador de Cargadero y el Auxiliar de cargadero, para atender las diferentes eventualidades que se presenten.
- El área de cargue de crudo debe estar señalizada.
- La movilización del carrotanque debe hacerse dentro del área asignada.

- Debe existir la respectiva conexión a tierra para evitar que la electricidad estática pueda generar chispas y causar un posible incendio.
- Los carrotanques deben contar con su equipo de contingencia.
- Los vehículos deben transitar dentro de las instalaciones a una velocidad máxima de 5 Km/hr, el no cumplimiento de este requisito deberá informarse inmediatamente al Supervisor de Producción y al Supervisor de Transportes.
- La operación debe ser suspendida en caso de tormenta eléctrica, se procederá a su reactivación, previa orden del Supervisor de producción.
- Mientras el vehiculo este encendido ninguna persona debe ubicarse adelante o atrás de éste, siempre al lado evitando un accidente.
- En operaciones nocturnas los operadores del proceso deben usar chaleco u overol con señal reflectiva.
- Se prohíbe recibir vehículos con algún tipo de fuga, corto eléctrico, sin línea a vida.
- La palanca para la apertura de las escotillas y las cortinas deberá ser de un material que no genere chispa (Bronce).
- Se prohíbe subir, bajar, encender o intervenir el vehiculo mientras este en operación de cargue de crudo.
- Las válvulas, mangueras o acoples deberán ser cambiados cada vez que se presente fuga o algún deterioro que impida su operación.

IMPORTANTE: El conductor del carrotanque no debe subir a la cabina hasta que el operador o auxiliar de cargadero le autorice su ingreso y movilización de carrotanque.

7.1. ELEMENTOS DE PROTECCIÓN PERSONAL (EPP)

El personal encargado de realizar esta operación deberá hacer uso de los elementos de protección personal:

TIPO DE PROTECCIÓN	EPP
Protección Respiratoria	Máscara con cartuchos para vapores y gases orgánicos
Protección Visual	Monogafas
Protección Extremidades Superiores	Guantes de Vaqueta
Protección Cabeza	Casco de seguridad
Protección Extremidades Inferiores	Botas de Seguridad dieléctricas con Suela Antideslizante
Protección para trabajo en altura	Arnés, Línea de vida, chaleco reflectivo

8. PRECAUCIONES EN EL PARQUEADERO EXTERNO

- 1) La persona encargada del parqueadero debe registrar la hora de ingreso/egreso de cada tractomula y guiar a los conductores. Esto para efecto de organizar los turnos de cargue.
- 2) El inspector de seguridad, realiza un chequeo a cada vehículo para constatar su buen estado y de encontrar alguna anomalía se comunicará a la empresa transportadora a la cual esté afiliado, para su corrección. En caso de no presentar anomalías, queda listo para cuando se solicite para cargue.
- 3) Después de las 18:00 horas, no se permite conductores en el parqueadero. Los vehículos que se requieran durante la noche, serán movilizados por “conductores elegidos” previamente seleccionados para esta labor.

9. OPERACIONES PREVIA AL CARGUE

- 1) El auxiliar de transporte efectúa una lista de chequeo (Check list) al carrotanque con el fin de verificar que los documentos y aspectos que exige el decreto 1690 de transporte de crudo se encuentren en regla.
- 2) El carrotanque debe ser drenado antes de ingresar al área de cargue para verificar que no contenga agua u otros fluidos.

- 3) El conductor del carrotanque al ingresar a las instalaciones de la estación debe presentar la documentación solicitada por el personal de seguridad y portar los EPP requeridos para el ingreso (casco, botas de seguridad, gafas de seguridad). No debe ingresar el celular, este debe quedarse en la caseta de seguridad u otro sitio adecuado para tal fin.
- 4) El conductor debe presentar prueba de alcoholemia y pasar por los diferentes controles de seguridad.
- 5) El conductor tiene que tener en cuenta la política de alcohol y drogas de la compañía para el ingreso del personal directo o contratista a la locación y para el manejo de vehículos.
- 6) Si el conductor y el carrotanque cumplen con todos los requerimientos para el ingreso a la locación, el personal de seguridad coordina con el Jefe de Seguridad y el Supervisor de Producción de la Estación la autorización del ingreso del vehículo.
- 7) El Jefe de Seguridad y Supervisor de Producción, al autorizar el ingreso del carrotanque a la Estación, debe asignar una persona para guiar el vehículo hasta el área de drenaje y cargadero.

10. ALISTAMIENTO PARA CARGUE

- 1) Una vez autorizado el carrotanque para el ingreso, este se ubica en el área de cargadero alineando la escotilla del centro del carrotanque a la boquilla de cargue. El conductor tiene que:
 - Apagar el motor
 - Colocar el freno de seguridad
 - Dejar la llave en el switch del carrotanque
- 2) Verificar que la lista de chequeo este diligenciada y aprobada por el operador de cargadero.
- 3) Una vez se ubican el vehículo se le coloca el taco de bloqueo (madero) a las ruedas traseras del vehículo y se instala la línea a tierra para descargar la energía estática del vehículo.

- 4) Colocar el cono a tres metros en la parte trasera del vehículo que esta en cargue en ese momento.
- 5) El operador de cargadero solicita al conductor la orden de cargue, para elaborar la respectiva orden de despacho.
- 6) Verificar que la válvula de salida del carro tanque este en buenas condiciones (aseo) y cerradas al igual que la válvula de desagüe de la canoa y colocar un recipiente de almacenamiento debajo de está por posible goteo.
- 7) Inspeccionar que no existan sellos de anteriores cargues en las escotillas de medición ni en la válvula de salida del carrotanque. Si existen, se reporta al departamento de transporte para tomar correctivos.
- 8) Abrir las escotillas y las válvulas de comunicación de los compartimentos e inspeccionar visualmente que estén completamente vacíos y no tenga presencia de agua u otros productos extraños.
- 9) Revisar con explosímetro el área del cargadero la posible existencia de gases inflamables o explosivo. Si se detecta la presencia, se suspende el proceso de cargue y se toman las medidas necesarias para corregir su origen.

11. PROCESO PARA CARGUE DE CRUDO AL CARROTANQUE

- 1) Identifique el tanque de almacenamiento del cual se va a realizar el cargue de crudo.
- 2) Verificar el nivel y los datos de fiscalización de crudo del tanque de almacenamiento que se va a despachar, siguiendo el procedimiento para este caso.
- 3) El operador de cargadero debe programar el tanque a despachar, teniendo en cuenta la capacidad del carrotanque y los niveles de crudo en cada tanque de almacenamiento.
- 4) El auxiliar de tanques debe recibir instrucciones vía radio, por parte del operador de cargadero, sobre el nivel final de la columna de crudo en los cuales deben quedar el tanque programado para despacho.
- 5) Alinear válvulas desde el tanque seleccionado para el despacho hasta las bombas.

- 6) Asegurar que estén cerradas las válvulas de salida de los demás tanques no programados para despacho.
- 7) Verificar que estén abiertos los venteos y escotillas del tanque a despachar.
- 8) Abrir la tapa de la escotilla para carga de producto ubicada en la parte superior del carrotanque y asegurarse de que las válvulas de comunicación entre compartimentos del carro tanque estén abiertas.
- 9) Verificar que este abierta la válvula de salida del tanque a despachar.
- 10) Programe el volumen de cargue en el medidor electrónico, confirme si el medidor esta programado en galones o barriles para ingresar los valores correctamente.

11.1. LLENADO Y SELLADO DEL CARROTANQUE

- 1) Inicie el llenado del carro tanque oprimiendo el botón [**ENTER**] de arranque del medidor electrónico, para dar el permisivo de entrada y encendido de la bomba de cargue.
- 2) Durante el cargue del carro tanque verifique constantemente que el llenado es uniforme en los compartimentos, de no ser así suspenda el cargue y verifique la apertura de las válvulas tipo cortina, intensifique el control del llenado cuando se esté terminando de llenar el carro tanque.
- 3) Verificar que el nivel de altura de crudo en el tanque de despacho llegue al nivel programado de vaciado. De ser así, comunicar al operador de cargadero la suspensión del llenado.
- 4) En caso de requerir completar capacidad en el carrotanque que se esta cargando, se realiza alineación del próximo tanque de crudo programado para el despacho.
- 5) Verificar que se ha completado el volumen programado de llenado de acuerdo a la capacidad del carrotanque.
- 6) Como medida de aseguramiento, confrontar los datos de volumen del medidor electrónico con los del tanque de almacenamiento y si está conforme al volumen cargado por medida de tanques, proceder a cerrar las válvulas de la

boquilla de cargue, las válvulas tipo cortina de los compartimientos y las escotillas de cargue del carrotanque.

- 7) Como medida de aseguramiento y en caso de duda, se debe tomar una muestra de fondo de alguno de los compartimientos de la tractomula, para ser analizada en el laboratorio.
- 8) Una vez obtenido el resultado del laboratorio, si los parámetros de **BS&W** están en el rango permito (Por debajo del 0.5%) el operador de cargadero informa al Ingeniero de despacho para que él elabore la orden de despacho y suministre los sellos, que serán puestos en las escotillas de cargue y la válvula de salida del carro tanque.
- 9) Retire la puesta a tierra y los tacos de bloqueo del carrotanque e indique al conductor para que retire el vehículo del área de cargadero.

11.2. NORMALIZACIÓN DE LAS LINEAS Y TANQUES DE ALMACENAMIENTO

- 1) Cierre la válvula que esta en la boquilla de cargue.
- 2) Cierre la válvula de salida del tanque de almacenamiento del cual realizó el cargue.
- 3) Cierre las válvulas de succión y descarga de la bomba con la que realizó el cargue de crudo.

11.3. SELLADO DE MULAS Y ENTREGA DE DUCUMENTOS

- 1) El auxiliar de cargadero indica al conductor del carrotanque el sitio respectivo de la estación donde debe estacionar el vehiculo para colocar los sellos; al apagar el motor de éste el operador de cargadero ubicara los conos en la parte delantera y trasera del carrotanque.
- 2) El auxiliar de cargadero ubica otro carrotanque que se encuentre en turno al área de cargadero.
- 3) El operador de cargadero se dirigirá a la oficina de Despacho con la Orden de Cargue a Solicitar los Sellos.

- 4) El Operador de despacho entregara los Sellos al Operador de Cargadero los cuales tienen que seguir un número consecutivo, de igual manera éste elabora la correspondiente Orden de Despacho y la lleva junto con la Orden de Cargue a la oficina de Transporte.
- 5) El Operador de cargadero entrega los sellos al Auxiliar el cual inicia colocando los sellos en la parte trasera del vehiculo, siguiendo con los de la parte de arriba del Carrotanque utilizando todos los elementos de protección personal.
- 6) El conductor se dirige a la Oficina de Transporte a reclamar la Guía Única para Transportar Petróleo Crudo. Una vez obtenida la Guía Única de Transporte el conductor se dirige a la portería de Seguridad para informar la salida del vehiculo.
- 7) El auxiliar debe quitar los conos de la parte delantera e indica al conductor para que encienda el motor, igualmente avisará a Seguridad para la coordinación final de la salida del vehiculo.

12. FRECUENCIA

Esta actividad es rutinaria y diaria la cual depende de la producción y tratamiento del crudo. Por ser una actividad rutinaria de la operación de producción no se requiere permiso de trabajo.

13. REGISTRO

Los registros Evaluación de Riesgo, Copia de la Orden de Despacho crudo y copia Guía Única de transporte.



MANUAL DE OPERACIONES PRODUCCIÓN
CAMPO CORCEL



CARGUE DE CRUDO POR CARROTANQUES

PCL-PROD-
FAC-04

ANEXO 1 ORDEN DE CARGUE

 Nit: 860.054.978-1	SERVICIO ESPECIALIZADO DE TRANSPORTE DE CARGA LICENCIA MIN. TRANSPORTE No. 009014 CODIGOS: REGIONAL 425 - EMPRESA 0227 OF. PRINCIPAL: AV. CENTENARIO No. 101 - 30 BOGOTA, D.C. PBX: 267 3838 - 267 3831 FAX: 298 1721 - CEL. 311 236 0134 E-mail: adispetrol@etb.net.co	
	Versión:01	CODIGO: GO-FT06-02
		Fecha de vigencia: 2006-08-10

ORDEN DE CARGUE No: 43311

SEÑORES:

FECHA Y HORA: 26-Abr-2007 8:23 am

AUTORIZAMOS A: PARDO CESPEDES ALVARO

CEDULA: 3225584 DE: UNE

PARA RETIRAR LA CANTIDAD: 220,00 BARRILES

DE: PETROLEO CRUDO

EN EL VEHICULO DE PLACA: SVA566 MARCA: KENWORTH MODELO: 1995 COLOR: AMARILLO

TRAYLER: R32957

CON CARGO A: ECOPEPETROL

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

VIGENCIA DE LA ORDEN CUATRO (4) DIAS

FIRMAS AUTORIZADAS:

EMPRESA TRANSPORTADORA:

CONDUCTOR:

REMITENTE:

C.C:

C.C:

C.C:



ANEXO 2 ORDEN DE DESPACHO

Nº 39461

DESPACHO DE CRUDO POR CARROTANQUE

ORIGEN	DESTINO	FECHA	AAAA	MM	DD																								
PLACA	<table border="1" style="width: 100%; height: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr><td> </td><td> </td><td> </td><td> </td><td> </td><td> </td></tr> </table>																									CONDUCTOR _____			
REMOLQUE	C.C. _____																												
ORDEN CARGUE	COMPAÑIA _____																												
BARRILES BRUTOS	BSW%																												
TEMP. MEDIDA °F	FACTOR DE BSW																												
°API@60°F	BLS NETOS																												
FACTOR DE TEMP.	SALINIDAD (LBS/KBLS)																												
BARRILES A 60 °F	No. GUIA UNICA																												

LASSER, GRAF PUBLICIDAD, 702 88 87

OPERADOR

CONDUCTOR
ORIGINAL OPERADORA

SUPERVISOR

ANEXO 3
GUIA UNICA PARA TRANSPORTE

LOGOTIPO, NOMBRE Y
NIT DE LA EMPRESA

GUIA UNICA PARA TRANSPORTAR PETROLEO CRUDO
Exploración - Explotación

Nº 57044998-8

LUGAR Y FECHA DE EXPEDICION		PLANTA O CAMPO PRODUCTOR	FACTURA O REMISION Nº
DESPACHADO A:		CODIGO	
DIRECCION:		CIUDAD	
NOMBRE DEL CONDUCTOR		CEDULA	
EMPRESA TRANSPORTADORA	PLACAS DEL CABEZOTE	PLACAS DEL TANQUE	
LUGAR DE ORIGEN	FECHA Y HORA DE SALIDA		H O : R A
LUGAR DE DESTINO	HORAS DE VIGENCIA		
DESCRIPCION DEL PRODUCTO		VOLUMEN EN BARRILES	
PETROLEO CRUDO			
OBSERVACIONES:			
ANALISIS DE LABORATORIO	A.P.I.	B.S.W.	9%
FIRMA Y SELLO DE LA EMPRESA DESPACHADORA	FIRMA DEL CONDUCTOR	FIRMA DEL CLIENTE	



PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACIÓN DEL CONTENIDO DE ARENA EN POZOS PRODUCTORES

Elaborado:	Revisado:	Aprobado:	Versión: 01
SUPERVISOR PRODUCCIÓN Y GLORIA ANGELICA MOTTA	ING. PRODUCCIÓN	SUPERINTENDENTE	Fecha: Enero 2009
Fecha: Octubre 2008	Fecha: Enero 2009	Fecha: Enero 2009	

1. OBJETIVO

Brindar un documento guía para determinar el contenido de arenas de los pozos productores, *minimizando* los riesgos operacionales que puedan afectar a personas, medio ambiente e instalaciones garantizando la representatividad de la muestra.

2. ALCANCE

Aplica como procedimiento de laboratorio estándar para el seguimiento en operaciones de Perforación, Workover, Well Testing y Producción.

3. DEFINICIONES

TAMIZ: Instrumento provisto de una tela de hilos entrecruzados dejando huecos pequeños. Sirve para separar las partes más pequeñas de las gruesas. La medida que se usa en la tela metálica es "MESH" y quiere decir número de aberturas por pulgada lineal.

HORNO DE SECADO: horno que incrementa rápidamente su temperatura hasta 300 °C (572 °F) de forma controlada para tareas de secado rápido o esterilización.

BALANZA ANALITICA: Es uno de los instrumentos de medida más usados en laboratorio y de la cual dependen básicamente todos los resultados analíticos, ofrecen valores de precisión de lectura de 0,1 µg a 0,1 mg, están bastante desarrolladas de manera que no es necesaria la utilización de cuartos especiales para la medida del peso.

4. RECURSOS NECESARIOS

4.1. PERSONAL Y RESPONSABILIDADES

4.1.1. Ingeniero de Producción:

- Difundir este procedimiento al personal involucrado en la operación.
- Asegurar que el personal tenga el entrenamiento y la experiencia suficiente para desarrollar este procedimiento.

- Garantizar la disponibilidad de los accesorios, equipos y materiales necesarios para realizar los análisis de muestras.
- Supervisar y asignar a los responsables; establecer que los registros sean estandarizados para la toma de datos manuales.

4.1.2. Supervisor de Proceso:

- Garantizar el cumplimiento de la toma de datos manuales y las muestras para el análisis de laboratorio, inspeccionando los recursos y elementos apropiados para la ejecución.
- Asegurar que todo el personal operativo tenga entrenamiento y experiencia suficiente para desarrollar el procedimiento.
- Garantizar la existencia de instrumentos, equipos y materiales para realizar los análisis.
- Auditar la prueba para garantizar el correcto desempeño en HSE, certificar la aplicación del procedimiento y verificar que el ejecutante utilice los EPP adecuados.
- Asegurar el perfecto estado de los instrumentos y equipos.

4.1.3. Asistente de Laboratorio:

- Analizar las muestras siguiendo parámetros establecidos.
- Auditar e inventariar periódicamente todos los instrumentos, equipos y materiales con el fin de indicar a su superior inmediato cualquier anomalía en cuanto a faltantes o daños.
- Cumplir con las normas de HSE para el desarrollo normal del procedimiento.
- Mantener en buenas condiciones de orden y aseo el área de trabajo.
- Proteger y asegurar el buen estado de conservación de todos los instrumentos, equipos y materiales.

4.2. EQUIPOS Y MATERIALES

- Tamiz (100 mesh)
- Horno de secado (Binder)
- Dispersante
- Rompedor de emulsiones
- Solvente (varsol)

5. PANORAMA DE RIESGO

NIVEL DE PROBABILIDAD	NIVEL DE CONSECUENCIA		
	Catastrófico (C)	Severo (S)	Leve (L)
ALTO (A)	A*C	A*S	A*L
MEDIO (M)	M*C	M*S	M*L
BAJO (B)	B*C	B*S	B*L

ACTIVIDAD	PELIGRO	EFECTO	MEDIDA DE CONTROL	VALORACIÓN DE RIESGO		
				Probabilidad	Consecuencia	Riesgo
General para el desarrollo del procedimiento	Contacto con productos químicos	* Quemaduras. * Afecciones respiratorias. * Dermatitis	* Con base en la MSDS, utilizar los EPP requeridos. * Verificar en la etiqueta de cada producto reactividad, condiciones a evitar y acciones en caso de emergencia.	M	M*S	CONTROLABLE

6. MEDIDAS DE SEGURIDAD

El Crudo es extremadamente inflamable, los vapores forman mezclas explosivas con el aire a temperatura ambiente. Los productos químicos utilizados en este procedimiento son de alto riesgo para la salud, si no se utilizan con la debida

protección ocasionan daños severos en la salud (ver ficha técnica del rompedor de emulsión, varsol y dispersante)

6.1. ELEMENTOS DE PROTECCIÓN PERSONAL

El personal encargado de realizar esta operación deberá hacer uso de los elementos de protección personal:

TIPO DE PROTECCIÓN	EPP
Protección Respiratoria	Máscara con cartuchos para vapores y gases orgánicos
Protección Visual	Monogafas
Protección Extremidades Superiores	Guantes de Nitrilo
Protección Extremidades Inferiores	Botas de Seguridad dieléctrica de Cuero con Suela Antideslizante

7. PROCEDIMIENTO

- 1) Utilizar un recipiente limpio adicione 100 ml de de rompedor de emulsión y 100 ml de dispersante de parafina.



- 2) Tomar una muestra de aproximadamente 5 galones de fluido de producción directamente en cabeza de pozo. En el laboratorio, destape el recipiente y retírele las deformaciones que sufrió a causa de la temperatura; dejarlo en reposo durante 1 hora.



- 3) Escoger el tamiz de 100 mesh previamente lavado y seco; ubicarlo sobre la malla de la caja API y pase la muestra a través del tamiz.



- 4) Enjuague el recipiente donde se encontraba la muestra con varsol, adicione al tamiz este residuo del lavado y repita esta operación hasta que el recipiente se observe totalmente limpio.



- 5) Lavar las paredes del tamiz con varsol hasta que lo observe totalmente limpio.



- 6) Introduzca el tamiz al horno a una temperatura de 115 °F. por espacio de 35 minutos.



- 7) Pese el vaso limpio y seco; registre su peso.



- 8) Saque del horno el tamiz y déjelo enfriar. Retire cuidadosamente (con una brocha) los sólidos del tamiz, deposítelos en un vaso de porcelana.



- 9) Pese el vaso con los sólidos y registre su peso. Al valor dado réstele el peso del vaso sin los sólidos; este resultado es el valor del peso de la muestra de sólidos en gramos.



8. FRECUENCIA

Esta actividad es rutinaria y diaria, cada vez que se quiera conocer el contenido de arena y sedimentos en cualquier punto del proceso de producción de crudo. Por ser una actividad rutinaria no se requiere permiso de trabajo.

9. CALCULOS

Calcular las libras por barriles de la siguiente manera:

$$\text{Muestra}(gr) = \text{vasoconsolido}(gr) - \text{vasovacio}(gr)$$

$$\text{Lbs}/1000\text{Bls} = \frac{\text{PesomuestraGramos}}{5\text{galones}} * \frac{42\text{galones}}{1\text{barril}} * \frac{1\text{libra}}{454\text{gramso}} * 1000\text{barriles}$$



10. REGISTRO

Reporte del contenido de arena en el formato del laboratorio.

11. BIBLIOGRAFIA

- Tamaños de los tamices según Norma ISO 3310.
- Elaboración de los tamices según ASTM E11



PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACIÓN DE LA SALINIDAD DEL CRUDO

Elaborado:	Revisado:	Aprobado:	Versión:
CARLOS RIVERA Y GLORIA ANGELICA MOTTA	ING. PRODUCCIÓN	SUPERINTENDENTE	01
Fecha: Diciembre 2009	Fecha: Diciembre 2009	Fecha: Diciembre de 2009	Fecha: Diciembre 2009

1. OBJETIVO

Establecer un procedimiento guía para determinar el contenido de sal presente en una muestra de crudo. Minimizando los riesgos operacionales que puedan afectar a personas, medio ambiente e instalaciones garantizando la representatividad de la muestra.

2. ALCANCE

Aplica como procedimiento de laboratorio de la Estación Corcel donde se requiere determinar el contenido del presente en el petróleo producido.

3. NORMA DE REFERENCIA

Norma D-ASTM 3230 – 99. Standard Test Method for Salts in Crude Oil (Electrometric Method).

4. DEFINICIONES

SAL EN CRUDOS: Generalmente compuesta por cloruros de sodio, calcio y magnesio disueltos en el crudo.

SALINOMETRO: Dispositivo empleado para la detección de contenido de sal en una muestra de crudo midiendo la corriente que circula a través de ella. El equipo es capaz de distribuir varios niveles de voltaje aplicados a unos electrodos inmersos en una solución de análisis, medir y distribuir la corriente en miliamperios.

PTB: Libras por mil barriles (Lbs / 1000 Bbls).

ACEITE NEUTRO (mineral): Cualquier aceite refinado libre de sal de una viscosidad de aproximadamente 100 SSU a 100°F y libre de aditivos.

MEZCLA ALCOHOLICA: Es una mezcla de 63% de butanol y 37 % de metanol anhidro. Es inflamable y causa quemaduras en los ojos, sus vapores son peligrosos si son inhalados.

METANOL ANHIDRO: Alcohol metílico con un máximo de 0.1% de agua, pero preferiblemente se acepta con menos de 0.05%. Sus vapores son peligrosos.

	MANUAL DE OPERACIONES PRODUCCIÓN CAMPO CORCEL	 PCL-PROD- LAB-11
	DETERMINACIÓN DE LA SALINIDAD DEL CRUDO	

BLANCO: Prueba preliminar practicada a la mezcla alcohólica para determinar su conductividad en el análisis de sal.

XILENO: Es un solvente aromático. Grado nitración que cumpla con las especificaciones en ASTM D 843. Para su utilización se deben tener las precauciones necesarias debido a su toxicidad.

PIPETA: Instrumento volumétrico de laboratorio que permite medir alícuotas de líquido con bastante precisión. Suelen ser de vidrio. Está formado por un tubo transparente que termina en una de sus puntas de forma cónica, y tiene graduación indicando distintos volúmenes.

PROBETA: Cilindro graduado, instrumento volumétrico, tiene una graduación (una serie de marcas grabadas) desde 0 ml (hasta el máximo de la probeta) indicando distintos volúmenes.

5. RECURSOS NECESARIOS

5.1. PERSONAL Y RESPONSABILIDADES

5.1.1. Ingeniero de Producción:

- Difundir este procedimiento al personal involucrado en la operación.
- Asegurar que el personal tenga el entrenamiento y la experiencia suficiente para desarrollar este procedimiento.
- Garantizar la disponibilidad de los accesorios, equipos y materiales necesarios para realizar los análisis de muestras.
- Supervisar y asignar a los responsables; establecer que los registros sean estandarizados para la toma de datos manuales.

5.1.2. Supervisor de Producción:

- Garantizar el cumplimiento de la toma de datos manuales y las muestras para el análisis de laboratorio, inspeccionando los recursos y elementos apropiados para la ejecución.



- Asegurar que todo el personal operativo tenga entrenamiento y experiencia suficiente para desarrollar el procedimiento.
- Garantizar la existencia de instrumentos, equipos y materiales para realizar los análisis.
- Auditar la prueba para garantizar el correcto desempeño en HSE, certificar la aplicación del procedimiento y verificar que el ejecutante utilice los EPP adecuados.
- Asegurar el perfecto estado de los instrumentos y equipos.

5.1.3. Auxiliar de Laboratorio:

- Cumplir y seguir el este procedimiento en base a los parámetros establecidos en las normas D-ASTM 3230 – 99.
- Informar de manera inmediata al supervisor las anomalías o desviaciones existentes durante la aplicación del procedimiento.
- Reportar al personal de estadigrafía los resultados obtenidos en el laboratorio de manera periódica, oportuna y haciendo uso de los formatos establecidos para tal fin.
- Documentar de manera ordenada la información completa de los resultados obtenidos en los análisis de laboratorio.
- Auditar e inventariar periódicamente todos los instrumentos, equipos y materiales con el fin de indicar a su superior inmediato cualquier anomalía en cuanto a faltantes o daños.
- Cumplir con las normas de HSE para el desarrollo normal del procedimiento.
- Mantener en buenas condiciones de orden y aseo el área de trabajo.
- Proteger y asegurar el buen estado de conservación de todos los instrumentos, equipos y materiales.



5.2. EQUIPOS Y MATERIALES

- Salinometro
- Metanol
- Probeta
- Xileno
- Pipeta
- Butanol
- Metanol

6. PANORAMA DE RIESGO

NIVEL DE PROBABIIDAD	NIVEL DE CONSECUENCIA		
	Catastrofico (C)	Severo (S)	Leve (L)
ALTO (A)	A*C	A*S	A*L
MEDIO (M)	M*C	M*S	M*L
BAJO (B)	B*C	B*S	B*L

RIESGO	EFECTO	MEDIDA DE CONTROL	VALORACIÓN DE RIESGO		
			Probabilid ad	Consecu encia	Riesgo
Choque térmico del material (vidrio)	Daño de probeta	Uso de equipos de marca reconocida	B	L	Controla ble
Derrame de muestra					
Liberación de vapores	Intoxicación	Uso de mascara con filtro de carbono	B	L	Controla ble
Rotura de hidrómetro y/o probeta	Contaminación de la muestra.	Entrenamiento y experiencia del personal a cargo de la manipulación del equipo			
Contaminación por derrame	Daños ambientales, flora y/o fauna	Recipiente con tapa para trasportar los fluidos a la caja API	B	L	Controla ble



7. MEDIDAS DE SEGURIDAD

Los productos químicos utilizados son de alto riesgo para la salud, si no se utilizan con la debida precaución y con los elementos de protección personal ocasionan daños severos en la salud (ver ficha técnica MSDS de diferentes productos químicos).

7.1. ELEMENTOS DE PROTECCIÓN

El personal encargado de realizar esta operación deberá hacer uso de los elementos de protección personal:

TIPO DE PROTECCIÓN	EPP
Protección Visual	Monogafas
Proteccion Respiratoria	Mascara con filtros de carbono
Protección Extremidades Superiores	Guantes de Nitrilo
Protección Extremidades Inferiores	Botas de Seguridad dieléctricas con Suela Antideslizante

8. PROCEDIMIENTO

8.1. ESTANDARIZACIÓN DEL SALINÓMETRO

- 1) Conecte el instrumento a una fuente de 110 Voltios (V). 50 ó 60 Hertz (Hz).
- 2) Coloque el interruptor S2 de tal manera que la resistencia de precisión no inductiva de 25000 (+ 0.5 %) esté en el circuito (Posición CAL).
- 3) Coloque el interruptor S1 en la escala alta ("H") y el interruptor S3 en posición ON.
- 4) Ajuste el voltaje a 125 Voltios corriente alterna (V a-c). Presionando el interruptor S4 ajuste (girando la perilla de la izquierda) el potenciómetro de 25 de tal manera que el miliamperímetro se desvíe a 0.1 miliamperios (mA).
- 5) Suelte el interruptor S4.



- 6) Cambie el interruptor S1 a la escala LOW ("L"). Presionando el interruptor S4, ajuste el potenciómetro de 50 (girando la perilla de la derecha), de tal manera que la manecilla sea desviada hacia la escala completa (1.0 mA).
- 7) Suelte el interruptor S4.
- 8) Coloque el interruptor S3 en la posición OFF.
- 9) Coloque el interruptor S2 en la posición de electrodo (posición de medida, MED).

8.2. PREPARACIÓN Y CONDUCTIVIDAD DE LA MEZCLA ALCOHOLICA

- 1) En una probeta de 1000 ml, vierta 630 ml de 1-Butanol y posteriormente adicione 370 ml de Metanol.
- 2) Adicione con una pipeta 3 ml de agua a la mezcla preparada. Tape el recipiente y homogenice la mezcla con ligeros movimientos.
- 3) Vierta el contenido en el beaker de pruebas del salinómetro, asegúrese que los electrodos queden totalmente sumergidos en la solución.
- 4) Gire la perilla de control de voltaje del equipo a 125 V a-c, y analice la muestra.
- 5) Si la conductividad de la mezcla es menor de 0.25 mA puede usarse para análisis.
- 6) Si no cumple esta condición, deberá indagarse de la pureza de los reactivos (posiblemente el metanol no esta anhidro), o existe un exceso de agua en el solvente. Deséchese la mezcla alcohólica si la conductividad es mayor de 0.25 mA. Repita los pasos 1 a 5.

8.3. PREPARACIÓN DE SALES DILUIDAS

- 1) En una probeta graduada de 100 ml, limpia y seca, adicione 1.000 gr de cloruro de Calcio (CaCl_2), y disuelva 25 ml de agua. Diluya hasta 100 ml con mezcla alcohólica.
- 2) En una probeta graduada de 100 ml, limpia y seca, adicione 1.000 gr de cloruro de Magnesio (MgCl_2), y disuelva 25 ml de agua. Diluya hasta 100 ml con mezcla alcohólica.

	MANUAL DE OPERACIONES PRODUCCIÓN CAMPO CORCEL	 PCL-PROD- LAB-11
	DETERMINACIÓN DE LA SALINIDAD DEL CRUDO	

- 3) En una probeta graduada de 100 ml, limpia y seca, adicione 1.000 gr de cloruro de Sodio (NaCl), y disuelva 25 ml de agua. Diluya hasta 100 ml con mezcla alcohólica.
- 4) Solución Concentrada. Combine 10 ml de la solución de CaCl_2 , 20 ml de la solución de MgCl_2 y 70 ml de la solución de NaCl y mezcle completamente.
- 5) Solución Diluida. En una probeta graduada de 100 ml, limpia y seca, transfiera 10 ml de Solución Concentrada, y diluya hasta 100 ml con mezcla alcohólica.

8.4. PREPARACIÓN DEL BLANCO

- 1) En una probeta graduada de 100 ml, limpia y seca, adicione 15 ml de xileno.
- 2) Adicione 10 ml de aceite neutro (mineral) con una pipeta, asegurándose de lavarla con xileno y vertiendo el enjuague en la probeta.
- 3) Adicione xileno a la probeta hasta que su volumen sea de 50 ml, tapar y agitar vigorosamente durante 60 segundos.
- 4) Diluya a 100 ml con mezcla alcohólica y agitar vigorosamente por unos 30 segundos.
- 5) Deje reposar la mezcla por 5 minutos.
- 6) Vierta el contenido en el beaker de pruebas del salinómetro, asegúrese que los electrodos queden totalmente sumergidos en la solución.
- 7) Analice su contenido a 125 V y reportar la lectura de mA como blanco. Cuando la lectura es mayor de 0.25 mA a 125 V, indicará la presencia de algún contaminante presente en la mezcla. Repita con otros voltajes de 25, 50 y 250 V a-c.
- 8) Limpie y seque los electrodos y el vaso de análisis.

8.5. CALIBRACIÓN DEL EQUIPO

- 1) En una probeta graduada de 100 ml, limpia y seca, adicione 15 ml de xileno.



- 2) Adicione 10 ml de aceite neutro (mineral) con una pipeta, asegurándose de lavarla con xileno y vertiendo el enjuague en la probeta.
- 3) Adicione xileno a la probeta hasta que su volumen sea de 50 ml, tapar y agitar vigorosamente durante 60 segundos.
- 4) Adicione una cantidad de Sales Diluidas, de acuerdo con la Tabla 1, Muestras estándar.

<i>Solución de sales diluidas mezcladas (ml)</i>	<i>Sal Lbs/1000 Bbl de Crudo</i>
0,3	1.0
0,9	3.0
1,5	5.0
3,0	10.0
4,5	16.0
6,0	21.0
8,0	26.0
9,5	31.0
12,0	40.0
15,0	51.0
20,5	66.0
22,5	75.0
25,5	86.0
30,5	101.0
45,0	151.0

Tabla 1. Muestras Estándar.

Fuente: Norma D-ASTM 3230 – 04

- 5) Diluya a 100 ml con mezcla alcohólica y agite por unos 30 segundos.
- 6) Deje reposar la mezcla por 5 minutos.
- 7) Vierta el contenido en el beaker de pruebas del salinómetro, asegúrese que los electrodos queden totalmente sumergidos en la solución.
- 8) Coloque el interruptor S1 en la posición alto (H). Conecte los electrodos del instrumento. Ubique el interruptor S3 en posición ON.

	MANUAL DE OPERACIONES PRODUCCIÓN CAMPO CORCEL	 PCL-PROD- LAB-11
	DETERMINACIÓN DE LA SALINIDAD DEL CRUDO	

- 9) Ajuste el voltaje del electrodo indicado a una serie de valores, por ejemplo 25, 50, 125 y 250 V a-c, a cada voltaje presione el interruptor S4 y anote la lectura en miliamperios con aproximación de 0.01 mA.
- 10) Si la lectura es menor de 0.1 mA cambie el interruptor S1 a la posición bajo (L).
- 11) Registre el voltaje y la correspondiente lectura del miliamperímetro y continúe leyendo de nuevo.
- 12) Suelte el interruptor S4. Coloque el interruptor S3 en la posición OFF.
- 13) Retire los electrodos de la solución, limpie con xileno y déjelos secar.
- 14) Repita los pasos 1 al 13 empleando otros volúmenes de Sales Diluidas (paso 4), según se requiera para cubrir el rango de interés de contenido de sal.
- 15) Grafica de Calibración. Reste la lectura de corriente del blanco de las lecturas de corriente de las muestras estándar y grafique el contenido de sal (ordenada) contra la lectura neta en miliamperios (abscisa) para cada voltaje en papel log-log de 3 or 3 ciclos.

8.6. DETERMINACIÓN DE LA SALINIDAD EN CRUDO

- 1) En una probeta graduada de 100 ml, limpia y seca, adicione 15 ml de xileno.
- 2) Adicione 10 ml de la muestra de crudo a analizar con una pipeta, asegurándose de lavar la pipeta con un poco de xileno hasta quedar libre de crudo, y vertiendo su contenido en la probeta.
- 3) Agregue xileno hasta 50 ml. Tápela y agite vigorosamente por 60 segundos.
- 4) Diluya hasta 100 ml de mezcla alcohólica y agitar vigorosamente por unos 30 segundos.
- 5) Dejar reposar por 5 minutos.
- 6) Vierta el contenido en el beaker de pruebas del salinómetro, asegúrese que los electrodos queden totalmente sumergidos en la solución.
- 7) Coloque el interruptor S1 en la posición alto (H). Conecte los electrodos del instrumento. Ubique el interruptor S3 en posición ON.

	MANUAL DE OPERACIONES PRODUCCIÓN CAMPO CORCEL	 PCL-PROD- LAB-11
	DETERMINACIÓN DE LA SALINIDAD DEL CRUDO	

- 8) Ajuste el voltaje del electrodo indicado a una serie de valores, por ejemplo 25, 50, 125 y 250 V a-c, a cada voltaje presione el interruptor S4 y anote la lectura en miliamperios con aproximación de 0.01 mA.
- 9) Si la lectura es menor de 0.1 mA cambie el interruptor S1 a la posición bajo (L).
- 10) Registre el voltaje y la correspondiente lectura del miliamperímetro y continúe leyendo de nuevo.
- 11) Suelte el interruptor S4. Coloque el interruptor S3 en la posición OFF.
- 12) Corrijase la lectura restando la lectura de corriente del blanco a la lectura de corriente de la muestra y de la curva de calibración lea la concentración de sal correspondiente a éste amperaje.
- 13) Repita las lecturas a los voltajes de 50 y 200 y promedie los resultados.
- 14) Reste la lectura de corriente de blanco al voltaje indicado de la lectura de corriente de la muestra para obtener la lectura corriente. A partir de la gráfica de calibración (5.5-15) lea el contenido de sal indicado, correspondiente a la lectura neta en miliamperios de la muestra.

9. FRECUENCIA

Esta actividad es rutinaria y diaria, cada vez que se requiera determinar el contenido de sal en una muestra de crudo. Por ser una actividad rutinaria no se requiere permiso de trabajo.

10. REGISTRO

Registre el resultado como contenido de sal (PTB) en el crudo, en el Formato Seguimiento de Producción.



PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACIÓN DE LA GRAVEDAD °API DEL PETROLEO

Elaborado:	Revisado:	Aprobado:	Versión: 02
Nombre: Erwin Chaparro F Javier Solórzano P Natalia Ruiz	INGENIERO DE PRODUCCION	SUPERINTENDENTE	Fecha: Abril 2009
Fecha: Abril de 2009	Fecha: Abril de 2009	Fecha: Abril 2009	

	MANUAL DE OPERACIONES PRODUCCION CAMPO CORCEL	 PCL-PROD- LAB-01
	DETERMINACIÓN DE GRAVEDAD API	

1. OBJETIVO

Implementar un procedimiento guía para determinar la gravedad API en una muestra de petróleo crudo por medio del termo-hidrómetro aplicando la norma ASTM D-1298 para garantizar la representatividad del resultado obtenido.

2. ALCANCE

Aplica como procedimiento de laboratorio estándar para el seguimiento en operaciones de Prueba de pozo, Producción y fiscalización de petróleo crudo.

3. NORMA DE REFERENCIA

Norma ASTM-D 1298 "Density, Relative Density (Specific Gravity), or API Gravity Liquid Petroleum Products by Hydrometer Method"

4. DEFINICIONES

TERMO-HIDRÓMETRO: Elemento de medición, elaborado en vidrio y graduado en unidades de densidad relativa o gravedad API acorde con la norma ASTM D 1298, con termómetro incorporado que permite conocer la temperatura observada a la cual se mide la gravedad API del petróleo crudo.

PROBETA PARA EL HIDRÓMETRO: Cilindro de vidrio o plástico claro y graduado. El diámetro interno del cilindro debe ser de al menos 25 mm mayor que el diámetro externo del hidrómetro usado dentro de él evitando el contacto con la probeta. Se debe mantener un espaciamiento de al menos 25 mm entre la parte inferior del hidrómetro y la parte inferior del cilindro garantizando así que el hidrómetro flote libremente en el líquido y minimizando la probabilidad de daño del mismo. ASTM D 1298.

GRAVEDAD API: Medida utilizada para expresar la gravedad específica de los hidrocarburos líquidos. Es una medida de la calidad del crudo y una función especial de la densidad relativa (gravedad específica) 60/60°F, representada por:

$$\text{Gravedad (Grados)}^\circ \text{API} = \frac{141.5}{\text{Gravedad}_{\text{Especifica}} (60/60^\circ \text{F})} - 131.5$$

	MANUAL DE OPERACIONES PRODUCCION CAMPO CORCEL	 PCL-PROD- LAB-01
	DETERMINACIÓN DE GRAVEDAD API	

5. RECURSOS NECESARIOS

5.1. PERSONAL Y RESPONSABILIDADES

5.1.1. Ingeniero de Producción:

- Difundir este procedimiento al personal involucrado en la operación.
- Asegurar que el personal tenga el entrenamiento y la experiencia suficiente para desarrollar este procedimiento.
- Garantizar la disponibilidad de los accesorios, equipos y materiales necesarios para realizar los análisis de muestras.
- Supervisar y asignar a los responsables; establecer que los registros sean estandarizados para la toma de datos manuales.

5.1.2. Supervisor de Producción:

- Garantizar el cumplimiento de la toma de datos manuales y las muestras para el análisis de laboratorio, inspeccionando los recursos y elementos apropiados para la ejecución.
- Asegurar que todo el personal operativo tenga entrenamiento y experiencia suficiente para desarrollar el procedimiento.
- Garantizar la existencia de instrumentos, equipos y materiales para realizar los análisis.
- Auditar la prueba para garantizar el correcto desempeño en HSE, certificar la aplicación del procedimiento y verificar que el ejecutante utilice los EPP adecuados.
- Asegurar el perfecto estado de los instrumentos y equipos.

	MANUAL DE OPERACIONES PRODUCCION CAMPO CORCEL	 PCL-PROD- LAB-01
	DETERMINACIÓN DE GRAVEDAD API	

5.1.3. Auxiliar de Laboratorio:

- Cumplir y seguir el este procedimiento en base a los parámetros establecidos en las normas ASTM-D 1298.
- Informar de manera inmediata al supervisor las anomalías o desviaciones existentes durante la aplicación del procedimiento.
- Reportar al personal de estadigrafía los resultados obtenidos en el laboratorio de manera periódica, oportuna y haciendo uso de los formatos establecidos para tal fin.
- Documentar de manera ordenada la información completa de los resultados obtenidos en los análisis de laboratorio.
- Auditar e inventariar periódicamente todos los instrumentos, equipos y materiales con el fin de indicar a su superior inmediato cualquier anomalía en cuanto a faltantes o daños.
- Cumplir con las normas de HSE para el desarrollo normal del procedimiento.
- Mantener en buenas condiciones de orden y aseo el área de trabajo.
- Proteger y asegurar el buen estado de conservación de todos los instrumentos, equipos y materiales.

5.2. EQUIPOS Y MATERIALES

- Hidrómetro ó termo hidrómetro
- Termómetro
- Probeta

5.3. TIEMPO ESTIMADO DE DURACION DE LA PRUEBA

El tiempo estimado para determinar la gravedad API del crudo es de 15 minutos.



6. PANORAMA DE RIESGO

NIVEL DE PROBABIIDAD	NIVEL DE CONSECUENCIA		
	Catastrofico (C)	Severo (S)	Leve (L)
ALTO (A)	A*C	A*S	A*L
MEDIO (M)	M*C	M*S	M*L
BAJO (B)	B*C	B*S	B*L

ACTIVIDAD	PELIGRO	RIESGO	EFECTO	MEDIDA DE CONTROL	VALORACIÓN DE RIESGO		
					Probabilidad	Consecuencia	Riesgo
Trasvase de muestra a probeta	Físico / Mecánico	Choque térmico del material (vidrio)	Daño de probeta Derrame de muestra	Uso de equipos de marca reconocida	B	L	Controlable
	Químico	Liberación de vapores	Intoxicación	Uso de mascara con filtro de carbono			
Medición	Mecánico	Rotura de hidrómetro y/o probeta	Contaminación de la muestra.	Entrenamiento y experiencia del personal a cargo de la manipulación del equipo	B	L	Controlable
	Físico	Ergonómico	Dolores lumbares				
Disposición final de la muestra	Ambiental	Contaminación por derrame	Daños ambientales, flora y/o fauna	Recipiente con tapa para trasportar los fluidos a la caja API	B	L	Controlable

	MANUAL DE OPERACIONES PRODUCCIÓN CAMPO CORCEL	 PCL- PROD- LAB-02
	DETERMINACIÓN DE GRAVEDAD API	

7. MEDIDAS DE SEGURIDAD

El crudo es inflamable, los vapores forman mezclas explosivas con el aire a temperatura ambiente el cual representa un riesgo para la salud, si no se utiliza la debida protección sugerida (EPP) ocasiona daños severos en la salud.

7.1. ELEMENTOS DE PROTECCIÓN

El personal encargado de realizar esta operación deberá hacer uso de los elementos de protección personal:

TIPO DE PROTECCIÓN	EPP
Protección Visual	Monogafas
Proteccion Respiratoria	Mascara con filtros de carbono
Proteccion corporal	Overol o bata de laboratorio
Protección Extremidades Superiores	Guantes de Nitrilo
Protección Extremidades Inferiores	Botas de Seguridad dieléctricas con Suela Antideslizante

8. CONSIDERACIONES

- Para crudos livianos o volátiles con RVP (Presión de vapor Reid) superiores a 50 KPa (7.25 psi) es importante evitar el escape de componentes ligeros durante el muestreo utilizando compartimientos de volumen variable (tipo pistón) o manteniendo una temperatura baja a fin de no alterar la composición del crudo y por lo tanto su densidad.
- En crudos con presencia de parafina cercanos al punto de rocío se recomienda calentar 9°C (48,2°F) por encima de este punto. Si la temperatura de muestra es igual al punto de niebla se recomienda calentar la muestra 3°C (48,2°F) evitando así la presencia de parafinas durante la prueba. Para determinar la gravedad API de crudos parafínicos remitirse a la norma ASTM-D 5854.

	MANUAL DE OPERACIONES PRODUCCION CAMPO CORCEL	 PCL-PROD- LAB-01
	DETERMINACIÓN DE GRAVEDAD API	

- La temperatura de prueba debe ser acorde al crudo, no tan baja evitando la depositación o formación de parafinas ni tan alta previniendo el escape de competentes livianos del crudo.
- Los hidrómetros y termómetros utilizados en la determinación de la gravedad API deben tener una certificación o calibración periódica no superior a los seis meses. ASTM-E 100, ASTM-E 1.

9. PROCEDIMIENTO

9.1 Identificar la muestra a la cual se le determinara la gravedad API (tipo de crudo, temperatura de la muestra).

9.2 Verificar que el BSW de la muestra sea inferior al 0.5%, de lo contrario debe deshidratar el crudo hasta obtener el valor requerido. Adicional la norma ASTM 1298 recomienda que la temperatura de la muestra sea inferior a los 38°C (100°F).

9.3 Verificar que la probeta este seca, limpia y libre de partículas que puedan afectar la medición. Ver figura 1.

9.4 Verter el contenido de la muestra en la probeta sin producir salpicaduras de manera homogénea evitando la formación de burbujas de aire. Durante el vertimiento de la muestra agite el fluido con un agitador de vidrio con una combinación de movimientos circulares y verticales para garantizar homogenización de temperatura y densidad en la muestra. Ver figura 2.

9.5 Elimine cualquier burbuja de aire formada después que se haya colectado en la superficie de la muestra tocándolas con una pieza de papel de filtro limpio antes de insertar el hidrómetro. Ver figura 3.

9.6 Seleccione la escala del hidrómetro o termo-hidrómetro de acuerdo al tipo de crudo y la temperatura de prueba. Ver figura 4.

9.7 Introduzca el hidrómetro en la probeta de manera suave y con el cuidado de no humedecer el vástago por encima del nivel al cual se debe sumergir en el líquido.

9.8 Coloque la probeta que contiene la muestra en posición vertical, previamente nivelada y en una ubicación libre de corrientes de aire. Puede que la temperatura de la muestra no cambie apreciablemente durante el tiempo necesario para completar la prueba; durante este período, la temperatura del medio ambiente circundante no debe cambiar más de 2°C (5°F). (ASTM 1298)

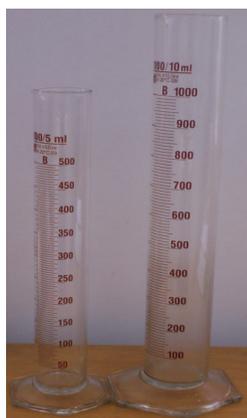


Figura 1



Figura 2



Figura 3



Figura 4

9.9 Presione el hidrómetro dentro de la probeta aproximadamente dos divisiones al inicio de la escala y luego suéltelo. El hidrómetro se deja entonces libre para que flote en la muestra y se estabilice, cuidando de no tocar las paredes del recipiente.

9.10 Dejar el tiempo suficiente para que el hidrómetro se mantenga en reposo y tomar la lectura de escala del hidrómetro lo mas cercano a 0.05° API. La lectura correcta del hidrómetro es aquella en el punto sobre la escala del hidrómetro la cual la superficie principal del líquido corta la escala. Determine este punto colocando el ojo ligeramente por debajo del nivel del líquido y levantándolo hasta la superficie. Ver figura 5.

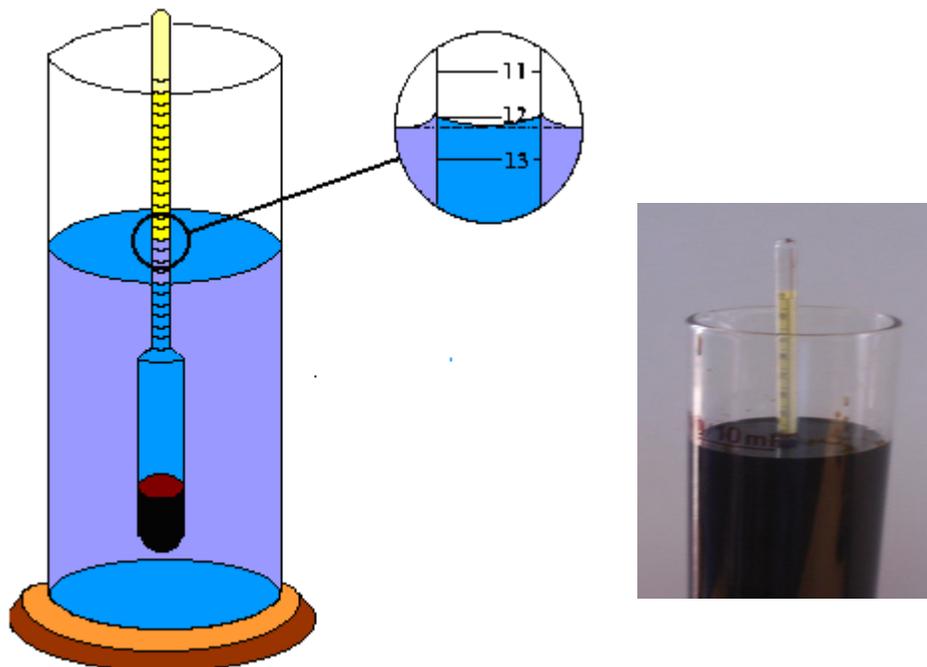


Figura 5.

9.11 Tomar inmediatamente la temperatura de la muestra, utilizando el termómetro de la parte inferior del hidrómetro (si lo posee) o un termómetro separado para realizar las correcciones necesarias. Registre la temperatura de la muestra. Ver figura 6



Figura 6

	MANUAL DE OPERACIONES PRODUCCION CAMPO CORCEL	 PCL-PROD- LAB-01
	DETERMINACIÓN DE GRAVEDAD API	

9.12 Registre en el formato la lectura de gravedad API y temperatura observada.

9.13 Extraer cuidadosamente el termo-hidrómetro de la probeta. Limpiar el termo-hidrómetro y la probeta con un disolvente. El residuo líquido producto de la limpieza se debe disponer en el recipiente de crudo residual ubicado en el laboratorio.

9.14 Una vez tomada la información requerida, el volumen de la muestra de la probeta se dispone en el recipiente de crudo residual ubicado en el laboratorio.

9.15 Guardar el termo-hidrómetro en el recipiente de protección. Corregir la lectura a la temperatura de referencia usando las tablas de corrección API y según la lectura convierta a Densidad relativa o Gravedad en grados API Guía D1250.

9.16 Registre el API corregido en el formato asegurándose de diligenciar toda la información requerida en este.

10. CALCULOS

- Corrija ésta lectura a 60 °F (15,57 °C) utilizando la tabla 5A del API o la ecuación:

$$API_{60^{\circ}F} = \left[\frac{141.5}{\left(\frac{141.5}{131.5 + API_{OBS}} \right) + \left(0.00069 - 0.000372 * \left(\frac{141.5}{131.5 + API_{OBS}} \right) * (T_{OBS} - 60) \right)} \right] - 131.5$$

En donde:

API_{obs}: Gravedad observada.

T_{obs}: Temperatura observada.

API_{CORR-60}: Gravedad API corregida a 60 °F

- Reporte la lectura corregida en grados API (°API), o como gravedad API. No se requiere establecer una temperatura de referencia, puesto que 60 °F está incluido en la definición.

	MANUAL DE OPERACIONES PRODUCCION CAMPO CORCEL	 PCL-PROD- LAB-01
	DETERMINACIÓN DE GRAVEDAD API	

- La siguiente fórmula convierte °API a Gravedad específica y viceversa:

$$Gravedad (Grados) ^\circ API = \frac{141.5}{GravedadEs pecifica (60 / 60^\circ F)} - 131.5$$

11. FRECUENCIA

Esta actividad es rutinaria y diaria, cada vez que se requiera determinar la gravedad API del crudo en cualquier punto del proceso de producción. Por ser una actividad rutinaria no se requiere permiso de trabajo.

12. BIBLIOGRAFIA

- Norma ASTM D-1298 “Standard test method for density, relative density (specific gravity), or API gravity of crude petroleum and liquid petroleum products by hydrometer method.”
- Norma ASTM D-1250-04 “Standard guide for use of the petroleum measurement tables”.
- Norma ASTM D-1250-80 “Standard guide for petroleum measurement tables”.
- E1 “Standard specification por thermometers ASTM”.
- E100 “Stándard specification Hydrometers ASTM”.



PROCEDIMIENTO DE MEDICION ESTATICA CON CINTA GRADUADA EN TANQUES DE ALMACENAMIENTO

1. OBJETIVOS

Establecer un procedimiento estándar bajo parámetros de medición estática de hidrocarburos con cinta graduada acorde a las normas ASTM, API MPMS Cap 3 y el Manual Único de Medición MUM. Garantizando la confiabilidad de la información y calculo volumétrico del fluido.

2. ALCANCE

Este procedimiento aplica en todas las áreas operativas de petrominerales campo Corcel donde se realice medición estática, fiscalización de fluidos y transferencia de custodia. En este procedimiento se hace referencia a la medición en fondo y en vacío y la determinación de la interfase agua – crudo.

3. NORMAS DE REFERENCIA

API - MPMS Chap.3.1 A “Stándard practice for the manual gauging of petroleum and petroleum products”

API – MPMS Chap 3, Chap 10, Chap 1

Manual Único de Medición (MUM) capitulo 3 “Medición estática”

4. DEFINICIONES

AGUA LIBRE: Es el agua que existe como capa separada del hidrocarburo (típicamente abajo del petróleo, en el fondo del tanque).

AGUA SUSPENDIDA: Es la cantidad de agua que se encuentra emulsionada o suspendida en el hidrocarburo, se determina por pruebas de laboratorio, sobre una muestra representativa del contenido de tanque.

ALTURA DEL LÍQUIDO: Distancia entre el nivel del líquido y el fondo del tanque. Indica el espacio ocupado por un líquido.

ALTURA DE REFERENCIA: Es la distancia desde el plato de medición o fondo del tanque (de no existir plato) hasta el punto de referencia. Debe ser establecido cada

vez que el tanque se repare, o se desmonte la escotilla de medición, y verificado periódicamente.

ALTURA DE VACÍO: Distancia entre el punto de referencia y el nivel del líquido. Representa el espacio del tanque que se encuentra sin fluido (la altura del líquido es igual a la diferencia entre la altura de referencia menos el vacío).

CINTA DE MEDICIÓN: Cinta de acero, graduada en milímetros y/o pulgada. Existen dos tipos de cintas, la cinta de medición a fondo y la cinta de medición al vacío. La cinta es utilizada para la medición lineal entre dos puntos, para el caso de la medición en vacío se mide la distancia entre el nivel de referencia y el nivel del líquido. En el caso de la medición a fondo se mide la distancia entre la platina de medición y el nivel de fluido. Está provista de una plomada para medición a fondo, graduada de material inerte a las chispas y de suficiente peso para facilitar la rotura de la tensión superficial del fluido.

ESCOTILLA DE MEDICIÓN: Es la abertura en el techo del tanque (parte superior), desde donde se efectúa la medición.

MEDIDA INICIAL: Llamada también de apertura del tanque, es la medida realizada antes de cualquier operación de entrega o recibo de un tanque.

MEDIDA FINAL: Llamada también medida de cierre. Es la medida efectuada después de la operación de recibo o despacho del tanque.

MEDICIÓN A FONDO: Medición directa del nivel de crudo que consiste en medir la distancia vertical efectiva existente desde la platina de medición, o el fondo del tanque, hasta la superficie libre del líquido.

MEDICION AL VACIO: Consiste en medir la distancia existente desde el punto de referencia hasta la superficie del líquido en un tanque.

MEDICIÓN DIRECTA: El método de medición directa consiste en bajar la cinta con la plomada hasta tocar ligeramente el fondo del tanque o la placa de nivel cero, fijada en el fondo del tanque. El nivel del líquido en el tanque se determina por la longitud de la cinta mojada.

MEDICIÓN MANUAL: Es la medición que se realiza por medio de una cinta graduada y patronada, con la respectiva plomada

PLATINA DE MEDICIÓN: Platina colocada en, o cerca del fondo del tanque y que establece el punto de referencia inferior del tanque.

PLOMADA: Peso colocado al final de la cinta de medición que garantiza que la cinta permanezca perpendicular al fondo del tanque y que facilita la penetración de ésta en líquidos viscosos. Ver figura 1.

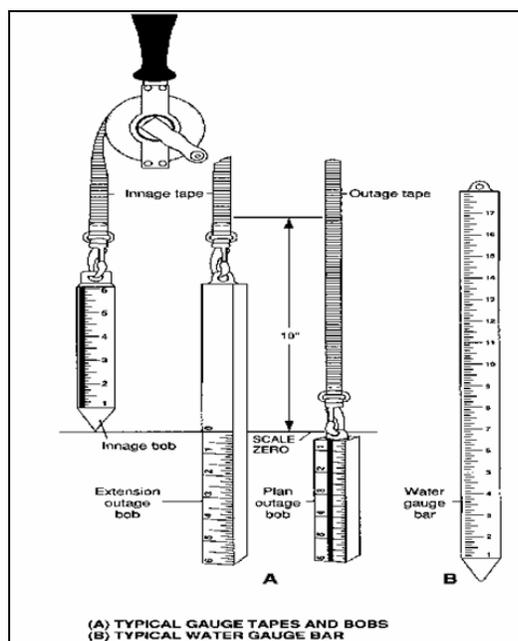


Figura No. 1 A. Cinta y Plomada de medición. B. Barra de Medición de Agua

RTD: Especie de resistencia eléctrica detectora o sensora de temperatura usada comúnmente para medir temperaturas en los tanques de almacenamiento. Pueden ser de cobre o platino.

TANQUE: Unidad de almacenamiento de productos, con características definidas.

TABLA DE AFORO: (También tabla de medición, de calibración) es una tabla que se realiza utilizando métodos reconocidos por la industria del petróleo y presenta el volumen exacto a lo largo de la altura que almena el tanque.

TERMOMETRO ELECTRÓNICO PORTÁTIL: Dispositivo de medición de temperatura equipado con un sensor de temperatura (termosonda), el cual está conectado mediante un largo cable a un circuito electrónico en el dispositivo de lectura presentada en un display con resolución de 0.1 °F. Ver figura 2

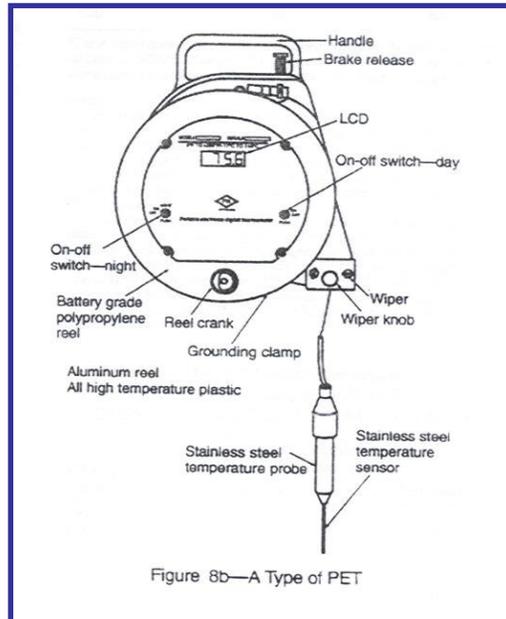


Figura 2

TERMOSONDA: Dispositivo sensor de temperatura que puede ser una RTD de platino o un sensor tipo chip, en una cápsula de acero inoxidable, y conectado a un cable enchaquetado para disipación estática.

VOLUMEN BRUTO OBSERVADO (GOV) (GROSS OBSERVED VOLUMEN): Es el volumen de todo el líquido incluyendo sedimento y agua en suspensión excluida el agua libre.

VOLUMEN BRUTO ESTÁNDAR (GSV): Es el volumen bruto observado, corregido por el factor de corrección de volumen y temperatura.

VOLUMEN NETO ESTÁNDAR (NSV): Es el volumen bruto estándar menos el volumen de agua y sedimento.

VOLUMEN TOTAL OBSERVADO (TOV): Es el volumen total medido, incluye sedimento y agua en suspensión más agua libre a la temperatura observada.

5. RECURSOS NECESARIOS

5.1. PERSONAL Y RESPONSABILIDADES

5.1.1. Ingeniero de Producción

- Difundir este procedimiento al personal involucrado en la operación.
- Asegurar que el personal disponga del entrenamiento y la experiencia suficiente para desarrollar este procedimiento.
- Garantizar la disponibilidad de los accesorios, equipos y materiales necesarios para realizar el procedimiento.
- Supervisar y asignar a los responsables; establecer que los registros sean estandarizados para la toma de datos manuales.

5.1.2. Supervisor de Producción

- Garantizar el cumplimiento de este procedimiento, inspeccionando los recursos y elementos apropiados para la ejecución.
- Asegurar que todo el personal operativo disponga del entrenamiento y experiencia suficiente para desarrollar el procedimiento.
- Garantizar la existencia y perfecto estado de todos los instrumentos, equipos y materiales para realizar el procedimiento.
- Auditar la prueba para garantizar el correcto desempeño en HSE, certificar la aplicación del procedimiento y verificar que el ejecutante utilice los EPP adecuados.

5.1.3. Auxiliar de Producción

- Cumplir el procedimiento establecido para la medición estática de fluidos en tanques de almacenamiento haciendo uso adecuado de los elementos de medición.
- Informar a su supervisor sobre la pérdida de cualquier objeto en el interior del tanque o de desviaciones existentes durante la aplicación del procedimiento.

- Auditar e inventariar periódicamente todos los instrumentos, equipos y materiales con el fin de indicar a su superior inmediato.
- Reportar al personal de estadigrafía los resultados obtenidos en el laboratorio de manera periódica, oportuna y haciendo uso de los formatos establecidos para tal fin.
- Cumplir con las normas de HSE para el desarrollo normal del procedimiento.
- Mantener en buenas condiciones de orden y aseo el área de trabajo.

5.2. EQUIPOS Y MATERIALES

- Cinta calibrada de medición a fondo y pinzas de aterrizaje
- Cinta calibrada de medición al vacío y pinzas de aterrizaje
- Plomada de fondo / Plomada de vacío
- Termómetro digital portátil
- Papel Higiénico.
- Varsol
- Tablas de aforo (niveles de referencia)
- Kolor Kut

6. PANORAMA DE RIESGO

NIVEL DE PROBABILIDAD	NIVEL DE CONSECUENCIA		
	Catastrófico (C)	Severo (S)	Leve (L)
ALTO (A)	A*C	A*S	A*L
MEDIO (M)	M*C	M*S	M*L
BAJO (B)	B*C	B*S	B*L



MEDICION ESTATICA CON CINTA

ACTIVIDAD	PELIGRO	RIESGO	EFECTO	MEDIDA DE CONTROL	VALORACIÓN DE RIESGO		
					Probabilidad	Consecuencia	Riesgo
ACSENDO Y DESCENSO A PLATAFORMA DE MEDICION O A TECHO DE TANQUE	MECANICO	Caídas durante el ascenso.	Lesiones corporales	*Crear cultura de uso de la baranda y sensibilización de peligros en operaciones rutinarias	B	S	ACEPTABLE
MEDICION	ELECTRICO	Chispas por cargas estáticas del operador y de la cinta de medición	Explosión de tanque, incendio / fatalidad	* La cinta de medición posee pinza de aterrizaje. * escotillas anti-explosión * zona de descargue de energía estática del operador	B	S	CONTROLABLE
	MECANICO	Trabajo en alturas con baranda de protección	Caída, lesiones graves	*Revisión periódica de estado de la baranda. * En casos especiales uso de arnés y línea de vida	B	S	CONTROLABLE
	FISICO	*Ergonómico por malas posturas y peso de materiales requeridos	*Danos o dolores lumbares. *Enfermedades profesionales.	*Capacitación de ergonomía *Uso de posturas correctas *adquisición de kits o cajas de herramientas	M	L	ACEPTABLE
		* Cansancio óseo muscular	El trabajo se desarrolla de pies el 90% del tiempo	Problemas óseo-musculares, fatiga	A	L	ACEPTABLE
MEDICION		Exposición permanente a los rayos solares	Quemaduras, afectación de la piel y cáncer de piel.	Dotación de bloqueador solar	A	L	ACEPTABLE
	QUIMICO	Inhalación de vapores emanados de los tanques	Intoxicación, afecciones respiratorias	*Tapas en los desfogues o escotillas de medición. * Utilización de macara con filtros para vapores orgánicos.	M	S	CONTROLABLE
	TERMICO	Salpicaduras de hidrocarburos al recoger la cinta de medición.	Quemaduras	Capacitación en el correcto procedimiento de medición.	B	L	CONTROLABLE
		Altas temperaturas generadas por el almacenamiento de crudo Y condiciones climáticas.	Cansancio, perdida de sales minerales, deshidratación.	Hidratación permanente	A	S	CONTROLABLE
ACTIVIDAD	PELIGRO	RIESGO	EFECTO	MEDIDA DE CONTROL	VALORACIÓN DE RIESGO		



MEDICION ESTATICA CON CINTA

					Probabilidad	Consecuencia	Riesgo
LIUMPIEZA Y ORGANIZACIÓN DE ELEMENTOS USADOS	MECANICO / FISICO	*Cortes en las manos al limpiar la cinta * Quemaduras con la plomada	* Daño leve, incapacidad temporal.	Uso de guantes de carnaza	M	L	CONTROLABLE

7. MEDIDAS DE SEGURIDAD

- Nunca debe medirse un tanque durante una tormenta eléctrica.
- Durante el desarrollo de la actividad está prohibido FUMAR.
- Debe evitarse la inhalación de gases que salen del tanque mientras la boquilla de medición esté abierta, manteniendo una posición adecuada en relación con la dirección del viento.
- No use celulares, encendedores o cualquier objeto que pueda producir chispas. Evítese también la generación de chispas por electricidad estática.
- Bajar la cinta de medición pegada a la boquilla del tanque para aterrizar la energía estática creada por la cinta. Las cintas tienen sistemas de aterrizaje que esta prohibido retirar y son de uso obligatorio.
- No use ropas con base en nylon o poliéster para reducir el potencial de cargas estáticas.
- Por ningún motivo retire el cable de estática a la cinta de medición.
- Al finalizar la medición, bajar del tanque los instrumentos y accesorios utilizados para la medición.

7.1. ELEMENTOS DE PROTECCIÓN PERSONAL (EPP)

El personal encargado de realizar esta operación deberá hacer uso de los elementos de protección personal:

TIPO DE PROTECCIÓN	EPP
Protección Respiratoria	Máscara con cartuchos para vapores y gases orgánicos
Protección cabeza	Casco de Seguridad
Protección Visual	Monogafas
Protección Extremidades Superiores	Guantes de Vaqueta
Protección Extremidades Inferiores	Botas de Seguridad dieléctricas, con Suela Antideslizante

8. PRECAUCIONES DE LA OPERACIÓN

- Reportar cualquier anomalía en el Tanque, válvulas o líneas de flujo, durante las operaciones de apertura y cierre de un tanque.
- Verificar antes de realizar la medición del producto que las válvulas del tanque que estén relacionadas con la entrada o salida de producto estén cerradas para evitar el cambio de nivel.
- Verificar que las cintas no presenten torceduras y/o curvaturas.
- Procure realizar las labores de muestreo, toma de temperaturas y medida de agua libre junto con la de medición de crudo pues un error en la determinación de ellos se traducirá en barriles de crudo, aunque el producto se haya medido bien.
- Para la medición manual con cinta se debe tener en cuenta que el tiempo de reposo mínimo requerido por un tanque que almacena productos refinados es de 30 minutos, mientras que el tiempo mínimo requerido por un tanque que almacena crudo es de 60 minutos.
- El estado y color de la pintura de los tanques es importante para mantener al mínimo las pérdidas por evaporación. Se sugiere que los tanques que contengan productos volátiles estén pintados de colores claros, para no absorber calor en exceso. Para el color de los tanques referirse a la norma NIP.
- Los productos refinados de color claro deben medirse con una cinta cubierta con una capa delgada de pasta detectora, para poder establecer con claridad el corte en la plomada y determinar con exactitud la cantidad de producto en el tanque.
- La persona que toma medidas en los tanques, está en la obligación de informar a su supervisor sobre la pérdida de cualquier objeto en el interior del tanque.
- El nivel de producto en tanques de almacenamiento, puede realizarse empleando el método de medición a vacío ó el método de medición a fondo. empleando las cintas adecuadas para cada caso; se permite medir a vacío empleando cinta a fondo siguiendo el procedimiento de medición a vacío contemplado en el API MPMS capítulo 3 sección 1 A numeral 3.1 A.9.4.2

***Nivel de Fluido= Altura de referencia – Lectura – Punto de corte indicado en la
de refencia de cinta plomada (parte húmeda)***

- El nivel de agua libre almacenada en los tanques debe medirse empleando el método de medición a fondo con cinta de medición a fondo y utilizando pasta indicadora de agua.
- La altura de referencia de un tanque debe verificarse:
Mensualmente durante el primer año para tanques nuevos o recién reparados
Trimestralmente para tanques de más de un año de servicio.
- En cada área operativa se debe tener mínimo una cinta patrón con certificado de calibración vigente.
- Todas las cintas de medición que sean usadas deben ser de acero con plomada en bronce, conexión de tierra y deben verificarse antes de colocarlas en servicio contra la cinta patrón.
- Se deben realizar verificaciones mensuales del estado físico - mecánico de las cintas y dejar los soportes correspondientes; registrando la cantidad de quiebres o torceduras que presente al momento de la verificación con su respectiva valoración total de acuerdo al procedimiento establecido en la norma API MPMS Capítulo 3 sección 3.1 A
- En donde existan sistemas de medición automática de nivel, se debe realizar verificaciones periódicas de los niveles reportados por estos y los reportados por la medición manual con cinta. Cada vez que se realice la medición manual del tanque se debe registrar en una planilla los datos de la medida con cinta, la señal de telemetría y fecha efectuada, con el fin determinar las diferencias en todos los niveles. Esta planilla de registro será una herramienta muy importante para que el personal técnico realice los correspondientes ajustes y calibraciones a los sistemas de medición automática. Cada empresa debe definir los periodos de verificación.
- Para todo tanque en servicio se deben dejar los registros de las mediciones manuales efectuadas.

- No use cintas de medición que presenten quiebres y dobladuras en su sección transversal, o que tenga secciones ilegibles de su escala de medición.
- Antes de medir un tanque de techo flotante debe drenarse totalmente el agua que este en el techo para que no afecte la exactitud de la medición al cambiar el peso total del techo.
- En tanques de techo flotante se debe evitar realizar la medición en la zona crítica del tanque por tener incertidumbre alta.
- Se debe usar la misma cinta y plomada para la medición inicial y final.
- No deben usarse cintas con la escala numérica deteriorada como resultado del desgaste y la corrosión.
- Se debe cambiar la plomada y las cintas de medición, cuando al verificar con el calibrador de cintas, el desgaste y la distorsión, de la punta y el ojo combinados sea mayor de 1.0 mm.
- Es recomendable e importante mantener drenados los tanques, de tal forma, que la cantidad de agua libre siempre sea mínima. En el lapso de tiempo que va entre la toma de la medida inicial y la medida final se debe evitar la operación de drenado del tanque. Toda operación de drenado del tanque se debe efectuar con anterioridad al recibo ó despacho del producto contenido en el mismo.
- Para drenar un tanque, se debe abrir la válvula de drenaje lentamente con el fin de evitar la creación de un vórtice o remolino dentro del tanque que cause que el producto almacenado se mezcle con el agua.
- Para el drenaje de un tanque se debe utilizar el tubo que ha sido especialmente instalado para desagüe, el cual en la parte inferior del tanque tiene un codo y niple conectados que llegan a un pozo recolector de aguas en el fondo, que permite el drenaje casi total del agua. Si el tanque no tiene este diseño, se recomienda que en sus reparaciones programadas se construya esta facilidad tal como indican las normas API.
- Conocer la altura de referencia, la altura máxima de llenado ó vaciado, saber la operación del tanque a custodiar. (recibo, despacho, drenaje), la información de última medición realizada.

- No almacene la cinta junto con herramientas u objetos metálicos pesados que causen averías.
- Realizar la operación de medición desde el lugar establecida para esta operación.

9. PROCEDIMIENTOS

9.1. MEDICIÓN A FONDO DEL NIVEL DE CRUDO EN TANQUES

9.1.1 Identifique el tanque a medir y disponga del equipo de medición.

9.1.2 Tenga en cuenta todas las recomendaciones citadas en el numeral 8 de este documento.

9.1.3 Verificar que el tanque ha sido drenado y tiene todas las válvulas de entrada y salida completamente cerradas con el fin de evitar variaciones en el nivel del fluido y asegurar una medición estática

9.1.4 Suba las escaleras sujetándose del pasamano, de ésta manera descarga la corriente estática generada por fricción.

9.1.5 Colóquese la mascarilla para vapores y los guantes de vaqueta; ubíquese al lado de la escotilla de medida. Se ser posible ubíquese por el lado contrario a la dirección del viento para evitar recibir la corriente de gases cuando se abra la escotilla.

9.1.6 *Conectar* correctamente el polo a tierra de la cinta antes de abrir la escotilla de medición.

9.1.7 Después de aterrizar la cinta, abra la escotilla de medición, espere que se liberen los vapores confinados.

9.1.8 Baje lentamente la plomada y la cinta de medición en el tanque, formando un ángulo de 90° con el brazo del operador que este midiendo. Asegurándose que la cinta permanezca en contacto con el tubo o la escotilla de medición, hasta que toque el fondo o el plato de medición.

9.1.9 Mantenga la cinta firme, el tiempo suficiente para que el líquido produzca el corte en la cinta.

9.1.10 Tome la lectura de la cinta en el punto de referencia y reporte cualquier diferencia con la altura de referencia establecida oficialmente. Asegúrese siempre que sea tan solo la punta de la pesa quien toca el fondo verticalmente y no en una posición inclinada.

9.1.11 Retire la cinta hasta lograr identificar el punto de corte sobre ella. Anote dicha lectura en el formulario.

9.1.12 Use la tabla de aforo del tanque para determinar el volumen del mismo.

9.1.13 Limpie la cinta con papel higiénico y varsol dentro de la escotilla, evitando regar aceite sobre el techo (utilice el balde para depositar el papel higiénico impregnado con aceite).

9.1.14 Repita los anteriores pasos hasta tener tres mediciones consecutivas que estén dentro del rango de 3 milímetros (o 5 milímetros si la capacidad del tanque es menor de 1000 barriles)

9.1.15 Si 2 de las 3 mediciones consecutivas son idénticas, reporte esta lectura en milímetros como medición a fondo.

9.1.16 De ser necesarias las tres lecturas, éstas serán promediadas y su valor reportado en milímetros como medición a fondo.

9.1.17 Asegúrese siempre de usar la misma cinta en las operaciones de apertura y cierre de un mismo tanque.

9.1.18 Cierre la escotilla de medición suavemente para evitar romper los empaques y producir chispas.

9.1.19 Retírese la mascarilla para gases e inspeccione el área antes de retirarse del sitio para verificar que quede ordenada y limpia.

9.1.20 Registre la medida obtenida en el formato establecido. Ver anexo A

9.2. MEDICIÓN AL VACIO EN TANQUES DE ALMACENAMIENTO

9.2.1 Identifique el tanque a medir y disponga del equipo de medición.

9.2.2 Verifique que todas las válvulas de entrada y salida del tanque estén completamente cerradas y tenga en cuenta todas las recomendaciones citadas en el numeral 8 del este documento.

9.2.3 Disponga el equipo requerido para la medición y suba las escaleras sujetándose del pasamano, de ésta manera descarga la corriente estática generada por fricción

9.2.4 Colóquese la mascarilla para vapores y los guantes de vaqueta; ubíquese al lado de la escotilla de medida y de ser posible por el lado contrario a la dirección del viento para evitar recibir la corriente de gases cuando se abra la escotilla.

9.2.5 Conectar correctamente el polo a tierra de la cinta antes de abrir la escotilla de medición

9.2.6 Después de aterrizar la cinta, abra la escotilla de medición, espere que se despresurice por 15 segundos y deslice suavemente la cinta con la plomada para medición a vacío haciendo contacto con la boquilla del tanque, hasta que la plomada toque justamente la superficie del líquido.

9.2.7 Espere uno segundo hasta que se estabilice la plomada.

9.2.8 Extraer la cinta del tanque y lea en la plomada la superficie no manchada por el aceite (el corte) y registre la lectura.

9.2.9 Calcular el nivel del tanque de la siguiente manera.

$$\text{Nivel de Aceite} = \text{Medida de referencia} - \text{MV}$$

Donde,

$$\text{MV} = \text{MR} + \text{MP}$$

MV: Medida del vacío

MR: Medida de la cinta en el punto de referencia

MP: Medida de la zona no manchada de aceite

9.2.10 Repetir este procedimiento hasta obtener tres medidas consecutivas, donde la diferencia entre la mayor y la menor no debe sobrepasar a los $\pm 3\text{mm}$.

Si dos de las tres medidas son iguales esta se puede tomar como valida, teniendo en cuenta que la diferencia con respecto a la tercera no sobre pase 1 mm. Si las tres mediciones consecutivas son diferentes y su diferencia está dentro de los $\pm 3\text{mm}$, la medida a tomar es el promedio de las tres.

9.2.11 Cierre la escotilla de medición suavemente para evitar romper los empaques y producir chispas.

9.2.12 Retírese la mascarilla para gases e inspeccione el área antes de retirarse del sitio para verificar que quede ordenada y limpia.

9.2.13 Registre la medida obtenida en el **formato establecido**. Ver anexo A

9.3. MEDICION DE TEMPERATURA EN CRUDO CON TERMOMETRO DIGITAL

- Para la determinación de temperatura en tanques debe utilizarse termómetros digitales trazables con un termómetro patrón.
- Los termómetros digitales deben verificarse diariamente o antes de su uso y registrar la comparación contra un termómetro patrón. Registrar estos datos en el formato, Verificación de la variación de un termómetro electrónico de medición.
- Los termómetros patrones deben ser calibrados por una compañía externa, acreditada para tal fin anualmente.

9.3.1 Antes de subir al tanque, verifique la exactitud del termómetro con un termómetro de mercurio de vidrio a la temperatura ambiente.

9.3.2 Verifique el exterior de la sonda para asegurarse de que esta limpio y no contamine el producto.

9.3.3 Suba las escaleras sujetándose de los pasamanos, para descargar la corriente estática generada. Identifique el tanque a medir y disponga del equipo de medición.

9.3.4 Determine el número de mediciones de temperatura a realizar de acuerdo a la siguiente Tabla:

Nivel de Crudo	N° de Mediciones	Lugares de Medición
Nivel > 3 m	3	Mitades de tercio superior, Mitad y Mitad del tercio Inferior
Nivel < 3 m	1	Mitad del líquido
Tanques < 5000 Bls	1	Mitad del líquido

9.3.5 Colóquese la mascarilla para vapores y ubíquese al lado de la escotilla de medida por el lado contrario a la dirección del viento para evitar recibir la corriente de gases cuando se abra la escotilla.

9.3.6 Abra la escotilla de medición pisando el pedal suavemente y espere que se despresurice por 15 segundos.

9.3.7 Baje lentamente la termosonda al nivel de medición predeterminado y manténgalo el tiempo indicado en la siguiente tabla:

Gravedad API	Tiempo de Inmersión
<20	75 segundos
20 a 29	45 segundos
30 a 39	45 segundos
40 a 49	30 segundos
>50	30 segundos

9.3.8 Los tiempos de inmersión son para la termosonda en movimiento, subiendo y bajándola unos 30 cm. por arriba y por debajo del nivel seleccionado. Puede considerar que ha estabilizado la temperatura, si dicha lectura no varía 0.2 °F en 15 segundos.

9.3.9 Suba la termosonda y tome rápidamente la lectura del termómetro, anote dicho valor y repórtelo con precisión de 0.5 °F

9.3.10 Repita el procedimiento hasta cubrir el número de mediciones determinadas.

9.3.11 Promedie los valores de temperatura anotados y repórtelo con precisión de 0.5 °F.

9.3.12 Cierre la escotilla de medición suavemente para evitar romper los empaques y producir chispas.

	MANUAL DE OPERACIONES PRODUCCIÓN CAMPO CORCEL	 PCL-PROD- FAC-05
	MEDICION ESTATICA CON CINTA	

9.3.13 Quítese la mascarilla para gases, guarde el material usado en la medición e inspeccione el área antes de retirarse para verificar que quede limpia.

10. FRECUENCIA

Esta actividad es rutinaria y diaria, siempre que se llena de tiene que fiscalizar el tanque de almacenamiento. Por ser una actividad rutinaria no se requiere permiso de trabajo.

11. BIBLIOGRAFIA

- API - MPMS Chap.3.1 A “Standard practice for the manual gauging of petroleum and petroleum products”
- API – MPMS Chap 3, Chap 10, Chap 1
- API MPMS Chap. 7 “Temperature Determination”
- Manual Único de Medición (MUM) capítulo 3 “Medición estática”



Petrominerales
COLOMBIA LTD.

**MANUAL DE OPERACIONES PRODUCCIÓN
CAMPO CORCEL**



PCL-PROD-
FAC-07

**PROCEDIMIENTO PARA LA TOMA MANUAL
DE MUESTRAS**

PROCEDIMIENTO PARA LA TOMA MANUAL DE MUESTRAS

Elaborado:	Revisado:	Aprobado:	Versión: 02
Nombre: Erwin Chaparro F Javier Solórzano P Natalia Ruiz S	ING.PRODUCCION	SUPERINTENDENTE	Fecha: Abril 2009
Fecha: Abril 2009	Fecha: Abril 2009	Fecha: Abril 2009	



1. OBJETIVO

Establecer un procedimiento para obtener una muestra representativa de un fluido en un área seleccionada bajo los lineamientos estipulados en las normas ASTM 4057 y ASTM 3370 y MUM Cap 8, minimizando la subjetividad y obteniendo resultados de laboratorio confiables y representativos.

2. ALCANCE

Aplica a todas las áreas de proceso y funcionarios que estén involucrados con la toma de muestra donde se requiera la toma de muestra, incluyendo la identificación, rotulación y transporte.

3. NORMAS DE REFERENCIA

Norma ASTM-D 4057 “Standard practice for manual sampling of petroleum and petroleum products”

Norma ASTM-D 3370 “Standard practice for sampling water from closed conduits”

Manual Único de Medición (MUM) Capítulo 8 “Muestreo y sus condiciones”

4. DEFINICIONES DE LOS TÉRMINOS ESPECÍFICOS PARA ESTA NORMA

AGUA LIBRE: Agua que existe como una fase separada y típicamente reposa por debajo del aceite.

MUESTRA REPRESENTATIVA: Una muestra que representa una porción pequeña del volumen total de material (por ejemplo, tanques, compartimientos, contenedores y oleoductos).

MUESTRA SECTORIAL: Una muestra tomada en un sitio específico en el tanque o un oleoducto en un tiempo específico durante una operación de bombeo.

MUESTRA DE FONDO: Una muestra obtenida del material en el fondo del tanque o contenedor en el punto más bajo. Una muestra de agua de fondo es una muestra sectorial de agua libre tomada por debajo del petróleo contenido en un compartimiento de embarque o tanque de almacenamiento.



MUESTRA DE DRENAJE: Una muestra obtenida de la válvula de extracción de agua. Ocasionalmente, una muestra de drenaje puede ser la misma muestra de fondo en el caso de un carrotanque.

MUESTRA DE SALIDA: Una muestra sectorial tomada en el nivel del fondo de la salida del tanque (tubería fija o flexible) pero no más alta que un metro por encima del fondo del tanque.

5. PERSONAL Y RESPONSABILIDADES

5.1. Ingeniero de Producción:

- Difundir este procedimiento al personal involucrado en la operación.
- Asegurar que el personal tenga el entrenamiento y la experiencia suficiente para desarrollar este procedimiento.
- Garantizar la disponibilidad de los accesorios, equipos y materiales necesarios para realizar los análisis de muestras.
- Supervisar y asignar a los responsables; establecer que los registros sean estandarizados para la toma de datos manuales.

5.2. Supervisor de Producción:

- Garantizar el cumplimiento del procedimiento, inspeccionando los recursos y elementos apropiados para la ejecución.
- Asegurar que todo el personal operativo tenga entrenamiento y experiencia suficiente para desarrollar el procedimiento.
- Garantizar la existencia y asegurar el perfecto estado de instrumentos, equipos y materiales para realizar los análisis.
- Auditar la prueba para garantizar el correcto desempeño en HSE, certificar la aplicación del procedimiento y verificar que el ejecutante utilice los EPP adecuados.



**5.3. Auxiliar de laboratorio / Recorredor / Auxiliares de cargaderos /
Auxiliares de tanques:**

- Cumplir con los lineamientos establecidos en este procedimiento acorde con las normas ASTM-D 4057 y Capítulo 8 del MUM.
- Informar de manera inmediata al supervisor de producción de cualquier anomalía en el cumplimiento del procedimiento o desviaciones del standard durante la aplicación del procedimiento.
- Auditar e inventariar periódicamente todos los instrumentos, equipos y materiales con el fin de indicar a su superior inmediato cualquier anomalía en cuanto a faltantes o daños.
- Cumplir con las normas de HSE para el desarrollo normal del procedimiento.
- Mantener en buenas condiciones de orden y aseo el área de trabajo.
- Proteger y asegurar el buen estado de conservación de todos los instrumentos, equipos y materiales.

6. PANORAMA DE RIESGO

NIVEL DE PROBABILIDAD	NIVEL DE CONSECUENCIA		
	Catastrofico (C)	Severo (S)	Leve (L)
ALTO (A)	A*C	A*S	A*L
MEDIO (M)	M*C	M*S	M*L
BAJO (B)	B*C	B*S	B*L



ACTIVIDAD	PELIGRO	RIESGO	EFECTO	MEDIDA DE CONTROL	VALORACIÓN DE RIESGO		
					Probabilidad	Consecuencia	Riesgo
TRASLADO A SITIO DE MUESTREO	MECANICO / FISICO	Accidente vehicular, caída,	Lesiones	Uso de los EPP.	B	S	ACEPTABLE
IDENTIFICACION DE TOMAMUESTRA, TANQUE, FLUIDO, CONDICIONES, ELEMENTOS NECESARIOS	PRESION	Altas presiones,	Daño considerable, incapacidades, fatalidad	Identificación de las presiones existentes. Peligros, válvulas y estado de la operación.	B	S	CONTROLABLE
	TERMICO	Líquido a alta temperatura	*Quemaduras, deshidratación *Irritación de la piel, conatos de incendio	Uso de guantes e implementos adecuados para la labor	B	L	CONTROLABLE
	QUIMICO	*Inhalación de vapores orgánicos *contacto con HC y sustancias químicas	Intoxicación	Uso de mascarar con filtro de carbono, guantes de vaqueta, gafas, casco, botas, etc.	M	L	CONTROLABLE
TOMA DE MUESTRA	TERMICO	Alta temperatura de fluido	Quemaduras, irritación de parte afectada	Uso de guantes de vaqueta, gafas	M	S	CONTROLABLE
	FISICOS	Malas posturas al tomar la muestra	Enfermedades profesionales	Capacitación, supervisión	A	L	CONTROLABLE
		Explosión / incendio	Quemadura, daño a personas y/o equipos	* Capacitación de personal * Demarcación del área * Eliminación de puntos calientes	B	S	CONTROLABLE
		Inhalación de vapores tóxicos y orgánicos	Intoxicación	* Uso obligatorio de mascara fullface o mascara con filtros	M	L	CONTROLABLE
	MECANICO	Caída por áreas de difícil acceso	Lesiones temporales / permanentes	*Uso de EEP adicionales o especiales *Adecuación del área	B	S	CONTROLABLE
	AMBIENTAL	Tormentas eléctricas / climas adversos	Fatalidad por descarga eléctrica o explosión	* No tomar muestras durante tormentas eléctricas o condiciones inseguras	B	S	INCONTROLABLE
RESTABLECIMIENTO DE CONDICIONES INICIALES	AMBIENTAL / MECANICO	*Derrame de crudo (muestra) *Daño en equipo (tanque, válvula, etc)	contaminación	* Implementación de un Standard de toma de muestra.	B	L	ACEPTABLE
ROTULACION Y TRASLADO AL LABORATORIO	MECANICO / FISICO	Derrame de crudo. Rotura de envase	*Contaminación *Objetos cortopunzantes	*Mantener control sobre el drenaje.	B	L	ACEPTABLE

Elaborado:	Revisado:	Aprobado:	Versión: 02
Nombre: Erwin Chaparro F Javier Solórzano P Natalia Ruiz S	ING.PRODUCCION	SUPERINTENDENTE	Fecha: Abril 2009
Fecha: Abril 2009	Fecha: Abril 2009	Fecha: Abril 2009	



7. ELEMENTOS DE PROTECCIÓN PERSONAL (EPP)

El personal encargado de realizar esta operación deberá hacer uso obligatorio de los elementos de protección personal:

TIPO DE PROTECCIÓN	EPP
Protección Respiratoria	Máscara con cartuchos para vapores y gases orgánicos
Protección Cabeza	Casco de Seguridad
Protección Visual	Gafas de seguridad
Protección Extremidades Superiores	Guantes de Vaqueta
Protección Extremidades Inferiores	Botas de Seguridad dieléctricas con Suela Antideslizante

8. CONSIDERACIONES GENERALES DE ACUERDO AL MUM CAP 8.

- Implementar un sistema de muestreo de productos almacenados en tanques cilíndricos verticales por niveles utilizando un muestreador tipo ladrón metálico; dicho instrumento debe ser de un material que no implique riesgo de producir chispa al friccionar con la escotilla de medición del tanque de almacenamiento.
- De acuerdo con la cantidad de muestra requerida por el laboratorio, seleccionar la capacidad del muestreador tipo ladrón.
- El equipo debe estar limpio antes de la operación de muestreo y, en lo posible, debe ser de uso exclusivo libre de humedad y de sustancias que puedan contaminar el producto a muestrear. Una práctica recomendable es lavar previamente el equipo con el producto a ser muestreado.
- El volumen muestreado en el recipiente que se envíe al laboratorio no debe exceder el 80% de la capacidad total de este, con el fin de permitir una expansión térmica
- Una vez tomadas las muestras éstas deben almacenarse debidamente tapadas (Tapa y Contratapa) e identificadas, utilizando la etiqueta diseñada para tal fin, antes de ser transportadas al laboratorio, se sugiere utilizar

Elaborado:	Revisado:	Aprobado:	Versión: 02
Nombre: Erwin Chaparro F Javier Solórzano P Natalia Ruiz S	ING.PRODUCCION	SUPERINTENDENTE	Fecha: Abril 2009
Fecha: Abril 2009	Fecha: Abril 2009	Fecha: Abril 2009	



casetas especiales o porta muestras para protegerlas del agua, la humedad, la luz ó cualquier otro factor contaminante.

- Se debe evitar las transferencias de producto entre los recipientes y si se necesita de ser mínimo para evitar pérdida de livianos.
- Las muestras corridas (Excepto para los productos aromáticos), por no ser necesariamente representativas del producto total no deben utilizarse para dar sobre ellas un visto bueno para despacho.
- Para los productos Aromáticos se debe muestrear el producto en tanque con una muestra corrida para evitar la contaminación con estos productos.
- Para muestreo en línea la velocidad de flujo en la tubería debe ser suficientemente alta de tal forma que la turbulencia produzca una adecuada mezcla. Cuando no es posible alcanzar suficiente velocidad de flujo en la tubería, es necesario implementar métodos para obtener adecuadas mezclas como reducción del tamaño de la tubería, baffles, orificio o platos perforados o una combinación de ellos.
- Cuando se muestreen productos, los cuales son semilíquidos o sólidos (Excepto el polietileno), a temperatura ambiente, necesariamente debe calentarse el producto, la línea de muestreo, válvulas y el recipiente receptor si existe, a una temperatura suficiente con el fin de mantener el material en estado líquido y mezclado completamente.
- Es importante tener en cuenta el tipo de recipiente a usar por cada análisis, por ejemplo, para los hidrocarburos claros es necesario realizar el muestreo en botellas de vidrio nuevas y de color ámbar para evitar la exposición de la muestra a los rayos solares y evitar degradación de calidad.
- Para el muestreo de gases que tiene presión por encima de 50 psig se debe realizar en balas o botellas metálicas de 500 mL, se deben purgar en planta con la muestra del sistema por un tiempo de 1 a 2 minutos.
- Para muestras de gases con presiones por debajo de 50 psig el muestreo se debe realizar en bolsas de Tedlar el cual es material exclusivo para estos gases.



- Para el caso del GLP es necesario después del muestreo abrir la válvula de la bala o botella metálica por dos segundos para que se transporte con un 80% de su capacidad y evitar accidentes con la expansión del volumen.
- Para las muestras de aguas que se van a analizar se debe tener en cuenta el tipo de recipiente (Vidrio o plástico ámbar o transparente) y la preservación de la muestra según los análisis requeridos. Por ejemplo para determinar metales se debe agregar 1 ml de Acido Nítrico al 50%, para determinar fenoles hay que agregar 1ml de ácido sulfúrico al 50%.

9. CUIDADOS Y RECOMENDACIONES GENERALES

El objetivo de un muestreo manual es obtener una muestra pequeña que representa el volumen del cual fue tomada. Muestra a la cual se le realizan pruebas de laboratorio que determinan propiedades físicas y químicas que establecen volúmenes estándar, precios y consideraciones de las regulaciones ambientales y comerciales.

- Cuando el líquido a muestrear contiene componentes pesados como el caso del agua, debe dejarse un tiempo considerable para facilitar la separación y decantación de estos componentes.
- Se recomienda realizar una medición para determinar el nivel de los componentes pesados y así tener una guía del nivel por encima del cual deben tomarse las muestras representativas.
- Si algunas de las condiciones anteriores no se cumple, se recomienda usar un sistema de muestreo automático acorde a las normas ASTM D 4471.
- Los muestreadores o ladrones pueden variar en formas, tamaño, materiales y deben ser consideradas a la hora de obtener una muestra para garantizar la representividad y correcto uso de los mismos.
- Por seguridad del personal que manipula las muestras en campo, transporte y laboratorio deben utilizar como recipiente una pimpina plástica de ½, 1, 2, 5 galones. En caso especial se utilizaran botellas metálicas y/o de vidrio. El recipiente plástico debe tener tapa y contratapa para evitar que los productos volátiles escapen de la fase líquida.



- Los recipientes para muestras deben tener un volumen tal al trasvasar el volumen total del muestreador (ladrón) no exceda el 80% del volumen total, ya que este es requerido para la expansión térmica y mezcla de muestras.
- Algunas consideraciones generales de los recipientes de muestra son los siguientes:
 1. El fondo del recipiente debe permitir ser inclinado continuamente hacia abajo para asegurar su completo vaciado.
 2. No debe tener bolsillos internos o puntos muertos.
 3. Superficies internas que impidan la corrosión, incrustación y estimación de agua y sedimentos.
 4. La boquilla debe ser del tamaño adecuado permitiendo el fácil llenado, inspección y limpieza.
 5. Debe permitir la mezcla de fluidos impidiendo la pérdida de componentes que alteren la muestra y la confiabilidad de los resultados de laboratorio.
 6. Los recipientes de muestra deben permitir trasvasar fluidos fácil y directamente a aparatos analíticos de laboratorio sin perder componentes de la muestra.
 7. Las botellas de plástico de alta densidad pueden ser usados para la manipulación y almacenamiento de gasoleo, diesel, fuel oil, aceites lubricantes y ácidos. Las botellas de este tipo no deben ser usadas para gasolina, combustible de aviación, keroseno, aceite crudo (petróleo), vapores blancos, aceite blanco medicinal y productos con punto de ebullición especial, a menos que las pruebas no indiquen problemas de solubilidad, contaminación o pérdida de componentes livianos.
 8. Bajo ninguna circunstancia se debe usar contenedores de polietileno no lineal evitando contaminación de la muestra o daño en la botella.
- **Botella de vidrio:** Los recipientes de vidrio pueden ser examinadas visualmente para verificar su limpieza y para análisis previos del contenido de agua, sedimentos y sólidos depositados en la muestra. Las botellas de vidrio oscuro ofrecen una protección adicional para muestras con componentes livianos que pueden alterar los resultados de laboratorio.
- **Botella de plástico:** Las botellas o recipientes de plástico son los mas óptimos para el manejo y almacenamiento de muestra de crudo, diesel, aceite combustible y aceites lubricantes, pero no debe usado para gasolina, gasolina de aviación,



10. PROCESO DE LAVADO DE RECIPIENTES

10.1 Los recipientes o contenedores de muestra deben estar limpios y libres de sustancias que puedan contaminar la muestra como agua, suciedad, la pelusa, nafta, solventes, flujos de soldadura, ácidos, oxido y petróleo de muestras anteriores.

10.2 Antes de usar o reusar recipientes (metálicas, plásticas, de vidrio) deben ser enjuagadas con solvente, use otro solvente para remover todas las trazas de sedimentos

10.3 Después de enjuagar, el recipiente debe ser lavado con una solución fuerte de jabón

10.4 Agite y enjuague de manera continua con agua de grifo

10.5 Finalmente lave el recipiente con agua destilada.

10.6 Seque el recipiente haciendo pasar una corriente de aire limpio o ubicando el recipiente en un sitio con una temperatura de 40°C (140 F) o mayor, asegurándose que este libre de polvo.

10.7 Una vez limpio y seco el recipiente, tape inmediatamente y mantenga en un lugar adecuado hasta que sea requerido.

11. CONSIDERACIONES PARA LA TOMA DE MUESTRA MANUAL

- El muestreo se sugiere realizar en la siguiente secuencia: muestra superior, muestra, media, muestra inferior. Esta secuencia evita perturbación en el líquido y garantiza el carácter representativo de la muestra. Los requerimientos para el este muestreo localizado se muestran en la tabla 1. Para ver las localizaciones de muestreo, ver la figura 1.
- El producto en tanques debe permanecer en reposo por lo menos durante 30 minutos antes de la toma de la muestra.
- Verificar que el tanque no esté recibiendo o entregando e informar sobre la operación a realizar.



Figura 1.

- Transferir la muestra al recipiente donde se va a almacenar, asegurándose que el llenado sea sólo de $\frac{3}{4}$ partes de su volumen.
- Diligencie el rotulo de identificación de la muestra tomada con la siguiente información: Ver anexo A
 1. Nombre del producto
 2. Identificación del tanque o lugar de donde se obtiene la muestra
 3. Tipo de muestreo empleado
 4. Nombre o identificación del operador que tomo la muestra
 5. Fecha del muestreo
 6. Hora del muestreo
 7. Símbolo de referencia para identificar riesgos de la muestra
 8. observaciones

12. PROCEDIMIENTO DE MUESTREO EN TANQUES

- Las muestras obtenidas de tuberías rígidas normalmente no son representativas del material contenido en el tanque.



- En tanques con diámetros superiores a 45m (150ft), se debe tomar muestras adicionales del mismo nivel del tanque por otras escotillas que estén dispuestas en todo el perímetro del tanque, teniendo los cuidados necesarios. Las muestras deben ser analizadas por separado y mediante el mismo método y los resultados deben ser promediado aritméticamente.
- Una muestra compuesta es la combinación de muestras puntuales mezcladas de manera proporcional al volumen que representan. En algunos casos se analizan las muestras por separado y se promedian los resultados. Las muestras puntuales en tanques deben ser obtenidas acorde a la tabla 1.

CAPACIDAD DEL TANQUE O NIVEL DE LIQUIDO	NUMERO DE MUESTRAS REQUERIDAS		
	CIMA	MEDIO	FONDO
Menos de 1000 bls		si	
Menos de 3m		si	
de 3 a 4.5 m	si		si
mas de 4.5 m	si	si	si

Tabla 1

12.1. TOMA DE MUESTRA CON LADRON DE COMPUERTA.

- El tipo de muestreo con ladrón de compuerta (puntual) aplica para el muestreo de líquidos con una presión de vapor REID (RVP) igual o menor a 101KPa (14,7 psi) en tanques de almacenamiento, carro tanques, tractomulas, barcos, barcazas, etc.
- El muestreador tipo ladrón como el que se muestra en la figura 2, debe ser diseñado para obtener una muestra del tanque entre 2cm y 2,5cm del fondo del tanque o a cualquier otra profundidad del tanque. El tamaño del muestreador debe ser seleccionado acorde con el volumen de muestra requerido. Equipado mecánicamente para permitir el llenado a cualquier nivel del tanque y capaz de ser retirado sin contaminar la muestra. Puede cumplir con las siguientes características:
 - a). Sección uniforme y cierre inferior.
 - b). Sistema de extensión que permita obtener muestras a bajo nivel.
 - c). Cilindro claro permitiendo ver la gravedad y temperatura.
 - d). Rompedor de tensión en la válvula.

- e). Algunas marcas de profundidad pueden ser usadas.
- f). Gancho para colgar en la escotilla el muestreador
- g). Grifos de muestreo a 10cm y 20cm (muestras de agua y sólidos)
- h). Cilindro graduado.

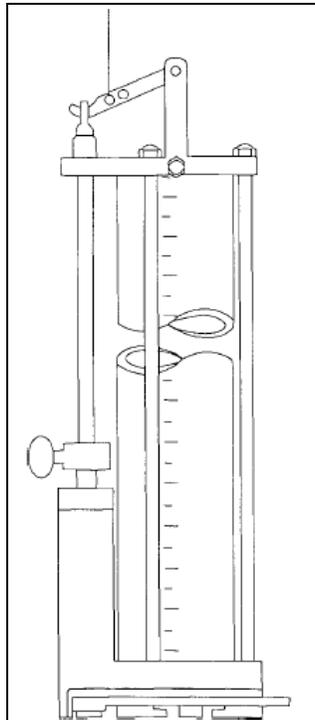


Figura 2

10.1.1 PROCEDIMIENTO TOMA DE MUESTRA CON LADRON DE COMPUERTA (MUESTRA PUNTUAL)

10.1.1.1 Inspeccionar el muestreador graduado y el recipiente de almacenamiento de muestra verificando que estén limpios.

10.1.1.2 Obtener un estimado del nivel de líquido en el tanque, usar un medidor automático o una medida si es necesario.

10.1.1.3 Verificar el correcto funcionamiento del muestreador.



10.1.1.4 Abrir la válvula de la parte inferior del muestreador y enganchar la palanca activadora de la válvula a la cadena que permite bajar el muestreador.

10.1.1.5 Bajar de manera lenta el muestreador a la profundidad requerida evitando el cierre de la válvula inferior del muestreador.

10.1.1.6 Cierre la válvula de la parte inferior del muestreador con un fuerte tiron a la cadena que sostiene el muestreador.

10.1.1.7 Retire el muestreador halando la cadena hasta el techo del tanque

10.1.1.8 Determine mediante la tabla 1 si solo se requiere de una muestra, vierta todo el contenido en el recipiente para muestra. Si requiere muestras de otras profundidades o una cantidad especifica de fluido, use la graduación del muestreador y vierta el volumen requerido en el recipiente para muestras.

10.1.1.9 Descargar el remanente del fluido

10.1.1.10 Repitan los pasos del 10.14 al 9 para obtener muestras de otras profundidades o para obtener fluido adicional.

10.1.1.11 Instalar la contratapa y tapa del recipiente contenedor de muestra.

10.1.1.12 Pegar y diligenciar el sticker para rotular la muestra con la información requerida acorde al MUM Cap 8. Ver anexo A.

10.1.1.13 Transportar la muestra al laboratorio.

12.2. TOMA DE MUESTRA CON LADRON DE BOTELLA.

- La toma de muestra con ladrón de botella se aplica a líquidos con presión de vapor REID (RVP) igual o menor a 101 KPa (14,7 Psi) en tanques, carrotanques, mulas y sólidos que puedan licuarse con temperatura para ser medidos. Siempre y cuando sean líquidos al momento de realizar el muestreo.

- En la figura 3 se muestra el ladrón tipo botella, la jaula portadora del ladrón debe ser lo suficientemente pesado para que se sumerja en el fluido.

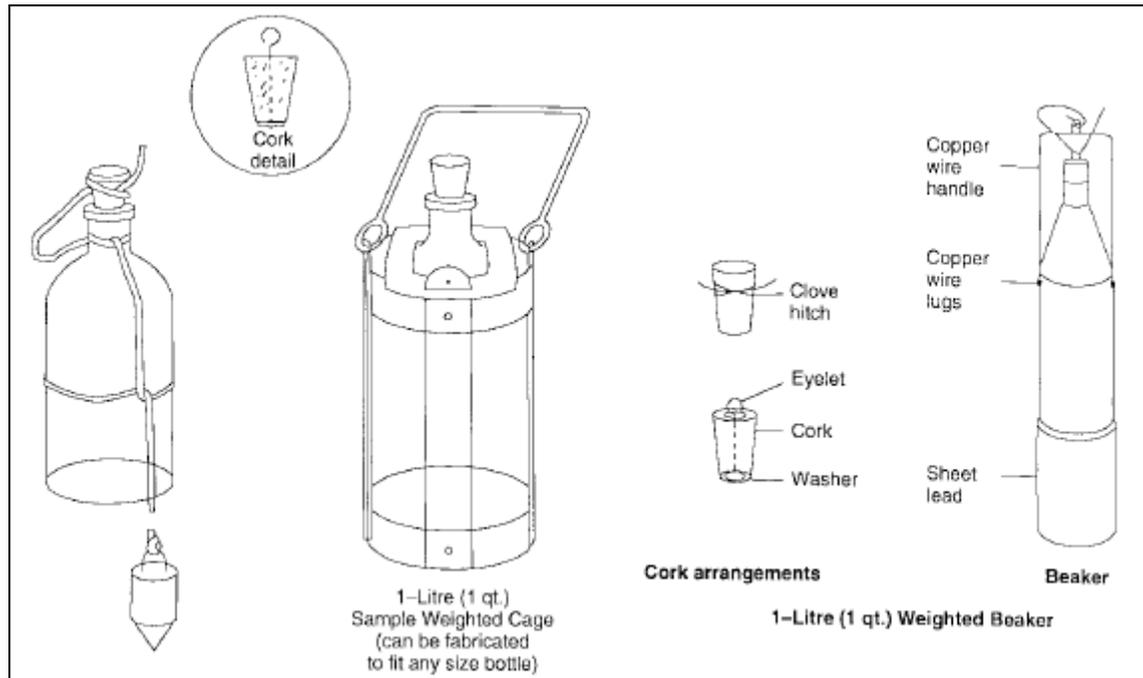


Figura 3

- El muestreador o ladrón de botella puede ser usado tanto para muestreo puntual o a una mismo nivel como para muestras de corrido o de todos los niveles del tanque. Sin embargo es recomendable usar un ladrón de compuerta en el caso de muestras puntuales y un ladrón de botella para muestras de corrida.
- Las muestras de corrida no son necesariamente representativas debido a que el volumen del tanque puede no ser proporcional a su altura y porque el operador puede no tener una tasa de ascenso constante durante el llenado del ladrón. La tasa del llenado es proporcional a la raíz cuadrada de la profundidad de inmersión.
- La boquilla del ladrón de botella utilizado en muestras de corrido debe ser el adecuado para que al emerger del fluido, el ladrón debe estar lleno solo en un 75 -85%. Algunos diámetros recomendados se ilustran en la tabla 2.



LADRON DE BOTELLA		
MATERIAL	DIAMETRO DE ORIFICIO	
	CM	IN
Aceites lubricantes livianos, Keroseno, gasolina, combustible Diesel, destilados	2	3/4
Aceites lubricantes pesados, aceites oscuros	4	1-1/2
Crudos livianos con viscosidad menor a 43cts @ 40°C	2	3/4
Crudos pesados y aceites combustibles	4	1-1/2

Tabla 2.

10.2.1 PROCEDIMIENTO TOMA DE MUESTRA CON LADRON DE BOTELLA (MUESTRA PUNTUAL)

10.2.1.1 Inspeccionar el muestreador graduado y el recipiente de almacenamiento de muestra verificando que estén limpios.

10.2.1.2 Obtener un estimado del nivel de líquido en el tanque, usar un medidor automático o una medida si es necesario.

10.2.1.3 Fije el ladrón de botella a una línea de muestreo o a una jaula según corresponda.

10.2.1.4 Inserte la tapa de corcho en el orificio superior del ladrón.

10.2.1.5 Bajar el ensamble del muestreador (ladrón) hasta la profundidad requerida y retirar la tapa de corcho con un fuerte tiron en la línea de muestreo.

10.2.1.6 Espera el tiempo suficiente para que el líquido del específico llene el ladrón de botella.

10.2.1.7 Retire el ensamble de muestreador.

10.2.1.8 Verifique que el muestreador este completamente lleno. De no ser así vierta la muestra y repita el procedimiento desde el numeral 10.2.1.4 y aumentando el tiempo de espera mencionado en el numeral 10.2.1.6.



10.2.1.9 Determine con ayuda de la tabla 1 si solo se requiere una muestra, vierta todo el fluido obtenido en el recipiente para muestras. Si requiere mas muestras, vierta $\frac{1}{4}$ del contenido obtenido con ayuda de la gradación del ladrón.

10.2.1.10 descargue el fluido remanente del muestreo

10.2.1.11 Repita los pasos del 10.2.1.3 al 10.2.1.10 para obtener muestras de otros niveles de fluido o para obtener muestra adicional.

10.2.1.11 Instalar la contratapa y tapa del recipiente para muestras.

10.2.1.12 Retire la línea de muestreo del ladrón o el ladrón de la jaula, según aplique.

10.2.1.13 Pegar el sticker adhesivo al recipiente para muestras y diligenciar la información correspondiente acorde al MUM, Cap 8. Ver anexo A

10.2.1.14 Transportar la muestra obtenida al laboratorio u otra facilidad para su respectivo análisis.

10.2.2 PROCEDIMIENTO TOMA DE MUESTRA CON LADRON DE BOTELLA (MUESTRA CORRIDA O DE CORRIDO)

10.2.2.1 Inspeccionar el muestreador graduado y el recipiente de almacenamiento de muestra verificando que estén limpios. Ver figura 3

10.2.2.2 Obtener un estimado del nivel de líquido en el tanque, usar un medidor automático o una medida si es necesario.

10.2.2.3 Fije el ladrón de botella a una línea de muestreo o a una jaula según corresponda.

10.2.2.4 Si requiere una restricción en la boquilla del ladrón, ajústelo e Inserte la tapa de corcho en el orificio superior del ladrón.

10.2.2.5 Bajar el ensamble del muestreador (ladrón) hasta la profundidad del nivel al cual esta la línea de succión y retirar la tapa de corcho con un fuerte tiron en la línea de muestreo.



10.2.2.6 Ascienda el ladrón a una tasa de velocidad constante de tal forma que al emerger del fluido este llena solo $\frac{3}{4}$ del volumen total del ladrón.

10.2.2.7 Verifique el volumen de muestra obtenido es el apropiado. De lo contrario vacíe el contenido y repita el procedimiento desde el numeral 10.2.2.7 De ser necesario ajuste el diámetro de la boquilla.

10.2.2.8 Cuando obtenga la cantidad indicada, vierta el contenido en un recipiente de muestra. Si se requiere una muestra adicional, repita el procedimiento.

10.2.2.9 Instale la contratapa y tapa del recipiente contenedor de la muestra.

10.2.2.10 Retire la línea de muestreo del ladrón o el ladrón de la jaula, según aplique

10.2.2.11 Pegar y diligenciar el sticker para rotular la muestra acorde con la información establecida en el MUM Cap 8. Ver anexo A

10.2.2.12 Transporte el recipiente contenedor de muestra al laboratorio para realizar los respectivos análisis.

12.3. MUESTREO POR TOMA MUESTRA (GRIFO).

- La toma de muestra por grifos es aplicable para líquidos con presión de vapor REID (RVP) igual o menor a 101 KPa (14,7 psi) que dispongan de grifos. Este procedimiento es recomendado para productos volátiles, con tanques de almacenamiento esféricos, de techo flotante.
- En la figura 4 se ilustra un toma muestra, cuyo diámetro mínimo debe ser de 1,25 cm (1/2 in). Para crudos viscosos o de API inferior a 18^o se requiere de grifos con diámetros mínimos de 2 cm ($\frac{3}{4}$ in)
- En tanques de techo fijo los toma muestras deben ser extendidos dentro del tanque mínimo 10 cm (4 in). Normalmente los toma muestras están equipados con tubos de distribución que permite llenar el recipiente de muestras desde la parte inferior. Ver figura 5

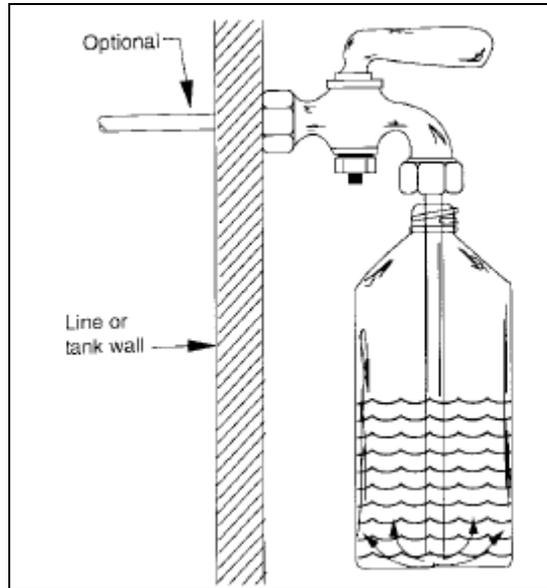


Figura 4

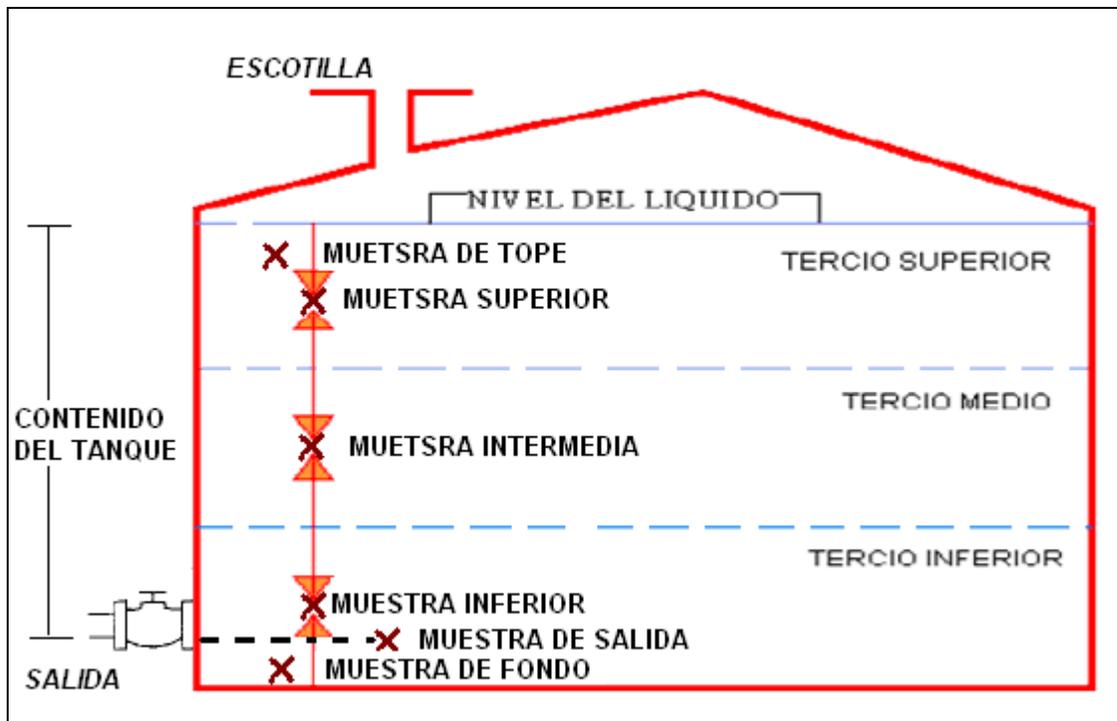


Figura 5



- En tanques con salida lateral, el toma muestras debe ser ubicado 2 cm por debajo de la parte inferior de la línea de salida del tanque. Algunos requerimientos adicionales relacionados al numero de toma muestras en tanques acorde con la capacidad volumétrica pueden ser consultados en la norma ASTM D 4057.
- Se requieren botellas de vidrio resistente, secas, limpias y de tamaño conveniente para ser usadas como recipientes de muestra.

10.3.1 PROCEDIMIENTO TOMA DE MUESTRA POR GRIFOS.

10.3.1.1 Inspeccionar el muestreador graduado y el recipiente de almacenamiento de muestra verificando que estén limpios.

10.3.1.2 Obtener una estimado del nivel actual del fluido contenido en el tanque.

10.3.1.3 Si la presión del vapor REID (RVP) es igual o menor a 101 KPa (14,7 psi) puede conectar el tubo de entrega directamente al grifo o toma muestra.

10.3.1.4 Limpie el toma muestra y el tubo de entrega hasta que este completamente purgado.

10.3.1.5 Tome una muestra en un recipiente de muestra o en un cilindro graduado que le permita conservar las proporciones de acuerdo a los requerimientos indicados en la tabla 3.

10.3.1.6 Tome una muestra en un recipiente de muestra o en un cilindro graduado que le permita conservar las proporciones de acuerdo a los requerimientos indicados en la tabla 3. De lo contrario, obtenga la muestra de manera cuidadosa a fin de mantener las proporciones y manteniendo el tubo de entrega por debajo del nivel de fluido en el recipiente muestreador para observar de manera clara el nivel.

10.3.1.7 Cierre la válvula o registro del grifo y desconecte el tubo de entrega.



CAPACIDAD DEL TANQUE / NIVEL DE FLUIDO	REQUERIMIENTOS DE MUESTREO
Capacidad de tanque igual o menor a 10000 bls	
+ Nivel por debajo de grifo intermedio	Total de muestra de grifo inferior
+ Nivel por encima de grifo intermedio y cercano al grifo intermedio	Igual cantidad de muestra del grifo intermedio y del grifo inferior
+ Nivel por encima de grifo intermedio y cercano al grifo superior	2/3 del total de muestra del grifo intermedio y 1/3 del grifo inferior
+ Nivel por encima del grifo superior	Cantidades iguales de cada grifo (inferior, intermedio y superior)
Capacidad de tanque mayor a 10000 bls	Cantidades iguales de todos los grifos. Como mínimo 3 volumenes representativos

Tabla 3.

10.3.1.8 Si requiere obtener muestras de otros niveles o grifos, seguir el procedimiento desde el numeral 10.3.1.4.

10.3.1.9 Instale la contratapa y/o tapa del recipiente muestreador

10.3.1.10 Pegue y diligencie el sticker para rotular de la muestra acorde con la información establecida en el MUM Cap 8. Ver anexo A

10.3.1.11 Transporte el recipiente contenedor de muestra al laboratorio para realizar los respectivos análisis.

12.4. TOMA DE MUESTRA CON LADRON TIPO CAPSULA.

- El muestreo de líquidos con ladrón tipo capsula es aplicado para obtener muestras de fondo en carro tanques, mulas y tanques de almacenamiento.
- Las muestras obtenidas corresponden a crudo no comerciable y agua del fondo de los tanques.
- El ladrón de capsula esta diseñado para tomar muestras a 1,25cm (1/2 in) del fondo del tanque. Su operaron consiste en abrir una válvula de la parte superior del muestreador al tiempo que abre una válvula en la parte

inferior del ladrón permitiendo que el fluido ingrese por el fondo y el aire atrapado sea expulsado por la parte superior del mismo.

- Use canecas plásticas o envases de vidrio limpios y secos.

10.4.1 **PROCEDIMIENTO TOMA DE MUESTRA CON LADRON TIPO CAPSULA.**

10.4.1.1 Inspeccionar el muestreador graduado y el recipiente de almacenamiento de muestra verificando que estén limpios. Ver figura 6

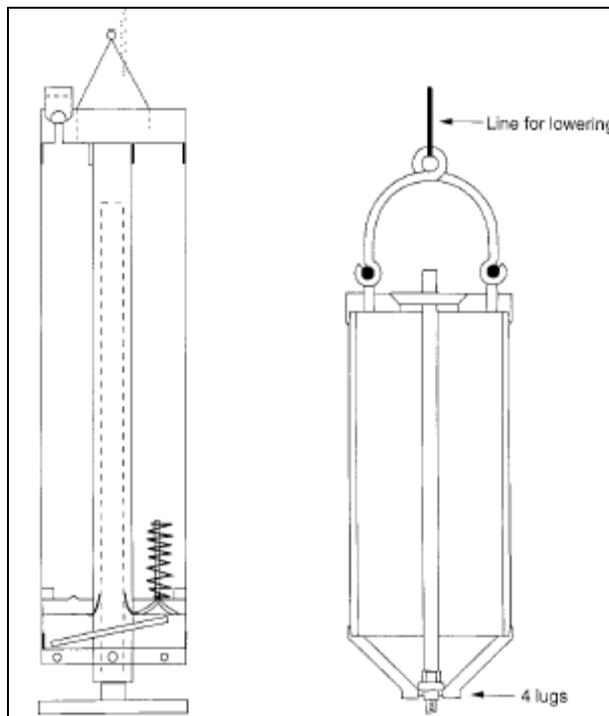


Figura 6

10.4.1.2 Bajar lentamente el muestreador desde la parte superior de la escotilla o del tanque hasta el fondo. Tenga en cuenta que las válvulas deben estar cerradas durante el descenso.

10.4.1.3 Halar la cuerda que abre las válvulas del muestreador y mantenga la posición el tiempo requerido para que el ladrón quede lleno.



10.4.1.4 Deje reposar nuevamente la cuerda para que las válvulas cierre y atrapen el fluido contenido en el ladrón.

10.4.1.5 Ascienda el muestreador (ladrón) halando la línea que lo sostiene.

10.4.1.6 Trasvase inmediatamente el fluido obtenido al recipiente de muestra halando la cuerda que permite abrir las válvulas.

10.4.1.7 Instale la contratapa y tapa del recipiente para muestra.

10.4.1.8 Pegue y diligencie el sticker de rotulación de muestra acorde con los parámetros establecido en el capítulo 8 del MUM. Ver anexo A

10.4.1.9 Transporte la muestra hasta el laboratorio para su respectivo análisis.

13. FRECUENCIA

Esta actividad es rutinaria y diaria, cada vez que se quiere analizar cualquier fluido (crudo o agua) durante el proceso de producción de hidrocarburo. Por ser una actividad rutinaria no se requiere permiso de trabajo.

14. BIBLIOGRAFIA

- Norma ASTM-D 4057 “Standard practice for manual sampling of petroleum and petroleum products”
- Norma ASTM-D 3370 “Standard practice for sampling water from closed conduits”
- Manual Único de Medición (MUM) Capítulo 8 “Muestreo y sus condiciones”