

**MANUAL DE OPERACIONES DE LAS BATERÍAS DE LA
SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES PUTUMAYO DE ECOPETROL S.A.**

DIEGO MAURICIO MORALES FORERO

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

**MANUAL DE OPERACIONES DE LAS BATERÍAS DE LA
SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES PUTUMAYO DE ECOPETROL S.A.**

**DIEGO MAURICIO MORALES FORERO
Cód. 2004100360**

**Proyecto de grado presentado para optar
al título de Ingeniero de Petróleos**

**Director
HECTOR LEONARDO SOLARTE CORDOBA
Ingeniero Químico**

**Co-Director
JAIRO ANTONIO SEPÚLVEDA GAONA
Ingeniero de Petróleos**

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

Nota de aceptación:

Firma del presidente del jurado

Firma del primer jurado

Firma del segundo jurado

Neiva, 17 de Noviembre de 2010.

A mis padres Teresa Forero y Aldemar Morales;
A mis hermanas Sandra Patricia, Jessica del Pilar y Jenniffer;
A mis hermanos Alexander y Cristhian;
A mis sobrinas María Camila y María Alejandra;

DIEGO MAURICIO MORALES FORERO

AGRADECIMIENTOS

A Dios todopoderoso por permitirme alcanzar esta meta, a mi familia por su apoyo incondicional, a los profesores que me formaron como profesional en la Ingeniería de Petróleos con ética y valores morales, en especial a los ingenieros, Jairo Antonio Sepúlveda, Freddy Humberto Escobar, Jorge Orlando Mayorga, Haydee Morales, Ervin Aranda, Ricardo Parra, Hernando Ramírez, Guiber Olaya y Carmen Pinzón.

A ECOPETROL S.A. en especial a los ingenieros José Miguel Galindo, Martín Santos Rueda, Diego Martín Maya, Héctor Leonardo Solarte, Wilson Solano, Richard Burbano, Richard Briseño, John Freddy Reina y Alba Luz Calderón integrantes del Departamento de Producción Putumayo por su esencial colaboración para la elaboración de este manual.

RESUMEN

El presente trabajo tiene como finalidad resaltar la importancia que tiene crear manuales ya que son una herramienta que ayudan al aprendizaje y al entendimiento sencillo de muchas de las operaciones que se llevan a cabo en la industria petrolera en la actualidad y así optimizar el trabajo. Viendo la importancia de esto, la Superintendencia de Operaciones Putumayo (SOP) de ECOPETROL S.A. ha actualizado documentos que muestran los procesos de cada una de las Baterías con sus respectivos equipos y características para su manejo, pero, quisieron crear un documento que generalizara toda la información de los equipos que son manejados en las Baterías de la Superintendencia proporcionando al personal que opera en ellas un manual de operaciones integral que permita conocer las distintas fases que se llevan a cabo dentro de los procesos de recolección, tratamiento, almacenamiento y venta de crudo, para que se puedan operar en forma adecuada, contribuyendo con la seguridad del personal y la integridad de los equipos propiedad de ECOPETROL S.A.

Para lograr obtener este manual se empezó con actualizar los Procedimientos de Operación de cada una de las diez baterías presentes en la SOP dando a conocer cada uno de los equipos presentes con sus características técnicas, así como de cada una de las actividades que debe realizar cada operador en su turno de trabajo. También se dan a conocer los cuidados generales que debe tener con los equipos y muestra todo el proceso que realiza el crudo que entra a la Batería y los tratamientos que tienen el gas residual y el agua.

Asimismo, se actualizaron los instructivos de bombeo de las Baterías los cuales muestran cada uno de los pasos a seguir para realizar un buen bombeo, evitar tener datos erróneos acerca del crudo bombeado y prevenir inconvenientes durante el bombeo. Además se crearon instructivos de transporte de hidrocarburos los cuales dan a conocer los pasos a seguir para evitar contaminaciones y lograr transportar el hidrocarburo de una manera segura.

Este manual permitirá a los operadores de las Baterías comprender los procesos y operaciones que se llevan a cabo dentro de ella, disminuyendo así los riesgos de accidentes y pérdidas de equipos por mala operación ya que muestran todas las características de los equipos que ellos manejan, además de la forma en que deben operarlos con recomendaciones de manejo y de mantenimiento, así como las contingencias para prevenir daños en los equipos y los pasos a seguir en caso de que ocurra alguna eventualidad.

ABSTRACT

This paper aims to highlight the importance of creating manuals as they are a tool to help learning and easy understanding of many of the operations carried out in the oil industry today and optimize work. Seeing the importance of this, the Superintendent of Operations Putumayo (SOP) of ECOPETROL S.A. updated documents showing the processes of each of the batteries with their equipment and features for handling, but wanted to create a generalized document that all information of the computers that are managed in the batteries of the Superintendent providing staff to they operates a comprehensive operations manual designed to show the various stages that take place within the process of collecting, processing, storage and sale of crude oil, so they can operate properly, contributing to staff safety and integrity of the equipment owned by ECOPETROL S.A.

In order to get this book started to update the Operating Procedures for each of the ten batteries present in the SOP raising awareness of each of the teams and their technical specifications, as well as each of the tasks required of each operator on his shift. Also discloses the general care must be with the team and shows the whole process makes the oil that enters the battery and the treatments that have the residual gas and water.

Also updated instructional Batteries pumping which show each of the steps to do a good pump, avoid erroneous data on the oil pumped and prevent problems during pumping. You created instructional transport of hydrocarbons which make known the steps to avoid contamination and make transporting the oil in a safe manner.

This manual will enable operators to understand the processes Battery and operations conducted within it, thus reducing the risk of accidents and equipment losses due to poor operation and showing all the characteristics of the teams they manage, as well of how they should operate with recommendations for management and maintenance, and contingencies to prevent equipment damage and steps to follow in the event of any eventuality.

INTRODUCCIÓN

El siguiente manual recopila de forma ordenada y específica los equipos, operaciones y contingencias que se deben tener en cuenta para el buen desarrollo de cada una de las actividades que se llevan a cabo dentro de las baterías de la Superintendencia de Operaciones Putumayo, conjuntamente se anexa el Procedimiento de Operación de la Batería Uno el cual es un documento actualizado que da a conocer cada uno de los equipos presentes en la Batería con sus especificaciones de uso y limitaciones. Además se adiciona un Instructivo de Bombeo y un Instructivo de Transporte de Hidrocarburos los cuales dan a conocer cada uno de los pasos que se deben seguir para realizar estas actividades sin tener inconvenientes.

A través del desarrollo del siguiente manual se pueden encontrar una explicación del proceso de tratamiento del petróleo, en la cual se inicia con un repaso a los conceptos fundamentales y generalidades, se desenvuelven los conceptos de las técnicas desarrolladas y los equipos que requiere cada técnica, seguidamente se muestra la forma de operar los equipos así como de sus respectivos mantenimientos y pasos para realizar algunas de las rutinas. Por último se dan a conocer contingencias las cuales muestran que se debe hacer para prevenir algunos problemas con los equipos o con las actividades que se realizan en cada uno de ellos y las soluciones a dichos problemas.

Este documento propuesto cuenta con la asesoría y el material de campo necesario que le brinda el soporte a nivel investigativo y experimental que se requiere para poder ser consultado y ser tenido en cuenta a la hora realizar una consulta a nivel operativo o académico.

CONTENIDO

1.	OBJETIVO.....	17
2.	GLOSARIO.....	17
3.	CONDICIONES GENERALES.....	25
3.1.	HISTORIA DE LA SUPERINTENDENCIA.....	25
3.2.	DESCRIPCIÓN GENERAL.....	26
3.3.	UBICACIÓN.....	26
3.4.	FLUIDOS DE LOS POZOS Y SUS CARACTERÍSTICAS	28
3.5.	DESCRIPCIÓN DE ACTIVIDADES DE LOS OPERADORES	29
3.6.	CUIDADO BÁSICO DE LOS EQUIPOS	31
4.	MARCO TEÓRICO	32
4.1.	SISTEMA DE RECOLECCIÓN	33
4.1.1.	LÍNEAS DE FLUJO	33
4.1.2.	MANIFOLD.....	34
4.1.3.	PARTES DE UN MANIFOLD.....	35
4.1.3.1.	SECCIONES DE TUBERÍA O CABEZALES	35
4.1.3.2.	VÁLVULAS.....	35
4.1.3.3.	CHOKE AJUSTABLE	36
4.1.3.4.	TEES, UNIONES, CODOS, ETC.....	36
4.1.3.5.	DISPOSITIVOS DE MEDICIÓN DE PRESIÓN Y TEMPERATURA.....	36
4.1.3.6.	MUESTREADORES.....	36
4.1.4.	CLASIFICACIÓN DE LOS MANIFOLD	37
4.1.4.1.	MANIFOLD DE LÍNEAS INDIVIDUALES.....	37
4.1.4.2.	MANIFOLD DE LÍNEAS COMUNES.....	37
4.1.4.3.	MANIFOLD PARA DIFERENTES PRESIONES.....	37
4.1.4.4.	MANIFOLD AUXILIARES.....	37
4.2.	SISTEMA DE SEPARACIÓN.....	38
4.2.1.	CLASIFICACIÓN SE LOS SEPARADORES.....	39
4.2.1.1.	CLASIFICACIÓN POR CONFIGURACIÓN.....	39

4.2.1.2.	CLASIFICACIÓN POR LA FUNCIÓN	40
4.2.1.3.	CLASIFICACIÓN POR LA PRESIÓN DE OPERACIÓN	42
4.2.1.4.	CLASIFICACIÓN POR APLICACIÓN	42
4.2.2.	PARTES DE UN SEPARADOR	43
4.2.3.	TIEMPO DE RETENCIÓN	44
4.2.4.	FUNCIONES DE LOS SEPARADORES	44
4.2.5.	CONTROLES, VÁLVULAS, ACCESORIOS Y CARACTERÍSTICAS DE SEGURIDAD PARA SEPARADORES	45
4.2.6.	CARACTERÍSTICAS DE SEGURIDAD PARA LOS SEPARADORES	49
4.2.6.1.	CONTROLES DE NIVEL DE LIQUIDO ALTO Y BAJO	49
4.2.6.2.	CONTROLES DE PRESIÓN ALTA Y BAJA	49
4.2.6.3.	CONTROLES DE TEMPERATURA ALTA Y BAJA	49
4.2.6.4.	VÁLVULAS DE ALIVIO	49
4.2.6.5.	DISCO DE RUPTURA	50
4.3.	INYECCIÓN DE QUIMICOS	50
4.3.1.	PRODUCTOS DESEMULSIFICANTES O ROMPEDORES DE EMULSIÓN	51
4.3.2.	DETERMINACIÓN DEL TRATAMIENTO QUÍMICO	52
4.3.3.	BOMBAS DE INYECCIÓN DE QUÍMICOS	54
4.3.3.1.	BOMBAS DE PISTÓN	55
4.3.3.2.	BOMBAS DE DIAFRAGMA	57
4.4.	ETAPA DE CALENTAMIENTO	57
4.4.1.	TRATAMIENTO TÉRMICO	58
4.4.2.	TIPOS DE CALENTADORES	58
4.4.2.1.	CALENTADORES DIRECTOS	58
4.4.2.2.	CALENTADORES INDIRECTOS	60
4.5.	DESHIDRATACIÓN DE CRUDO	60
4.5.1.	TANQUES DE LAVADO (GUN BARREL)	61
4.5.2.	FUNCIONAMIENTO DE UN GUN BARREL	62
4.5.3.	PARTES DE UN GUN BARREL	62
4.5.3.1.	EL CUERPO DEL TANQUE	62
4.5.3.2.	LOS SISTEMAS DEFLECTORES	63
4.5.3.3.	LA LÍNEA DE ALIMENTACIÓN	63
4.5.3.4.	EL TUBO CONDUCTOR O SEPARADO	64

4.6. SISTEMA DE ALMACENAMIENTO	65
4.6.1. TANQUES DE TECHO FIJO	66
4.6.2. TANQUES DE TECHO FLOTANTE EXTERNO	66
4.6.3. TANQUES DE TECHO FLOTANTE INTERNO	66
4.7. TRATAMIENTO DEL GAS	67
4.7.1. SCRUBBERS	67
4.7.1.1. CLASIFICACIÓN DE LOS SCRUBBERS	67
4.7.1.2. VENTAJAS, DESVENTAJAS Y APLICACIÓN DE UN SCRUBBER	68
4.7.2. KNOCK OUT DRUM.....	69
4.7.3. TEA (QUEMADOR DE GAS).....	70
4.8. SISTEMA DE TRATAMIENTO DE AGUAS RESIDUALES	70
4.8.1. TANQUES Y RECIPIENTES DESNATADORES “SKIMMERS”	71
4.8.1.1. DESNATADOR CILÍNDRICO VERTICAL PRESURIZADO	71
4.8.1.2. DESNATADOR CILÍNDRICO HORIZONTAL PRESURIZADO.....	72
4.8.1.3. TANQUE DESNATADOR HORIZONTAL-RECTANGULAR A PRESIÓN ATMOSFÉRICA	73
4.8.2. ASPECTOS TEÓRICOS SOBRE LOS DESNATADORES	73
4.8.2.1. TIEMPO DE RESIDENCIA PARA LOS DESNATADORES	73
4.8.2.2. TAMAÑO DE LA GOTA DE ACEITE PARA DESNATADOR PRIMARIO....	74
4.8.3. CAJA A.P.I. O SEPARADOR API.....	74
4.8.4. PISCINAS DE SEDIMENTACIÓN	75
4.8.5. PISCINAS DE OXIDACIÓN	76
4.8.5.1. PARÁMETROS DE DIMENSIONAMIENTO.....	76
4.8.5.2. OTRAS CARACTERÍSTICAS DE DISEÑO PARA LAS PISCINAS DE SEDIMENTACIÓN Y DE OXIDACIÓN	76
4.9. SISTEMA DE TRANSFERENCIA DE FLUIDOS.....	77
4.9.1. TUBERÍAS.....	77
4.9.2. BOMBAS	77
4.9.2.1. BOMBAS CENTRÍFUGAS.....	77
4.9.2.2. BOMBAS ROTATIVAS.....	79
4.9.2.3. BOMBAS DE TORNILLO	81
4.9.2.4. BOMBAS RECIPROCANTES.....	82
4.10. SISTEMA CONTRAINCENDIO.....	84
4.10.1. PROTECCIÓN PASIVA	84

4.10.1.1.	UBICACIÓN	85
4.10.1.2.	DIQUES DE CONTENCIÓN.....	86
4.10.1.3.	MUROS CORTAFUEGO.....	86
4.10.1.4.	ALIVIO Y VENTEOS	86
4.10.2.	PROTECCIÓN ACTIVA	87
4.10.2.1.	DISPOSICIÓN GENERAL DEL SISTEMA.....	87
4.10.2.2.	SISTEMA DE ESPUMA	89
4.10.2.3.	SISTEMA DE AGUA	89
4.10.2.4.	ELEMENTOS EXTINTORES.....	90
4.10.2.5.	HIDRANTES	92
4.10.2.6.	MONITORES.....	92
4.10.2.7.	SISTEMAS DE ATOMIZADO DE AGUA Y DE ROCIADORES	92
4.10.2.8.	CARRO DE BOMBEROS (CAMIÓN CONTRA INCENDIÓ).....	92
4.10.2.9.	COMPRESORES DE AIRE	93
4.10.2.10.	BOMBAS DE CONTRA INCENDIÓ	93
4.11.	SISTEMA DE COMPRESORES	93
4.11.1.	TIPOS DE COMPRESORES.....	94
4.11.1.1.	COMPRESOR ALTERNATIVO O DE EMBOLO.....	94
4.11.1.2.	COMPRESORES ROTATIVOS Ó CENTRÍFUGOS	95
4.11.2.	PROCESO DE COMPRESIÓN	95
5.	OPERACIÓN DE LOS EQUIPOS Y VARIABLES DE LOS PROCESOS	96
5.1.	SISTEMA DE RECOLECCIÓN.....	96
5.1.1.	MANEJO DE VÁLVULAS CUANDO SE LE HACE PRUEBA A UN POZO.....	96
5.1.2.	DERIVAR PRODUCCIÓN DIRECTAMENTE A LOS TANQUES.....	97
5.1.3.	MANTENIMIENTO DE LOS MANIFOLD	97
5.2.	SISTEMA DE SEPARACIÓN.....	98
5.2.1.	OPERACIÓN DE LOS SEPARADORES.....	98
5.2.1.1.	RESTABLECER LOS EQUIPOS DE SHUTDOWN.....	98
5.2.1.2.	SACAR DE LÍNEA UN SEPARADOR	99
5.2.1.3.	PONER EN LÍNEA EL SEPARADOR	99
5.2.1.4.	ALTA PRESIÓN EN LOS SEPARADORES GENERALES	99
5.2.1.5.	BAJA PRESIÓN EN LOS SEPARADORES	99
5.2.1.6.	ATASCAMIENTO DEL SEPARADOR	100

5.2.2. PRECAUCIONES EN LOS SEPARADORES.....	100
5.2.3. CONTROLES PERIÓDICOS DE LOS SEPARADORES.....	100
5.2.3.1. DIARIAMENTE	101
5.2.3.2. MENSUALMENTE	101
5.2.3.3. ANUALMENTE	101
5.2.4. MANTENIMIENTO DE LOS SEPARADORES	101
5.2.4.1. REPARACIONES.....	102
5.2.4.2. INSPECCIÓN PERIÓDICA	102
5.2.4.3. INSTALACIÓN DE DISPOSITIVOS DE SEGURIDAD	102
5.2.4.4. COLECTORES DE SEGURIDAD (DISCOS DE RUPTURA).....	102
5.2.4.5. EXTRACTORES DE NEBLINA.....	103
5.2.4.6. BAJAS TEMPERATURAS.....	103
5.2.4.7. FLUIDOS CORROSIVOS.....	103
5.2.4.8. PARAFINA.....	104
5.2.4.9. OPERACIÓN DE ALTA CAPACIDAD	104
5.2.4.10. CARGAS DE CHOQUE DE PRESIÓN.....	104
5.2.4.11. BOMBEO AHOGADO DE LÍQUIDO	104
5.2.4.12. MANÓMETROS	105
5.2.4.13. GRIFOS Y VISORES DE MEDICIÓN.....	105
5.2.4.14. LIMPIEZA DE RECIPIENTES	105
5.3. SISTEMA DE INYECCIÓN DE QUÍMICOS.....	105
5.3.1. OPERACIÓN Y CONTROL	105
5.3.2. PUNTOS DE INYECCIÓN DEL DESEMULSIFICANTE.....	106
5.3.3. RECOMENDACIÓN PARA LA INYECCIÓN DE QUÍMICOS.....	106
5.3.4. PASOS PARA REALIZAR OPERACIONES	107
5.3.4.1. PUESTA EN MARCHA DEL SISTEMA DE INYECCIÓN DE QUÍMICOS. .	108
5.3.4.2. PUESTA EN MARCHA DE UNA BOMBA DOSIFICADORA.	108
5.3.4.3. VERIFICAR Y AJUSTAR LA RATA DE INYECCIÓN DE CADA UNA DE LAS BOMBAS DOSIFICADORAS DE QUÍMICO.....	108
5.3.4.4. SACAR DE SERVICIO LA INYECCIÓN DE QUÍMICOS.....	109
5.3.5. PRECAUCIONES	109
5.3.6. HOJA DE DATOS DE QUÍMICOS.....	109
5.4. SISTEMA DE DESHIDRATACIÓN DEL CRUDO	113

5.4.1. FUNCIONAMIENTO ADECUADO DEL GUN BARREL	113
5.4.2. NIVEL DE LA INTERFASE.....	113
5.5. SISTEMA DE ALMACENAMIENTO	114
5.5.1. MEDIDAS DE SEGURIDAD FUNDAMENTALES.....	114
5.5.2. PARÁMETROS OPERACIONALES.....	115
5.5.3. RESTRICCIONES Y RIESGOS	115
5.5.4. PRECAUCIONES	115
5.5.5. PUESTA EN SERVICIO.....	116
5.5.6. ESTRATEGIAS DE MANTENIMIENTO.....	116
5.5.7. REPARACIONES	117
5.6. SISTEMA DE TRATAMEINTO DE GAS.....	117
5.6.1. INSPECCIÓN Y PRUEBAS	117
5.6.1.1. VÁLVULAS DE RELEVO DE PRESIÓN.....	117
5.6.1.2. DISCOS DE RUPTURA	118
5.6.1.3. TUBERÍA	118
5.6.1.4. QUEMADORES	118
5.6.2. OPERACIÓN	119
5.6.3. PRECAUCIONES	119
5.7. SISTEMA DE TRATAMIENTO DE AGUAS RESIDUALES	119
5.8. SISTEMA DE TRANSFERENCIA DE FLUIDOS (BOMBAS).....	120
5.8.1. OPERACIÓN DE LAS BOMBAS.....	120
5.8.1.1. PUESTA EN MARCHA	120
5.8.1.2. SACADA DE LÍNEA	120
5.8.2. PRUEBAS Y MANTENIMIENTO DE LAS BOMBAS.....	120
5.8.2.1. MÉTODOS DE MEDICIÓN EN CAMPO.....	120
5.8.2.2. ANÁLISIS DE VIBRACIÓN.....	121
5.8.2.3. ARRASTRE DE AIRE	121
5.8.2.4. RECOMENDACIONES	122
5.9. SISTEMA CONTRA INCENDIO.....	123
5.9.1. IDENTIFICACIÓN DE ZONAS VULNERABLES DE INCENDIO	124
5.9.2. OPERACIÓN SISTEMA DE ESPUMA.....	124
5.9.2.1. EN CASO DE EMERGENCIA	125
5.9.3. OPERACIÓN DEL SISTEMA DE AGUA	125

5.9.4. CONTROL Y OPERACIÓN EQUIPO CONTRA INCENDIO	125
5.9.4.1. PRECAUCIONES.....	125
5.9.4.2. PUESTA EN SERVICIO.....	126
5.9.4.3. CONTROL Y OPERACIÓN.....	126
5.9.5. MANTENIMIENTO Y REPARACIONES	126
5.9.5.1. SISTEMAS AUTOMÁTICOS Y ALARMA DE INCENDIOS.....	126
5.9.5.2. SISTEMA MANUAL DE ALARMA DE INCENDIOS	126
5.9.5.3. EXTINTORES DE INCENDIO	127
5.9.5.4. BOQUILLAS DE INCENDIO EQUIPADAS (BIE).....	127
5.9.5.5. HIDRANTES	127
5.9.5.6. COLUMNAS SECAS (HIDRANTES SECOS)	127
5.9.5.7. SISTEMAS FIJOS DE EXTINCIÓN.....	128
5.9.5.8. AGENTES EXTINTORES GASEOSOS	128
5.9.6. PROGRAMA DE MANTENIMIENTO DE LOS EQUIPOS.....	128
5.9.6.1. SISTEMAS AUTOMÁTICOS Y ALARMA DE INCENDIOS.....	128
5.9.6.2. SISTEMA MANUAL DE ALARMA DE INCENDIOS	128
5.9.6.3. EXTINTORES DE INCENDIO	129
5.9.6.4. BOQUILLAS DE INCENDIO EQUIPADAS (BIE):.....	129
5.9.6.5. SISTEMAS FIJOS DE EXTINCIÓN:.....	129
5.10. SISTEMA DE COMPRESORES	130
5.10.1. OPERACIÓN DEL COMPRESOR DE AIRE	130
5.10.2. PRECAUCIONES.....	130
6. CONTINGENCIAS	131
6.1. PROBLEMAS POTENCIALES DE OPERACIÓN EN LOS SEPARADORES	131
6.1.1. PROBLEMAS DE ESPUMA	131
6.1.2. PROBLEMAS DE PARAFINA.....	132
6.1.3. PROBLEMAS DE ARENA.....	132
6.1.4. PROBLEMAS DE EMULSIONES.....	133
6.1.5. PROBLEMA DE ARRASTRE DE LÍQUIDO EN LA FASE GASEOSA.....	133
6.1.6. PROBLEMA DE ARRASTRE DE GAS EN LA FASE DE LÍQUIDA	133
6.1.7. PROBLEMA DE ALTA Y BAJA PRESIÓN EN LOS SEPARADORES.	134
6.1.8. ALTO Y BAJO NIVEL DE FLUIDO EN LOS SEPARADORES.	135
6.2. PROBLEMAS POTENCIALES DE OPERACIÓN EN LOS SEPARADORES	136

6.2.1. ALTO BSW.....	136
6.2.2. AGUA CON ALTAS PPM.....	137
6.3. PROBLEMAS POTENCIALES DE OPERACIÓN EN LOS TANQUES DE ALMACENAMIENTO	137
6.3.1. ALTO O BAJO NIVEL DEL FLUIDO EN EL TANQUE DE VENTA.....	137
6.3.2. ALTO NIVEL DE AGUA.	138
6.4. PROBLEMAS POTENCIALES DE OPERACIÓN EN EL SISTEMA DE TRATAMIENTO DEL GAS RESIDUAL.....	138
6.4.1. ALTA Y BAJA PRESIÓN EN LOS SCRUBBERS.....	138
6.4.2. ALTO NIVEL DE LÍQUIDO EN LOS SCRUBBERS.....	138
6.4.3. ARRASTRE DE GAS EN LA LÍNEA DE SALIDA DE CONDENSADOS DE LOS SCRUBBERS.....	139
6.4.4. ALTO NIVEL DE LÍQUIDO EN EL KNOCK OUT DRUM.....	139
6.5. PROBLEMAS POTENCIALES DE OPERACIÓN EN LAS BOMBAS DE TRASFERENCIA.....	140
6.5.1. LA BOMBA NO ENTREGA LÍQUIDO	140
6.5.2. BOMBA NO PRODUCE EL FLUJO O CABEZA ESPECIFICADOS.	140
6.5.3. LA BOMBA INICIA Y LUEGO PARA DE BOMBLEAR	141
6.5.4. RODAMIENTOS CALIENTES	141
6.5.5. LA BOMBA SUENA O VIBRA.....	141
6.5.6. ESCAPE EXCESIVO EN EL PRENSAESTOPA / CÁMARA DE SELLO	142
6.5.7. MOTOR REQUIERE POTENCIA EXCESIVA	142
6.5.8. BAJA PRESIÓN DE SUCCIÓN DE LAS BOMBAS DE TRANSFERENCIA	142
6.5.9. ALTA PRESIÓN DE DESCARGA.	143
6.6. PROBLEMAS POTENCIALES DE OPERACIÓN EN EL SISTEMA CONTRAINCENDIOS.....	143
6.7. PROCEDIMIENTO LIMPIEZA DE DERRAMES	144
6.7.1. RESPONSABILIDADES.....	144
6.7.2. LIMPIEZA DE NUEVOS DERRAMES	145
6.7.2.1. CONTENCIÓN DEL DERRAME	145
6.7.2.2. LIMPIEZA DE LOCACIONES, CAMINOS, PICADAS Y OTRAS ÁREAS DESMONTADAS.....	145
6.7.2.3. LIMPIEZA DE DERRAMES EN CAMPO Y ÁREAS NO DESMONTADAS	146
6.7.2.4. SPRAYS DE PETRÓLEO	146
6.7.2.5. DERRAMES QUE AFECTEN CURSOS SUPERFICIALES	146

6.7.3. LIMPIEZA DE DERRAMES ANTIGUOS	147
6.7.4. FINALIZACIÓN DEL TRABAJO.....	147
CONCLUSIONES.....	148
RECOMENDACIONES.....	149
BIBLIOGRAFÍA.....	150
ANEXOS	152

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1. Ubicación de los campos Petroleros en el Putumayo	27
FIGURA 2. Esquema de un Manifold	37
FIGURA 3. Separador Vertical.....	39
FIGURA 4. Separador Horizontal	40
FIGURA 5. Separador Trifásico.....	41
FIGURA 6. Partes de un separador	43
FIGURA 7. Válvula controladora de Nivel	46
FIGURA 8. Válvula reguladora de Presión	47
FIGURA 9. Ubicación de la válvula de Seguridad	47
FIGURA 10. Equipos de Shutdown.....	48
FIGURA 11. Esquema de Bomba de Pistón	56
FIGURA 12. Parte Interna Bomba de Pistón	56
FIGURA 13. Esquema Bomba de Diafragma.....	¡Error! Marcador no definido.
FIGURA 14. Calentador Directo Vertical	59
FIGURA 15. Calentador Directo Horizontal.....	60
FIGURA 16. Gun Barrel.....	61
FIGURA 17. Partes de un Gun Barrel	64
FIGURA 18. Esquema de un Scrubber Vertical	68
FIGURA 19. Esquema Knock Out Drum.....	69
FIGURA 20. Recipiente desnatador cilíndrico vertical presurizado	72
FIGURA 21. Recipiente desnatador cilíndrico horizontal presurizado.....	72
FIGURA 22. Tanque desnatador horizontal rectangular – sistema abierto....	73
FIGURA 23. Esquema Separador API.....	75
FIGURA 24. Esquema Bomba de voluta	78
FIGURA 25. Esquema de Bomba de Difusor	78
FIGURA 26. Esquemas de Bombas Rotativas.....	79
FIGURA 27. Esquema Bomba de Tornillo Simple	81
FIGURA 28. Esquema Bomba de Tornillo Doble	82
FIGURA 29. Esquema Bomba de Tornillo Triple	82
FIGURA 30. Esquema Bomba Reciprocante de Acción Simple.....	83
FIGURA 31. Esquema Bomba Reciprocante de Acción Múltiple	84
FIGURA 32. Extintor de Agua.....	91
FIGURA 33. Extintor de Espuma.....	91
FIGURA 34. Extintor de Dióxido de Carbono.....	91

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Baterías de la Supeintendencia de Operaciones Putumayo.....	27
Tabla 2. Tipos de Productos Químicos utilizados	54
Tabla 3. Comparación de Bombas de Inyección de Químicos	55
Tabla 4. Hoja de datos para rompedor de emulsión directa	110
Tabla 5. Hoja de datos para rompedor de emulsión inversa.....	111
Tabla 6. Hoja de datos para secuestrante de H2S	112
Tabla 7. Hoja de datos para rompedor de incrustaciones.....	113
Tabla 8. Problema de Bomba: No entrega líquido	140
Tabla 9. Problema de Bomba: No produce flujo o cabeza especificados....	140
Tabla 10. Problema de Bomba: Inicia y luego para de bombear	141
Tabla 11. Problema de Bomba: Rodamientos Calientes	141
Tabla 12. . Problema de Bomba: Suena o Vibra.....	141
Tabla 13. . Problema de Bomba: Escape excesivo en la cámara de sello ...	142
Tabla 14. . Problema de Bomba: Motor requiere potencia excesiva	142
Tabla 15. Problemas potenciales de Operación en el Sistema Contraincendio	144

1. OBJETIVO

Estandarizar las Operaciones de las Baterías de la Superintendencia de Operaciones Putumayo de ECOPETROL S.A. aplicando los estándares de HSE con el fin de minimizar los riesgos al personal y los posibles daños al medio ambiente, al equipo y al pozo.

Proporcionar al personal que opera en las Baterías un manual de operaciones integral que permita conocer las distintas fases que se llevan a cabo dentro de los procesos de recolección, tratamiento, almacenamiento y venta de crudo, para que se puedan operar en forma adecuada, contribuyendo con la seguridad del personal y la integridad de los equipos propiedad de ECOPETROL S.A.

El manual incluye la descripción de las distintas fases que intervienen en los procesos de recolección, tratamiento, almacenamiento y venta de crudo, así como también los procedimientos autorizados por ECOPETROL S.A. aplicables a las operaciones que se realizan en cada uno de éstos, para contribuir con el cumplimiento de los estándares de calidad en pro de la seguridad y salud de los empleados, el medio ambiente, la vida útil de los equipos y la eficiencia de las operaciones. Además, este manual cuenta con especificaciones de pasos a realizar cuando se presentan problemas en cada uno de los equipos utilizados en las Baterías.

2. GLOSARIO

Accidente: Es un acontecimiento no deseado, que da por resultado un daño físico, lesión a personas, daño a la propiedad o al medio ambiente y/o pérdidas en el proceso. Generalmente es la consecuencia de un contacto con la fuente de energía por encima de la capacidad límite de cuerpo o estructura.

Acciones Correctivas: Una acción tomada para eliminar la causa de una no conformidad, detectada u otra situación indeseable.

Aforo: Capacidad de almacenamiento de un tanque

Agua libre: Se refiere al contenido de agua de formación que tiene el crudo y que se separa por gravedad en los primeros cinco (5) minutos sin necesidad de tratarlo. Se mide en porcentaje (%).

ALARP: (*As Low As Reasonably Practicable*) Tan bajo como razonablemente sea práctico.

Análisis de Trabajo Seguro (ATS): Metodología de análisis de riesgos documentada mediante la cual las personas involucradas en una actividad se reúnen en la planeación de la misma para analizar la secuencia ordenada de pasos para su ejecución, identificando los peligros asociados, estableciendo las consecuencias de la liberación de los mismos, definiendo los controles requeridos y especificando el responsable por cada uno de éstos, con el propósito de lograr llevar el riesgo de ejecución a un nivel ALARP.

Anular: (Espacio Anular) Espacio que hay entre la tubería (producción o trabajo) y el revestimiento.

API (American Petroleum Institute): Instituto Americano del Petróleo de Estados Unidos de Norteamérica, encargado de estandarizar y normalizar bajo estrictas especificaciones de control de calidad, diferentes materiales y equipos para la industria petrolera. Igualmente establece normas para diseño, construcción y pruebas en instalaciones petroleras, incluyendo diseño de equipos y pruebas de laboratorio para derivados del petróleo.

Bache: Es un volumen de hidrocarburo con una composición determinada que se mueve en un periodo de tiempo determinado.

Barril: Unidad de medida de capacidad equivalente a 42 galones Americanos (USA) en condiciones estándar de presión y temperatura.

Bomba Dosificadora: Bomba de pistón que por su tamaño pequeño puede manejar volúmenes de pocos galones por día. Se usa para añadir productos químicos en pequeñas cantidades dentro de un proceso.

Bomba Reciprocante: Son unidades de desplazamiento positivo que descargan una cantidad definida de líquido durante el movimiento del pistón o émbolo a través de la distancia de la carretera.

Bomba Triplex: Es una bomba de acción simple, en la que el fluido es bombeado sobre un extremo del pistón de la bomba, en cada uno de los tres cilindros. Este tipo de unidad, bombea el fluido solo cuando el pistón se desplaza hacia adelante, y el cuerpo se llena de fluido, para ser bombeado cuando el pistón se desplace hacia atrás.

Bomba: Es una máquina para desplazar un líquido tomando energía de otra fuente en movimiento y transmitírsela al líquido. Los tipos mas comunes son: Centrífugas, Multi-Etapa, Reciprocante, Simplex, Dúplex, Triplex, Quintuplex, entre otras.

Bombeo Hidráulico: Método de levantamiento artificial, en el cual una o varias unidades de bombeo en superficie inyecta fluido de potencia a alta presión hacia el fondo de la sarta de tubería por medio de boquillas localizadas en las zonas de entrada de producción. Debido a que contiene un número pequeño de partes móviles, este tipo de levantamiento es usado en ambientes corrosivos y en pozos con alto corte de gas.

BS&W: (*Basic Sediment and water*) Es la cantidad de agua y sedimento que se encuentra emulsificado o suspendido en el crudo, combustóleo u otro hidrocarburo pesado. Se debe determinar mediante pruebas de laboratorio. Sobre una muestra representativa del líquido.

By – Pass: Se refiere a un tipo de conexión de tuberías y válvulas cuyo objeto es el de no interrumpir el flujo de un fluido que pasa a través de un equipo cuando hay necesidad de repararlo ó retirarlo del sitio para su revisión ó reparación.

Campo: Área de suelo debajo de la cual existe uno o más reservorios de una o más formaciones pertenecientes a una o más estructuras o entidades geológicas.

Ceras (parafinas): La presencia de parafinas en el crudo, ocasiona el taponamiento de las líneas de tubería, del proceso, por esto se hace necesaria la adición de un inhibidor de parafinas (wax inhibitor), que las disuelve evitando este fenómeno de taponamiento adverso.

Cinta de Medición: Usualmente es una cinta metálica (acero), graduada para medir el nivel de fluido en forma directa (a fondo) o indirecta (al vacío).

Condiciones estándar base: Se consideran como condiciones base la temperatura a 60°F y la presión de equilibrio de vapor líquido a 60°F, para líquidos con presión de vapor menor a la presión atmosférica, la presión base es igual a la presión atmosférica. (14.696 PSIA= 0.0PSIG= 1.01.325 Kpa).

Corrosión: Se define como el conjunto de reacciones químicas y electroquímicas que ocurren lentamente entre un material y el medio que lo rodea, ocasionando la destrucción lenta de su superficie. La mayor cantidad de corrosión tiene lugar en materiales que están en contacto con vapor de agua o sustancias altamente corrosivas (p.e. sustancias con contenido de azufre), este fenómeno se puede evitar mediante la adición de anticorrosivos, para esto se usan inhibidores solubles en el combustible, los cuales se adicionan con el fin de protegen las tuberías y los equipos contra la corrosión causada por agua emulsificada, sustancias químicas e indirectamente para evitar la contaminación del fluido debido al óxido.

Crudo: Es una mezcla de hidrocarburos que existe en fase líquida y en reservorio bajo tierra y que permanece en fase líquida a presión atmosférica después de haber sido tratado en facilidades de separación superficial.

Deshidratación: La deshidratación se basa en la inyección de una solución química de surfactantes demulsificantes a las emulsiones de crudo y agua, con la finalidad de neutralizar la acción de los agentes emulsificantes naturales presentes y permitir así la separación del agua de la fase crudo.

Disco de ruptura: Un dispositivo de disco de ruptura actúa por la presión estática de entrada y está diseñado para funcionar por el rompimiento de un disco de retención de presión. Usualmente está ensamblado entre bridas, el disco se fabrica de metal, plástico u otros materiales. Está diseñado para resistir presiones arriba del nivel especificado, al cual falla y releva la presión del sistema que está protegiendo.

Disco o Platina de Orificio: Lámina metálica circular con o sin mango, con un orificio central de determinado diámetro, que se usa para insertarlo en la tubería de descarga de gas del separador de prueba para medir el volumen de gas producido por cada pozo y en otros sitios donde se requiera medir gas o líquido.

Drenaje de Tanques: Operación realizada para sacar del tanque el agua que se ha separado del crudo y que por ser más pesada que éste se encuentra en el fondo. Esta operación se efectúa a través de una o más conexiones que poseen los tanques de su parte más baja hacia el fondo, accionando la válvula instalada en esta conexión.

Emulsión: Una Emulsión se define como una dispersión de un líquido en otro líquido, generalmente una de las fases es un aceite (insoluble en agua), la otra fase es acuosa, la emulsión se forma cuando pequeñas gotas de agua se mezclan con la fase aceitosa, esta cantidad de agua es suficiente para cambiar la calidad y las propiedades del crudo, por esto antes de entregar el crudo fuera de EPF-floreña, éste debe ser tratado, con químicos anti-emulsificantes, con el fin de retirar toda el agua que esté formando emulsión con el crudo.

EPP: Elemento de protección Personal.

Equipo de Medición: Instrumento de medición, software, patrón de medición, material de referencia o equipos auxiliares o combinación de ellos necesarios para llevar a cabo un proceso de medición.

Espuma: Una espuma se forma en la interfase líquido-gas, cuando pequeñas burbujas de gas se encuentran separadas por capas delgadas de líquido. Debido a un fenómeno espontáneo, la presión dentro de las burbujas se iguala, creando una superficie estable con apariencia de " panal de abejas ", la formación de

espuma es una situación indeseable en el tratamiento de crudo, tanto para su transporte como para su tratamiento, ya que puede ocasionar daños en los equipos (cavitación en las bombas) o cambio en las propiedades del crudo. La formación de espuma puede controlarse mediante la adición de agentes antiespumantes, estos se dispersan por efecto de la tensión superficial, (aun cuando la espuma este apenas en etapa de formación) a través de la película de liquido entre las burbujas, creando un hueco en su superficie de las burbujas, las cuales son destruidas.

Espuma: Es una preparación de gas, químico y líquido proveniente de dos soluciones sometidas a agitación.

Estación de recolección y tratamiento: Las estaciones de recolección y tratamiento de fluidos son el conjunto de equipos mediante los cuales se realiza la separación y tratamiento de las dos o tres fases de un campo de petróleo o de gas, de manera que cada una de las fases pueda ser comercializada, dispuesta o reutilizada sin alterar el equilibrio del ambiente o del sistema.

Evaluación del Riesgo: Valoración realizada por personas competentes, de los riesgos potenciales asociados con una tarea, en la cual se estima la magnitud de la probabilidad de la ocurrencia de un incidente y la severidad de sus consecuencias potenciales para que el sitio de trabajo sea tan seguro como sea posible.

Filtros: Es un equipo dotado de sistemas internos que permite la retención de sólidos existentes o sustancias.

Flama: Reacción de combustión, que se propaga a través del espacio a velocidad inferior a la del sonido, acompañada normalmente de radiaciones visibles.

Gravedad API: Es una escala del Instituto Americano del Petróleo para medir la gravedad del crudo y productos del petróleo, esta se obtiene mediante la gravedad específica del crudo (γ) a 60° F.

Gun Barrel: Un Gun Barrel o tanque de lavado es un tanque tratador con flujo descendente central vertical que opera a presión atmosférica. Los tanques de lavado o Gun Barrels corresponden al último equipo para el tratamiento del crudo, por lo tanto de esta etapa del proceso el agua debe ser removida hasta lograr que el crudo posea un BSW menor o igual 0.5%, que es el valor establecido en la legislación colombiana para su distribución y comercialización.

HSEQ: *Occupational Health, Industrial Safety and Environment.* Salud Ocupacional, seguridad Industrial Calidad y Medio Ambiente.

Incrustaciones: Se define incrustación, como la capa de óxido que se forma sobre superficies metálicas, generalmente cuando, estas se someten a temperaturas por encima de la ambiente, estas capas pueden ser eliminadas mediante el uso de químicos que retiran la capa de óxido del interior de la tubería; Las incrustaciones que se forman en superficies de acero inoxidable, son mucho más resistentes que las comunes, por esto se debe proveer una atmósfera protectora antioxidante, esta es la función del inhibidor de incrustaciones, remover las capas de óxido que puedan haberse formado y evitar la formación de nuevas capas en el interior de las tuberías.

Knock-Out Drums o “Trampas”: Son recipientes diseñados para separar corrientes con una alta relación gas líquido. Estas unidades por lo general tienen poca capacidad para la retención de líquidos.

Levantamiento Artificial: Método mecánico que es usado para ayudar en el levantamiento del crudo en un pozo a superficie adicionando energía a la columna de fluido. Los métodos más comunes son: Bombeo por varillas, bombeo hidráulico, levantamiento con gas, y bombeo electro sumergible.

Líneas de Flujo: Las líneas de flujo corresponden a las tuberías por las cuales se transportan los fluidos desde el pozo hasta la facilidad de producción. Estas líneas unen el árbol de navidad con el múltiple de producción y a éste con la batería o módulo de producción.

Medida de Tanque: Se refiere al hecho de conocer cuánto volumen le ha entrado al tanque en una Batería en un periodo de tiempo determinado, básicamente para tener una idea del comportamiento de la producción de los pozos que llegan a ella.

MM&E: Ministerio de Minas y Energía.

Motor de combustión interna: Una máquina que usa el calor de una mezcla de aire –combustible en un cilindro para mover un pistón y entregar la energía.

Múltiple o Manifold: Un Manifold ó múltiple de producción es una unidad o elemento que reúne y centraliza el caudal de todos los pozos cuya producción se va a procesar en la facilidad de producción. Este elemento está compuesto de un juego de válvulas y accesorios que permiten direccionar el fluido en un sentido determinado y que sirven como punto de conexión entre la cabeza de pozo y las facilidades de producción ó batería.

No Conformidad: El no cumplimiento de un requisito especificado.

Permiso Eléctrico: Permiso usado para aquellas actividades intrusivas que se realicen en los equipos o componentes que hacen parte del área eléctrica y en

cualquier actividad donde el análisis de riesgos determine que existe la potencialidad de liberar un peligro de tipo eléctrico.

Permiso en Caliente: Permiso usado para controlar aquellas actividades o labores que involucren fuentes reales o potenciales de ignición, que impliquen el uso de herramientas, equipos o procedimientos que generen llama abierta, produzcan chispa, alta temperatura y alto nivel de energía o calor.

Permiso en Frío: Permiso usado para aquellas actividades o labores en las cuales las herramientas, equipos o procedimientos usados no producen suficiente calor o chispa, ni envuelven el uso de llama abierta, que puedan inflamar mezclas combustibles o explosivas.

Piscina de Oxidación: Elemento usado para el tratamiento secundario del agua residual el cual es construido en áreas donde hay suficiente espacio disponible. Su función principal es la de oxidar la materia orgánica (aceite residual y otros materiales orgánicos) presentes en el agua, para luego precipitarlos; así como también para reducir temperatura, fenoles presentes y la demanda bioquímica de oxígeno (DBO).

Plomada de fondo: Es una pesa graduada anexa a la cinta de fondo, de suficiente peso para mantener la cinta tensa, tirante, para así facilitar la penetración en cualquier sedimento que este depositado sobre el plato de medición.

Ppm: Unidad de medida en partes por millón

Presión de Operación: Presión interna a la cual trabaja un equipo, accesorio ó tubería, en un proceso determinado. Puede ser inferior pero nunca superior a la de trabajo especificada por el fabricante.

Prueba de Gases: Medición con un detector adecuado de la concentración de gases tóxicos, inflamables y oxígeno presentes en una atmósfera determinada.

PSI: Unidad de presión inglesa que indica las libras por pulgada cuadrada por sus siglas en inglés (pounds per square inch).

RAM: (*Risk Assessment Matrix*) Matriz para la Valoración de Riesgos. Herramienta que estandariza la evaluación cualitativa y cuantitativa de los riesgos, definiendo las consecuencias potenciales y su probabilidad de ocurrencia, facilitando así su valoración.

Retención: Tiempo que permanece un volumen de líquido o gas dentro de un recipiente (separador, tanque, etc.), contando desde el momento en que entra, hasta cuando sale de él.

SAS: Sistema de Aislamiento Seguro de Plantas y equipos que se aplica cuando se realiza una tarea que pueda liberar un peligro contenido y afectar la integridad de las personas e instalaciones. Estos peligros y riesgos deben ser identificados, valorados y controlados, basados en la jerarquía de controles.

Separador: Un separador es un recipiente en el cual se separan fluidos que no son solubles entre sí. Los separadores se usan para separar gas de líquido o un líquido de otro (petróleo de agua, por ejemplo). El principal uso es separación de líquido y gas.

Sistema Contraincendios: Es un circuito compuesto por equipos, tuberías y controles que se mantiene permanente presurizado por la denominada bomba Jockey para garantizar el funcionamiento instantáneo de la red y poder combatir eficientemente incendios. El objetivo primario de respuesta al fuego es detectar un incendio en su estado incipiente y extinguirlo o controlarlo antes que éste se extienda o escale.

Skimer o Desnatador: El skimmer o desnatador es la forma más simple de tratamiento primario para aguas residuales. Son diseñados para suministrar tiempos de residencia relativamente grandes, durante los cuales ocurre la separación gravitacional, la coalescencia y el ascenso de las gotas de aceite. Corresponde al separador agua/aceite API, con tabiques divisorios.

Tablas de Aforo: Son las tablas que determinan el volumen de producto contenido en un tanque, en función de la altura del producto en el interior del mismo. En otras palabras, la tabla de aforo determina el volumen correspondiente para cada altura de contenido.

Tanque de Almacenamiento: Un tanque de almacenamiento es un recipiente cilíndrico vertical fabricado en acero al carbono, destinado al almacenamiento de grandes volúmenes de hidrocarburos (gasolina, diesel, combustóleo, etc.) en condiciones de temperatura ambiente y presión atmosférica en custodia o para su posterior distribución o procesamiento. Permiten el manejo de inventarios para garantizar el adecuado suministro de acuerdo con la planeación estratégica a costos razonables y en forma segura.

Taza de Flujo: Término que expresa la velocidad del fluido. Ejemplo: barriles por hora, galones por minuto, metros cúbicos por hora, etc.

Tratamiento Químico: Proceso mediante el cual se agrega productos químicos a los fluidos producidos para facilitar la separación de crudo y agua, inhibir la depositación de carbonatos, inhibir la formación de parafinas o reducir los niveles de corrosión.

TRES (3) QUÉ: Metodología de análisis de riesgos para identificar los peligros, las causas de su liberación y los controles requeridos para poder realizar una actividad con un nivel de riesgo ALARP. Incluye las siguientes tres (3) preguntas: ¿Qué puede salir mal o fallar?, ¿Qué puede causar que algo salga mal o falle?, ¿Qué debemos hacer para evitar que algo salga mal o falle?

Valoración del Riesgo: Valoración de los riesgos potenciales asociados con una tarea o actividad en la cual se estima la probabilidad de la ocurrencia de un incidente y la severidad de sus consecuencias potenciales.

Válvula de Seguridad: Es un accesorio que sirve para proteger un equipo ó una instalación que genera ó almacena presión interna, de cualquier exceso de presión por encima de la de operación, ya que ella alivia este exceso descargándolo automáticamente.

3. CONDICIONES GENERALES

El crudo producido de Campos Petroleros debe ser entregado limpio (sin contenidos importantes de agua y sedimentos), en la unidad de bombeo de las Facilidades de Superficie o Baterías, y por esto debe ser tratado y deshidratado antes de ser entregado al cliente. La deshidratación del crudo sucio y la entrega del crudo limpio a la Vicepresidencia de Transporte son centralizadas en las Baterías.

3.1. Historia de la Superintendencia

Los trabajos de exploración en la cuenca del Putumayo fueron iniciados por la compañía Texas Petroleum Company en el año 1941; Los resultados de estas actividades se concretaron con la perforación del pozo Orito-1, el 22 de marzo de 1963 el cuál fue completado el 29 junio del mismo año con una producción inicial de 1400 BOPD, constituyéndose en el pozo descubridor del campo.

La producción del campo Orito inicio hasta el año de 1968, cuando se terminó la construcción del Oleoducto Transandino. A finales de 1970 se alcanza la producción máxima que fue de 68000 BOPD.

En noviembre de 1979, Ecopetrol adquiere las acciones de Texas Petroleum Company bajo la razón social Petrolera del Río Panamá S.A., y es hasta el 1 de abril de 1981 la Empresa Colombiana de Petróleos asume la administración de estos campos como el Distrito Sur (DIS)

En el año 1996 el Distrito Sur se convirtió en la Gerencia Sur (GSU) y a partir del Decreto 2073 de Junio de 2003 que reestructura a Ecopetrol S.A., pasa a ser la Superintendencia de Operaciones Orito (SOR); Hoy Superintendencia de Operaciones Putumayo (SOP)

3.2. Descripción General

Las Baterías de la Superintendencia de Operaciones Putumayo reciben los fluidos de producción de 115 pozos divididos en 16 Campos, los cuales a su vez, se encuentran divididos en dos Coordinaciones de Áreas las cuales se encargan del proceso de cada una de las Baterías:

Coordinación Orito Nor-Oriente (CNO)

Es la Coordinación encargada de las Baterías ubicadas en el Municipio de Orito y el área Norte y Oriente del Departamento Putumayo.

Coordinación Sur-Occidente (CPS)

Es la Coordinación encargada de las Baterías ubicadas en área Occidente y Sur del Departamento de Putumayo.

El proceso de tratamiento del crudo se hace 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 (BSW menor al 0.5 % y un contenido de sal menor a 20 lb /1000 Bls) y así entregarlo a la estación de bombeo Planta Orito para su posterior venta. La función que cumplen las Baterías es la de reunir la producción de un grupo de pozos con el objeto de realizar las siguientes operaciones:

- Separar el gas del petróleo.
- Controlar la producción total de la estación.
- Controlar la producción de petróleo, agua y gas de cada pozo.
- Elevar la temperatura del fluido.
- Deshidratar el gas para el consumo o venta.
- Bombear el fluido a las plantas deshidratadoras.
- Cortar y tratar agua para inyectar.

3.3. Ubicación

Las Baterías de la Superintendencia de Operaciones Putumayo se encuentran ubicadas en el departamento de Putumayo, al sur de Colombia, bajo la jurisdicción de los municipios de Orito, La Hormiga, La Dorada y Siberia.

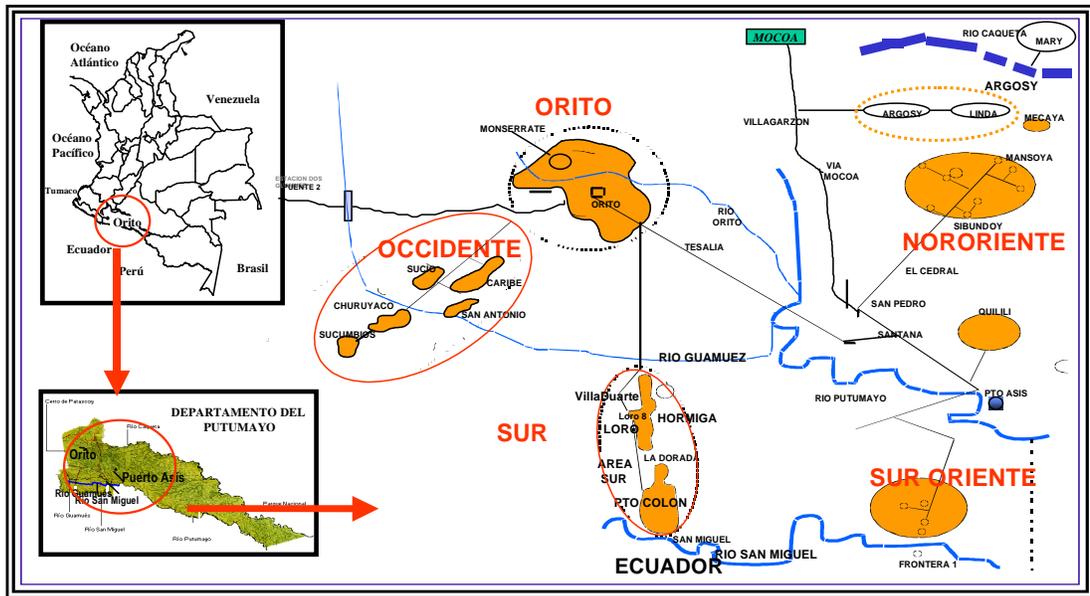


FIGURA 1. Ubicación de los campos Petroleros en el Putumayo

En resumen, para realizar las operaciones básicas en el Departamento de Producción de la Superintendencia de Operaciones Putumayo, se cuenta con las siguientes Baterías:

Coordinación	Batería	Campo	
Orito - Nororiente	Uno	Orito	
	Dos		
	Satélite		
	Mansoyá		Alborada
			Cencellá
			Mansoyá
			Sibundoy
	Yurilla		
Quililí	Quililí		
Sur - Occidente	Churuyaco	Churuyaco	
		San Antonio	
		Quriyana	
	Caribe	Caribe	
		Sucio	
	Sucumbios	Sucumbios	
	Loro	Hormiga	
Colón	Loro		
	Acaé		

Tabla 1. Baterías de la Superintendencia de Operaciones Putumayo

El fluido de cada pozo entra al colector (Manifold), de allí la producción del conjunto se deriva al separador general bifásico (Separación gas-Líquido) o trifásico (Separación Gas-Crudo-Agua). Efectuada la separación del gas, el fluido es bombeado a la planta deshidratadora de petróleo pasando previamente por el segundo calentador y el puente de medición de fluido; un bypass en la entrada del calentador permite cerrar el paso del fluido por éste.

Normalmente uno de los calentadores también genera vapor para calefaccionar el fluido, mediante serpentinas instaladas en los separadores de ensayo y tanques. El gas a deshidratar pasa por el radiador, separador de líquidos (Scrubber), torre de absorción a glicol (torre de contacto), puente de medición de gas y finalmente ingresa al sistema general de distribución para su consumo o venta. El glicol utilizado en el proceso se lo recupera deshidratándolo en el rectificador de glicol que está próximo a los calentadores.

La producción de los pozos a ensayar se la deriva a los calentadores, separadores de ensayo o al tanque de ensayo. Al igual que con la producción general, un bypass en cada línea permite derivar el fluido directamente a los ensayadores. Hay estaciones que cuentan con generadores de vapor exclusivos, para calefaccionar tanques y separadores de ensayo

3.4. Fluidos de los Pozos y sus Características

Petróleo Crudo

El petróleo Crudo es una mezcla compleja de hidrocarburos producidos en forma líquida. La gravedad API del petróleo Crudo que se encuentra en estas áreas puede estar en un rango de 20 a 50 °API y una viscosidad de 5 a 90000 cp en condiciones de operación promedio. La coloración varía entre marrón y negro.

Condensado

Este es un hidrocarburo que puede existir en la formación como líquido o como vapor condensado. La licuefacción de componentes gaseosos del condensado normalmente ocurre con la reducción de la temperatura del fluido de pozo a condiciones de operación en superficie. Las gravedades API de los líquidos de condensados pueden estar en un rango de 50 a 120 °API y viscosidades de 2 a 6 cp a condiciones estándar. La coloración puede ser blanco agua, amarillo claro, o azul claro.

Gas Libre

El gas libre es un hidrocarburo que existe en la fase gaseosa a presión y temperatura de operación. El gas libre puede referirse a cualquier gas a cualquier

presión que no esté en solución o mantenido mecánicamente en el hidrocarburo líquido.

Gas en Solución

El gas en solución es homogéneamente contenido en petróleo a una presión y temperatura dada. Una reducción en la presión y/o un incremento en la temperatura pueden causar que el gas sea emitido del petróleo. Entonces se asume las características de gas libre.

Vapores Condensables.

Estos hidrocarburos existen como vapor a ciertas condiciones de presión y temperatura y como líquido a otras condiciones. En la fase de vapor, ellos asumen las características de un gas. En la fase de vapor, los vapores condensables varían en gravedad específica de 0.55 a 4.91 (aire =1), y viscosidad de 0.006 a 0.011 cp a condiciones estándar.

Agua

El agua producida con el petróleo crudo y el gas natural puede estar en forma de vapor o líquido. El agua líquida puede ser libre o emulsionada. El agua libre alcanza la superficie separada del hidrocarburo líquido. El agua emulsionada es dispersada como gotas en el hidrocarburo líquido.

Impurezas y Materiales Extraños

Los fluidos producidos del pozo puede contener impurezas gaseosas tales como nitrógeno, dióxido de carbono, sulfuro de hidrogeno, y otros gases que no son hidrocarburos en naturaleza u origen. Los fluidos del pozo pueden contener impurezas líquidas o semilíquidas, tales como agua y parafina. Ellos también pueden tener impurezas sólidas, tales como lodo de perforación, arena, fango y sal.

3.5. Descripción de actividades de los operadores

La Coordinación de Producción Orito-Nororiente y la Coordinación de Producción Sur-Occidente, desea hacer cumplir obligatoriamente las Reglas Generales en todas las labores desarrolladas en las operaciones de las Baterías, para brindar seguridad a sus trabajadores y sus equipos ya que es una de sus prioridades:

- Siempre utilice los Elementos de protección Personal (EPP), y manténgalos en buen estado.
- Reciba, mediante el Protocolo de Entrega de Turnos establecido por el Departamento de Producción, el turno a su compañero de trabajo.

- Antes de iniciar un turno de trabajo se debe realizar la inspección general a la batería y verifique que la operación de los equipos se encuentre en condiciones normales de operación.
- Reporte al Supervisor de Producción, al Ingeniero de Control de producción y/o a la Central de Radio cualquier anomalía, incidente o accidente en la operación de la Batería.
- Reporte al Supervisor de Producción y/o al Ingeniero de Control de Producción las condiciones de operación de los equipos resaltando aquellas que se encuentre fuera de las ventanas operativas y que ponga en riesgo las personas involucradas en la operación, o los bienes y quipos bajo su responsabilidad.
- Reporte al supervisor todo daño, por pequeño que sea.
- Consigne en la bitácora las inconformidades e infórmelas al supervisor del área; para que éste las consigne en la herramienta de mejora.

- Revise los permisos de Trabajo y los formatos de evaluación de riesgo (3Q's y ATS) de las actividades a ejecutar dentro de las instalaciones de la batería por parte de funcionarios de ECOPETROL S.A. ó personal contratista.
- Verifique que el sitio de trabajo se encuentre en condiciones óptimas para ejecutar el trabajo y tomar las acciones necesarias para minimizar los riesgos.
- Pregunte por las operaciones que va a realizar y sus respectivos riesgos.
- Atienda las solicitudes operativas de los Supervisores de Producción y las solicitudes de información de los Ingenieros de Producción del Departamento.
- Opere los equipos que conforman la Batería ciñéndose a las condiciones técnicas definidas por el Departamento de Producción Putumayo.
- Realice su trabajo basado en principios de Calidad, Seguridad Industrial y Responsabilidad con el Ambiente y la Sociedad.
- Vele por el cuidado e integridad de los equipos de ECOPETROL S.A., Contratista o Asociado ubicados en su área de trabajo.
- Dicte o solicite la Charla Pre-Operativa antes de iniciar sus actividades.
- Si necesita ayuda, pídale. Esté atento a prestar su ayuda a quien la necesite.

- Revise los extintores, verifique la fecha de vencimiento y asegúrese de conocer su operación.
- No se presente alcoholizado, ni bajo los efectos de sustancias alucinógenas a su sitio de trabajo.
- No consuma licor ni alucinógenos durante las horas ni en el sitio de trabajo.
- No permita la presencia de personas ajenas a las operaciones realizadas en la Batería.
- Si no sabe, pregunte. Piense antes de actuar, no actúe antes de pensar.
- Porte su identificación personal en un lugar visible dentro de la Batería.
- Tenga en cuenta siempre la ruta de evacuación y el punto de encuentro en caso de una emergencia.

- Mantenga el área de trabajo en óptimas condiciones de orden y aseo para evitar accidentes.
- No fume ni use sus equipos electrónicos o de comunicaciones en las áreas operativas si no son a prueba de explosión e intrínsecamente seguros.
- Siempre use los equipos y herramientas adecuadas para cada trabajo.
- No use argollas o anillos en sus dedos.
- No ingrese ni permita que las demás personas ingresen armas de fuego a las instalaciones de la Batería, salvo la fuerza Pública.
- No use ropa de trabajo tan ajustada que le obstaculice los libres movimientos.
- No use ropa suelta en áreas donde hayan máquinas en movimiento.
- Evite correr cualquier riesgo por insignificante que sea, ya que él puede causarle un accidente mayor.
- Acate los avisos de prevención.
- Cumpla con los procedimientos de trabajo.
- No se debe fumar en las áreas de trabajo en general.
- Si hay visitantes, no permita que manipule ni mueva nada sin el consentimiento del operador o supervisor.
- Mantenga las mejores relaciones y buen trato con sus compañeros de trabajo.
- Mantenga siempre una actitud positiva frente al trabajo y al cumplimiento de las normas de seguridad.

3.6. Cuidado básico de los Equipos

Contribuir con el cuidado y buen funcionamiento de los equipos utilizados en cada una de las actividades realizadas en la batería, inspeccionar cada elemento que hace parte de ésta, para detectar a tiempo cualquier anomalía y así evitar daños mayores o reparaciones costosas. Las irregularidades frecuentes, que se podrían detectar son:

- ✓ Líneas obstruidas que impiden el flujo normal del fluido.
- ✓ Punto de corrosión externa que debilitan el material.
- ✓ Válvulas, motores y/o Bombas que requieran reparación o cambio, de acuerdo a su estado mecánico.
- ✓ Equipos de medición estática descalibrados, que necesiten ser sustituidos o enviados a calibrar.
- ✓ Ruidos y vibraciones anormales que indican mal funcionamiento de los equipos.

4. MARCO TEÓRICO

La función principal de las Baterías es recolectar, tratar, fiscalizar, almacenar y despachar el crudo proveniente de los pozos de un campo cercano. La batería o facilidad de producción se debe ubicar en un punto centralizado respecto a los pozos productores, con el fin de obtener el mínimo posible de caídas de presión entre el pozo y la unidad de producción o batería. El número de baterías requeridas en un campo petrolero depende de varios factores:

- Potencial y extensión del yacimiento
- Características litológicas de la Formación
- Características de los fluidos
- Características topográficas
- Presión de formación
- Ganancia de Producción

Las áreas operacionales con que cuenta la Batería son las siguientes:

Batería: Una Batería es donde se realiza el tratamiento del crudo que vienen de las áreas o campos de explotación, para su posterior traslado a la estación de bombeo más cercana y de allí al área de tanque principal de recepción y bombeo de crudo.

Existen varios métodos de producción para transportar el crudo desde los pozos hasta las estaciones. El método más común para transportar el fluido desde el área de explotación a la estación es impulsarlo a través de un sistema de tuberías. Las tuberías de sección circular son las más frecuentes.

El objetivo fundamental de las Baterías en operaciones de producción petrolera consiste en separar a las presiones óptimas los fluidos del pozo en sus tres componentes básicos: petróleo, gas y agua, para el posterior tratamiento de los hidrocarburos, con el fin de optimizar el procesamiento y comercialización de ellos (petróleo y gas).

Proceso de Manejo del Petróleo dentro de una Batería

El proceso de manejo se puede dividir en etapas generales, entre las que se encuentran: etapa de recolección, separación, depuración, calentamiento, deshidratación, almacenamiento y bombeo.

Es importante mencionar que en todas las Baterías ocurre el mismo proceso, por lo que podemos decir que estas etapas son empleadas en un gran número de

estaciones; luego de pasar por estas etapas, los distintos productos pasarán a otros procesos externos a la estación. A continuación se describe cada una de las etapas por las que pasan los fluidos provenientes de los pozos:

Componentes básicos en una Batería

Todas las Baterías para realizar sus funciones, necesitan la interrelación operativa de una serie de componentes básicos, como son:

- Múltiples o recolectores de entrada.
- Líneas de flujo.
- Separadores de petróleo y gas.
- Calentadores y/o calderas.
- Tanques.
- Bombas.

Generalmente, las Baterías están diseñadas para cumplir un mismo fin o propósito, por tal razón, los equipos que la conforman son muy similares en cuanto a forma, tamaño y funcionamiento operacional. Sin embargo, las estructuras de éstas y la disposición de los equipos varían entre una filial y otra.

4.1. SISTEMA DE RECOLECCIÓN

Esta es una de las etapas más importantes del proceso y consiste en recolectar la producción de los diferentes pozos de una determinada área a través de tuberías tendidas desde el pozo hasta la Batería respectiva, o a través de tuberías o líneas provenientes de los Manifold de Producción, encargados de recibir la producción de cierto número de pozos.

4.1.1. Líneas de Flujo

Las líneas de flujo corresponden a las tuberías por las cuales se transportan los fluidos desde el pozo hasta la facilidad de producción. Estas líneas unen el árbol de navidad con el múltiple de producción y a éste con la batería o módulo de producción. La longitud de la línea de flujo para un pozo productor de petróleo hasta la batería es función de los siguientes parámetros:

- Localización de batería o facilidad de producción.
- Espaciamiento entre pozos: acres/pozo.
- Características de los fluidos
- Número de baterías del campo

Para hallar el diámetro de la línea de flujo, el diseño se basa en el flujo multifásico horizontal construyéndose dos tipos de líneas, individuales y/o comunes.

Líneas individuales: son las encargadas de transportar el fluido de un pozo, hasta el Manifold o múltiple de producción.

Líneas Comunes: A pesar que cada pozo debe tener una línea individual de flujo, en un punto dado, estas líneas de flujo individuales se unen en una sola línea colectora encargada de transportar el fluido producido por varios de los pozos productores hasta el Manifold o múltiple de producción. Esta línea comúnmente recibe el nombre de troncal o colector.

Actualmente es muy común construir dos líneas de flujo centrales, de las cuales se desprende una línea para cada pozo. En caso que se requiera realizar algún tipo de prueba a uno solo de los pozos productores, una de estas líneas centrales se deja para el flujo de dicho pozo únicamente, mientras que el flujo de los demás pozos es desviado por la otra línea central. Este tipo de diseños resulta ser muy beneficioso, ya que además de permitir el flujo selectivo de los pozos por las líneas centrales, permite reducir los costos, tanto de construcción como de operación y mantenimiento, de manera significativa.

Las líneas de flujo pueden ir superficiales o enterradas a profundidades promedio de 1.20 a 1.50 metros, pero en casos especiales esta profundidad puede ser mucho mayor. Esto se hace con dos finalidades, la primera de ellas es proteger las tuberías de los cambios climáticos que pueden causar un deterioro más rápido de estas; la otra razón es la de proteger la tubería de cualquier ataque o alteración del diseño inicial, ya que si esta se deja expuesta es susceptible a ataques terroristas o al robo de los fluidos que son transportados en su interior.

4.1.2. Manifold

El Manifold o múltiple de producción son arreglos mecánicos de tuberías y válvulas que consisten generalmente en varios tubos colocados en posición horizontal, paralelos uno con respecto al otro y conectados a cada una de las líneas de flujo. Su función es recolectar la producción de los pozos que llegan a las Baterías y distribuirla hacia los diferentes procesos del sistema.

Sin embargo, los arreglos de válvulas, conexiones y tuberías deben ser de manera tal que, cuando sea requerido, el flujo de cada pozo individual pueda ser aislado para propósitos de prueba de pozos. Esto es que el flujo de cada pozo pueda ser llevado a un separador de prueba, para segregar y medir petróleo o productos de

destilación, producción de gas y en algunos casos producción de agua.

4.1.3. Partes de un Manifold

Un Manifold ó múltiple de producción está conformado por los siguientes componentes:

4.1.3.1. Secciones de tubería o cabezales

Se le conoce como líneas de Flujo de las cuales la tubería usada debe ser tubería soldada según las especificaciones API. Suele usarse tubería con diámetro exterior de 12 a 14 pulgadas con protección externa preferiblemente. El control de calidad de la tubería deberá ser garantizado por los fabricantes mediante los certificados de calidad. En la mayoría de los casos deberá usarse algún tipo de revestimiento ó protección contra la corrosión.

En el diseño de las líneas de flujo se calculan principalmente lo siguiente:

- La caída de presión a lo largo de la línea de flujo, la cual se calcula usando modelos multifásicos.
- Los espesores óptimos del tipo de material a usar considerando las presiones de trabajo.
- Los sistemas de limpieza y de mantenimiento.
- Los sistemas de protección.
- Los sistemas de anclaje.

En algunas áreas costa afuera, las líneas de flujo y tubos múltiples para superar la presión de estrangulamiento deben llevarse a la presión máxima del pozo y los mismos deben ser diseñados para eso.

4.1.3.2. Válvulas

Las válvulas más usadas en los Manifold ó Múltiples de Producción son descritas a continuación:

- *Válvulas de bola en acero fundido*: Es importante resaltar que todos los equipos y accesorios se fabrican y diseñan para unas condiciones de operación específicas de presión y temperatura. En caso de incrementarse la temperatura de operación su resistencia a la presión será menor y viceversa.

- *Válvula de retención o válvulas cheque:* Son fabricadas en acero y que constan de una lengüeta (flapper) que evita que el flujo se devuelva en la flowline o líneas de flujo en caso de cierre de un pozo proveniente de los equipos de la batería.

4.1.3.3. Choke ajustable

Es un dispositivo cilíndrico fabricado para regular los caudales de flujo por medio de un vástago, una silla y un obturador normalmente en carburo de tungsteno. Se encuentra graduado siempre en 64 avos de pulgada (x/64") y tiene una apertura máxima de 128/64" equivalente a 2". El sitio donde se visualiza la apertura interior se conoce como vernier. Es importante verificar el cero para su correcta calibración y operación.

4.1.3.4. Tees, uniones, codos, etc

Todas las conexiones de tubería serán acordes a las normas ASTM y deberán ser soldadas e inspeccionadas con rayos gamma y probadas hidrostáticamente antes de ser puesto en operación. Es aconsejable que periódicamente se realicen pruebas de integridad a todas las conexiones con el fin de evaluar las condiciones de estas conexiones y así determinar de manera oportuna cualquier daño.

4.1.3.5. Dispositivos de medición de presión y temperatura

Al igual que todos los equipos que deben manejar altas presiones, temperaturas y/o cambios bruscos en las condiciones presión de operación, los múltiples de producción deben estar equipados con manómetros y termómetros que permitan mantener un registro constante de las condiciones a las cuales se están produciendo los fluidos. Este tipo de instrumentos permiten detectar de manera oportuna cualquier cambio que se presente en dichas condiciones, de modo que se puedan aplicar las acciones correctivas o preventivas, evitando futuras complicaciones.

4.1.3.6. Muestreadores

Este elemento instalado en un múltiple de producción permite tomar muestras de los fluidos producidos, de manera que puedan ser llevados a laboratorio para la determinación de sus características. Los resultados obtenidos de las pruebas tomadas permiten determinar el tratamiento al que debe someterse el fluido y/o los químicos que se deben adicionar.

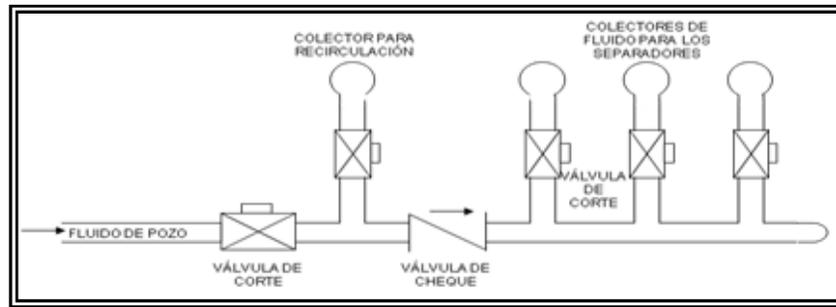


FIGURA 2. Esquema de un Manifold

4.1.4. Clasificación de los Manifold

4.1.4.1. Manifold de Líneas Individuales

Los múltiples de líneas individuales reciben y centralizan la producción de cada uno de los pozos que tienen línea de flujo individual. Generalmente está conformado por tres líneas o cabezales que son:

- El cabezal de producción general.
- El cabezal de prueba.
- El cabezal de transferencia (opcional).

4.1.4.2. Manifold de Líneas Comunes

El múltiple de líneas comunes reúne la producción proveniente de las líneas comunes de flujo. Al múltiple llega también la correspondiente línea de prueba mediante la cual se transfiere la producción de cada uno de los pozos al separador de prueba para medir su caudal o potencial respectivo.

4.1.4.3. Manifold para Diferentes Presiones

Se puede presentar el caso de un campo que produce de diferentes yacimientos o bloques a diferentes presiones, las cuales pueden ser de rango alto, medio o bajo.

4.1.4.4. Manifold auxiliares.

Los Manifold auxiliares se instalan frecuentemente en el campo y su objeto es el de evitar el tendido de largas líneas individuales del pozo a la batería los cuales permiten enviar la producción de varios pozos a través de una sola línea de mayor

diámetro (línea general). La otra línea (de prueba) permite realizar el ensayo individual del pozo con la frecuencia que se estipule.

Es importante que cada uno de los pozos y/o cabezales de producción se encuentren conectados a todos los colectores que componen el múltiple de recibo, incluyendo el colector de prueba. En caso que se requiera realizar el mantenimiento o reparación de uno de los múltiples de producción, debe realizarse el direccionamiento de los fluidos al múltiple auxiliar mediante la manipulación de las válvulas adecuadas. Estas válvulas deben ser visiblemente identificadas con respecto al resto de las válvulas y elementos del sistema.

4.2. SISTEMA DE SEPARACIÓN

El fluido total producido por un pozo contiene gas y líquido el cual debe ser separado. Para esto se usa un separador el cual es una vasija cilíndrica que puede ser horizontal o vertical y se pueden clasificar en bifásicos o trifásicos. El término "separador de petróleo y gas" en la terminología del argot petrolero es designado a un recipiente presurizado que es utilizado para separar los fluidos producidos de pozos de petróleo y gas en componentes líquidos y gaseosos.

Un separador de gas y petróleo generalmente incluye las siguientes componentes y características esenciales.

- Un recipiente que incluye una sección y/o dispositivo para la separación primaria, una sección de asentamiento "por gravedad" secundaria, un extractor de neblina para remover pequeñas partículas de líquido del gas, una salida de gas, una sección de asentamiento de líquido (separación) para remover el gas o vapor del petróleo (en una unidad trifásica, esta sección separa agua del petróleo), una salida de petróleo, y una salida del agua (unidad trifásica).
- Adecuada Capacidad volumétrica de líquido para manejar "baches" de los pozos y líneas de flujo.
- Adecuado diámetro y altura o longitud del recipiente para permitir que se separe más líquido del gas de forma tal que el extractor de neblina no sea sobrecargado de líquido.
- Un mecanismo de control del nivel de líquido en el separador, el cual normalmente incluye un controlador del nivel de líquido y una válvula de diafragma en la salida del petróleo. Para operación trifásica, el separador debe incluir un controlador del nivel de líquido en la interfase agua-petróleo y una válvula de control de bombeo de agua.
- Una válvula de alivio de presión en la salida de gas para mantener una presión estable en el recipiente.
- Dispositivos de alivio de presión.

4.2.1. Clasificación se los Separadores

4.2.1.1. Clasificación por configuración

Verticales. En estos equipos, el líquido (crudo y agua) decanta en dirección opuesta al flujo vertical del gas. Por consiguiente, si la velocidad de flujo del gas excede levemente la velocidad de decantación de la fase líquida, no se producirá la separación de fases, a menos que este líquido sea capaz de coalescerse en una gota más grande. Entre las ventajas y desventajas del separador vertical están:

Ventajas

- Eficientes para el manejo de sólidos
- Eficientes para absorber turbulencia
- Menor tendencia a la reincorporación de líquido al caudal de gas.
- Más efectivo en el manejo de caudales de producción con bajas relaciones gas / aceite.
- Ocupa un menor espacio en la facilidad

Desventajas

- Dificulta el mantenimiento y el control de las válvulas de alivio, cabezote de seguridad etc.
- Se dificulta el transporte

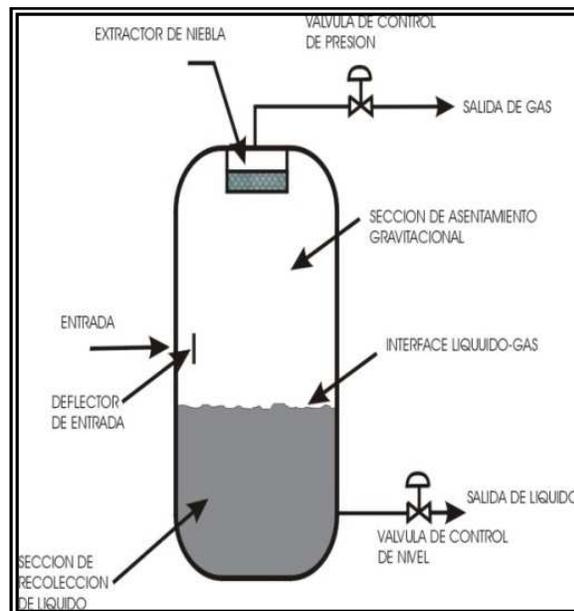


FIGURA 3. Separador Vertical

Horizontales. En estos equipos, la fase líquida decanta de forma perpendicular a la dirección horizontal de flujo de gas, permitiendo que la fase continua de éste pueda viajar a una velocidad superior a la velocidad de decantación de la fase líquida discontinua (hasta un cierto límite). Entre las ventajas y desventajas de este tipo de separadores están:

Ventajas

- Eficiente en el manejo y procesamiento de altos volúmenes de gas y de líquido.
- Más eficiente en el manejo de crudos espumosos.
- Más eficiente en el manejo de emulsiones
- Más eficientes en el manejo de producciones con altas relaciones gas/aceite.
- Mayor facilidad en el manejo y mantenimiento de instrumentos de control.
- Son de fácil transporte

Desventajas

- Tiene limitaciones para absorber turbulencia
- No maneja sólido como lo hace el vertical
- Requiere de mayor área de instalación

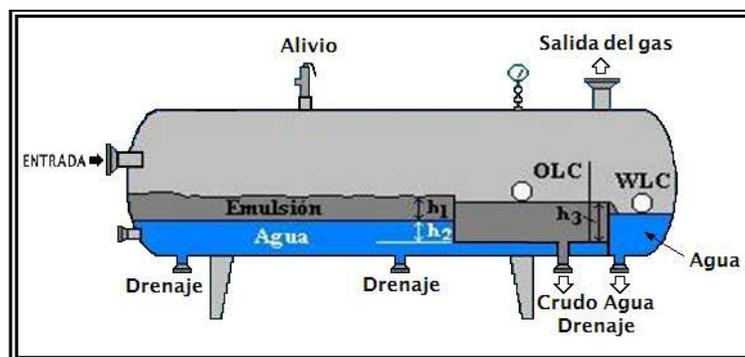


FIGURA 4. Separador Horizontal

4.2.1.2. Clasificación por la Función

Las tres configuraciones de separadores están disponibles para operación bifásica y trifásica.

Separador Bifásico. En los separadores bifásicos, 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 por la línea de salida de gas a través de la válvula automática que es accionada por el controlador de presión. Por la parte inferior fluye el líquido emulsionado (petróleo y agua) hasta el otro extremo del separador dando lugar a que el gas que se encuentra a esas condiciones de presión y temperatura y aun no se ha separado se libere y ascienda, permitiendo así que la emulsión salga por la salida de líquido con la menor cantidad de gas posible pasando por la válvula automática que actúa de acuerdo al controlador de nivel de la vasija.

Separador Trifásico. En los separadores trifásicos el fluido entra por la parte superior y choca con una platina de impacto provocando una separación parcial entre la fase gaseosa y 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 por la línea de salida de gas a través de la válvula automática que es accionada por el controlador de presión. Por la parte inferior el agua y el crudo se decantan y pasan a través de dos baffles de aquietamiento que favorecen su separación; el agua debido a su densidad queda en la parte inferior y sale del Separador hacia su respectivo tratamiento a través de un rompedor de vórtice, por medio de una válvula automática que actúa de acuerdo a la sonda de nivel de fluido. El crudo por su parte, pasa por rebose al compartimiento de crudo y sale hacia su tratamiento a través de un rompedor de vórtice, por medio de otra válvula automática que actúa de acuerdo a la sonda de nivel de crudo.

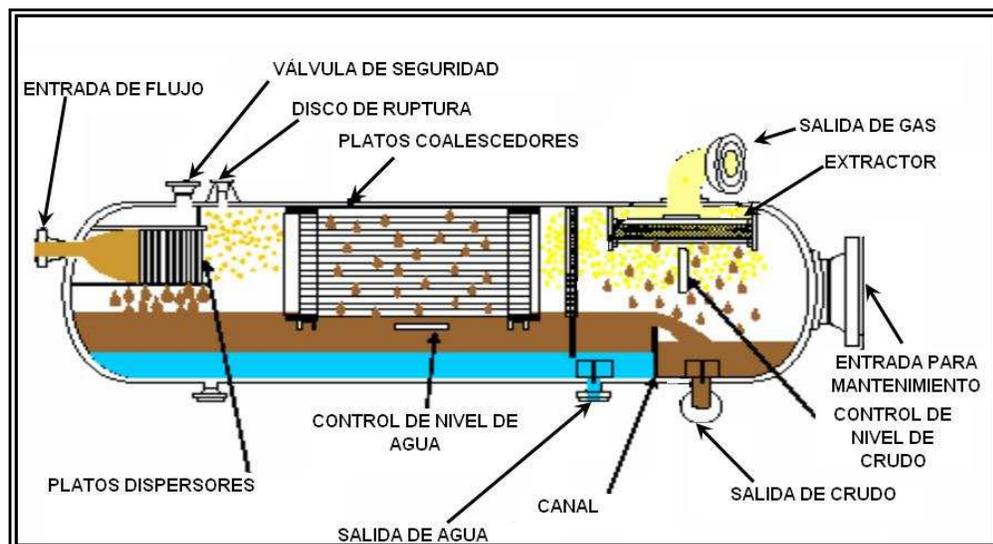


FIGURA 5. Separador Trifásico

4.2.1.3. Clasificación por la Presión de Operación

Los separadores de petróleo y gas pueden operar a presión es que van desde un alto vacío hasta 4000 o 5000 psi. Muchos de los separadores de gas y petróleo operan en el rango de operación de 20 a 1500 psi. Los separadores pueden ser referidos como de baja, de media, o de alta presión:

- **Separador de Baja:** Los separadores de baja presión usualmente operan a presión es en el rango de 10 a 20 psi hasta 180 a 225 psi.
- **Separador de Media:** Los separadores de presión media usualmente operan a presión es desde 230 a 250 psi hasta 600 a 700 psi.
- **Separador de Alta:** Los separadores de alta presión generalmente operan en un amplio rango de presión que va desde 750 a 1500 psi.

4.2.1.4. Clasificación por Aplicación

Separador de Prueba: Un separador de prueba es utilizado para separar y medir los fluidos de un pozo. El separador de prueba puede ser referido como un probador o verificador de pozo. Los separadores de prueba pueden ser verticales, horizontales o esféricos. Ellos pueden ser bifásicos o trifásicos. Ellos pueden estar permanentemente instalados o portátiles. Los separadores de prueba pueden ser equipados con varios tipos de medidores para medir el petróleo, gas, y/o agua para pruebas de potencial, pruebas de producción periódicas, prueba de pozos marginales, etc.

Separador de Producción: Un separador de producción es utilizado para separar el fluido producido desde pozo, un grupo de pozos, o una localización sobre una base diaria o continua. Los separadores de producción pueden ser verticales, horizontales o esféricos. Ellos pueden ser bifásicos o trifásicos. El rango en tamaño va desde 12 pulg hasta 15 pies en diámetro, con muchas unidades que van desde 30 pulg hasta 10 pies en diámetro. El rango de longitud desde 6 a 70 pies, con muchos de 10 a 40 pies de largo.

Separador de Baja Temperatura: Un separador de baja temperatura es uno especial en el cual el fluido del pozo a alta presión es introducido en el recipiente a través de un estrangulador o válvula reductora de presión de tal manera que la temperatura del separador es reducida apreciablemente por debajo de la temperatura del fluido del pozo. La temperatura más baja en el separador causa la

condensación de vapores que de otra manera saldrían del separador en estado de vapor. Los líquidos recuperados requieren la estabilización para prevenir la evaporación excesiva en los tanques de almacenamiento.

Separador de Medición: La función de separar los fluidos del pozo en petróleo, gas y agua, y medir los líquidos puede ser llevado a cabo en un recipiente. Estos recipientes comúnmente son referidos como separadores de medición y están disponibles para operación bifásica y trifásica. Estas unidades están disponibles en modelos especiales que los hacen adecuados para la medición precisa de crudos espumosos y pesados. La medición del líquido es normalmente llevada a cabo por acumulación, aislamiento, y bombeo de volúmenes dados en un compartimiento de medición ubicado en la parte más baja del recipiente.

4.2.2. Partes de un Separador

1. Sección de separación primaria
2. Separación por asentamiento gravitacional
3. Sección de acumulación de líquido
4. Sección de coalescencia

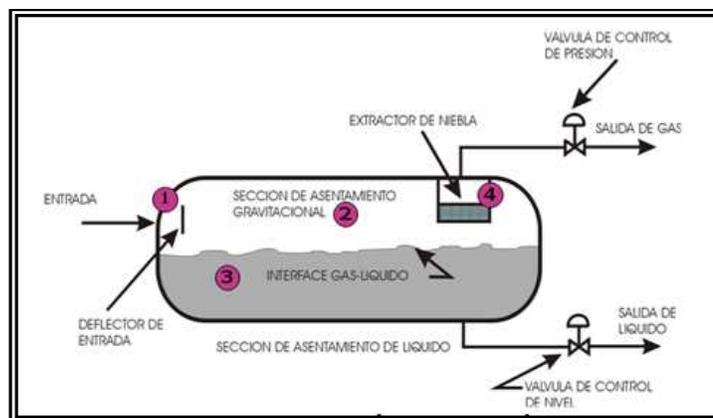


FIGURA 6. Partes de un separador

Presión de llegada del caudal al separador: Es igual a la presión de la formación menos la sumatoria de todas las caídas de presión que experimenta el sistema desde el yacimiento hasta el separador.

Presión inicial de separación: Corresponde a la presión inicial de operación del separador, que es igual a la presión de llegada al separador, menos una caída de presión en el separador, mediante la cual se efectúa la separación gas/líquido en

su primera etapa.

4.2.3. Tiempo de retención

Con el propósito de asegurar que el líquido y el gas alcancen las condiciones de equilibrio a la presión del separador, es necesario mantener almacenado el líquido durante cierto tiempo, llamado tiempo de residencia o tiempo de retención. La tasa de entrampamiento y nivel de líquido en el separador determinan el tiempo de "retención" o "asentamiento" del petróleo. Un tiempo de retención de 1 a 3 minutos es generalmente adecuado para obtener una separación satisfactoria de crudo y gas, a menos que se esté manejando crudo espumante. Cuando el crudo espumante es separado, el tiempo de retención debe ser incrementado de 5 a 20 minutos, dependiendo de la estabilidad de la espuma y el diseño del separador. A continuación se muestra la ecuación usada para determinar el tiempo de retención:

$$TR = \frac{V}{Q}$$

V = volumen ocupado por el líquido en el recipiente

Q = caudal de entrada al recipiente

Este tiempo puede variar entre 1 minuto y 5 minutos o más, especialmente cuando se trata de crudos pesados.

4.2.4. Funciones de los separadores

La separación de gas del petróleo puede iniciarse una vez que los fluidos fluyen a través de la formación hacia el pozo y puede aumentar progresivamente a través de la tubería de producción, líneas de flujo y equipos de manejo en superficie. Bajo ciertas condiciones, el fluido puede ser separado en su totalidad en líquido y gas antes de que este alcance el separador de petróleo y gas. En tales casos, el recipiente separador proporciona solo una "ampliación" para permitir que el gas y el líquido descender hacia sus respectivas salidas.

Remover Petróleo del Gas

La diferencia en densidad de los hidrocarburos líquidos y gaseosos puede permitir una separación aceptable en un separador de petróleo y gas. Sin embargo, en algunas instancias, es necesario utilizar algunos dispositivos mecánicos comúnmente referidos como "extractores de neblina" para remover líquido del gas antes de que este sea bombeado del separador.

Remover Gas del Petróleo

Las características físico-químicas del petróleo y estas condiciones de presión y temperatura determinan la cantidad de gas que este contendrá en solución. La tasa a la cual el gas es liberado de un petróleo dado es una función del cambio en la presión y temperatura. El volumen de gas que un separador removerá del petróleo crudo depende de las características físico-químicas del crudo, la presión de operación, la temperatura de operación, la tasa de entrapamiento, el tamaño y configuración del separador, y otros factores.

Separación Agua - Petróleo

En algunas instancias es preferible separar y remover el agua del fluido antes de que este fluya a través de las reducciones de presión, tales como las causadas por los estranguladores y válvulas. Tales remociones de agua pueden prevenir dificultades que podrían ser causadas aguas abajo por la misma, tales como corrosión, formación de hidratos, y formación de emulsiones que pueden ser difíciles de resolver.

El agua puede ser separada del petróleo en un separador trifásico mediante el uso de químicos y separación gravitacional. Si el separador trifásico no es lo suficientemente grande para separar el agua adecuadamente, esta puede ser separada en un recipiente de retención de agua libre, instalado aguas arriba o aguas abajo de los separadores. Si el agua esta emulsionada, será necesario utilizar un tratamiento demulsificante para remover esta.

4.2.5. Controles, Válvulas, Accesorios y Características de Seguridad para Separadores

Accesorios

Los accesorios requeridos para los separadores de petróleo y gas son los manómetros, termómetros, reguladores de reducción de la presión (para gas de control), visores de nivel, colector de seguridad con disco de ruptura, tubería.

Controles

Los controles requeridos para los separadores de petróleo y gas son controladores de nivel de líquido para el petróleo y la interfase agua-petróleo (operación trifásica) y válvula de control de contrapresión de gas con controlador de presión.

Válvulas

Las válvulas requeridas para los separadores de petróleo y gas son: la válvula de control de bombeo de petróleo, válvula de control de bombeo de agua (operación

trifásica), válvulas de drenaje, válvula de bloqueo, válvula de alivio de presión, y válvulas para inspección externa de nivel (por visores).

Válvulas automáticas controladoras de nivel: se instalan en las líneas de salida de líquido (agua y crudo) de los separadores para controlar el paso de éste a través de una señal enviada por la sonda de nivel correspondiente (sonda de nivel de fluido y sonda de nivel de crudo), que hace que la válvula se abra o se cierre según la señal, es decir, si el nivel tomado por la sonda es mayor al setting, la válvula se abre permitiendo la salida de fluido y por ende la disminución del nivel y de lo contrario si el nivel tomado por la sonda es menor al setting, la válvula se cierra recuperando el nivel de fluido.

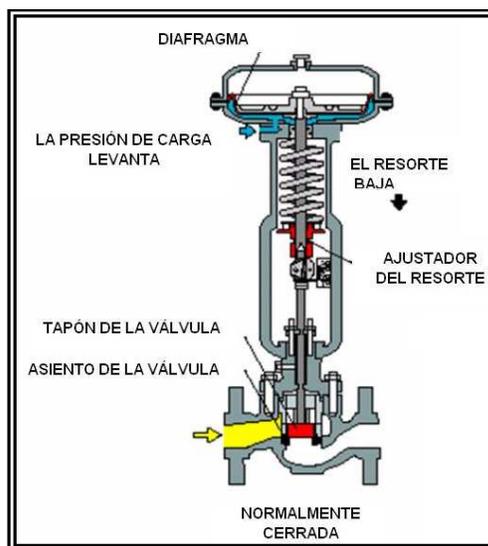


FIGURA 7. Válvula controladora de Nivel

Válvulas Reguladoras de Presión (Back Pressure): Son válvulas ubicadas en la línea de salida de gas del Separador. Su función es mantener la presión de operación del sistema (separador y línea) en un valor establecido, mediante una señal enviada por el controlador de presión, de acuerdo a la presión tomada entre el separador y la válvula, que hace que ésta se abra ó cierre, permitiendo o evitando la salida del gas.

Cuando la presión en el separador aumenta, el control corta la señal de presión de suministro sobre el diafragma de la válvula haciéndola abrir, descargando el gas a la tea. Cuando la presión en el separador ha bajado el control envía presión al diafragma, y cierra la válvula.

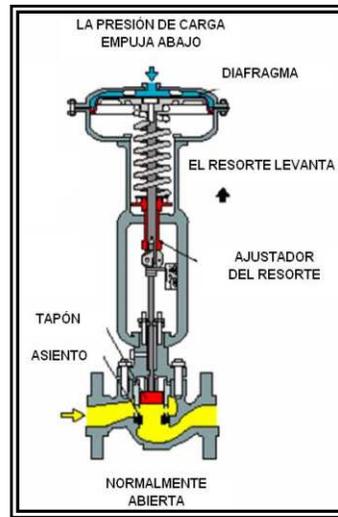


FIGURA 8. Válvula reguladora de Presión

Válvulas de Seguridad: Son válvulas que están situadas en la parte superior del Separador y actúan de manera independiente 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, ésta se abre y permite el alivio de presión. Si no es suficiente la apertura de esta válvula ó no se activa y la presión sigue elevándose, se genera una alarma que avisa al operador del problema, para que lo solucione. Si éste no se corrige oportunamente y se alcanza la presión de accionamiento de la otra válvula, 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.

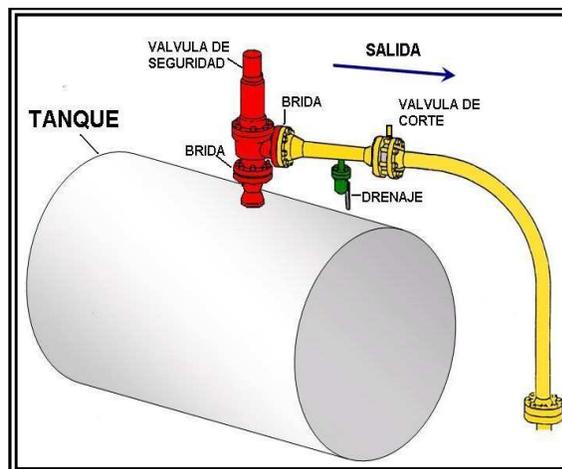


FIGURA 9. Ubicación de la válvula de Seguridad

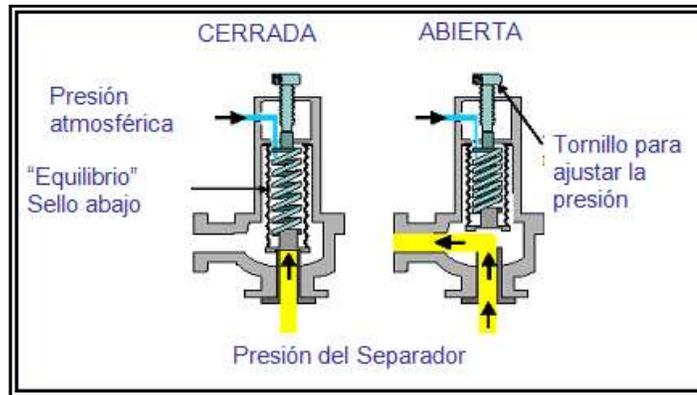


FIGURA 10. Esquema Válvula de Seguridad (Abierta – Cerrada)

Equipos de Shutdown: tienen como propósito detectar condiciones anormales en el funcionamiento de los Separadores 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 de cada 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 de Shutdown y da un aviso sonoro al Operador para que solucione el inconveniente.

Así mismo, los Separadores Generales cuentan 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.

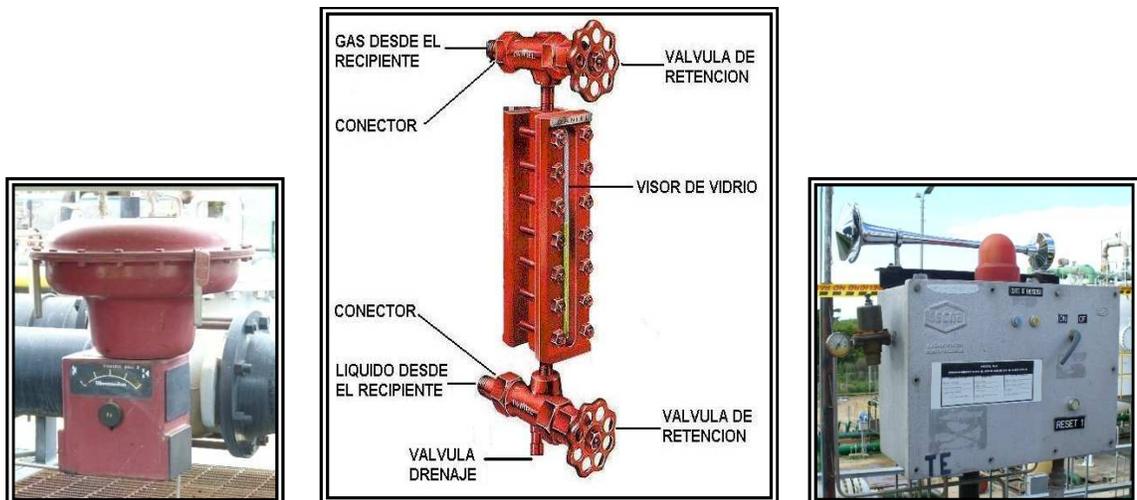


FIGURA 11. Equipos de Shutdown

4.2.6. Características de Seguridad para los Separadores

Los separadores de petróleo y gas deben ser instalados a una distancia segura de otros equipos de la locación. Donde ellos están instalados sobre plataformas costa-fuera o próximos a otros equipos, deben ser tomadas precauciones para prevenir perjuicios al personal y daños a los equipos adyacentes en caso de que el separador o sus controles o accesorios fallen.

Los siguientes elementos de seguridad son recomendados para muchos de los separadores de petróleo y gas.

4.2.6.1. Controles de nivel de liquido alto y bajo

Los controles de nivel de liquido alto y bajo normalmente son pilotos operados por un flotador que acciona una válvula en la entrada del separador, abriendo un bypass cerca del separador, haciendo sonar una alarma, o realizando alguna otra función pertinente para prevenir el daño que pueda resultar de altos o bajos niveles de líquidos en el separador

4.2.6.2. Controles de Presión Alta y Baja

Los Controles de presión alta y baja son instalados en los separadores para prevenir que presiones excesivamente altas o bajas interfieran con las operaciones normales. Estos controles pueden ser neumáticos, mecánicos y eléctricos y pueden sonar una alarma, accionar una válvula de cierre, abrir un hipas, o realizar otras funciones pertinentes para proteger el personal, el separador, y equipos adyacentes.

4.2.6.3. Controles de Temperatura Alta y Baja

Los controles de temperaturas deben ser instalados en los separadores para cerrar la unidad, para abrir o cerrar un hipas hacia un calentador, o sonar una alarma cuando la temperatura en el calentador llega a ser muy baja o muy alta. Tales controles de temperaturas no son utilizados normalmente en los separadores, pero pueden ser apropiados en casos especiales.

4.2.6.4. Válvulas de Alivio

Estas válvulas son normalmente instaladas a la presión de diseño del recipiente. Las válvulas de alivio sirven principalmente como una advertencia, y en algunos

casos son muy pequeñas para manejar la capacidad de fluido total del separador. Válvulas de alivio de capacidad total pueden ser utilizadas y son particularmente recomendadas cuando no es usado un disco de ruptura en el separador.

4.2.6.5. Disco de Ruptura

Un disco de ruptura es un dispositivo que contiene una membrana de metal delgada que es diseñada para romperse cuando la presión en el separador excede un valor predeterminado. Este es usualmente de 1.25 a 1.5 veces la presión de diseño del separador. El disco de ruptura es normalmente seleccionado de forma tal que no se rompa hasta que la válvula de alivio no se haya abierto y sea incapaz de prevenir la presión excesiva en el separador.

4.3. INYECCIÓN DE QUIMICOS

Frecuentemente el proceso de separar agua del aceite requiere de un tratamiento adicional a la separación gravitacional. Este tratamiento se hace más necesario en la producción de crudos pesados y en producciones de crudo de cualquier grado API donde hay presencia de agentes emulsificantes naturales, provenientes de la formación productora, los cuales promueven formación de emulsiones.

Existen tres sistemas básicos de tratamiento de crudo con emulsiones:

- Tratamiento químico
- Tratamiento térmico
- Tratamiento combinado (químico-térmico)

El tratamiento químico en general ofrece las siguientes ventajas:

- La formación de las emulsiones puede ser completamente prevenida dosificando los desemulsificantes desde una etapa temprana del tratamiento.
- La emulsión puede ser rota en frío, reduciendo los costos de calentamiento de la emulsión y la pérdida de gravedad asociada con el calentamiento.

Las desventajas del tratamiento químico son:

- Una sobredosificación puede producir nuevas emulsiones que son a menudo más difíciles de romper que las emulsiones originales.
- No siempre es económico romper las emulsiones sólo con el tratamiento químico, generalmente es necesario el uso de energía adicional, como calentamiento o electricidad, para reducir los costos del tratamiento químico.

4.3.1. Productos desemulsificantes o rompedores de emulsión

Son productos químicos con comportamiento de superficie activa que se utilizan para neutralizar la acción del agente emulsificante y así romper la emulsión. Las características de un agente desemulsificante son:

- Fuerte atracción a la interfase agua-aceite en cada una de las gotas de la fase dispersa.
- Floculación: Si el agente emulsificante es débil, la fuerza de floculación es suficiente para romper la emulsión.
- Coalescencia: induce a la coalescencia o a la unión de gotas dispersas de agua.
- Humectabilidad a los sólidos. Esta propiedad hace que los sólidos que forman la capa viscosa alrededor de la gota dispersa se humecten y se debilite la capa viscosa hasta romperse, quedando libre el agua de la gota dispersa.

La manera como el rompedor neutraliza al agente emulsificante depende del tipo de éste:

- Sulfuros de hierro, arcillas, silts y lodos de perforación pueden ser humedecidos por agua, forzando su remoción. Este fenómeno es promovido por la propiedad de humectabilidad a los sólidos que debe tener el correspondiente rompedor de emulsión.
- Parafinas y asfaltenos pueden ser disueltos y alterados, haciendo la película envolvente más débil, hasta romperse y liberar el agua.

Las teorías de cómo actúan los desemulsificantes están incompletas. Estas teorías fallan al pretender explicar el funcionamiento de los diferentes tipos de compuestos químicos. Sin embargo, dos generalidades son válidas:

- Los desemulsificantes efectivos tienen alto peso molecular, que son comparables a los surfactantes naturales.
- Usados como emulsificantes, los desemulsificantes tienden a producir emulsiones inversas (w/o).

Una teoría tradicional acerca de cómo trabajan los desemulsificantes, es que ellos “neutralizan” a los agentes emulsificante; en otras palabras, rompen las emulsiones w/o, al tender en forma natural a formar emulsiones w/o. Otra explicación es que los desemulsificantes hacen que la película que rodea a la gota de agua se vuelva muy rígida o se contraiga para finalmente romperse.

Los productos químicos desemulsificantes pueden caracterizarse en esteres, di-epóxicos, uretanos, resinas, polialquilenos, glicoles, sulfonatos, poliesteraminas, oxialquilados, poliaminas y alcanolaminas.

4.3.2. Determinación del Tratamiento Químico

La determinación del tratamiento a seguir se establece inicialmente en pruebas de laboratorio llamadas “pruebas de botella”, donde se selecciona el tipo de rompedor más eficiente así como su dosificación. La dosificación del rompedor se expresa generalmente en partes por millón (ppm) o en unidades de campo como galones/1000 bls de emulsión. La selección está basada en pruebas empíricas de laboratorio conocidas como pruebas de botella, cuyo procedimiento específico es descrito en el método API MPMS 10.4 (1988).

Adicionalmente, en estas pruebas especiales se determina la necesidad o no del tratamiento térmico complementario al tratamiento químico y su correspondiente temperatura de tratamiento. Es importante bajo el punto de vista operacional y económico, hacer todos los esfuerzos e intentos posibles para lograr un tratamiento a temperatura ambiente, el cual involucrará solamente el uso de rompedor de emulsión y de otros medios mecánicos de deshidratación. Si lo anterior no es posible de lograr, se debe apelar al tratamiento térmico adicional.

Normalmente se deben hacer pruebas de botella y pruebas de campo cada año, para verificar el comportamiento de la producción y hacer los correspondientes cambios o ajustes en el tratamiento. Para todos los casos, las pruebas de botella deben ser confirmadas mediante pruebas de campo, con una duración mínima de 8 días donde los resultados sean representativos y estables. Obviamente, para el éxito de la prueba de botella se requiere de una buena muestra de la emulsión del sistema. Para que una muestra sea buena, debe reunir las siguientes características:

- Debe ser representativa de la corriente.
- Debe ser representativa de la producción de los pozos individuales que están alimentando al tratador.
- Debe contener cantidades representativas de los químicos presentes en el sistema, tales como inhibidores de corrosión y parafinas.
- Debe ser fresca para evitar la estabilización por envejecimiento de la emulsión.

Adicionalmente, los siguientes factores forman parte de la selección definitiva del tratamiento a seguir:

- a. Dureza de la emulsión

- b.** Gravedad específica del aceite (crudo pesado, liviano o intermedio) y del agua producidos.
- c.** Cantidad del fluido a ser tratado.
- d.** Porcentaje de agua presente en la producción.
- e.** Salinidad del agua presente en la producción.
- f.** Efecto corrosivo del aceite, agua o gas.
- g.** Tendencia del agua a formar incrustaciones.
- h.** Tendencia del crudo a formar parafinas.
- i.** Presencia de agentes emulsificantes en la formación productora.

No es común encontrar un rompedor de emulsión que contenga todas las características mencionadas, además su selección depende de las características de la emulsión. Según esto, la selección del rompedor adecuado se debe realizar mediante las pruebas de botella, haciendo las mezclas necesarias para romper la emulsión que se está tratando. Los desemulsificantes comerciales son una mezcla de varios desemulsificantes básicos (30 - 60%) más la adición de algunos solventes, tales como nafta aromática pesada, benceno, tolueno o alcohol isopropílico para obtener un líquido que fluya a la menor temperatura esperada. Si después de realizar las pruebas a temperatura ambiente no se logra encontrar el producto que rompa completamente la emulsión, entonces se debe apelar al tratamiento térmico complementario (tratadores de crudo).

La selección del desemulsificante se debe hacer de acuerdo a la tecnología o los equipos de tratamiento disponibles:

- En tratadores térmicos la acción del rompedor de emulsión debe ser rápida debido al corto tiempo de residencia que se dispone en estos equipos.
- En los Gun Barrels, el tratamiento puede ser relativamente lento, pues en estos equipos el tiempo de residencia es alto.
- Cambios con el tiempo: A medida que las condiciones de campo varían, se deben ajustar las condiciones del tratamiento. Por ejemplo, cuando se esté obteniendo producción proveniente de pozos recientemente estimulados con fluidos diferentes a los de formación.

Los desemulsificantes son insolubles en agua y muy solubles en aceite para que puedan difundirse rápidamente a través de la fase de aceite y alcancen las gotas de agua. Por el contrario, los desemulsificantes para emulsiones inversas w/o son muy solubles en agua. Comúnmente son poliaminas cuaternarias de amonio de alto peso molecular mezcladas con aluminio, hierro o cloruro de zinc.

La selección y preparación del tipo de desemulsificante debe coincidir con el recipiente de tratamiento de la emulsión. Los tanques de lavado que tienen largo tiempo de retención (8-24 horas), requieren desemulsificantes de acción lenta.

Por otro lado, los tratadores-calentadores y las unidades electrostáticas con corto tiempo de retención (15-60 minutos) requieren desemulsificantes de acción muy rápida. Problemas como precipitación de parafinas en climas fríos, incremento de sólidos por corridas de prueba, adición de compuestos químicos para estimulación de pozos, pueden requerir el cambio del desemulsificante de línea.

Los principales compuestos químicos utilizados son:

TIPOS DE PRODUCTOS QUÍMICOS UTILIZADOS	
PARA EL ACEITE	PARA EL AGUA
Rompedores de emulsión Directos	Rompedores de Emulsión Inversos
Rompedor de Emulsión Universal	Clarificadores
Antiespumante	Inhibidores de corrosión
Dispersante de parafinas	Inhibidores de Incrustación
	Biocidas o Bactericidas
	Secuestrantes de oxígeno
	Dispersante de Sulfuros

Tabla 2. Tipos de Productos Químicos utilizados

4.3.3. Bombas de Inyección de químicos

La aplicación de productos químicos para el tratamiento de emulsiones se efectúa por medio de bombas dosificadoras, las cuales inyectan el producto químico (desemulsificantes y antiespumantes) en los cabezales de recolección de la batería, antes de la entrada a los separadores, con el fin de evitar la formación de espumas y así mejorar la eficiencia de la separación. Este equipo está constituido por un recipiente que contiene una mezcla de silicón y gasoil, una bomba con su respectivo contador acoplado al recipiente, la cual inyecta esa mezcla en un sitio previamente determinado como el más adecuado para inyectar y contrarrestar formación de espuma en los tanques de la estación. El sitio de inyección de la química varía de una instalación a otra, dependiendo de las características de los crudos. En algunos casos, la inyección se hace en el múltiple de producción, en otros, antes o después de los separadores de producción y en otros en las tuberías de entrada de los fluidos a los tanques de almacenamiento temporal.

El químico depositado en el recipiente de almacenamiento es succionado por la bomba e inyectado en puntos previamente determinados en los colectores de recolección. Las bombas dosificadoras de químico pueden ajustarse o graduarse

para obtener la dosificación deseada, es decir, se pueden obtener diferentes tasas de inyección (galones por día), de acuerdo a las características y volúmenes de crudo a tratar.

Las bombas son accionadas eléctricamente o neumáticamente (por aire o gas) y van conectadas a un tanque de donde succionan el producto descargándolo en la línea a la presión requerida para que éste entre a la misma. La bomba inyecta los reactivos químicos al sistema a una razón predeterminada que debe ser proporcional a la producción del pozo. Las pruebas en frascos indican la cantidad requerida para el tratamiento adecuado de una determinada cantidad de emulsión de petróleo crudo, por ejemplo, cien barriles. Una vez que esta razón entre el compuesto y la emulsión se ha determinado, es el deber del empleado ajustar la bomba inyectora para agregar la cantidad necesaria.

La mayoría de los diseños del equipo de producción especifican la inyección de compuestos químicos en el colector del pozo, o corriente arriba del separador. Por supuesto, la presión a esos puntos de la tubería es más alta que la de la atmósfera. Por lo tanto, la presión de descarga y el caudal entregado por las bombas de inyección suelen cambiar dependiendo de las condiciones del proceso de tratamiento. La siguiente tabla compara estas características en bombas utilizadas en instalaciones existentes.

COMPARACIÓN DE BOMBAS DE INYECCIÓN DE QUÍMICOS	
Máxima Presión de descarga	Máximo Caudal de entrega
180 Psi	40 gal/hora
100 Psi	57 gal/hora
100 Psi	22 gal/día

Tabla 3. Comparación de Bombas de Inyección de Químicos

4.3.3.1. Bombas de Pistón

Bomba TEXTEAM: Son operadas por gas o aire y diseñadas para mantener diferentes tipos de químicos en soluciones acuosas. Hay unidades sencillas y dobles con tres ajustes de volumen de inyección. La presión de inyección está entre 50 y 1500 Psi. Las unidades pueden ser armadas con o sin tanque (5 a 10 galones). Esta es una bomba de desplazamiento positivo accionada por un motor integral a presión. La energía motriz (presión máxima de 50 psi) penetra a la válvula cambia-vías, luego a cada uno de los cilindros (cylinder shell) produciendo un movimiento horizontal en dos direcciones.

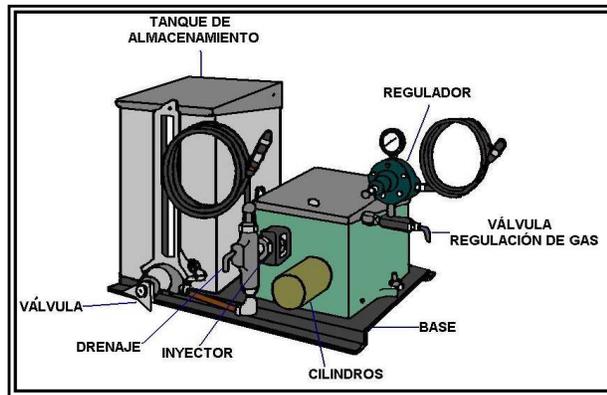


FIGURA 12. Esquema de Bomba de Pistón

A medida que la presión aumenta en uno de los cilindros la barra de empuje se desplaza en sentido contrario hasta alcanzar el máximo desplazamiento. En el extremo de la carrera una palanca dispara la válvula accionando la entrada de gas al otro cilindro, cambiando la dirección del recorrido, y la válvula permite una descarga del gas a la atmósfera. Cuando la barra de empuje llega al otro extremo de su carrera, se dispara nuevamente la válvula, descargando de esta forma el gas proveniente del otro lado de la válvula. La válvula se cierra a la atmósfera, abriendo su admisión. La presión aumenta en el cilindro y el ciclo se repite.

El movimiento horizontal descrito anteriormente es transmitido a un sistema de engranaje provocando un movimiento radial o circular. El movimiento circular por medio de una palanca es convertido nuevamente en un movimiento horizontal del plunger, esta acción origina una carga en el líquido que se va a inyectar, provocando que se succione hacia el interior de la bomba. El líquido es succionado por medio del plunger, el inyector y de dos cheques.

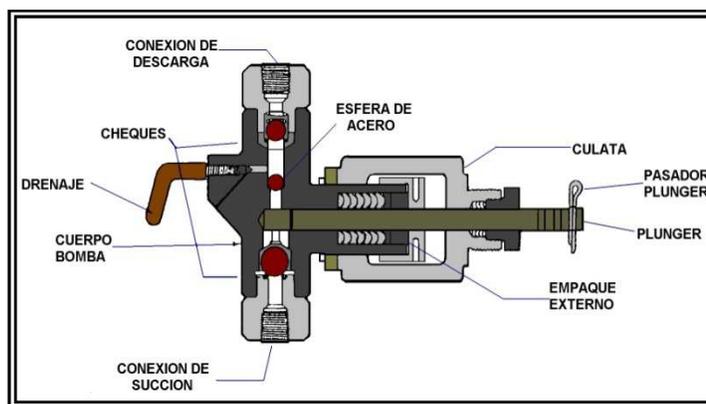


FIGURA 13. Parte Interna Bomba de Pistón

El mecanismo de operación funciona en un baño de aceite, ofreciendo lubricación y protección.

4.3.3.2. Bombas de Diafragma

Bomba PULSA Series: Las bombas PULSA Series están disponibles con tres tipos de diafragma: Plano, Hydratube® y Hydracone® equilibrados hidráulicamente, ello significa que no están sometidos a esfuerzos mecánicos y por tanto actúan como una barrera, sin trabajar por sí mismos. Sus válvulas, de tres componentes, proporcionan un bombeo preciso y estable y un sencillo mantenimiento, sin necesidad de desmontar la tubería.

Las bombas PULSA Series cubren un rango de caudales entre 0,4 a 13.000 l/h, con presiones hasta 382 Bar y temperaturas por encima de 350°C, con configuraciones especiales de cabezal remoto y fluidos hidráulicos sintéticos. Los controles manuales de carrera, dependiendo del modelo de bomba, son del tipo accionamiento continuo o mediante excéntrica con recuperación por muelle. La precisión de dosificación es $\pm 1\%$ y el caudal ajustable 10:1, excepto en los modelos 9490 cuyo ratio es 100:1

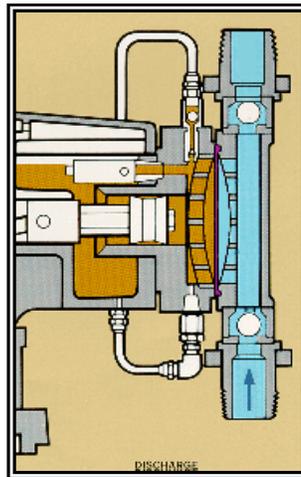


FIGURA 14. Esquema Bomba tipo Diafragma

4.4. ETAPA DE CALENTAMIENTO

Después de pasar el crudo por el separador, la emulsión agua-petróleo va al calentador u horno, este proceso de calentamiento de la emulsión tiene como finalidad ocasionar un choque de moléculas acelerando la separación de la emulsión. Este proceso es llevado a cabo únicamente para petróleos que requieran de calentamiento para su manejo y despacho y solo en las estaciones

en tierra debido a las limitaciones de espacio que existe en las estaciones que están costa fuera (mar, lago, etc.).

Un tratador térmico es un equipo utilizado para separar las emulsiones crudo-agua, consiste de una sección de calentamiento de crudo y una de coalescencia del mismo. Para optimizar el proceso es necesario instalar un separador de agua libre knock-out agua arriba o un knock-out interno, y generalmente tienen tiempos de residencia entre 3 y 5 minutos.

4.4.1. Tratamiento Térmico

La estabilidad de la emulsión crudo-agua puede reducirse con el aumento de la temperatura, cuyo efecto directo es:

- La disminución de la viscosidad de la fase de aceite, lo cual aumenta la velocidad de asentamiento acorde a la ley de Stokes.
- La disminución de cristales emulsificadores de parafina y asfaltos que se disuelven al aumentar la temperatura.

Con el aumento de temperatura se presenta una pérdida de los hidrocarburos con punto de ebullición más bajo, lo cual resulta en una pérdida de volumen. Adicionalmente hace que el crudo recuperado sea más pesado y disminuya su API

4.4.2. Tipos de calentadores

4.4.2.1. Calentadores directos

En los calentadores-tratadores de tipo directo el calor es transferido por contacto directo de la corriente alimentada con el calentador. Esta clase de calentadores son altamente utilizados en procesos de baja presión y cuando se manejan fluidos no corrosivos, presenta problemas de sedimentos y de corrosión pero manejan mayores volúmenes de con menos combustible en comparación a los calentadores indirectos. Dentro de ellos se encuentran los calentadores directos verticales y los directos horizontales:

Calentadores verticales: En la siguiente figura se muestra un Calentador directo vertical en el cual se puede observar que el flujo entra en la parte superior del calentador hacia una zona de separación de gases que debe tener un derivador y un extractor de gas, dimensionada acorde a la capacidad del caudal.

Posteriormente el líquido fluye hacia la base del calentador a través de una bajante, allí bajo la interfase agua aceite existe un distribuidor de flujo que se encarga de distribuir el flujo para que ascienda a través del tubo de flujo en donde por acción del calor se produce el rompimiento de la emulsión. Cuando el líquido atraviesa por la zona de coalescencia el agua coalesce y se precipita al fondo, y el aceite asciende hasta la cámara de crudo. En la parte superior existe un igualador de presión y un extractor de niebla para evacuar el gas producido durante el proceso de calentamiento de flujo. El flujo de aceite tratado sale por la parte superior, y el nivel de aceite es mantenido neumáticamente o por válvulas dump. La interfase entre agua y aceite es controlada por una salida de agua ajustable.

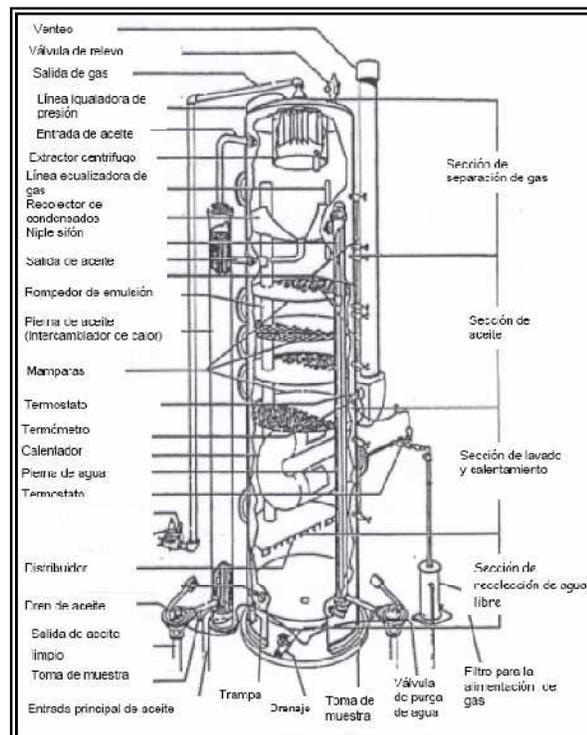


FIGURA 15. Calentador Directo Vertical

Calentadores horizontales: Es ampliamente utilizado en caudales altos, en la que se puede apreciar un esquema de este tipo de calentador. El fluido entra por la parte superior del tanque en donde parte del gas de entrada es liberado, a continuación el líquido cae por la parte externa de la parte deflectora dirigiéndose a un nivel por debajo de la interfase agua aceite donde el aceite es lavado y parte del agua limpia es extraída del fluido. Posteriormente la emulsión asciende a través de los tubos de fuego y luego cae a la cámara de reposo y se dirige hacia el distribuidor de flujo en la parte inferior de la sección de coalescencia en donde las partículas de agua coalescen y se precipitan al fondo y el aceite fluye hacia la parte superior hasta un colector que asegura el flujo vertical uniforme del aceite.

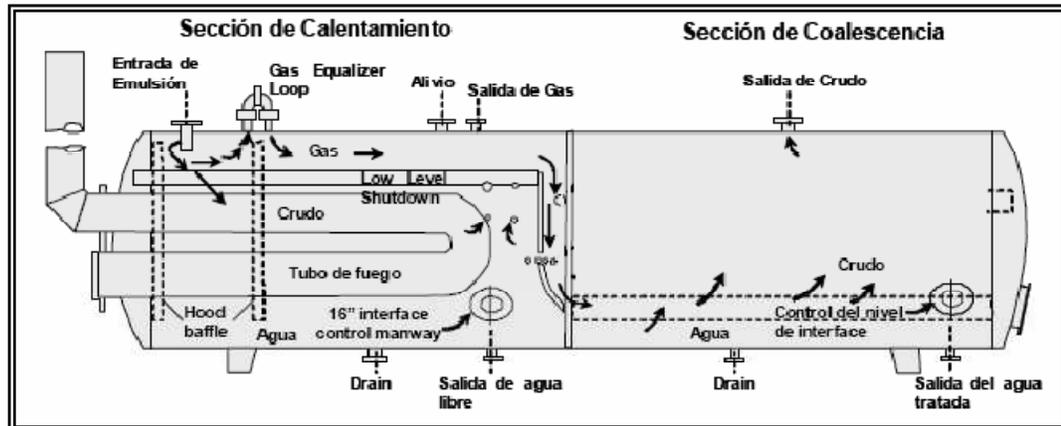


FIGURA 16. Calentador Directo Horizontal

4.4.2.2. Calentadores indirectos

En este tipo de calentadores primero se tiene que calentar el fluido de calentamiento el cual luego es pasado a través de un intercambiador de calor en donde este transfiere energía al fluido de corriente. Este tipo de calentadores es utilizado en procesos donde pueda recuperarse el calor y donde existe alto riesgo de explosión.

4.5. DESHIDRATACIÓN DE CRUDO

La emulsión de petróleo y agua pasa por la etapa de deshidratación con la finalidad de separar la emulsión y extraer las arenas que vienen desde los pozos. Luego el petróleo es enviado a los tanques de almacenamiento y el agua a los sistemas de tratamiento de efluentes.

El objetivo de la deshidratación del crudo es brindar las condiciones necesarias para que el agua y el gas aún presentes en el crudo continúen separándose de éste mediante el proceso de decantación, permitiendo así, que el crudo se envíe con las especificaciones requeridas ($BSW < 0.5\%$ y salinidad < 20 libras por cada mil barriles) al Tanque de Despacho, por tanto, el crudo proveniente del Separador General entran al Gun Barrel para su respectivo tratamiento.

La emulsión que sale del Separador General recibe tratamiento químico mediante inyección de Rompedor Directo para ayudar en la desestabilización y ruptura de la emulsión.

4.5.1. Tanques de Lavado (Gun Barrel)

Son aquellos equipos mecánicos (recipientes), sometidos a una presión cercana a la atmosférica que reciben un fluido multifásico y son utilizados en la industria petrolera para completar el proceso de deshidratación de crudo dinámicamente, es decir, en forma continua; para la separación del agua del crudo.

Por lo general, antes de entrar a un tanque de lavado, las emulsiones son sometidas a un proceso de separación gas líquido en separadores convencionales. Durante este proceso se libera la mayor parte del gas en solución. Esto permite que la cantidad de gas que se libera en un tanque de lavado sea relativamente pequeña. El agua contenida en el crudo se puede separar en el tanque de lavado mediante gravedad. Sin embargo, cuando el agua y el crudo forman emulsiones, es necesario comenzar su tratamiento antes de que ingresen al tanque de lavado. En la Superintendencia de Operaciones Putumayo se hace generalmente mediante el uso de química demulsificante.

Uno de los parámetros más importantes en el análisis de un tanque de lavado, es el tiempo de retención. Este se define como el tiempo que debe pasar la emulsión en el tanque, para que el petróleo y el agua se separen adecuadamente. Usualmente se requiere que el petróleo a su salida del tanque de lavado posea un promedio de agua igual o inferior a 0.5 %. Los tiempos de retención varían entre 4 y 36 horas.

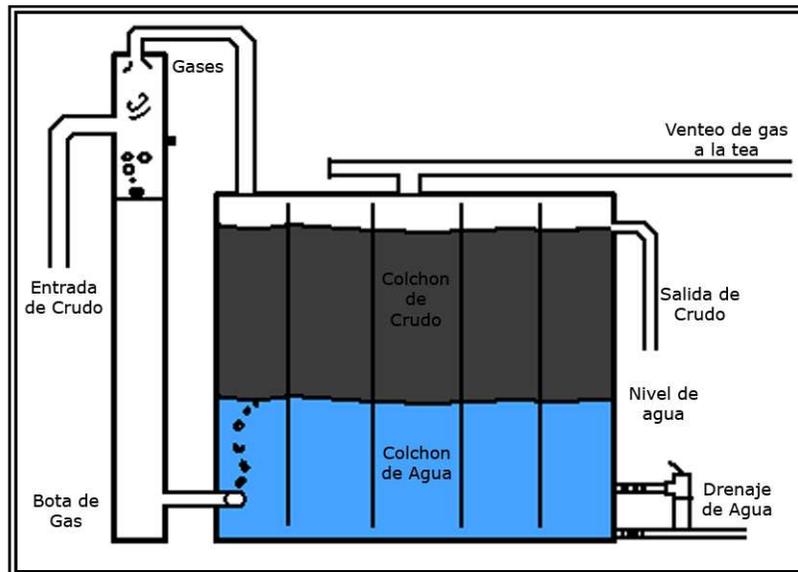


FIGURA 17. Esquema de un Gun Barrel

4.5.2. Funcionamiento de un Gun Barrel

La mezcla de petróleo y agua entra por la parte superior, luego se hace circular por medio de canales conformados por baffles, lo que permite que el agua contenida en el petróleo (este fenómeno es conocido como coalescencia) y por diferencia de densidades el agua se deposita en la parte baja del tanque permitiendo que el petróleo alcance el nivel más alto y rebose hasta el tanque de almacenamiento de crudo

De esta manera, el petróleo que sale del tanque de lavado generalmente cumple con las especificaciones exigidas para ser transportado por oleoductos. Sin embargo, este petróleo pasa primeramente a los tanques de almacenamiento antes de entrar a los oleoductos. De esta forma se logra mejorar aún más el proceso de deshidratación, ya que parte de la fracción de agua que todavía permanece en el crudo, se asienta en el fondo del tanque de almacenamiento.

Bota de Gas: El crudo emulsionado choca contra una serie de platinas de impacto, que permiten minimizar la turbulencia de flujo de entrada y provocan la separación entre 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 3" que dirige el gas hacia una válvula de presión y vacío y evita que baches de gas entren al Gun Barrel y puedan afectar la coalescencia, mientras que el líquido en este sistema cae por gravedad a un sistema de distribución de flujo que descarga el fluido en el Gun Barrel por la parte inferior.

4.5.3. Partes de un Gun Barrel

Con generalidad, un tanque Gun Barrel está constituido de las partes siguientes: el cuerpo del tanque, los sistemas deflectores, la línea de alimentación, el tubo conductor o separador, el sistema de bombeo de petróleo, el sistema de bombeo de agua y los sistemas de control, medición, ventilación, remoción de sedimentos y purga.

4.5.3.1. El cuerpo del tanque

Es la parte principal de un Gun Barrel, ya que en su interior se realiza el proceso de deshidratación. Los fluidos se agrupan en tres zonas: La superior formada por petróleo deshidratado. La media constituida por emulsiones. La inferior que contiene agua de lavado.

Es importante destacar que estas capas no poseen linderos definidos, sino que sus límites se mezclan entre sí. En algunos casos es deseable aislar térmicamente el tanque y la chimenea exterior. Por lo tanto, es recomendable evaluar esta opción.

4.5.3.2. Los sistemas deflectores

En muchos casos se hace necesario incrementar el tiempo de residencia de la emulsión de un tanque de lavado. Esto se puede lograr aumentando el diámetro del tanque. Sin embargo, consideraciones económicas pueden descartar esta alternativa. Por lo tanto, otra alternativa consiste en colocar dentro del tanque sistemas deflectores. Estos hacen posible que el fluido, en el interior del tanque, entre en contacto con un número mayor de zonas y que se mejore la separación crudo-agua, aún sin incrementar el tiempo de residencia.

Los sistemas deflectores usualmente están constituidos por: placas, tabiques y cilindros internos. Algunas veces, estos sistemas poseen una serie de agujeros o perforaciones. La distribución de los deflectores en los tanques se realiza usando diferentes patrones de distribución.

Las principales funciones de los deflectores son las siguientes:

- Evitar la canalización de la emulsión y, por lo tanto, mejorar la separación crudo-agua.
- Minimizar los problemas de turbulencia.
- Orientar el sendero óptimo que deben seguir los fluidos dentro del tanque.
- Reducir el grado de inestabilidad térmica, debido a diferencias de temperatura dentro del tanque.

4.5.3.3. La línea de alimentación

Es la tubería que transporta la emulsión de agua y petróleo al tubo conductor. El recorrido de esta línea puede presentar las opciones siguientes:

- *Del separador gas-líquido*, la emulsión pasa a uno o varios calentadores, y de allí se envía al tanque de lavado. Esta opción se puede aplicar a crudos pesados y extra pesados.
- *Del separador gas-líquido*, la línea que contiene la emulsión se une con otra que transporta agua caliente. Luego la mezcla emulsión-agua caliente se envía al tanque de lavado. Esta opción se puede aplicar a crudos pesados y medianos.
- *Del separador gas-líquido*, la emulsión va directamente al tanque de lavado, lo cual generalmente se aplica a crudos medianos y livianos.

4.5.3.4. El tubo conductor o separado

Es un tubo de gran diámetro, que se extiende desde el tope del tanque hasta una región cercana al fondo. Esta tubería se puede colocar dentro o fuera del tanque. Cuando se coloca en el interior del tanque de lavado, se aprovecha el calor cedido por el tubo conductor. Sin embargo, en algunas ocasiones debido a fallas mecánicas o problemas de corrosión, se pueden presentar fugas del tubo conductor al tanque de lavado. Este problema se evita instalando el tubo conductor en la parte exterior del tanque de lavado. Es de señalar que esto puede ocasionar pérdidas de calor del tubo conductor al medio ambiente. No obstante, estas pérdidas se pueden reducir mediante el uso de aislantes térmicos.

Generalmente, la parte superior del tubo conductor está provista de una botella o ensanchamiento. Esto tiene como finalidad lograr la liberación del gas en solución remanente. En algunos casos, la botella no posee partes internas. Sin embargo, cuando se quiere mejorar esta separación gas-líquido, deben instalarse dentro de la botella dispositivos, tales como: separadores de tipo ciclón o ángulos de impacto. En la mayoría de los diseños, la parte inferior del tubo conductor está provista de un distribuidor de emulsiones. Esto tiene los objetivos siguientes:

- Obtener en el fondo del tanque una distribución de la emulsión lo más uniforme posible.
- Mejorar el contacto entre la emulsión y el agua de lavado.

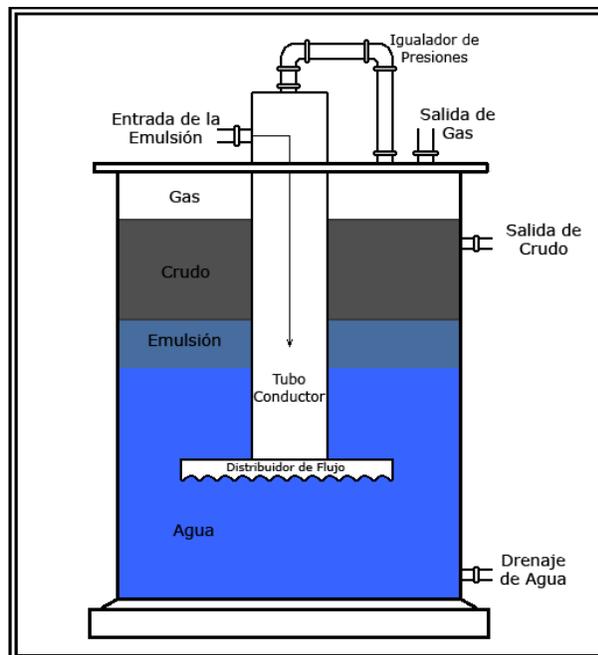


FIGURA 18. Partes de un Gun Barrel

Los tanques de lavado o “Gun Barrel”; usualmente operan con media parte de agua y la otra parte lo cubre el aceite, la alimentación de crudo se realiza por la parte inferior por medio de distribuidores de tal manera que el agua que viene con el aceite entra en contacto con el agua del recipiente para que la coalescencia del agua se lleve a cabo, y por la parte superior, está la salida de aceite limpio cumpliendo con especificaciones de sal y de contenido de agua, cabe hacer mención que para una mayor eficiencia de separación agua-aceite se usan desemulsificantes químicos.

Los Gun Barrel cuentan con líneas externas (perfiladores) ubicadas a diferentes alturas, y con visores que permiten determinar la ubicación del crudo limpio, la interfase agua-crudo y el colchón de agua, mediante la toma de muestras a través de cada una éstas. Asimismo los Gun Barrel cuentan con una válvula de presión y vacío, ubicada en el techo, como dispositivo de seguridad.

4.6. SISTEMA DE ALMACENAMIENTO

El crudo que sale por rebose desde el Gun Barrel pasa al Tanque de almacenamiento, generalmente bajo las especificaciones exigidas por el MM&E (BSW < 0.5% y Salinidad < 20 ppm), se almacena temporalmente y se evacua a través de las Bombas de Transferencia hacia los Tanques de de Despacho.

Los Tanques de almacenamiento son depósitos cilíndricos que tienen la finalidad de recibir el producto de los Gun Barrel y de esta manera albergar el crudo que será bombeado a las Estaciones de Bombeo, cumpliendo con las especificaciones de calidad, sin embargo de no ser así, será devuelto a los Gun Barrel. Los tanques son recipientes generalmente metálicos capaces de almacenar fluidos eficientemente. El diseño y la construcción de estos tanques dependen de las características físico-químicas de los líquidos por almacenar.

En la industria del petróleo los tanques para almacenar hidrocarburos líquidos se clasifican de la siguiente manera:

- *Por su construcción:* Atornillados, remachados y soldados.
- *Por su forma:* cilíndricos y esféricos.
- *Por su función:* techo fijo y techo flotante

Los tanques esféricos son utilizados para almacenar productos ligeros como gasolina, propano, etc. Su forma permite soportar presiones mayores de 25 psig. Los demás tipos de tanques se utilizan para almacenar petróleo crudo, a presiones cercanas a la atmosférica. Los tanques cilíndricos, soldados y de techo flotante se encuentran estandarizados en la industria del petróleo.

4.6.1. Tanques de Techo Fijo

El techo de este tipo de tanques está soldado al cuerpo, siendo su altura siempre constante. La forma del techo es cónica, teniendo instalado válvulas de venteo tipo PV que actúan a presión y a vacío (2-4 onzas/pulg² de presión o vacío). Las pérdidas de crudo por evaporación en estos tipos de tanques son altas debido al espacio vacío que existe entre el techo y el nivel de líquido, que varía conforme cambia este nivel.

4.6.2. Tanques de Techo Flotante Externo

Los tanques de techo flotante externo poseen un techo móvil que flota encima del producto almacenado. El techo flotante consiste de una cubierta, accesorios y un sistema de sello de aro. La cubierta flotante generalmente son de acero soldado y de dos tipos: pontón o doble cubierta.

Los techos de tanques flotantes permiten reducir en forma significativa las pérdidas de los volátiles de los líquidos que se almacenan. Con esto se logra reducir los costos de producción, la contaminación ambiental y los riesgos de incendios.

El secreto de estos tipos de techo, radica en la eliminación del espacio de vapor sobre el líquido que presentan los tanques de techo fijo. La construcción de estos tipos de tanques se inició poco después de la Primera Guerra Mundial, por el año 1923. Actualmente, se ha estandarizado el uso de estos tanques.

4.6.3. Tanques de Techo Flotante Interno

Estos tipos de tanques presentan la particularidad, normalmente de disponer un techo fijo y otro interno flotante. Generalmente se instala en tanques cuyo techo fijo se encuentra deteriorado o en los casos de requerirse por la necesidad de almacenar productos más volátiles. Las pérdidas por evaporación en estos tanques son aún menores que las que se producen en los tanques de techo flotante externo.

4.7. TRATAMIENTO DEL GAS

Esta etapa es conocida con el nombre de Depuración del Gas por la cual pasa únicamente el gas que viene de la etapa de separación, y lo que se busca es recolectar los restos de petróleo en suspensión que no se lograron atrapar en el separador, además de eliminar las impurezas que pueda haber en el gas, como lo son H₂S y CO₂. El líquido recuperado en esta etapa es reinsertado a la línea de líquido que va hacia el tanque de lavado o de almacenamiento según sea el caso, el gas limpio es enviado por las tuberías de recolección a las plantas de compresión, y otra cantidad va para el consumo interno del campo cuando se trabaja con motores a gas.

4.7.1. Scrubbers

Un Scrubber es un equipo diseñado para retirar todas las impurezas existentes en una corriente de gas, permitiendo separar los hidrocarburos gaseosos de los demás fluidos presentes en dicha corriente. En un Scrubber puede ser aplicado como una técnica para el control de varios tipos de emisiones gaseosas. Los Scrubbers están diseñados para remover la mayor parte de los compuestos líquidos arrastrados por la fase gaseosa mediante su condensación, pero el grado en el cual es posible para convertir los componentes gaseosos a la fase líquida depende básicamente de la solubilidad de estos componentes.

4.7.1.1. Clasificación de los Scrubbers

Una primera clasificación de los Scrubbers puede hacerse con base en la dirección de flujo del gas con respecto a la dirección de la corriente de fluido. Según esto, los Scrubbers pueden ser:

- En contra del flujo.
- De flujo cruzado.
- En dirección del flujo.

Una clasificación que es mucho más general y mucho más usada, divide los Scrubbers según su posición en verticales, horizontales y esféricos. En los Scrubbers verticales, la entrada del fluido se calcula tangencial a la pared del separador. Este tipo de Scrubbers son los más usados y se usan para procesos de separación en los que se manejan tasas bajas y/o moderadas de líquido (menos de 500 barriles por cada millón de pies cúbicos estándar de gas). La siguiente figura muestra el esquema básico de un Scrubber vertical.

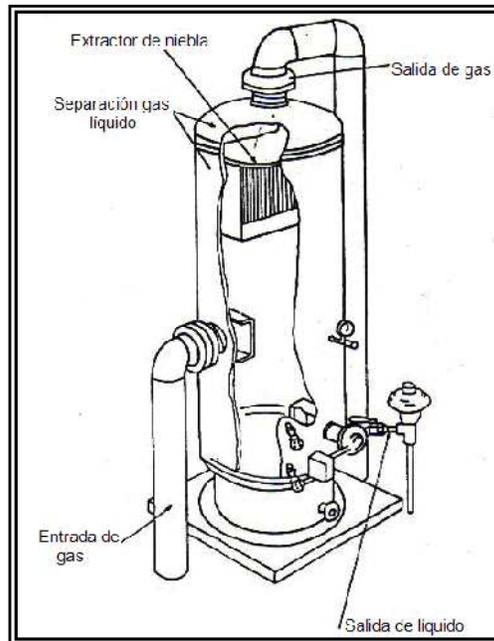


FIGURA 19. Esquema de un Scrubber Vertical

La selección del Scrubber a utilizar debe ser seleccionada con base en las propiedades de la corriente de fluido a tratar, las especificaciones de la corriente de salida y la aplicabilidad de cada tipo scrubber para las condiciones antes determinadas.

4.7.1.2. Ventajas, Desventajas y aplicación de un Scrubber

Las principales ventajas del uso de un Scrubber son las siguientes:

- Poseen un amplio rango de operación.
- Puede manejar amplias corrientes de entrada y/o salida.
- Su instalación es compacta y su mantenimiento es sencillo.
- Su tecnología es relativamente simple.
- Puede servir también como mecanismo de refrigeración para las corrientes calientes del gas que circulan a través de este equipo.

Las principales desventajas que puede implicar el uso de un Scrubber son las siguientes:

- La corriente que circula por el equipo requiere de un tiempo de tratamiento que puede resultar muy grande.
- El consumo de agua y reactivos, altos.
- Es sensible a los cambios bruscos en la temperatura de la corriente a tratar
- Debe existir espacio suficiente en la facilidad de producción para su construcción.

En la industria petrolera los Scrubber han sido satisfactoriamente usados en los siguientes casos:

- Compresores de succión / Scrubbers de descarga.
- Separación del gas producido por los pozos productores.
- Separación del gas resultante de los separadores de prueba.
- Separadores geotérmicos de vapor.
- Gas Combustible / Gas para la venta.
- Separación de gas para inyección.

4.7.2. Knock Out Drum

Es considerado como el último lugar en donde las partículas de líquido se pueden retirar del gas antes de quemarlo en la TEA. A ésta vasija llega el gas proveniente de las Botas de Gas, los Gun Barrel, el Tanque de Venta y algunas veces de los anulares de los pozos, además del gas que proviene de los equipos de La Batería (Separadores, Separador de Crudo Limpios y Scrubber General).

Esta vasija cuenta con switches de nivel (bajo bajo, bajo, alto y alto alto) que actúan de la siguiente manera: si se activan los tres primeros switches, ponen en funcionamiento dos Bombas de Recirculación que envían el fluido acumulado en el fondo de ésta al Gun Barrel y si se activa el cuarto switch, se generara una alarma en el Delta V que le avisara del alto nivel de líquido en la vasija. Así mismo cuenta con un switch de presión que se encarga de apagar las Bombas de Recirculación hacia el Gun Barrel, cuando la presión de succión es baja y éstas no han sido apagadas por los switch de nivel.

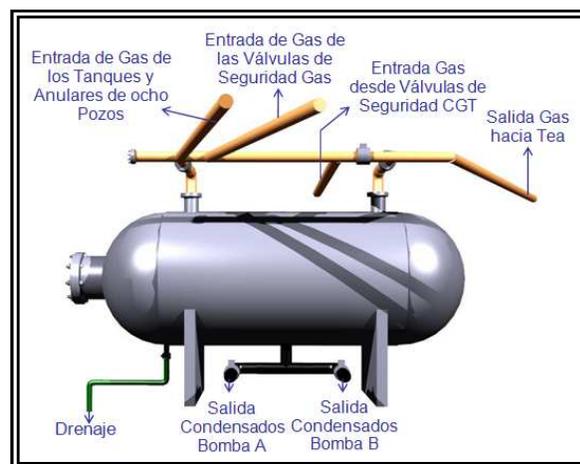


FIGURA 20. Esquema Knock Out Drum

4.7.3. Tea (Quemador de Gas)

El gas que no es utilizado para el consumo interno de La Batería, es enviado mediante una línea desde el Knock Out Drum a la Tea para quemarlo. Esta Tea cuenta con un piloto para ofrecerle una buena estabilidad a la llama con bajo consumo de gas, 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 La Tea.

4.8. SISTEMA DE TRATAMIENTO DE AGUAS RESIDUALES

En operaciones de producción siempre es necesario manejar aguas de producción o residuales provenientes del agua obtenida en la separación gas/líquido o en el tratamiento de las emulsiones, en la decantación en tanques de almacenamiento; aguas de lavado de equipos y herramientas, aguas lluvia, etc. En general, en la facilidad de producción o batería de producción se manejan las aguas que de alguna forma se reúnen como producto de las operaciones de producción realizadas en estas instalaciones.

Las aguas reunidas u obtenidas en la batería siempre están contaminadas con alguna concentración de hidrocarburos, sólidos en suspensión, sólidos disueltos y otros contaminantes; además son afectadas por temperaturas altas y por contenidos altos en fenoles, metales pesados, etc. Esta agua deben ser tratadas adecuadamente para remover todos los contaminantes que están afectando su calidad, especialmente lo relacionado con el contenido de hidrocarburos (aceite), salinidad y temperaturas altas, con el propósito de disponerlas de manera que no se violen las regulaciones ambientales o criterios del medio ambiente, ya sea terrestre, marino, fluvial o del aire.

Cuando las aguas residuales no puedan ser tratadas adecuadamente para ser dispuestas en superficie, ya sea en medio fluvial o marítimo, cumpliendo las normas ambientales, estas aguas deberán ser reinyectadas a una formación o yacimiento, previamente seleccionado.

Procedencia de las aguas residuales: Las aguas que resultan del tratamiento del Petróleo provienen de los siguientes equipos:

- Separadores trifásicos

- Tratadores térmicos
- Gun Barrels
- Separadores de prueba
- Drenaje de tanques
- Canales colectores
- Lavado de herramientas
- Laboratorio
- Aguas lluvia

Disposición del agua residual tratada: El agua residual tratada debe ser vertida en las siguientes partes:

- *En superficie:* Ríos, lagos, mar (cuando el agua cumple con las normas legales ambientales).
- *En el subsuelo:* Reinyección en pozos (cuando el agua no cumple con las normas legales).
- *Evaporación:* medio ambiente y calentamiento.

A continuación se darán a conocer los equipos para el tratamiento de agua residual

4.8.1. Tanques y recipientes desnatadores “Skimmers”

El Skimmer o tanque desnatador es la forma más simple de tratamiento primario para aguas residuales. Son diseñados para suministrar tiempos de residencia relativamente grandes, durante los cuales ocurre la separación gravitacional, la coalescencia y el ascenso de las gotas de aceite.

Los Skimmers pueden ser presurizados (sistema cerrado) o a presión atmosférica (sistema abierto), pueden ser horizontales o verticales. Se utilizan los recipientes desnatadores presurizados cuando se necesita transferir el caudal tratado a un recipiente o equipo con diferencia de nivel (más alto), para posterior tratamiento o cuando se presentan problemas de arrastre de gas en el líquido.

4.8.1.1. Desnatador cilíndrico vertical presurizado

- El caudal de agua siempre entra por debajo de la interfase agua/aceite.
- Las gotas de aceite fluyen en dirección contraria al flujo de agua.
- Las pequeñas cantidades de gas que pueden quedar en el agua por arrastre, ayudan a flotar a las gotas de aceite.

- Con frecuencia se utiliza un control de nivel tipo interfase en reemplazo de la bota de agua.

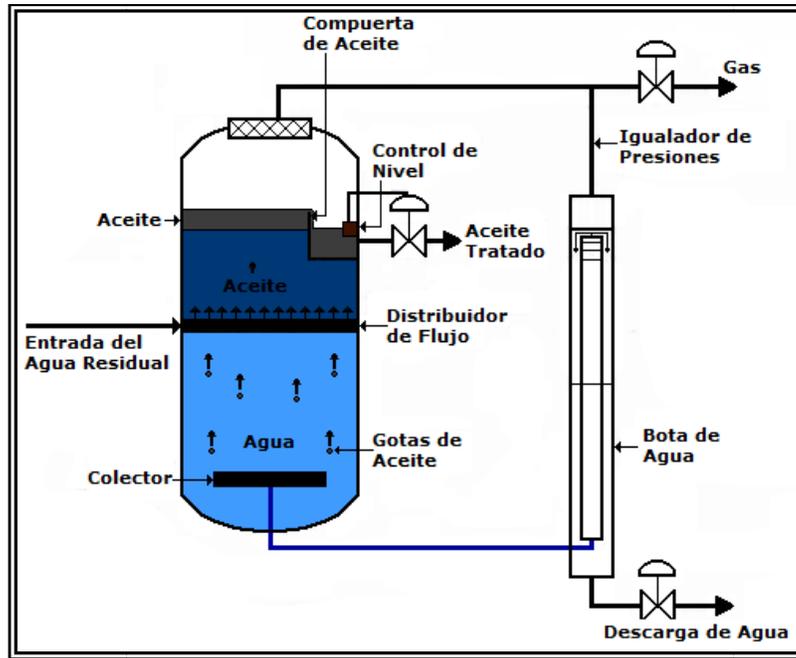


FIGURA 21. Recipiente desnatador cilíndrico vertical presurizado

4.8.1.2. Desnatador cilíndrico horizontal presurizado

- El caudal de agua residual entra por debajo de la interfase agua/aceite.
- Las gotas de aceite ascienden perpendicularmente a la dirección del flujo de agua.

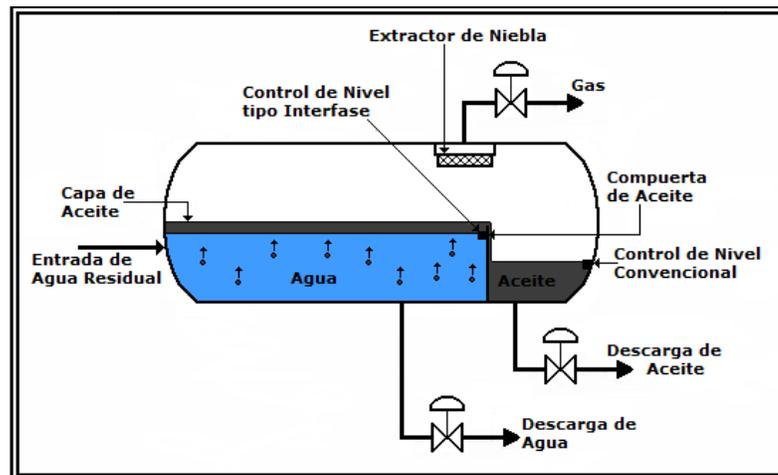


FIGURA 22. Recipiente desnatador cilíndrico horizontal presurizado

- El ancho de la capa de aceite puede ser controlado mediante un control de nivel de interfase o por una bota de agua externa

4.8.1.3. Tanque desnatador horizontal-rectangular a presión atmosférica

Este tanque corresponde al separador agua/aceite API; sólo que en este caso se presenta optimizado mediante los tabiques divisorios. El proceso de separación se efectúa por separación gravitacional. El aceite, una vez acumulado en forma de nata o pequeña capa, es recolectado mediante una canaleta tubular y luego es conducido a un tanque recolector de aceite. En este tanque se tiene instalada una bomba electrosumergible que automáticamente transfiere el aceite acumulado a otro elemento de la batería para su correspondiente tratamiento.

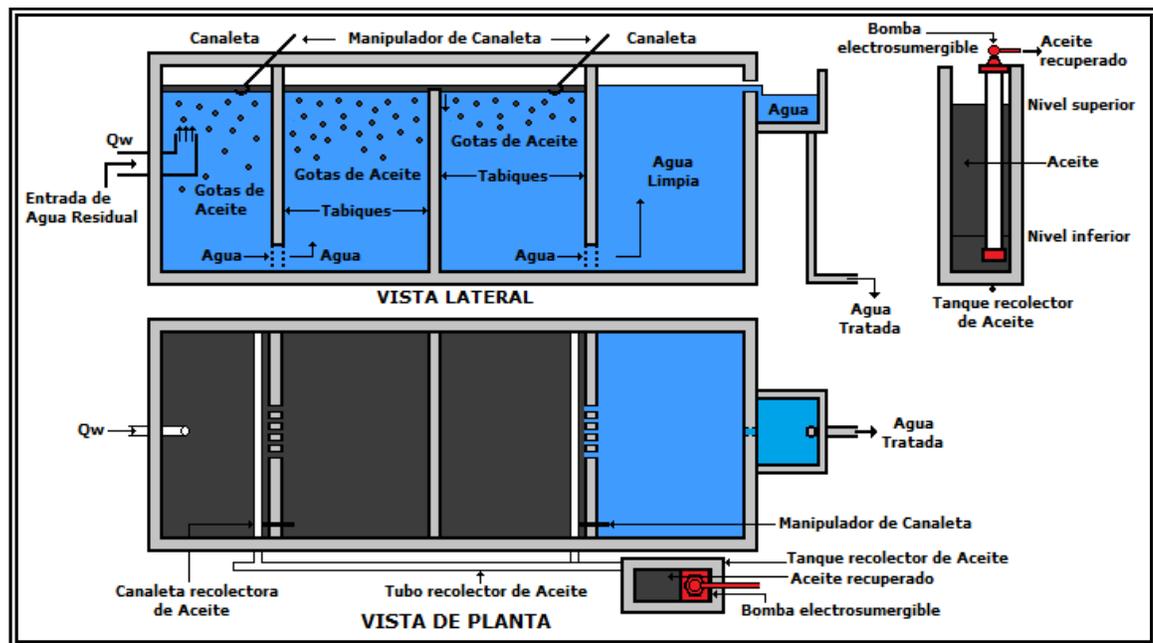


FIGURA 23. Tanque desnatador horizontal rectangular – sistema abierto

4.8.2. Aspectos teóricos sobre los desnatadores

4.8.2.1. Tiempo de residencia para los desnatadores

A todos los tanques desnatadores se les debe dar un tiempo de residencia entre 10 a 30 minutos para asegurar que no hay problemas por turbulencia, y alcanzar la coalescencia de las gotas de aceite y asegurar su ascenso a la superficie del líquido. Los Skimmers horizontales con altos tiempos de residencia requieren la

instalación de tabiques divisorios para distribuir el caudal y además, eliminar el fenómeno de corto circuito.

4.8.2.2. Tamaño de la gota de aceite para desnatador primario

Como se vio anteriormente, el tamaño de la gota de aceite es función de la caída de presión a través del sistema antes de entrar al tanque desnatador y de la concentración de aceite presente en el agua residual, según la ecuación de Hinze.

Para propósitos de diseño se puede asumir el tamaño de las gotas de aceite máximo entre 250 y 500 micrones, en ausencia de esta información, pero preferiblemente se debe procurar la obtención de esta información con pruebas de laboratorio.

4.8.3. **Caja A.P.I. o Separador API**

La caja API o separador API es una especie de piscina expuesta a la atmósfera la cual presenta una serie de compartimientos internos. Está construida por lo general en cemento y ladrillo, y su función es la de recuperar al máximo el aceite proveniente de los drenajes, reboses y disparos de las PSV provenientes de algunos de los equipos presentes en la batería.

Su principio de funcionamiento se basa en el tiempo de asentamiento y la diferencia entre las densidades del agua y el aceite. La mezcla agua aceite entra por medio de un tubo con codo descendente el cual logra que el fluido se estrelle contra la base de la caja. Posteriormente el fluido pasa a la sección de separación en donde tiene un tiempo de retención que le permite la separación del aceite y el agua.

El aceite forma una nata en la parte superior la cual es removida por medio de un colector cilíndrico que la envía a un compartimiento separado. El aceite recuperado es bombeado periódicamente a los tratadores y/o Gun Barrel. El agua limpia que se asienta en la caja API pasa a otro compartimiento por medio de unos tubos ubicados en la parte inferior de la vasija, de allí haciendo uso del mismo mecanismo (tubos ubicados en la parte inferior) el agua sale hacia las piscinas aledañas a la estación.

El elemento desnatador en la caja API consiste en un tubo con abertura el cual está colocado en la parte superior al final de la sección de separación. La abertura coincide con el contacto interfacial petróleo - agua, el petróleo entra al tubo y sale a través de este hacia una caja anexa a la caja API. La posición de la abertura depende del espesor de la capa de aceite.

Las cajas API constan de dos secciones básicamente:

Sección de entrada: correspondiente a la zona de reducción de velocidad y de turbulencia del flujo, remoción de materiales sólidos de gran tamaño como palos, piedras, y disminución de la carga a las cámaras de separación.

Sección de separación: conformada por conductos de entrada a las cámaras, dispositivos de distribución de flujo, tubo desnatador, baffle de retención de aceite, vertedero de salida, tubo para el paso de agua entre las secciones y el colector de aceite recuperado.

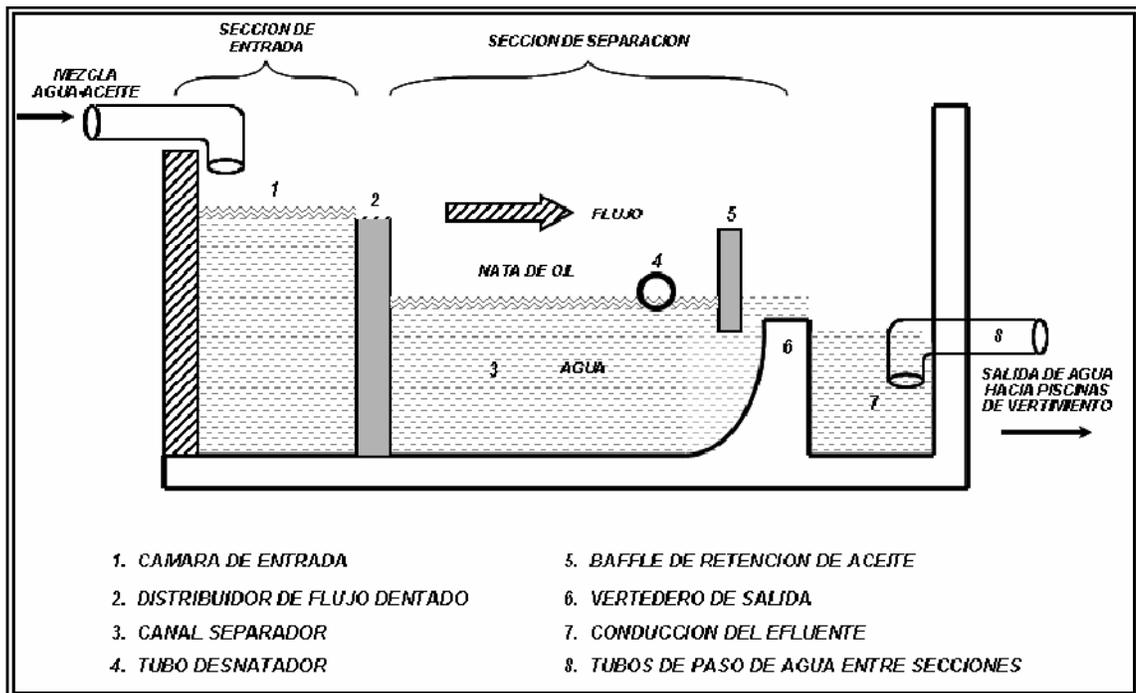


FIGURA 24. Esquema Separador API

4.8.4. Piscinas de Sedimentación

Se construyen en áreas donde hay suficiente espacio disponible, como son las facilidades de producción en tierra. Es un elemento de tratamiento secundario en el cual se suministra al agua residual un tiempo de residencia lo suficientemente grande para lograr los siguientes propósitos:

- Sedimentar o precipitar los sólidos suspendidos que se encuentran en el agua residual.

- b. Separar por gravedad las grasas y aceites que no se alcanzan a remover en el tratamiento primario.
- c. Disminuir la temperatura.
- d. Empezar el proceso de oxidación.

4.8.5. Piscinas de Oxidación

También se construye en áreas donde hay suficiente espacio disponible. Es otro elemento para tratamiento secundario del agua residual. Su función principal es la de oxidar la materia orgánica (aceite residual y otros materiales orgánicos) presentes en el agua, para luego precipitarlos; así como también para reducir temperatura, fenoles presentes y la demanda bioquímica de oxígeno (DBO).

4.8.5.1. Parámetros de dimensionamiento

- Debe tener un tiempo de residencia (TR) mínimo de 48 horas y una profundidad entre 1 y 2 metros.
- Los muros y paredes de la piscina deben tener una cierta inclinación hacia adentro y hacia fuera, tal como se indicó para la piscina de sedimentación.
- Para propósitos de cálculo se puede asumir que el largo de la piscina es aproximadamente el doble del ancho.

4.8.5.2. Otras características de diseño para las piscinas de sedimentación y de oxidación

Tanto para las piscinas de sedimentación como para las de oxidación, se deben considerar las siguientes características complementarias de diseño:

- A mayor área de exposición se logrará una mayor aireación, lo cual ayudará al proceso de oxidación y a la reducción de fenoles presentes, lo mismo que la reducción de la temperatura.
- La aireación del agua residual se puede complementar mediante dispositivos mecánicos instalados o contruidos en estas piscinas tales como: Torres de aireación, aspersores, sistemas de atomización, etc.
- Se pueden utilizar cintas oleofílicas para ayudar a recolectar y remover alguna cantidad de aceite residual que pase a estas piscinas.
- El fondo y los muros de estas piscinas deben quedar impermeabilizados con el fin de evitar infiltraciones que puedan contaminar los recursos naturales adyacentes.

- El tratamiento en estas piscinas se puede complementar mediante el cultivo de bacterias.

4.9. SISTEMA DE TRANSFERENCIA DE FLUIDOS

El sistema de Transferencia de Fluidos está conformado por tuberías y bombas los cuales se describen a continuación:

4.9.1. Tuberías

Las tuberías se dividen en varios grupos:

Tubería ó Líneas de flujo: son el conjunto de tuberías superficiales y/o subterráneas y accesorios en general utilizados para transferir crudos desde el pozo hasta las baterías, refinerías o entre estaciones de bombeo.

Tubería ó Líneas de proceso: son las tuberías y conexiones en general utilizadas entre equipos, tanques de almacenamiento y operaciones unitarias en las estaciones de separación y/o tratamiento de gas.

Tuberías de línea: Es el tubo para el transporte de crudos o gas natural, desde la válvula del pozo hasta la Facilidades de superficie de la Vicepresidencia de Producción de ECOPETROL.

4.9.2. Bombas

4.9.2.1. Bombas Centrífugas

Las bombas centrífugas son el tipo de bomba más usado en aplicaciones industriales alrededor del mundo. Básicamente una bomba centrífuga consta de un impulsor de paletas montado en un eje rotatorio y encerrado en una carcasa. El líquido entra a la bomba a través de la boquilla de succión y continúa fluyendo axialmente hacia el impulsor (impeller), el cual acelera el líquido. El punto de entrada al impulsor se denomina el ojo de la bomba.

Existen bombas centrífugas tanto horizontales como verticales; las bombas de tipo horizontal pueden estar equipadas con entrada central y salida lateral, superior o inferior. Las bombas centrífugas se usan no sólo para productos ligeros ya que también se pueden utilizar con productos pesados donde la viscosidad no exceda

los 325 centiStokes (aunque los problemas debido a viscosidad son apreciables desde los 43 centiStokes y serios a los 108 centiStokes).

Las características propias de las bombas centrífugas son:

- Ancho del impulsor: Mayor ancho, asegura mayor capacidad en galones por minuto (gpm)
- La capacidad varía directamente proporcional a la velocidad y al diámetro del impulsor
- La cabeza varía proporcionalmente al cuadrado de la velocidad.
- La potencia varía proporcionalmente al cubo de la velocidad.

Los estándares del Hydraulic Institute clasifican las bombas centrífugas de distintas maneras:

- *Número de etapas*: sencilla o multietapa.
- *Tipo de carcasa*: de voluta, circular o de difusor.
- *Posición del eje*: Horizontal o vertical.
- *Succión*: Sencilla o doble.

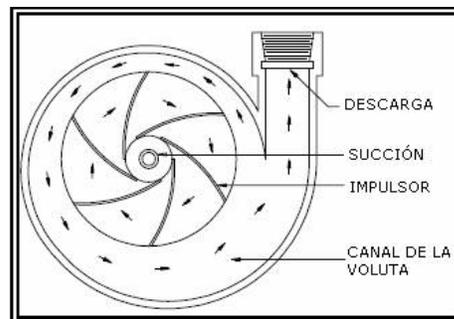


FIGURA 25. Esquema Bomba de voluta

Las bombas de difusor tienen paletas fijas rodeando el impulsor con el fin de cambiar la dirección del flujo y convirtiendo la velocidad en presión. Las bombas verticales en línea son bombas centrífugas que tienen boquillas de succión y de descarga orientadas en línea recta. Este tipo de construcción de la bomba permite desmantelarla y retirarle el impulso sin necesidad de intervenir las tuberías conectadas.

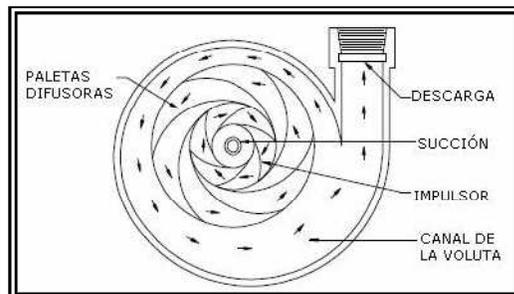


FIGURA 26. Esquema de Bomba de Difusor

La característica auto-cebante le añade a una bomba centrífuga la capacidad de lidiar con el aire y otros gases en la línea de succión. Para lograr esta característica se puede acoplar una bomba centrífuga con una bomba de desplazamiento positivo, la cual funcionará cuando sea necesario y se detendrá cuando el cebado acabe.

4.9.2.2. Bombas rotativas

Las bombas rotativas están disponibles en varios tipos de diseño. Por ejemplo: de engranaje, de tornillo, de lóbulos, de paleta deslizante, de diafragma, de cavidad progresiva, de pistón y sumergible. El líquido entra a la bomba rotativa a través de la boquilla de succión y luego fluye al interior de una o más cámaras abiertas. La cámara se cierra y el líquido atrapado se conduce a través del cuerpo para finalmente salir por la boquilla de descarga. En general, las bombas de desplazamiento positivo elevarán la presión del líquido hasta el punto de superar la presión aguas abajo, sujeto a las restricciones mecánicas de la bomba.

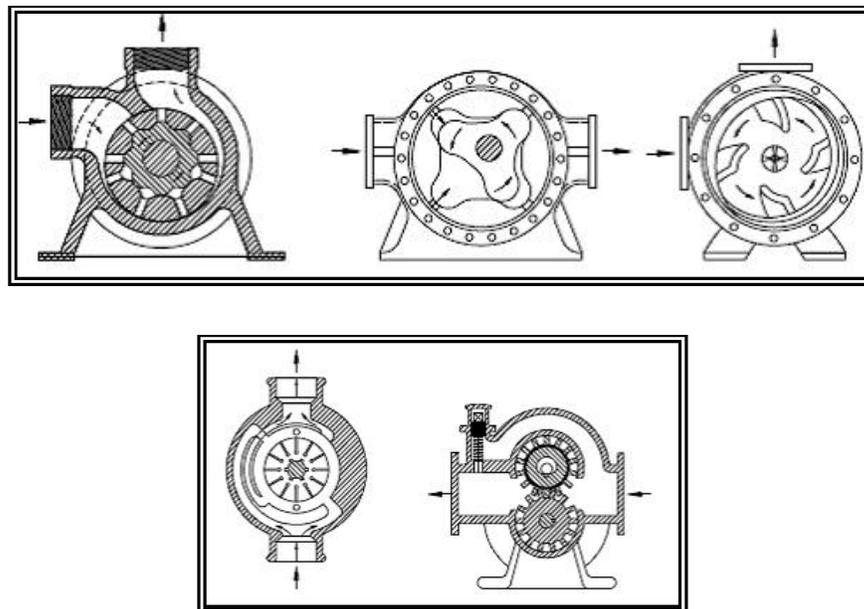


FIGURA 27. Esquemas de Bombas Rotativas

Las bombas rotativas pueden ser usadas con todos los productos ligeros, pesados viscosos, asfaltos y aceites lubricantes donde exista altura de succión. La mayoría de bombas rotativas son autocebantes y manejan aire o gas arrastrado en caso de necesitarlo. Para el bombeo de líquidos con baja viscosidad y una altura de succión considerable, se debe instalar una válvula de cheque en la succión para mantener la bomba cebada.

Características de las bombas rotativas

A medida que la velocidad de una bomba rotativa aumenta, la capacidad y la potencia también aumentan. Ignorando el deslizamiento, las bombas rotativas descargan a una capacidad casi constante sin importar la presión. Por lo tanto su curva de cabeza-capacidad (H-Q) es casi una línea horizontal. Los líquidos viscosos pueden limitar la capacidad a velocidades altas porque el líquido no puede fluir en la carcasa rápidamente para poder llenarla completamente.

A medida que la viscosidad aumenta, la potencia de entrada aumenta y la eficiencia disminuye. Es importante mantener esto en mente ya que las bombas rotativas se utilizan en aplicaciones con líquidos viscosos.

Válvula en la descarga y alivio de presión

Las bombas rotativas son capaces de rotar en dirección contraria debido a contraflujo, por lo que debe tener válvulas de cheque en la línea de descarga. También se requiere una válvula de alivio de presión cuando la presión de apagado de la bomba es mayor que la presión de diseño de la tubería de descarga, del equipo aguas abajo o de la carcasa de la bomba. Las bombas de desplazamiento positivo requieren esta protección mientras que las bombas centrífugas no la necesitan.

Debido a que todas las bombas rotativas requieren válvulas de alivio en la descarga, muchos modelos (especialmente los pequeños) se construyen con una válvula en la carcasa. Debido a que este tipo de válvulas no tienen recirculación para evitar sobrecalentamiento y no cumplen con los requerimientos de alivio de presión exigidos por los códigos para alivio de presión en tubería y/o recipientes a presión, no se aceptan como sustitutos de válvulas externas en la mayoría de servicios. En estos casos, se debe consultar al constructor de la bomba y tomar una decisión basada en las características de operación del sistema.

Motor

Las bombas rotativas están accionadas directamente ó con un engranaje de reducción. Las bombas para aceites lubricantes pesados, asfaltos o aceites combustibles pesados y viscosos se equipan con un cabezal de vapor enchaquetado. Este permite que el producto no se congele en la bomba, lo que incrementaría la viscosidad del producto.

4.9.2.3. Bombas de tornillo

Una bomba de tornillo es una bomba rotatoria de desplazamiento positivo, en la cual el flujo a través de los elementos de bombeo es axial. Utiliza un tornillo helicoidal excéntrico que se mueve dentro de una camisa y hace fluir el líquido entre el tornillo y la camisa. Se usa para bombear fluidos viscosos, con altos contenidos de sólidos, que no necesiten removerse o que formen espumas si se agitan. Son ampliamente utilizadas en la industria petrolera, para el bombeo de crudos altamente viscosos y con contenidos apreciables de sólidos.

Poseen capacidad de autorregulación a diferencia de las bombas centrífugas, lo cual elimina la necesidad de pozos convencionales de succión, y los problemas de represamiento ya que el caudal de bombeo se ajusta mejor a las variaciones del caudal afluente. Las bombas de tornillo tienen limitada la altura de bombeo hasta unos 9 m, aunque para valores mayores cabe la posibilidad de colocar tornillos en serie y presentan dificultades en descargas en conductos a presión.

Clases de bombas de tornillo

Las bombas helicoidales pueden ser de uno o varios tornillos. En una bomba de tres tornillos, existe un tornillo central conductor y los dos laterales conducidos, para los cuales se necesita que los tornillos tengan un perfil cicloidal específico que asegure que exista un cierre hermético en las cámaras de trabajo y una separación de las cavidades de aspiración e impulsión en la bomba.

El perfil de los tornillos es tal que los conducidos se descargan completamente, accionados por el conductor que es el que realiza el trabajo de desplazamiento, actuando éste, al mismo tiempo, como rotor y como desplazador. Los tornillos conducidos desempeñan la misión de separar las cavidades de admisión e impulsión, pero sin desalojar al líquido.

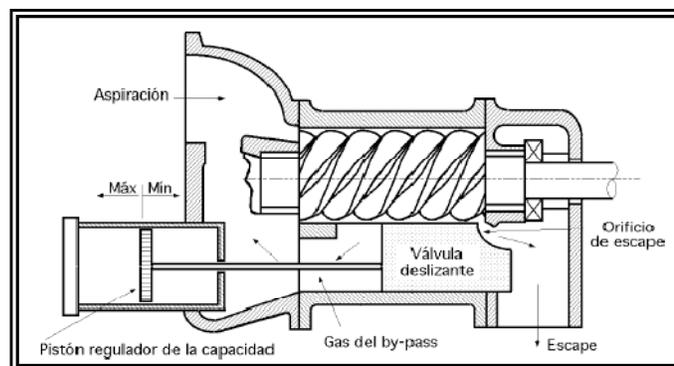


FIGURA 28. Esquema Bomba de Tornillo Simple

En bombas de tres tornillos se pueden crear presiones entre 100 y 200 atm; a medida que aumenta la presión, aumenta la longitud de la vía de translación de las cámaras de trabajo y por lo tanto la longitud de los tornillos. La longitud mínima de los tornillos, que se necesita para conseguir una hermeticidad estable en la bomba, se considera igual a $1,25 t$ sin embargo dependiendo de la presión requerida el valor puede ser $1,5 < t < 1,8$.

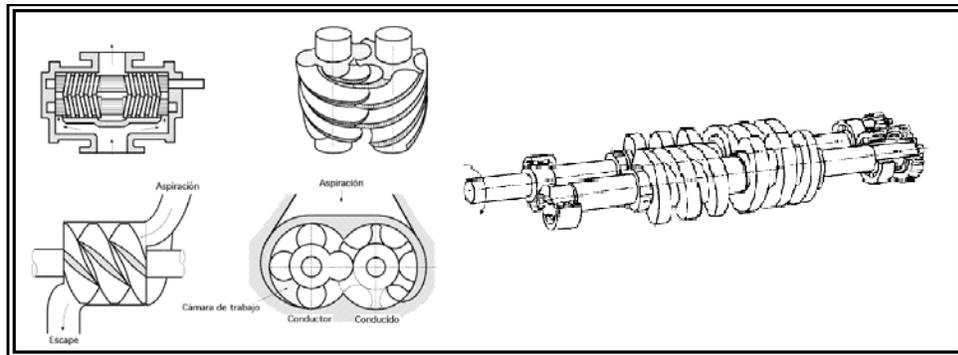


FIGURA 29. Esquema Bomba de Tornillo Doble

Las curvas características de suministro de las bombas de 3 tornillos son uniformes, y por lo tanto pueden trabajar a altas revoluciones entre 3.000 y 5.000 rpm, con un funcionamiento silencioso sin embargo presentan problemas en la regulación de volumen de trabajo durante el movimiento.

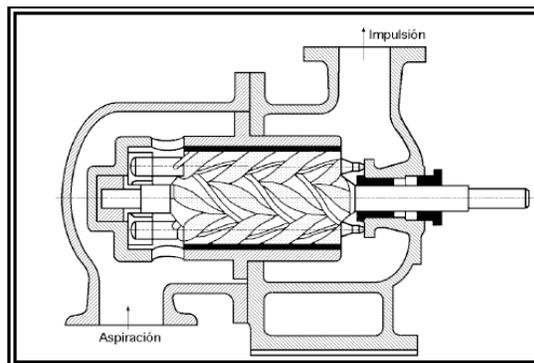


FIGURA 30. Esquema Bomba de Tornillo Triple

4.9.2.4. Bombas Reciprocantes

Las bombas Reciprocantes, suministran presión a un líquido por acción de un pistón, embolo o diafragma en un cilindro. Al ser bombas de desplazamiento positivo, reciben un volumen fijo de líquido en condiciones de succión, lo comprimen a la presión de descarga y lo expulsan por la boquilla de descarga. Su

operación no es continua, pero no requieren de velocidad para producir la presión. La curva de velocidad de flujo y cabeza es cercana a una línea vertical, por lo tanto sin importar la cabeza requerida, el embolo desplazara un volumen de liquido dado en cada rotación.

Dentro de las ventajas de las bombas reciprocantes se encuentran: eficiencias entre 85 y 95% frente a cualquier cabeza requerida, eficiencias altas bajo cualquier velocidad de bomba, velocidades de operación bajas en comparación a las de bombas centrifugas siendo convenientes en el manejo de fluidos viscosos, y velocidades de flujo constante limitadas solamente por la energía del actuador y la fuerza de las partes de bombeo.

Como desventajas se encuentran: altos costos de mantenimiento, baja disponibilidad por el flujo pulsante, alta cantidad de partes movibles, no recomendables para el manejo de líquidos con sólidos por el taponamiento de válvulas y sellos, requerimientos de presión alta en las bridas de succión debido al flujo pulsante y a las caídas de presión, requerimientos de espacio, y asociadas a vibraciones acústicas y mecánicas.

Clases de bombas Reciprocantes

Acción simple: El fluido es bombeado a través de un movimiento lineal en una dirección (Figura 31), a medida que el embolo se mueve hacia la derecha el fluido es comprimido hasta que su presión excede la presión de descarga y la válvula de salida es abierta, descargándose el líquido. A medida que el embolo se mueve hacia la izquierda la presión del cilindro disminuye, la válvula de descarga se cierra, y se produce una caída de presión por debajo de la presión de succión dando paso a la apertura de la válvula de entrada, y por lo tanto a la entrada de liquido al cilindro.

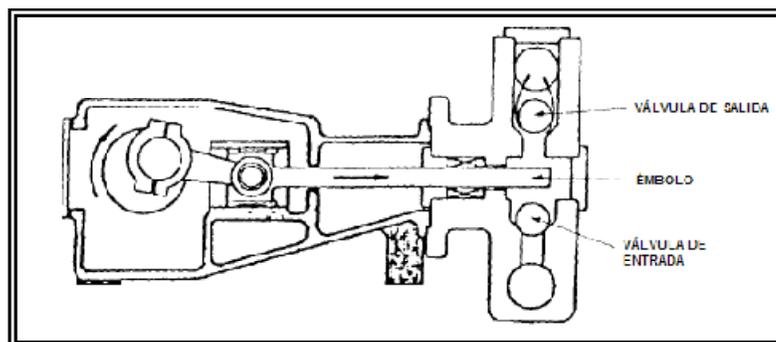


FIGURA 31. Esquema Bomba Recíproca de Acción Simple

Acción múltiple: cuando el liquido se bombea en mas de una dirección, aquí el embolo es remplazado por un pistón. Cuando el pistón se mueve hacia la derecha

el líquido en el cilindro de la derecha es descargado y el cilindro de la izquierda es llenado. Cuando la dirección del pistón cambia, el líquido en el cilindro de la izquierda es descargado y el cilindro de la derecha es llenado con el líquido de succión. De esta manera el líquido es bombeado continuamente cuando el cilindro se mueve en ambas direcciones.

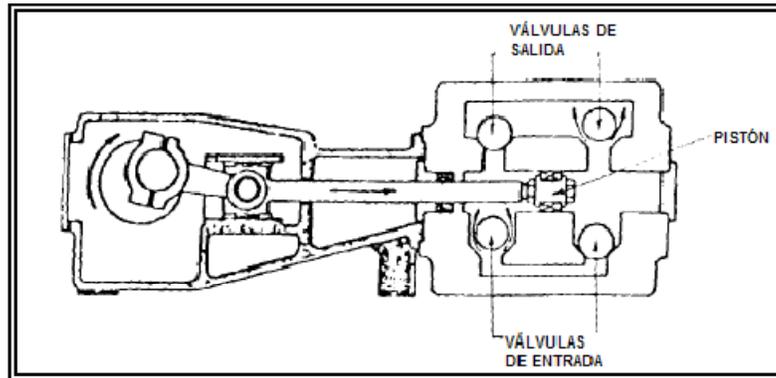


FIGURA 32. Esquema Bomba Reciprocante de Acción Múltiple

4.10. SISTEMA CONTRA INCENDIO

El sistema contraincendios es un circuito compuesto por equipos, tuberías y controles que se mantiene permanente presurizado por la denominada bomba Jockey para garantizar el funcionamiento instantáneo de la red y poder combatir eficientemente incendios. El objetivo primario de respuesta al fuego es detectar un incendio en su estado incipiente y extinguirlo o controlarlo antes que éste se extienda o escale.

La clasificación de las protecciones están en orden ascendente y junto con el entrenamiento, intervención rápida de la Brigada Integral de Emergencia y los planes de contingencia proveen una total protección estratégica contra incendio.

4.10.1. Protección pasiva

El objetivo de los sistemas de protección pasiva es limitar los efectos de un incendio por un período predeterminado, mediante un sistema contra incendio efectivo, seguro y confiable para la protección de equipos y estructuras críticas. El sistema debe:

- a. Prevenir o retardar la transferencia de calor desde el sitio del incendio hasta las áreas, equipos y estructuras adyacentes.
- b. Mantener la capacidad de carga de los soportes de una estructural con una barrera contra fuego para un mínimo de 2 horas.
- c. Mantener la integridad de la barrera contra fuego previniendo la transmisión de llamas, humos, calor y gases calientes; por ejemplo, una de las medidas será el sellamiento de todas las penetraciones.

Se protegerá:

- Soportes elevados de tanques de hidrocarburos, si están localizados en áreas de riesgo.
- Soportes por encima de tuberías localizados en áreas de riesgo.
- Estructuras integrales entre la casa de bombas y el cuarto de control.

4.10.1.1. Ubicación

El espaciamiento adecuado reduce la posibilidad de escalamiento de un incendio entre áreas, separa áreas potencialmente peligrosas de aquellas ajenas a la operación, asegura que las instalaciones dispuestas con el equipo contra incendio, no queden expuestas a daño, y permite el acceso a las brigadas de emergencia.

Preferiblemente y en la medida de lo posible, las estaciones de tratamiento de gas, separación de gas y recolección y tratamiento de crudo deben disponer de una vía perimetral que permita el desplazamiento vehicular en ambos sentidos, de tal manera que desde cualquier punto de la vía se pueda atender la emergencia. Un espaciamiento adecuado entre linderos de áreas, equipo, múltiples de tubería, sección de separador de gas, tanques de almacenamiento, casas de bombas, sistemas de generación y cuartos de control, facilitará:

- Reducir la posibilidad de escalamiento de un incendio en dichas áreas e instalaciones.
- Separar áreas potencialmente peligrosas de aquellas ajenas a la operación como el caso de zonas administrativas.
- Asegurar que las instalaciones dispuestas con el equipo contra incendio, para atención de emergencias, no queden expuestas a daño.
- Permitir el acceso para tareas normales de operación y mantenimiento.
- Proporcionar a los equipos el espacio necesario para soportes de tubería, válvulas de control, múltiples, entre otras.
- Permitir el acceso a las brigadas de emergencia.
- Dejar áreas libres para futuras ampliaciones.

4.10.1.2. Diques de contención

Alrededor de los tanques de almacenamiento deben instalarse diques de concreto reforzado, con una altura máxima de 1.68 m con respecto al nivel de piso del patio de tanques para evitar que en caso de que caiga personal al dique cuando este lleno pueda salir fácilmente sin riesgo de ahogamiento. Los diques deben tener un espesor mínimo de 20 cm, que evitara las filtraciones o fugas hacia aguas subterráneas.

Dentro de los diques no deben ubicarse motores, equipos y las válvulas deben ser de acero fundido. Se presenta como opción la instalación de paredes intermedias entre tanques dentro del dique para que los derrames de un tanque no afecten la operación del otro.

4.10.1.3. Muros cortafuego

Es necesaria la existencia de muros resistentes al fuego con el fin de evitar la propagación del incendio y actuar como barrera ante la onda destructiva de presión y proyectiles de restos de materiales o sustancias peligrosas. La escogencia de estos muros para soportar las cargas térmicas se da por la resistencia al fuego (RF), en términos de presión, tiempo y distancia.

4.10.1.4. Alivio y Venteos

Las válvulas de seguridad se deben instalar en tanques de almacenamiento, baterías de cilindro, a la descarga de cada etapa compresora, compresores, luego de la regulación cañerías y en cualquier parte donde sea necesaria una para protección contra sobre presión.

Las válvulas de seguridad deben operar entre el 10% y el 15% por encima de la presión máxima de operación o trabajo. La descarga de las válvulas de alivio de presión debe dirigirse al exterior de cualquier espacio cerrado para evitar daño al personal y al equipo. Los Venteos de gas no deben ventearse a la atmósfera a menos que el venteo se dirija a un lugar seguro en lo posible a un quemador o tea.

La capacidad total de venteo de los tanques debe ser igual a la capacidad normal de venteo mas la capacidad de venteo por alivio en emergencia la cual debe ser suficiente para prevenir la ruptura del cuerpo o del fondo del tanque.

4.10.2. Protección activa

El objetivo de los sistemas de protección activa contra incendio es controlar un incendio y limitar su extensión, reducir los efectos de un incendio, permitir acciones de respuesta de emergencia, extinguir el incendio cuando sea seguro y pertinente y limitar el daño a equipos, estructuras y edificios.

La mayoría de incendios que puedan presentarse en las Facilidades de Superficie se combaten con espuma o con agua, complementándose durante la emergencia según la necesidad.

4.10.2.1. Disposición General del Sistema

La disposición, ubicación y características del suministro o fuente de agua, del suministro de espuma, del sistema proporcionador, del sistema de tubería, de los formadores de espuma y de los dispositivos de descarga se debe realizar de acuerdo a las sugerencias del fabricante, en base con los requerimientos aplicables del Capítulo 2 de la norma NFPA 11 y en base con los principios sanos de ingeniería de protección contra incendio.

En el proceso de Disposición General del Sistema, los siguientes puntos serán verificados mediante una inspección visual:

- El sistema de suministro de agua debe ser instalado de acuerdo a los parámetros aplicables de la norma NFPA 24 “Norma para la instalación de redes privadas contra incendio”
- El tanque de concentrado de espuma debe estar construido de materiales compatibles con el tipo de concentrado espumígeno y debe siempre llenarse hasta la mitad del domo superior del tanque.
- La cantidad de concentrado debe ser al menos la suficiente para proteger el riesgo específico más grande y se debe proveer un suministro de reserva disponible dentro de las 24 horas luego de haber sido utilizado el suministro principal.
- El sistema de bombeo y su controlador, debe ser instalado y probado de acuerdo a los parámetros aplicables de la norma NFPA 20 “norma para instalación de bombas centrifugas”. Las bombas deben tener una capacidad adecuada para prever la presión de descarga necesaria a la capacidad de descarga del diseño en el lugar hidráulicamente más remoto del sistema.
- La red de tubería debe ser instalada en tubería de acero calibre 40 dentro del área o perímetro de peligro. Así mismo, se deberá tener en cuenta los siguientes aspectos:

- Toda tubería enterrada dentro de los diques o toda tubería enterrada a menos de 15 m (50 pies) de los tanques sin diques, debe estar enterrada al menos 0.3 m (1 pie) bajo tierra.
- Para tubería enterrada en sistemas de aplicación por cámaras en tanques de techo fijo, debe instalarse una unión giratoria u otro método aceptable en la base del tallo o montante de cada tanque para absorber la fuerza ejercida hacia arriba y el choque debido a la ruptura del techo del tanque.
- Cuando la tubería está sobre superficie ésta se debe proteger adecuadamente contra posibles daños mecánicos.
- Para tubería sobre la superficie en sistemas de aplicación por cámaras en tanques de techo fijo, la tubería no debe tener soportes que la sujeten hacia abajo a menos de 15 m (50 pies) desde la pared del tanque para así darle mayor flexibilidad en dirección hacia arriba, en forma que no sea necesaria la unión giratoria.
- Todas las válvulas deben ser de tipo indicador (OS & Y). Dentro del área de peligro o dentro de los diques se debe utilizar válvulas automáticas en acero u otra aleación capaz de resistir la exposición al fuego. Válvulas con especificaciones normales para uso con agua se pueden instalar fuera del área de peligro o por fuera del dique.
- Las válvulas de corte para dirigir la espuma o la solución hacia el tanque apropiado deben ubicarse preferiblemente en la estación central de espuma, o pueden estar en el punto en los cuales las derivaciones salen de la línea principal de espuma.
- Las derivaciones o acometidas a cada cámara de espuma deben tener cada una válvulas independientes fuera de los diques en instalaciones fijas.
- Las válvulas deben estar ubicadas a una distancia desde el tanque que protege no menor a 15 m (50 pies) o a un diámetro del tanque, la que sea mayor. Estas distancias también deben cumplirse para las válvulas de salida de mangueras de espuma adicionales necesarias como recurso suplementario en incendio de derrame.
- Para los sistemas de aplicación de espuma por la base, cada línea de suministro debe estar provista de una válvula indicadora de compuerta y una válvula de cheque a menos de que éstas formen parte integral del generador de presión que va a ser conectado en el momento necesario.
- Cuando las líneas de producto sean utilizadas para inyectar la espuma, deben instalarse las válvulas correspondientes para asegurar que la espuma sólo entre al tanque afectado.
- Todos los accesorios deben ser de acuerdo al Piping Class de Ecopetrol. En sistemas autoportantes todos los accesorios deben ser de acero. En áreas expuestas no se debe usar empaques elásticos.
- Las roscas de la tubería en caso de utilizarse deben hacerse de acuerdo a la norma ANSI B 2.1. Es preferible utilizar siempre soldadura cuando este proceso no genere riesgo de incendios.
- Toda la tubería debe estar dispuesta para su drenaje adecuado.

4.10.2.2. Sistema de espuma

La espuma es una solución productora de burbujas que apaga el fuego por sofocación al formar una capa o cubierta sobre la superficie de los líquidos inflamables, aunque también tiene un efecto enfriador. La espuma química es una espuma formada mezclando un álcali con un ácido en agua. El sistema se usa para apagar el incendio producido por los hidrocarburos. Un sistema de espuma consiste en un suministro de agua conveniente, una fuente de concentrado de espuma, un equipo de suministro adecuado, un apropiado sistema de tubería, productores de espuma y dispositivos de descarga diseñados para distribuir satisfactoriamente la espuma sobre el riesgo.

La espuma se usa para extinguir incendios de líquidos inflamables y combustibles mediante el efecto de cubrimiento y ahogamiento; adicionalmente la espuma también proporciona algún tipo de enfriamiento. El cubrimiento evitará la liberación de vapores y ayudará a prevenir la re-ignición. Las burbujas de espuma funcionan como un cargador de agua hacia el fuego y lo extingue en cuatro formas:

- a. Sofoca el fuego y previene la mezcla del aire con los vapores inflamables
- b. Ahoga los vapores inflamables y previene su liberación
- c. Separa las llamas de la superficie del combustible
- d. Enfría el combustible y las superficies adyacentes

Características del sistema de espuma

Tiene las siguientes características:

- *Operación automática:* inmediatamente se active un aspersor de espuma.
- *Capacidad generadora de espuma:* suficiente para abastecer todos los aspersores del área.
- *Presión:* suficiente para abastecer los aspersores.
- *Aspersores:* debidamente ubicados y en número suficiente, especialmente entre tanques y sobre el muro de contención.
- *Aspersores para tanques de techo flotante:* ubicados en el tope de las láminas superiores, cubriendo toda el área interna del tanque.

4.10.2.3. Sistema de agua

La función principal del sistema de agua es la de servir como sistema de refrigeración o enfriamiento. Cuando esté en operación, ante una contingencia de incendio, forma una especie de pared refrigerante que aísla de la acción radiante del fuego a los elementos aledaños.

Características del sistema de agua

Entre sus características principales están:

- *Capacidad de almacenamiento de agua* (lagos, tanques, etc.): suficiente para apagar el incendio.
- *Operación automática tan pronto se active un hidrante*: acción inmediata.
- *Fuentes proveedoras de agua* (ríos, pozos, quebradas, etc.): suficientes.
- *Hidrantes*: debidamente ubicados y en número suficiente, especialmente entre tanques.
- Equipo de bombeo de agua a los hidrantes; bomba principal operada eléctricamente, bomba auxiliar operada por diesel (en caso de falla eléctrica), debe abastecer todos los hidrantes.
- *Las líneas de agua como las de espuma, con los hidrantes y aspersores de los tanques*: estratégicamente localizados preferiblemente sobre el muro de contención. Las líneas preferiblemente empotradas en él.

4.10.2.4. Elementos extintores

Todo tipo de facilidad donde se manejen hidrocarburos debe contar con un número suficiente de extintores. En la batería de producción, deben ubicarse en los diversos sitios donde eventualmente se pudiera presentar un incendio. Debe haber extintores de agua y de polvo químico seco, con la capacidad suficiente para afrontar una emergencia. Las unidades de polvo químico seco vienen con diferentes capacidades: 100, 150, 300, 500 y 1000 libras, acoplados en carretes móviles y con mangueras de longitud adecuada y de fácil manejo.

Los Extintores de sujeción manual y móvil deberán estar disponibles para ser utilizados como respuesta de primera línea en todos los lugares de instalación. Su uso efectivo depende de la velocidad con la que sean usados. Ellos deberán estar localizados estratégicamente en "puntos de fuego" en todas las áreas según el riesgo particular. Su localización deberá ser claramente marcada y señalizada. Todos los extintores requieren inspección y mantenimiento programado. Los siguientes tipos de extintores son de uso común:

- a. **Agua**: Adecuado para incendios Clase A, por ejemplo, madera, papel, etc. Este extintor es operado tanto por presión almacenada como con dióxido de carbono. Normalmente, los hay de 9 litros de capacidad y tienen un chorro de corriente efectivo de 9 metros. Tiempo de la duración de descarga de 40 a 75 segundos.



FIGURA 33. Extintor de Agua

- b. **Espuma:** Apropiado para incendios Clase A y líquidos inflamables o muy volátiles. Son extintores de espumas fluoroproteínica y AFFF, operan por presión almacenada o por dióxido de carbono. El chorro efectivo de corriente y el tiempo de descarga es como el especificado para extintores a base de agua.



FIGURA 34. Extintor de Espuma

- c. **Dióxido de Carbono:** Apropiado para incendios Clase B y eléctricos. No deben ser usados para inmovilizar gas debido a la posible presencia de una descarga estática. El extintor es presurizado con la presión de vapor de CO₂. Normalmente, su capacidad de 6 Kg tiene un chorro efectivo de corriente de 2 metros y una duración de descarga de 30 segundos.



FIGURA 35. Extintor de Dióxido de Carbono

- d. **Polvo Químico Seco:** Apropriado para incendios Clase B y eléctricos. El tipo de polvo químico seco a ser usado es el bicarbonato de potasio, que es el más apropiado para instalaciones petroquímicas. El polvo debe ser compatible con la espuma.

4.10.2.5. Hidrantes

Los hidrantes deberán ser localizados, de tal manera, que permita el suministro de agua contra incendio a través de mangueras a: múltiple de tubería, casas de bombas, tanques de almacenamiento, cuartos de control y otros edificios. El número de hidrantes deberá ser calculado según la valoración del riesgo. Los hidrantes deben estar como mínimo a 15 ms del edificio o estructura que se está protegiendo, pero en cualquier caso, deberán estar fuera de la zona de radiación caliente. Así mismo, en áreas de tanques de almacenamiento deberán estar localizado mínimo a un diámetro del tanque cuando éste sea mayor de 15m.

4.10.2.6. Monitores

Los monitores fijos de agua o combinados agua-espuma, operados manualmente, deberán ser instalados adecuadamente en las áreas de múltiples de tubería, casas de bombas y tanques de almacenamiento. Se debe tener en cuenta cuando se instalen, aspectos tales como: localización de fácil acceso, de operación y de cubrimiento para proteger áreas expuestas. Los monitores deben ser localizados por fuera de los muros de los diques de tanques de almacenamiento.

4.10.2.7. Sistemas de atomizado de Agua y de Rociadores

Los sistemas fijos de rociadores de agua deberán ser instalados para proteger la exposición de tanques de almacenamiento, bombas, depósitos y bodegas de materiales peligrosos que requieran agua como elemento extintor. Los atomizadores (pulverización) de agua pueden ser utilizados para el control de incendios producidos por líquidos inflamables con puntos de inflamación por encima de 38°C y por debajo de su temperatura de inflamación.

4.10.2.8. Carro de bomberos (camión contra incendio)

En todo campo donde se manejen hidrocarburos (por ejemplo, en las estaciones grandes) debe disponerse como mínimo de un camión de contra incendio,

asimismo debe tener varias cuadrillas conformadas con personal directivo, técnico y operativo, debidamente entrenados para su manejo ante cualquier emergencia.

4.10.2.9. Compresores de aire

Diseñados con la suficiente capacidad compresora para el suministro adecuado de aire para operar los controles neumáticos instalados en todos los equipos de la facilidad de producción. Su diseño se basa en el balance de los requerimientos de consumo de aire de los controles, para el cálculo de la capacidad del compresor adicionando un factor de seguridad.

4.10.2.10. Bombas de contra incendio

Están conectadas una a un motor eléctrico y la otra movida por un motor diesel con su propio tanque de almacenamiento de combustible con visor de indicador de nivel, conexión llenado, venteo y drenaje. Las bombas deben tener posibilidad de arranque desde la estación local, estación remota o del cuarto de control.

Motores de las Bombas contra incendio

- Los motores eléctricos deberán cumplir con el estándar NEMA MG-1 y ser calibrados para un servicio continuo.
- Los motores Diesel deberán permitir una calibración acorde con la altitud del sitio donde se instala y de la temperatura ambiente.

Bomba sostenedora de presión (Jockey o Make Up)

Es la encargada de mantener presurizado el circuito de tubería, es independiente de las bombas principales, de arrancada automática por pérdida de presión en el circuito, por señal recibida del interruptor de presión. Debe succionar del cabezal principal que sale del tanque o de la piscina, o del depósito, usualmente funciona con motor eléctrico.

4.11. SISTEMA DE COMPRESORES

Una estación de compresión es el conjunto de aparatos, tuberías, instrumentos de control, válvulas, elementos de seguridad, dispositivos auxiliares y compresores, instalados con el propósito de aumentar, reducir y/o regular de manera automática o manual la presión del gas. En una estación de compresión el gas producido y

previamente tratado es sometido, como su nombre lo indica, a un proceso de compresión, con el fin de aumentar su presión, convirtiéndolo en un gas utilizable en diferentes aplicaciones (gas para inyección es sistemas de gas lift, gas combustible, etc.).

4.11.1. Tipos de Compresores

Un compresor es una máquina diseñada para elevar la presión de un gas, un vapor o una mezcla de gases y vapores hasta un valor previamente seleccionado. La presión del fluido se eleva, reduciendo el volumen específico del mismo durante su paso a través del compresor. Comparados con turbo soplantes y ventiladores centrífugos o de circulación axial, en cuanto a la presión de salida, los compresores se clasifican generalmente como máquinas de alta presión, mientras que los ventiladores y soplantes se consideran máquinas de baja presión.

Los compresores se emplean para aumentar la presión de una gran variedad de gases y vapores para un gran número de aplicaciones. Un caso común es el compresor de aire, que suministra aire a elevada presión para transporte, pintura a pistola, inflamamiento de neumáticos, limpieza, herramientas neumáticas y perforadoras. Otro es el compresor de refrigeración, empleado para comprimir el gas del vaporizador. Otras aplicaciones abarcan procesos químicos, conducción de gases, turbinas de gas y construcción.

Al clasificarse según el indicio constructivo los compresores volumétricos se subdividen en los de émbolo y de rotor y los de paletas en centrífugos y axiales. Es posible la división de los compresores en grupos de acuerdo con el género de gas que se desplaza, del tipo de transmisión y de la destinación del compresor.

4.11.1.1. Compresor Alternativo o de Embolo

Los compresores alternativos funcionan con el principio adiabático mediante el cual se introduce el gas en el cilindro por las válvulas de entrada, se retiene y comprime en el cilindro y sale por las válvulas de descarga, en contra de la presión de descarga. Estos compresores rara vez se emplean como unidades individuales, salvo que el proceso requiera funcionamiento intermitente. Los compresores alternativos tienen piezas en contacto, como los anillos de los pistones con las paredes del cilindro, resortes y placas o discos de válvulas que se acoplan con sus asientos y entre la empaquetadura y la biela. Todas estas partes están sujetas a desgaste por fricción.

Los compresores alternativos deben tener, de preferencia motores de baja velocidad, de acoplamiento directo, en especial si son de más de 300 HP; suelen ser de velocidad constante. El control de la velocidad se logra mediante válvulas

descargadoras, y estas deben ser del tipo de abatimiento de la placa de válvula o del tipo de descargador con tapón o macho. Los descargadores que levantan toda la válvula de su asiento pueden crear problemas de sellamiento.

Los compresores de émbolo comprimen gases y vapores en un cilindro a través de un émbolo de movimientos rectilíneo y se utilizan para el accionamiento de herramientas neumáticas (6 a 7 kg/cm²), instalaciones frigoríficas de amoníaco (hasta 12 kg/cm²), abastecimiento de gas a distancia (hasta 40 kg/cm²), licuación del aire (hasta 200 kg/cm²), locomotoras de aire comprimido (hasta 225kg/cm²) e hidrogenación y síntesis a presión (hasta más de 1000 kg/cm²).

4.11.1.2. Compresores Rotativos ó Centrifugos

Los compresores centrífugos impulsan y comprimen los gases mediante ruedas de paletas. Los compresores rotativos pertenecen a la clase de maquinas volumétricas y por su principio de funcionamiento son análogos a las bombas rotativas. Los más difundidos son los compresores rotativos e placas aunque últimamente se ha dado gran aplicación a los compresores helicoidales.

Al girar el rotor, situado excéntricamente en el cuerpo, las placas forman espacios cerrados, que trasladan el gas de la cavidad de aspiración a al cavidad de impulsión. Con esto se efectúa la compresión del gas. Tal esquema del compresor, teniendo buen equilibrio de las masas en movimiento, permite comunicar al rotor la alta frecuencia de rotación y unir la máquina directamente con motor eléctrico.

4.11.2. **Proceso de compresión**

El fluido producido por los pozos productores pasa a la etapa de separación, en donde los fluidos son separados gracias a la diferencia de densidades existente entre ellos, de modo que a la salida se obtienen gas, petróleo y agua, cada uno direccionado por una línea de flujo diferente que los conduce hasta la sección de tratamiento.

El gas separado que pasa es sometido a procesos de deshidratación y endulzamientos con los cuales se le extrae el agua y los contaminantes que afectan su calidad y limitan su aplicación. Después que el gas sale de esta primera etapa de regulación se distribuye a las estaciones de compresión.

El caudal de gas a tratar es llevado hasta la estación de compresión a través de líneas cuyo diámetro suele encontrarse entre 2 y 6 pulgadas, dependiendo del caudal a suministrar. El gas, antes de entrar al compresor, pasa por el puente de medición, compuesto por válvulas esféricas manuales y de corte a distancia, el

cual lleva montado un medidor de gas. Actualmente, los puentes llevan a una válvula de corte a distancia, la cual se ubica aguas arriba del medidor.

La entrada de gas de baja presión al compresor se hace por lo general con una tubería de 2", y la salida de alta presión de 1" pasa al almacenamiento, y de ahí a los surtidores por medio de una tubería de 1" (espesor de pared de ¼"). Todas las tuberías de alta presión deber ir soldadas y no llevan ningún tipo de accesorios roscados tales como codos, uniones, tees, etc.

Los compresores más usados en este tipo de las estaciones son de tipo volumétrico y el proceso de compresión se realiza en tres (3) ó cuatro (4) etapas usualmente, dependiendo del equipo y del caudal a tratar. El gas se comprime hasta un máximo de 250 atmósferas, con lo cual adquiere la presión suficiente para ser inyectado o utilizado como combustible.

Si el gas tratado no va a ser usado de manera inmediata, este puede ser almacenado en cilindros con capacidades de 60 a 120 litros. La cantidad de cilindros de almacenamiento dependerá de las características de la estación, entre las que se encuentran el número de mangueras de despacho, la capacidad y número de compresores, etc.

5. OPERACIÓN DE LOS EQUIPOS Y VARIABLES DE LOS PROCESOS

5.1. SISTEMA DE RECOLECCIÓN

5.1.1. Manejo de válvulas cuando se le hace prueba a un pozo

Para enviar un pozo a prueba se deben operar las válvulas de la forma que se indica: Abrir en forma lenta la válvula que la conecta al colector de prueba y luego cerrar la válvula correspondiente al pozo que la conecta con la línea del colector general. La operación inversa se realiza de la misma forma, abriendo primero la válvula que la conecta al colector de general y luego cerrando lentamente la válvula del colector de prueba.

Si se desea probar un pozo a tanque o es necesario descargar una línea, en primer término debe asegurarse que no haya alguna válvula abierta a esa línea colectora, luego se abre la válvula a tanque de prueba y a continuación se procede en la misma forma que para los separadores de prueba.

Pasos para Poner y Sacar de prueba un pozo

- De acuerdo a la programación de pruebas de producción, informar al Recorredor sobre el pozo a probar.
- Realizar la medición del Tanque de Prueba
- Preparar el Separador de Prueba para la operación
- Abrir la válvula de la línea que dirige el fluido al Colector de prueba e inmediatamente cerrar la válvula del Colector al que estaba llegando el fluido.
- Terminada la prueba, abrir la válvula del Colector al cual se dirige normalmente el fluido e inmediatamente cerrar la válvula de la línea del Colector de prueba.
- Retirar la carta de medición del gas y tomar los valores dados por el medidor de Coriolis.
- Dejar reposar el Tanque de Prueba una hora, para luego medir nuevamente el nivel
- Calcular el volumen producido por el pozo, escribir la información en la carta y hacer el reporte correspondiente.

Revisar la alineación de los pozos a cada Colector, verificando el cumplimiento del programa de producción establecido.

Realizar una limpieza general del sitio para contribuir con el buen desempeño de las actividades que se realizan en este lugar.

5.1.2. Derivar producción directamente a los Tanques

Si por alguna razón fuera necesario derivar toda la producción a los tanques se abren todas las válvulas correspondientes a esa línea colectora y finalmente se cierran todas las válvulas de las restantes líneas colectoras. En todos los casos que se opere el colector se deberá controlar, luego que se ha derivado la producción de un pozo, si todas las válvulas están en correcta posición de apertura o cierre y tener presente que siempre debe permanecer una válvula abierta en cada línea de conexión del colector con la línea del pozo.

5.1.3. Mantenimiento de los Manifold

Es conveniente conservar en un lugar cubierto un esquema que indique el orden de entrada de los pozos, porque en caso de roturas se puede ensuciar todo el conjunto de petróleo y no será posible leer el pozo a que corresponde una determinada línea. Es aconsejable tener bien pintados y limpios los números que identifican los pozos.

Un buen programa de lubricación de válvulas es necesario (una vez por año es el óptimo en condiciones normales). Todas las válvulas de la batería deben ser

probadas (abriendo y cerrando) una vez por año así se tendrá la seguridad de que funcionarán correctamente en el momento necesario.

Una vez cada seis meses se debe controlar la hermeticidad de las válvulas del colector de la siguiente forma:

- Se descargará el o los separadores de prueba y se pondrán los contadores de barriles en cero
- Se controlará el colector para estar seguro de que todas las válvulas que comunican con los separadores de prueba están perfectamente cerradas y se dejará en esta condición durante 24 horas o bien durante un fin de semana si no se utiliza el separador.
- Cumplido el lapso previsto, se controlarán nuevamente los contadores, dándonos éstos una cifra indicativa de las pérdidas si las hubiese.

Se mantendrá en la carpeta de la batería la planilla adjunta en la que se registrarán los controles de engrase, prueba de funcionamiento y prueba de hermeticidad.

5.2. SISTEMA DE SEPARACIÓN

5.2.1. Operación de los Separadores

Verificar inicialmente desde el Delta V las condiciones operacionales de los Separadores, especialmente la presión y el nivel, y luego en campo corroborar lo observado, revisando el nivel en los visores, la presión en los manómetros, que las válvulas automáticas estén funcionando correctamente y que las válvulas manuales se encuentren abiertas o cerradas de acuerdo a la operación normal de las vasijas.

5.2.1.1. Restablecer los equipos de Shutdown

Cuando el Shutdown se activa automáticamente por nivel, se espera a que se normalice el nivel para luego pulsar el Botón RESET en el tablero ESD para restablecer el sistema. Si se activa por presión, el sistema se restablecerá automáticamente.

Cuando el Operador activa el Shutdown manualmente, se debe habilitar el panel local en operación automática cuando las condiciones sean normales y dar RESET en el tablero ESD.

5.2.1.2. Sacar de línea un Separador

Sacar transitoriamente de línea un Separador cuando las condiciones operacionales de éstos lo requieran:

- Evaluar con el Supervisor el Potencial de los pozos que llegan al separador que se va a sacar de línea y seleccionar su nueva dirección.
- En el Manifold, distribuir la carga hacia los otros separadores abriendo primero la válvula hacia donde se va a dirigir el fluido y luego cerrando la válvula del separador que se va a sacar de línea.
- Cerrar la válvula manual de entrada de fluido al separador que se va a sacar de línea.
- Cerrar las válvulas manuales de salida de fluido, de gas y de agua si la tiene.
- Abrir la válvula de venteo para despresurizar.
- Informar al instrumentista o personal encargado de hacer la revisión al separador para que inicie la actividad.

5.2.1.3. Poner en línea el Separador

Poner en funcionamiento el Separador sacado de línea transitoriamente:

- Verificar que hayan terminado los trabajos en el separador.
- Cerrar la válvula de venteo del separador.
- Abrir las válvulas manuales de salida de fluido y de gas.
- Abrir la válvula manual de entrada de fluido del separador que estaba fuera de línea.
- En el Manifold, de acuerdo a lo establecido por producción, redistribuir la carga hacia el separador abriendo primero la válvula de separador donde estaba dirigido el fluido.

5.2.1.4. Alta presión en los Separadores Generales

- Observar la presión del separador en el manómetro, si es menor a 60 psi, se debe informar a los instrumentistas del problema para que tomen los correctivos necesarios.
- Si es superior a 60 psi, debe verificar que la válvula automática de salida de gas esté funcionando adecuadamente. Si la válvula no abre según la señal, by-pasearla y operar manualmente el separador manteniendo la presión en 60 psi.

5.2.1.5. Baja presión en los separadores

- Observar la presión del separador en el manómetro para cerciorarse que sea suficiente para desalojar los fluidos.
- Si la presión no es suficiente para desalojar los fluidos, verificar el estado de la válvula automática de salida de gas. Si está funcionando adecuadamente, entonces verificar que las válvulas de seguridad estén cerradas o contrario cerrar las válvulas manuales ubicadas antes de éstas.
- Si la válvula automática de salida de gas no está funcionando adecuadamente, entonces cerrar la válvula manual ubicada antes de la automática y operar manualmente el separador.
- Informar a los instrumentistas del problema para que tomen los correctivos necesarios.
- Monitorear el separador hasta que alcance las condiciones normales de operación.

5.2.1.6. Atascamiento del separador

- Verificar el nivel de fluido en el visor del separador.
- Verificar el funcionamiento de las válvulas automáticas de salida de fluido del separador. Si no están abriendo y cerrando de acuerdo a la señal, entonces by-pasear estas válvulas, operar manualmente el separador y reportar al instrumentista.
- Verificar si está estabilizado el nivel. Si no está estabilizado, entonces proceder a verificar las restricciones aguas abajo y by-pasearlas si se puede. (en el caso de los separadores Trifásicos, abrir el by-pass de los Pre-Filtros). Luego monitorear hasta que se estabilicen las condiciones normales de operación del separador y restablecer el funcionamiento automático de éste.
- Drenar las diferentes trampas de condensado en las líneas de gas.

5.2.2. Precauciones en los Separadores

- Si es necesario subir a los FWKO's, tener cuidado al subir la escalera y caminar sobre el techo de éste, utilizando siempre los implementos de seguridad para trabajos en altura.
- Antes de abrir la vasija, desconectar tuberías, dispositivos o válvulas, aliviar la presión del recipiente para evitar derrames no deseados o lesiones severas.
- Abrir y cerrar suavemente las válvulas manuales para prevenir los golpes de ariete.

5.2.3. Controles periódicos de los Separadores

5.2.3.1. Diariamente

- Purgar condensados de válvulas reguladoras de presión
- Accionar control de alto nivel y verificar funcionamiento de las válvulas de control.
- Accionar el nivel y comprobar funcionamiento del dispositivo que acciona la válvula del tanque y sensores de estados de alarma en general.
- Controlar temperatura y presión.
- Controlar escape de gas o petróleo a pileta o tanque de emergencia (ecológicos).
- Controlar el sistema de alivio.

5.2.3.2. Mensualmente

- Controlar funcionamiento de válvulas manuales.
- Controlar manómetros, termómetros y sensores en general.
- Lubricar los instrumentos de movimientos.

5.2.3.3. Anualmente

- Lubricar válvulas tapón.
- Cambiar disco de ruptura.

5.2.4. **Mantenimiento de los separadores**

Durante las paradas de planta se deberá hacer inspección al interior de los equipos para buscar si el equipo ha sido afectado por fenómenos de corrosión, pitting, erosión ó cualquier otro fenómeno que desmejore el espesor. Las dimensiones del espesor deben ser registradas en cada inspección y ejecutado el cálculo matemático para establecer si ya superó el sobre espesor permitido para corrosión caso en el cual el equipo debe ser dado de baja.

También debe inspeccionarse los cordones de soldadura, para observar grietas ó corrosión en la raíz de la soldadura. En el arranque inicial el equipo debe correr por tres años continuos antes de salir para mantenimiento, en los años siguientes la planta parará cada año para mantenimiento general.

Los elementos filtrantes (mallas) deben ser inspeccionados para observar, atrapamiento, ensuciamiento y apelmazamiento lo que determina su reemplazo.

Para los extractores tipo laberinto ó vanos en acero, se debe inspeccionar incrustaciones, corrosión, ensuciamiento para proceder con la limpieza mecánica.

5.2.4.1. Reparaciones

Para el caso de los recipientes a los que se les realizó tratamiento de alivio térmico de las soldaduras, ésta información está estampada en cada placa de identificación. En ese caso, en las reparaciones también se debe realizar alivio de esfuerzos. El Contratista de reparación debe presentar el procedimiento a seguir para la reparación, tratamiento térmico y pruebas. Para el material de soldadura aplicada y la zona aledaña afectada por calor se debe presentar: prueba de dobles, tensión transversal, y dureza Brinell. Para las soldaduras del cuerpo y las cabezas se debe realizar: ensayos radiográficos, tintas penetrantes, dureza Brinell, en donde resulte imposible realizar estas pruebas entonces partícula magnética o ultrasonido.

5.2.4.2. Inspección Periódica

En refinerías y plantas de proceso, es práctica normal inspeccionar todos los recipientes y tuberías presurizados por corrosión y erosión. En los campos de petróleo, generalmente no se sigue esta práctica, y el equipo es reemplazado después de la falla. Esta política puede crear condiciones peligrosas para el personal de operación y equipos adyacentes. Se recomienda que la inspección periódica sea establecida y seguida para proteger en contra de fallas indebidas.

5.2.4.3. Instalación de Dispositivos de Seguridad

Todos los dispositivos de seguridad deben ser instalados tan cerca del recipiente como sea posible y de manera tal que la fuerza de reacción de bombeo de fluidos no los destruya, desajuste, o disloque. El bombeo de los dispositivos de seguridad no debe poner en peligro al personal u otros equipos.

5.2.4.4. Colectores de Seguridad (Discos de Ruptura)

La válvula de un colector de seguridad debe estar abierta sin restricción. La línea de bombeo de un dispositivo de seguridad debe estar paralela a un separador vertical y perpendicular al horizontal, de otra manera el separador puede ser expulsado por la fuerza de reacción de la bombeo de fluidos. No debe utilizarse una válvula entre el colector de seguridad y el separador debido a que esta puede ser cerrada inadvertidamente. No se debe permitir que se acumule agua cerca del disco de ruptura debido a que puede formar hielo y alterar las características de

ruptura del disco. La operación de separadores de petróleo y gas fuera de los límites de diseño e instalar discos de ruptura, no se recomienda.

Las válvulas de alivio de presión pueden corroerse y filtrar o puede "congelarse" en la posición cerrada. Estas deben ser revisadas periódicamente y reemplazada sino trabaja en buenas condiciones. Las líneas de bombeo, especialmente las válvulas de alivio de condición completa, deben estar de forma tal que la fuerza de reacción de bombeo no mueva el separador.

5.2.4.5. Extractores de Neblina

Algunos extractores de neblina en separadores de gas y petróleo requieren un drenaje o conducto descendente de líquido desde el extractor de neblina hasta la sección de líquido del separador. Este drenaje será una fuente de problema cuando la caída de presión a través del extractor de neblina llegue a ser excesiva. Si la caída de presión del extractor de neblina, medida en pulgadas de petróleo, excede la distancia desde el nivel de líquido en el separador hasta el extractor de neblina, el petróleo fluirá desde el fondo hacia arriba a través del drenaje del extractor de neblina y saldrá con el gas. Esta condición puede complicarse por un taponamiento parcial del extractor de neblina con parafina u otro material extraño. Esto explica porque algunos separadores tienen capacidades definidas que no pueden ser excedidas sin un conductor de líquido en la salida de gas, y esto también explica porque las capacidades de algunos separadores pueden ser disminuidas con el uso.

5.2.4.6. Bajas Temperaturas

Los separadores deben ser operados por encima de la temperatura de formación de hidratos. De otra manera los hidratos pueden formarse dentro del recipiente y taponarlo parcial o completamente, reduciendo la capacidad del separador y, en algunos casos cuando la salida de líquido o gas son taponadas, causando que la válvula de seguridad se abra o el disco de ruptura se rompa. Serpentes de vapor pueden ser instalados en la sección de líquido del separador para fundir los hidratos que puedan formarse allí. Esto es especialmente apropiado en separadores de baja presión.

5.2.4.7. Fluidos Corrosivos

Un separador que maneje fluidos corrosivos debe ser revisado periódicamente para determinar cuándo se requerirá un trabajo de reparación. Casos extremos de corrosión pueden requerir una reducción de la presión de trabajo del recipiente. Se recomienda realizar prueba hidrostática periódicamente, especialmente si los

fluidos que están siendo manejados son corrosivos. Ánodos pueden ser utilizados en los separadores para proteger contra la corrosión electrolítica. Algunos operadores determinan el espesor de la pared y del colector con indicadores de espesor ultrasónicos y calculan la máxima presión de trabajo permisible del espesor de metal restante. Esto debería hacerse anualmente costa afuera y cada 2 a 4 años en tierra firme.

5.2.4.8. Parafina

Un separador que maneje petróleo de base parafínica necesitara ser limpiado con vapor periódicamente para prevenir el taponamiento y como resultado la reducción de la capacidad. Esta reducción en capacidad frecuentemente resulta en el transporte de líquido en el gas o bombeo de gas excesivo con el líquido.

5.2.4.9. Operación de Alta Capacidad

Cuando los separadores están operando cerca o a su máxima capacidad, deberían ser revisados cuidadosamente y periódicamente para terminar cuando está siendo llevado a cabo una separación aceptable.

5.2.4.10. Cargas de Choque de Presión

Los pozos deberían ser conectados o desconectados lentamente. La apertura y el cierre rápido de las válvulas causan cargas de choque perjudiciales sobre el recipiente, sus componentes, y la tubería.

5.2.4.11. Bombeo Ahogado de Líquido

El bombeo ahogado de pequeños volúmenes de líquido desde los separadores normalmente debe ser evitado. El ahogamiento puede causar erosión o amplio desgaste de la válvula y asientos internos de la válvula de bombeo de líquido y pueden erosionar el cuerpo de la válvula de bombeo hasta un punto que puede estallar a o debajo de la presión de trabajo.

Sin embargo, el ahogamiento de la bombeo puede necesario debido a que unidades de proceso, tales como separadores de menor presión o unidades de estabilización, aguas abajo del separador pueden requerir flujo relativamente estable. Válvulas de control en la bombeo de líquido deberían ser dimensionadas para el volumen de líquido que el separador debe manejar. Tales válvulas normalmente deberían ser más pequeñas que las líneas en las cuales están instaladas. Válvulas internas reducidas pueden ser utilizadas para diseñar la

válvula apropiadamente para minimizar el desgaste durante el servicio de ahogamiento.

5.2.4.12. Manómetros

Los manómetros y otros dispositivos mecánicos deberían ser calibrados periódicamente. Válvulas de aislamiento deberían ser utilizadas de tal manera que los manómetros puedan ser fácilmente removidos para pruebas, limpieza, reparación, reemplazo.

5.2.4.13. Grifos y Visores de Medición

Los grifos y visores de medición deberían mantenerse limpios de tal manera que el nivel de líquido observado en el visor indique siempre el verdadero nivel de líquido en el separador. Se recomienda la limpieza periódica con solvente.

5.2.4.14. Limpieza de Recipientes

Se recomienda que todos los recipientes separadores estén equipados con accesos, boca de visita, y/o conexiones de desagüe de tal forma que los recipientes sean limpiados periódicamente.

5.3. SISTEMA DE INYECCIÓN DE QUÍMICOS

5.3.1. Operación y control

La presión de descarga es monitoreada mediante indicadores de presión locales y adicionalmente cada bomba está provista en la descarga con una válvula de alivio de presión externa para proteger la bomba de posibles sobre presiones en caso que el circuito de descarga de la bomba se bloquea. Cada una de las bombas debe estar equipada con un instrumento de calibración y la capacidad de cada bomba de inyección puede ser regulada mediante el ajuste de la longitud del pistón, operación realizada de forma manual.

Las bombas de inyección de químicos utilizan aire de servicio para su funcionamiento. Esta línea de aire cuenta con una válvula de shutdown, ubicada sobre la línea de alimentación de aire de servicio, la cual es activada por una válvula solenoide. Adicionalmente debe contar con dos válvulas de control de presión.

Por lo general en los contenedores de los químicos se almacenan líquidos con bajas presiones de vapor. En caso de un bloqueo “aguas abajo”, una válvula de alivio externo de presión se instala para cada una de las bombas. Los puntos de inyección de químicos están ubicados en los tambores y Manifold donde existe una mínima posibilidad de bloqueos, por esto los puntos de inyección no se ubican entre válvulas.

Para el control de derrames, todas las bombas de inyección están ubicadas en un área común y delimitada. Los fluidos permanecen en los contenedores hasta que sus emisiones son descargadas al sistema de agua aceitosa, o hasta que son descargadas fuera de las instalaciones. Debido a la baja presión de vapor de los químicos las emisiones atmosféricas son mínimas y la contaminación ambiental es limitada. Para prevenir incrustaciones que puedan bloquear las aberturas de entrada y los puntos de inyección de químicos se han instalado tuberías de acero inoxidable para este sistema.

5.3.2. Puntos de inyección del desemulsificante

Los puntos de inyección de los productos químicos más comunes son:

- Cabeza de Pozo.
- Múltiple de Producción.
- Fondo de Pozo.
- Fluido Motriz
- Salida de los Separadores
- Entradas de Fluido Adicional
- Tanques de Almacenamiento

Los desemulsificantes deben ser inyectados tan temprano como sea posible (en el fondo del pozo o en la cabeza del pozo preferiblemente). Esto permite más tiempo de contacto y puede prevenir la formación de emulsión corriente abajo. La inyección de desemulsificante antes de una bomba, asegura un adecuado contacto con el crudo y minimiza la formación de emulsión por la acción de la bomba.

Si se desea otro punto de inyección diferente al anterior, como antes del tratador térmico o antes del separador, se debe instalar un mezclador mecánico para lograr una buena mezcla y por ende, una efectiva acción del desemulsificante.

5.3.3. Recomendación para la inyección de químicos

Las siguientes son recomendaciones a tener en cuenta al momento de iniciar la inyección de químicos:

- Conectar las válvulas de succión y descarga de la bomba y la válvula en el punto de inyección.
- Cargar el químico correspondiente en forma manual.
- Abrir válvula de gas para las bombas neumáticas o realizar conexión a la línea eléctrica para bombas eléctricas.
- Confirmar la dosificación a inyectar.
- Ajustar el recorrido de la bomba a la dosificación indicada.
- Progresivamente llevar las variables de operación a las condiciones normales hasta estabilizar el tratamiento de crudo.

Los chequeos periódicos son muy importantes, pues las características de la emulsión y del mismo desemulsificante cambian con el tiempo, al igual que el chequeo continuo de las bombas dosificadoras; pues si la bomba deja de funcionar o altera su funcionamiento, el tratamiento se afecta. Otras recomendaciones adicionales son las siguientes:

- La bomba de inyección del químico, normalmente de desplazamiento positivo, de émbolo o diafragma, es puesta en servicio con las válvulas de succión y descarga abiertas.
- Desalojar el aire y presionar la línea de inyección hasta el punto respectivo. El desalojo de aire debe realizarse por la válvula de purga o drenaje de la bomba.
- Mantenimiento mensual de las bombas de inyección y continua revisión de las condiciones de operación.
- Conocer y tener a mano fichas de seguridad de los químicos utilizados.

Los desemulsificantes deben ser dosificados en forma continua en la relación determinada por pruebas de botella y/o pruebas de campo. La dosificación de los químicos puede ser hecha en ppm, en choque, en batch o en flushing. La dosificación en forma de choque no es muy recomendable por los problemas que puede presentar. Los rangos de dosificación pueden variar de 2 a 200 ppm, aunque generalmente se dosifican en un rango de 10 a 60 ppm. Generalmente los crudos pesados requieren mayor dosificación que los crudos ligeros.

El exceso de dosificación de desemulsificante incrementa los costos de tratamiento, incrementa el aceite contenido en la salmuera separada, puede estabilizar aun más la emulsión regular (agua/aceite) y puede producir emulsiones inversas (agua/aceite).

5.3.4. Pasos para realizar operaciones

5.3.4.1. Puesta en marcha del sistema de inyección de químicos.

- Conectar las líneas de entrada y salida de los Tanques y las Bombas.
- Cargar el Tanque de Almacenamiento con el químico requerido.
- Abrir la válvula de entrada del Tanque Dosificador, para su llenado.
- Abrir las válvulas de succión y descarga de la bomba y la del punto de inyección.
- Pulsar el botón de arranque del motor, para poner en marcha la bomba (ver operación para arrancar una Bomba Dosificadora).
- Confirmar la dosificación a inyectar (ver operación para el ajuste de la rata de inyección).
- Ajustar el recorrido de la bomba a la dosificación indicada
- Progresivamente llevar las variables de operación a las condiciones normales hasta estabilizar el tratamiento del crudo.

5.3.4.2. Puesta en marcha de una Bomba Dosificadora.

Neumática:

- Conectar el suministro de aire.
- Girar la manija para aumentar la RPM de la bomba.
- Verificar la rata de inyección con el visor de nivel y según sea el caso, mover la manija a la derecha o izquierda para aumentar o disminuir las RPM deseadas.

Eléctrica:

- Conectar el suministro de electricidad.
- Girar la perilla de acuerdo a las RPM deseadas.
- Comprobar que las RPM seleccionadas son deseadas, según el tratamiento de inyección de químico.

5.3.4.3. Verificar y ajustar la rata de inyección de cada una de las Bombas Dosificadoras de químico.

- Verificar la relación entre el espaciado de la escala del visor y el consumo de químico (4 líneas en un minuto son 1 galón por día).
- Observar y marcar el nivel de químico en el visor.
- Colocar el cronómetro en cero.
- Cerrar la válvula de succión de la bomba, permitiendo la comunicación entre ésta y el visor e inmediatamente dar inicio al cronómetro.

- Transcurrido el tiempo establecido, marcar el nivel final de químico en el visor y abrir la válvula de succión de la bomba.
- Contar las líneas entre la marca inicial y final de nivel en el visor.
- De acuerdo a la relación determinar la cantidad de químico que se está inyectando y dependiendo de ésta y al programa de inyección graduar el recorrido de la bomba.

5.3.4.4. Sacar de servicio la inyección de químicos.

Realizar esta actividad no implica sacar de servicio toda la Batería, puesto que la falta de químicos se puede compensar con otra condición de tratamiento como tiempo de residencia. Sin embargo, debe ser debidamente planeado y coordinado para no afectar la producción ni su calidad. El procedimiento general de parada es:

- Coordinar la sacada de servicio con el objeto de compensar la falta de inyección, modificando otra condición del tratamiento como el tiempo de residencia.
- Pulsar el botón de parada del motor para detener la Bomba de Inyección.
- Cerrar las válvulas de succión y descarga de la Bomba de Inyección.
- Realizar la operación de mantenimiento o cambio parcial o total del equipo.

5.3.5. Precauciones

Al verificar la rata de inyección, asegurarse que la válvula que comunica la línea de alimentación de las bombas con el visor quede cerrada, para evitar que éstas queden trabajando al vacío cuando el fluido se agote.

Asegurarse de utilizar los Elementos de Protección Personal (EPP) adecuados cuando se manipulen los químicos a fin de prevenir inhalaciones, salpicaduras en los ojos y en la piel.

Tener disponible la ficha técnica de los químicos utilizados, para actuar de manera adecuada según lo estipulado por el fabricante al manipularlos o en caso de alguna eventualidad.

5.3.6. Hoja de datos de Químicos

Debido a la peligrosidad que representan algunos desemulsificantes por sus componentes, se recomienda tener una hoja de datos sencilla que permita al operador del sistema de inyección de químicos una fácil identificación del químico que se está utilizando. A continuación se muestra un ejemplo de dichas hojas de

datos para cada uno de los tipos de químicos utilizados en la Superintendencia de Operaciones Putumayo de ECOPETROL S.A.:

Hoja de datos para rompedor de emulsión directa ROMPEDOR DIRECTO	
DESCRIPCIÓN	Mezcla de polímero oxialquilatado en solvente aromático pesado
INCOMPATIBILIDAD	Evite el contacto con oxidantes fuertes (Cloro, peróxidos, cromatos, ácido nítrico, percloratos, oxígeno concentrado, permanganatos)
PRECAUCIONES	Inflamable. Puede causar irritación en piel y ojos. Evite la aspiración prolongada de sus vapores. No lo ingiera. Recipientes vacíos pueden contener producto residual, no reutilice el recipiente hasta que no esté acondicionado debidamente. Mantenga alejado del calor, chispa o llama abierta. Evitar derrames. Mantener el recipiente vacío.
PRIMEROS AUXILIOS	Lave piel y ojos con abundante agua y jabón durante 15 minutos. Lleve a sitios frescos y ventilados.
INGESTIÓN	No inducir al vómito. Dé a beber agua. Consulte a su médico.
COLOR	Claro a turbio
PUNTO DE CHISPA	52 °F
GRAVEDAD ESPECÍFICA	0.96 – 0.99 @ 60°F
SOLUBILIDAD EN AGUA	Dispersa
EXTINGUIDORES DE FUEGO	Químico seco, dióxido de carbono u otros agentes extintores para fuego clase B. Use agua para enfriar los contenedores expuestos al fuego. Para fuegos grandes use agua en spray mojando todo el material quemado.
MITIGACIÓN DE DERRAMES	Derrames pequeños: Contener con material absorbente como arcilla o tierra. Recoger el líquido y el absorbente en un barril para su eliminación. Derrames grandes: represar y recoger dentro de tanques de recuperación para su eliminación.
PUNTO DE EBULLICIÓN	225 °F – 760 mmHg
ALMACENAMIENTO	Máximo 12 meses @ 100 °F

Tabla 4. Hoja de datos para rompedor de emulsión directa

Hoja de datos para rompedor de emulsión inversa ROMPEDOR INVERSO	
DESCRIPCIÓN	Solución acuosa de cloruro de aluminio y poliamina
INGREDIENTES PELIGROSOS	Fosfato de aluminio – Cloruro de aluminio
PRECAUCIONES	No inhale vapores o gases producto de la combustión de este químico. Puede causar irritación en la piel y ojos. Evite contacto con piel, ojos y ropa. No lo ingiera. Recipientes vacíos pueden contener producto residual, no reutilice el recipiente hasta que no esté acondicionado debidamente.
PRIMEROS AUXILIOS	Lave piel y ojos con abundante agua durante 15 minutos. Si hay inconciencia, paro respiratorio o convulsiones, no induzca al vómito ni dé a beber agua.
COLOR	Paja
DENSIDAD	9.5 lb/gal
SOLUBILIDAD EN AGUA	Completa
GRAVEDAD ESPECÍFICA	1.14 @ 72 °F
pH PURO	< 3.0
VISCOSIDAD	14 cp @ 72 °F
PUNTO DE EBULLICIÓN	225 °F – 760 mmHg
RIESGOS NO USUALES DE INCENDIO	Puede expedir NOx bajo condiciones de fuego
ALMACENAMIENTO	Máximo 12 meses @ 100 °F

Tabla 5. Hoja de datos para rompedor de emulsión inversa

Hoja de datos para secuestrante de H2S SECUESTRANTE DE H2S	
DESCRIPCIÓN	Solución acuosa de aminas
INGREDIENTES PELIGROSOS	Aquilamina substituida

PRECAUCIONES	Corrosivo. Combustible. Puede causar daño al tejido. Nocivo si se absorbe a través de la piel. Los vapores tienen un olor ofensivo y fuerte que puede causar respuesta sensorial, incluyendo dolor de cabeza, náusea y vómito. No poner en los ojos, la piel y la ropa. No ingerir. Usar con ventilación adecuada. Proteger de fuentes de ignición. No fumar. Conservar lejos del calor. Mantener el recipiente bien cerrado en un lugar bien ventilado. Utilizar una pantalla facial. Utilizar mandil resistente a productos químicos, gafas, guantes y botas de seguridad.
PRIMEROS AUXILIOS	Lave piel y ojos con abundante agua y jabón durante 15 minutos. En caso de contacto con los ojos, lávelos inmediatamente con mucha agua y consulte a su médico.
DENSIDAD	8.5 lb/gal
pH (100%)	9.9
VISCOSIDAD	4 cst, 1.77 cts @ 100 °F, 150 °F / 38 °C
SOLUBILIDAD EN AGUA	Completamente soluble
EXTINGUIDORES DE FUEGO	Polvo seco, dióxido de carbono, espuma, otro agente extintor apropiado para fuego de clase B. Para incendios grandes usar agua en rocío o neblina, mojando completamente el material ardiente. Mantener los contenedores fríos rociándolos con agua.
PUNTO DE EBULLICIÓN	212 °F / 100 °C
ALMACENAMIENTO	Mantenga el recipiente bien cerrado cuando no esté en uso. Almacenar lejos de fuentes de calor y de ignición.

Tabla 6. Hoja de datos para secuestrante de H₂S

Hoja de datos para inhibidor de incrustaciones INHIBIDOR DE INCRUSTACIONES	
DESCRIPCIÓN	Solución acuosa de amina fosfonometilada y ácido hidroclórico.
PRECAUCIONES	Causa lesión en los ojos e irritación en la piel. No deje caer en los ojos. Evite el contacto con piel y ropa. Use

	lentes protectores y careta durante su manipulación. Evite la respiración prolongada o repetida de vapores. Use con adecuada ventilación. No lo manipule internamente.
PRIMEROS AUXILIOS	Si hay inconciencia, paro respiratorio o convulsiones, no induzca al vómito ni dé a beber agua.
COLOR	Café oscuro turbio
DENSIDAD	9.75 – 10.33 lb/gal
SOLUBILIDAD EN AGUA	Completa
GRAVEDAD ESPECÍFICA	1.17 – 1.24 @ 61 °F
pH PURO	Menor o igual a 1.0
VISCOSIDAD	15 cp @ 60 °F
RIESGOS NO USUALES DE INCENDIO	Puede expedir NOx bajo condiciones de fuego
ALMACENAMIENTO	Mantenga el recipiente cerrado cuando no esté en uso.

Tabla 7. Hoja de datos para rompedor de incrustaciones

5.4. SISTEMA DE DESHIDRATACIÓN DEL CRUDO

5.4.1. Funcionamiento adecuado del Gun Barrel

Revisar tanto en campo como desde EL Delta V, que el Gun Barrel esté funcionando adecuadamente y no presente ninguna señal de alarma, es decir:

- Que la válvula automática de salida de agua este abriendo y cerrando de acuerdo al nivel en éste.
- Que las entradas y salidas de fluidos estén alineadas al lugar correspondiente.
- Que en las líneas no hayan fugas.

5.4.2. Nivel de la Interfase

Verificar y ajustar el nivel de la interfase de acuerdo a la salinidad y al BSW obtenidos en laboratorio.

- Hacer el muestreo del Gun Barreal a través del perfilador.

- Realizar los análisis de laboratorio a las muestras tomadas.
- Si el BSW y la salinidad son el adecuado dejar las mismas condiciones hasta el próximo muestreo.
- Si el BSW y la salinidad no son el adecuado, se debe ajustar el nivel de la interfase.

5.5. SISTEMA DE ALMACENAMIENTO

Debido al peligro que encierra la presencia de vapores inflamables cerca de los tanques y al riesgo de chispas eléctricas, se deben guardar ciertas normas de seguridad, tanto en el diseño como en la construcción, la operación y el mantenimiento, para evitar posibles accidentes con graves consecuencias. Dichas normas se deben tener en cuenta para operar con los tanques de petróleo, debido a que estos alcanzan alturas significativas, están expuestos a los rayos de las tormentas eléctricas y por su contenido combustible, son inflamables y pueden ocasionar accidentes. Los rayos pueden provocar situaciones peligrosas, por lo que deben tomarse medidas para proteger los tanques contra dichos peligros.

Los rayos pueden ser la causa de chispas y la posterior ignición de los vapores del producto circundante, por lo que se acostumbra la conexión a tierra de todos los tanques, por medio de una rejilla enterrada a la cual se sueldan todas las conexiones. Así mismo deben contar con todos los sistemas de protección pasiva y activa para evitar y/o controlar cualquier tipo de conflagración o explosión.

5.5.1. Medidas de seguridad fundamentales

- No fumar o llevar materiales humeantes. Es muy posible que estén presentes materiales volátiles con bajo punto de inflamación.
- No pisar o caminar sobre los techos de los tanques.
- Conservar la cara y la parte superior del cuerpo apartada cuando se abran la boquilla del muestreador. Es muy posible que se produzca una emisión de gases acumulados y vapores al abrir la boquilla.
- Bajo ninguna circunstancia debe entrar a un tanque, salvo que esté usando ropa de seguridad y un dispositivo de respiración aprobado y haya otro operador presente afuera para avisar o auxiliar en caso necesario. Es necesario que se hayan hecho las pruebas de atmósfera explosiva.
- Controlar la altura de llenado de los tanques teniendo en cuenta su capacidad operacional para evitar reboses del producto.
- Mantener las borneras limpias

- No usar teléfonos celulares y mantenerlos apagados, o abstenerse de llevarlos a las instalaciones industriales.

El personal encargado de las mediciones debe estar el menor tiempo posible en el techo del tanque, lo que dificulta el trabajo preciso de la medición e impidiéndola en ocasiones debido a la elevada concentración de gases (Prueba atmósfera explosiva, aplicación gas inerte). En el caso de los tanques de techo flotante son necesarios dos operadores, uno para realizar la medición y un segundo operador situado en la escalera lateral del tanque, para en caso de un accidente, socorrer al que realiza la medición debido a la alta concentración de gases en el techo del tanque (Prueba atmósfera explosiva).

Para realizar una medición en el techo de un tanque, una de las normas de seguridad plantea que el calzado no puede tener clavos en la suela que puedan provocar una chispa.

5.5.2. Parámetros operacionales

- Tasa de llenado.
- Tasa de vaciamiento.
- Nivel de producto y de agua.
- Temperatura (liquidación y/o control)
- Tiempo de mezclado.
- Tiempo de decantación.

5.5.3. Restricciones y riesgos

- Niveles máximos y mínimos operacionales.
- Tasa máxima de llenado.
- Tasa máxima de vaciamiento.
- Temperatura mínima y máxima para tanques calientes.
- Temperatura máxima para tanques fríos.
- Programas de limpieza y/o mantenimiento.
- Tasa de drenaje moderado.
- Derrame, contaminación ambiental, incendio, explosión, boil over.
- Generación de corriente estática.
- Falla en la instrumentación.
- Acumulación de lodos (contaminantes).

5.5.4. Precauciones

- Coordinar con el proveedor o cliente el proceso de transferencia (condiciones).
- Verificar nivel inicial.
- No exceder las tasas de llenado o vaciamiento.
- No exceder niveles operacionales máximos o mínimos.
- Tomar las temperaturas para liquidación simultáneamente con la medida manual de los niveles inicial y final.
- Realizar toma de muestras de acuerdo con los análisis requeridos.
- Decantar y drenar de acuerdo con el producto.
- Controlar la tasa de drenaje para minimizar el arrastre de hidrocarburo.
- La operación de drenaje siempre debe ser asistida. (no dejar abierto e irse).
- Las válvulas de drenaje de techo (en tanques de techo flotante) y dique siempre deben cerrarse después de efectuado el drenaje.
- Verificar y confrontar la medición telemétrica con la manual de acuerdo con los periodos establecidos.
- Definir plan de emergencia.
- Mantener comunicación con el operador (PC Pantalla – campo)

5.5.5. Puesta en servicio

- Coordinar con interesados recibo del tanque.
- Cerrar manholes y retirar ciegos.
- Llenar el tanque con agua hasta sobrepasar la altura de los manholes del casco. (Prueba hidrostática)
- Verificar que no haya escapes por manholes y bridas.
- Calibrar el instrumento de telemetría.
- Drenar el tanque y poner a recibir el producto.

5.5.6. Estrategias de mantenimiento

Durante las paradas de planta se hará:

- Inspección interior de los equipos para buscar si el equipo ha sido afectado por fenómenos de corrosión, pitting, erosión o cualquier otro que desmejore el espesor.
- Revisión de las dimensiones del espesor registrándolas y ejecutado el calculo matemático para establecer si superó el espesor permitido para corrosión, caso en el cual se programará la reparación de las zonas afectadas.
- Inspeccionar los cordones de soldadura, para observar grietas o corrosión en la raíz de la soldadura.
- Revisar la pintura y la temperatura ya que influyen en las pérdidas.

Se debe programar las fechas de parada para extracción de lodos y definir el sitio de tratamiento de lodos.

5.5.7. Reparaciones

El Contratista de reparación debe presentar el procedimiento a seguir para la reparación, tratamiento térmico y pruebas. Si existen recipientes a los que se les realizó tratamiento de alivio térmico de las soldaduras, esta información está estampada en cada placa de identificación. En ese caso en las reparaciones también se debe realizar alivio de esfuerzos.

Para el material de soldadura aplicada y la zona aledaña afectada por calor se debe presentar: prueba de dobles, tensión transversal, y dureza Brinell. Para las soldaduras del cuerpo y las cabezas se deben realizar: ensayos radiográficos, tintas penetrantes, dureza Brinell. En donde resulte imposible ejecutar estas pruebas entonces se deben hacer pruebas de partícula magnética o ultrasonido.

5.6. SISTEMA DE TRATAMIENTO DE GAS

5.6.1. Inspección y Pruebas

Monitorear que todos los elementos que constituyen este sistema estén funcionando adecuadamente y que todas las líneas estén alineadas hacia el lugar adecuado:

- Revisar la presión y temperatura de los Scrubber's y el Knock Out Drum.
- Revisar la presión y flujo de gas de consumo.
- Revisar el nivel de condensados en los Scrubber's.
- Drenar periódicamente las vasijas.

5.6.1.1. Válvulas de relevo de presión

Se deben realizar las siguientes pruebas:

- *Hidrostática*: cumplir con el párrafo 6.3 de ISO 4126-1.
- *Neumática*: cumplir con los párrafos 6.4 de ISO 4126-1.
- *De hermeticidad del asiento*: cumplir con API STD 527, o equivalente.
- *Tipo*: cumplir con capítulo 7 de ISO 4126-1.

El ajuste de la presión diferencial de prueba en frío debe cumplir párrafo 6.5 de ISO 4126-1.

5.6.1.2. Discos de ruptura

Se deben realizar las siguientes pruebas:

- *Hidrostática*: cumplir con el párrafo 14.2 de ISO 4126-2.
- *Presión de ruptura*: cumplir con el párrafo 14.3 de ISO 4126-2.
- *Hermeticidad*: cumplir con el párrafo 14.4 de ISO 4126-2. No se permite ninguna fuga.

5.6.1.3. Tubería

Inspección de la tubería: En la fabricación e instalación de la tubería, las soldaduras de penetración completa y de filete, se deben inspeccionar visualmente al 100 por ciento; de las soldaduras de penetración completa, se debe radiografiar el 30 por ciento del total de las uniones y cada unión se debe radiografiar al 100 por ciento, el 70 por ciento restante de las uniones se debe inspeccionar con partículas magnéticas. Las soldaduras de filete, además de la inspección visual, se deben inspeccionar con partículas magnéticas al 100 por ciento.

En la tubería ascendente del quemador o chimenea, se debe radiografiar el 100 por ciento del total de uniones soldadas, cada unión se debe radiografiar al 100 por ciento.

Prueba hidrostática: Antes de iniciar la prueba hidrostática todas las soldaduras en tubería, accesorios e interconexiones, deben estar terminadas e inspeccionadas al 100 por ciento. Se debe realizar en:

- Ramales y cabezales de desfuegos.
- Sello hidráulico en “U”.
- Líneas de suministro y distribución de servicios como son: agua para rociado, aire para asistir la combustión, gas combustible a pilotos y gas de barrido.
- Línea principal de encendido y líneas de encendido a cada piloto.
- Tubería ascendente del quemador elevado.

5.6.1.4. Quemadores

Pruebas de funcionamiento en fábrica y en sitio.

- a. Unidad de encendido remoto: verificarse a través del encendido de los pilotos.

b. Panel de alarmas y sistema de alarma por falla de flama en pilotos.

La boquilla del quemador se debe inspeccionar y probar de acuerdo a las prácticas de ingeniería particulares del proveedor bajo su total responsabilidad.

5.6.2. Operación

Monitorear que todos los elementos que constituyen este sistema estén funcionamiento adecuadamente y que todas las líneas estén alineadas hacia el lugar adecuado:

- Revisar la presión y temperatura de los Scrubber's y el Knock Out Drum.
- Revisar la presión y flujo de gas de consumo.
- Revisar el nivel de condensados en los Scrubber's.
- Drenar periódicamente las vasijas.

Cambiar la carta del registrador de presión ubicado en la línea de entrada de gas de los anulares de los pozos al Separador de Crudo Limpios.

5.6.3. Precauciones

Abrir lentamente las válvulas de drenajes de las vasijas para prevenir el arrastre de gas debido al efecto vórtice que se pueda generar y al terminar la tarea, verificar que queden bien cerradas para evitar la pérdida de éste.

Al desgasificar las vasijas para aliviar la presión, monitorear la acumulación de gases en la atmósfera para evitar intoxicaciones o cualquier tipo de riesgo que se pueda generar a causa de éstos.

Antes de abrir las vasijas, desconectar tuberías, dispositivos o válvulas, aliviar la presión para evitar derrames no deseados o lesiones severas.

5.7. SISTEMA DE TRATAMIENTO DE AGUAS RESIDUALES

El agua residual que debe ser tratada proviene de diferentes equipos por los cuales ha pasado el caudal de producción para llevar a cabo la separación gas-aceite-agua.

Un primer paso que se debe dar en la selección de un sistema de tratamiento de aguas residuales en un campo petrolero, es el de caracterizar el caudal de agua

que va a entrar al sistema mediante los correspondientes análisis de laboratorio. Estos análisis son necesarios para conocer la concentración de aceite en el caudal de agua y la distribución del tamaño de la gota de aceite asociada a esta concentración, además de otros contaminantes presentes.

5.8. SISTEMA DE TRANSFERENCIA DE FLUIDOS (BOMBAS)

5.8.1. Operación de las Bombas

Puesta en marcha y sacada de línea, de las bombas de transferencia de crudo.

5.8.1.1. Puesta en Marcha

- Verificar que haya nivel en el tanque y coordinar con la Estación Orito la hora del inicio del bombeo.
- Verificar que las válvulas de succión y descarga de la bomba se encuentren abiertas.
- Verificar que la válvula de drenaje del Tanque se encuentre cerrada.
- Verificar los niveles de agua y aceite del motor, adicionar si es necesario.
- Desairear el sistema y abrir la válvula de suministro de gas.
- Dar arranque a la bomba y engranarla.
- Acelerar a las RPM requeridas, de acuerdo al nivel del tanque.
- Monitorear la rata de bombeo versus las RPM.

5.8.1.2. Sacada de Línea

- Desacelerar la bomba, disminuyendo lentamente las RPM.
- Desengranar la bomba.
- Cerrar suministro de gas.
- Cerrar las válvulas manuales de succión y descarga de las bombas.

Monitorear que todos los elementos que constituyen este sistema estén funcionando adecuadamente y que todas las líneas estén alineadas hacia el lugar adecuado. Revisar que la presión descarga de la bomba sea la adecuada.

5.8.2. Pruebas y Mantenimiento de las Bombas

5.8.2.1. Métodos de medición en campo

La cabeza total de una bomba puede ser determinada por lecturas manométricas. En mediciones manométricas cuando la presión es positiva o por encima de la presión atmosférica, el aire presente en el manómetro debe ser extraído, aflojando el manómetro hasta que el líquido aparezca. Esto asegura que la línea de medición manométrica se llena con líquido y el manómetro registrará la presión a la elevación de la línea central del manómetro. Sin embargo la línea estará vacía de líquido cuando se mida el vacío y el manómetro registrará el vacío en la elevación del punto de medición de la línea manométrica.

5.8.2.2. Análisis de vibración

El análisis de vibración, ayuda a establecer cuando una vibración en el sistema considerada “normal”, excede los límites de operación y es considerada un “problema” de vibración. De igual manera el análisis permite establecer la fuente y la causa de la vibración, convirtiéndose en una buena práctica de mantenimiento preventivo y una manera eficaz de solucionar problemas en el sistema.

Un analizador de vibración mide la amplitud, la frecuencia y la fase de vibración. Cuando se presentan vibraciones a diferentes frecuencias es capaz de separar frecuencias y analizarlas individualmente. El sensor de vibración toma la velocidad de vibración y la convierte en una señal eléctrica, la cual es transformada en amplitud y frecuencia por el analizador.

En un análisis de vibración, inicialmente se determina la gravedad de la vibración, si la vibración es considerable, se procede a realizar lecturas completas de vibración, antes de analizar la causa de la vibración.

5.8.2.3. Arrastre de aire

La mayoría de bombas centrífugas no están diseñadas para operar con mezclas de líquido y gas, lo cual genera serios problemas mecánicos, corta vida y operaciones poco satisfactorias de la bomba. La presencia de pequeñas cantidades de aire pueden reducir considerablemente la capacidad: la inclusión de 2% de aire causa una reducción de capacidad del 10% y la presencia de 4% de aire, la reduce en 43.5%.

La entrada de aire en la bomba causa adicionalmente problemas de ruido y vibración, siendo una de las mayores causas de rompimiento de eje. Igualmente, puede causar pérdidas en el cebado de la bomba e incrementar la corrosión. El aire puede entrar en la bomba debido a fugas en las líneas de succión, por el empaque inadecuado de prensaestopas o por el mal sellado en elevaciones de succión u otras fuentes.

La cantidad de aire que puede ser tolerada por una bomba, varía de acuerdo a la bomba. Es claro que el funcionamiento y la vida de la bomba son mejores si el líquido de alimentación a la bomba es completamente libre de aire. Cuando se presentan problemas en la bomba la última causa asociada es la presencia de aire, y se mejora considerablemente la eficiencia y la vida de la bomba al ser eliminado.

La presencia de aire en una bomba puede ser detectada con ruidos internos, los cuales se asocian normalmente a ruido de cavitación. Debido a que en el diseño de bomba se asume un NPSH disponible mayor al NPSH requerido, se puede establecer que el ruido no es producto de la cavitación, con lo cual se procede a realizar una prueba de aire en la succión de la bomba.

Cuando la fuente de succión está por encima de la línea central de la bomba, la prueba de aire puede ser realizada utilizando una botella de burbujas. Teniendo en cuenta que la presión de succión es superior a la presión atmosférica, se puede realizar una conexión entre la botella de burbujas y una válvula en la línea de succión (punto alto de succión) logrando de esta manera que el líquido sea introducido en la botella, donde fácilmente puede comprobarse la presencia de aire en el fluido de alimentación. Esta prueba también puede realizarse en un punto alto en la línea de descarga.

Posteriormente, se deberá eliminar la fuente de aire así la cantidad de aire no genere un ruido considerable, ya que en un futuro esta podría desencadenar fallas mecánicas considerables.

5.8.2.4. Recomendaciones

El personal de mantenimiento debe estar completamente informado de los peligros potenciales a los cuales están expuestos, para reducir el riesgo de accidentes.

Equipo de seguridad:

- Guantes de trabajo aislados, cuando manipule rodamientos calientes o calentadores de rodamientos.
- Guantes de trabajo pesado, cuando manipule partes con superficies afiladas, especialmente impulsores
- Gafas de seguridad con escudos laterales para la protección del ojo, especialmente en zonas de máquinas
- Zapatos con punta de acero para la protección de los pies cuando se manipulen piezas pesadas
- Equipo de protección personal adicional para protegerse de fluidos peligrosos o tóxicos.

Protectores de unión:

- Nunca opere bombas sin protectores de acople apropiadamente instalados.

Conexiones de brida:

- Nunca fuerce una tubería a hacer conexión con una bomba.
- Use solo sujetadores de tamaño y material adecuado
- Asegure la existencia de sujetadores
- Tenga cuidado de sujetadores corroídos o flojos.

Operación:

- No opere por debajo del flujo mínimo nominal o con válvulas de succión/descarga cerradas
- No abra venteos o drene válvulas, o remueva conexiones mientras el sistema se encuentre presurizado.

Seguridad de mantenimiento:

- Siempre bloquee la energía
- Asegurarse que la bomba este aislada del sistema y la presión este liberada antes de desarmar la bomba, remover conexiones o desconectar tuberías.
- Use equipo apropiado de levantamiento y soporte para prevenir lesiones graves
- Asegúrese de conocer apropiadamente los procedimientos de descontaminación
- Conozca y siga las reglas de seguridad de la compañía
- Nunca aplique calor para remover impulsores
- Cumpla todas las precauciones y advertencias realizadas en el manual de instrucción de la bomba

5.9. SISTEMA CONTRA INCENDIO

Por los riesgos que presenta el manejo y almacenamiento de hidrocarburos se debe contar con sistemas de contra incendio además de tener exigentes medidas de seguridad con el objetivo de disminuir los accidentes de trabajo y preservar el medio ambiente. Por esta razón, toda facilidad donde exista almacenamiento de crudo debe tener un sistema adecuado para combatir las emergencias de incendio que se puedan presentar.

Una evaluación anticipada de riesgo se debe realizar para las Facilidades de Superficie de la Superintendencia de Operaciones Putumayo; en lo que tiene que ver con fuego, explosión, seguridad, infraestructura, distribución de planta, materiales, procesos, manejo de materiales, entrenamiento, procedimientos, normas técnicas y administrativas, equipos y programas.

Los peligros y la forma de combatirlos que deben considerarse en el diseño, construcción, operación de cualquier Facilidad de Superficie tienen que ver básicamente con: materiales Inflamables, explosivos, altas temperaturas, corto circuitos, derrames, rayos, chispas, escapes de gas, puntos calientes.

La normatividad NFPA recomienda observar los siguientes aspectos:

- Clasificación de líquidos inflamables y combustibles.
- Identificación y clasificación del riesgo.
- Análisis y calificación del riesgo.
- Evaluación de las protecciones pasivas.
- Evaluación y propuesta de las protecciones activas.

5.9.1. Identificación de zonas vulnerables de incendio

Se debe hacer un análisis de riegos, incluyendo cuantificación de inventarios de fuegos potenciales desarrollando escenarios de fuegos incluyendo dimensiones y forma de desarrollarse y determinar el nivel de protección y el requerimiento de ésta basándose en la probabilidad de incidentes. Existen categorías basadas en el riesgo que soportan los equipos y su clasificación está dada como alta, media, bajo riesgo y no-fuego.

La mayoría de las Facilidades de Superficie de la Vicepresidencia de Producción son similares, sin embargo en algunas se procesan gas y crudo al tiempo lo que las hace más complejas. Para la clasificación de las zonas vulnerables de incendio se considero una estación que procesa gas y crudo, cada estación clasificará sus equipos de acuerdo a su sitio de trabajo.

5.9.2. Operación sistema de espuma

Secuencia del sistema de espuma: Normalmente las bombas principales arrancan y descargan en el cabezal principal, de donde se desprende una línea que va hacia el tanque de espuma en donde está el proporcionador variable de presión balanceada que es el encargado de generar un solución al 3% de concentrado. La solución de espuma sale del tanque por la línea de tubería que la conecta con las

cámaras de espuma de los tanques de almacenamiento de crudo localizadas en la parte superior de los tanques.

5.9.2.1. En caso de emergencia

- Abra la válvula del patín o skid de espuma, que permite la entrada de agua hacia el proporcionador del tanque de concentrado de espuma. Si el sistema es semiautomático se podrá operar la válvula a control remoto.
- Dé salida a la solución de espuma abriendo la válvula de la tubería conectada con la cámara de espuma de los tanques de almacenamiento de crudo, donde se encuentre la emergencia.
- Después de la emergencia y una vez lavado el sistema todas las válvulas deben quedar cerradas pues ellas son NC (normalmente cerradas).

5.9.3. Operación del sistema de agua

La red de agua contra incendió deberá ser provista de un cabezal de prueba en un sitio conveniente, para lograr una prueba de desempeño a la máxima demanda de agua. Se deberá establecer procedimientos para llevar a cabo las pruebas de desempeño del sistema.

Las bombas de agua contra incendió deberán ser probadas semanalmente y las pruebas de funcionamiento se deben realizar anualmente. Las bombas contra incendió deberán tener las facilidades pertinentes para poder ser probadas individualmente, para lo cual se debe montar un cabezal con las respectivas válvulas de prueba, un medidor de flujo y una conexión con retorno al tanque de almacenamiento de agua contra incendio.

5.9.4. Control y Operación Equipo Contra Incendio

5.9.4.1. Precauciones.

- Revisión de instrumentación.
- Nivel de agua del tanque.
- Constatar estado sistema de alarmas activas y pasivas.
- Mantener estrecha comunicación Operador de campo / Técnico de pantalla.
- Mantener definidos planes de emergencia.

5.9.4.2. Puesta en Servicio.

A partir de la activación de la alarma del detector de humos y/o de llama se procede, en el caso de accionamiento manual, a presionar el botón de activación de las válvulas solenoides para poner en funcionamiento los equipos de extinción de incendios. Igualmente se da aviso al coordinador de las brigadas contra incendios para que apliquen los planes de emergencia requeridos para controlar la situación anómala.

5.9.4.3. Control y operación

La boquilla contra incendios (hidrante) se opera con una llave o palanca especial. Girando la válvula a la posición totalmente abierta se permite que el hidrante se drene. La boquilla contra incendios no debe operarse en posición medio abierta ya que permitiría el flujo de la línea principal a los drenajes.

5.9.5. Mantenimiento y Reparaciones

Se debe tener un Programa de Mantenimiento de los equipos o sistemas de contra incendios que detalle las operaciones a realizar por personal de planta, que contemple como mínimo los siguientes aspectos:

5.9.5.1. Sistemas automáticos y alarma de incendios

- Comprobación de funcionamiento de las instalaciones (con cada fuente de suministro).
- Sustitución de pilotos, fusibles, etc., defectuosos.
- Mantenimiento de acumuladores (limpieza de bornes, reposición de agua destilada, etc.)

5.9.5.2. Sistema manual de alarma de incendios

- Comprobación de funcionamiento de la instalación (con cada fuente de suministro).
- Mantenimiento de acumuladores (limpieza de bornes, reposición de agua destilada, etc.)

5.9.5.3. Extintores de incendio

- Comprobación de la accesibilidad, buen estado aparente de conservación, seguros, precintos, inscripciones, manguera, etc.
- Comprobación del estado de carga (peso y presión) del extintor y de la cápsula de gas impulsor (si existe), estado de las partes mecánicas (boquilla, válvulas, manguera, etc.)

5.9.5.4. Boquillas de incendio equipadas (BIE)

- Comprobación de la buena accesibilidad y señalización de los equipos.
- Comprobación por inspección de todos los componentes, procediendo a desenrollar la manguera en toda su extensión y accionamiento de la boquilla en caso de ser de varias posiciones.
- Comprobación, por lectura del manómetro, de la presión de servicio.
- Limpieza del conjunto y engrase de cierres y bisagras en puertas del armario.

5.9.5.5. Hidrantes

- Comprobar la accesibilidad a su alrededor y la señalización en los hidrantes enterrados,
- Inspección visual comprobando la estanqueidad del conjunto.
- Quitar las tapas de las salidas, engrasar las roscas y comprobar el estado de las juntas de los racores.

Con menor regularidad:

- Engrasar la tuerca de accionamiento o rellenar la cámara de aceite del mismo.
- Abrir y cerrar el hidrante, comprobando el funcionamiento correcto de la válvula principal y del sistema de drenaje.

5.9.5.6. Columnas secas (hidrantes secos)

Con menor regularidad:

- Comprobación de la accesibilidad de la entrada y tomas de piso.
- Comprobación de la señalización.
- Comprobación de las tapas y correcto funcionamiento de sus cierres (engrase si es necesario)
- Comprobar que las llaves de las conexiones siamesas están cerradas.
- Comprobar que las llaves de seccionamiento están abiertas.
- Comprobar que todas las tapas de racores están bien colocadas y ajustadas.

5.9.5.7. Sistemas fijos de extinción

- Rociadores de agua, Agua pulverizada, Espuma

5.9.5.8. Agentes extintores gaseosos

- Comprobación de que las boquillas del agente extintor o rociadores están en buen estado y libres de obstáculos para su funcionamiento correcto.
- Comprobación del buen estado de los componentes del sistema, especialmente de la válvula de prueba en los sistemas de rociadores, o los mandos manuales de la instalación de los sistemas de polvo, o agentes extintores gaseosos.
- Comprobación del estado de carga de la instalación de los sistemas de polvo, anhídrido carbónico, o hidrocarburos halogenados y de las cápsulas de gas impulsor cuando existan.
- Comprobación de los circuitos de señalización, pilotos, etc., en los sistemas con indicaciones de control.
- Limpieza general de todos los componentes.

5.9.6. Programa de Mantenimiento de los equipos

Asimismo, se debe tener un Programa de Mantenimiento de los equipos o sistemas de contra incendios que detalle las operaciones a realizar por personal especializado del fabricante o instalador del equipo o sistema, que contemple como mínimo los siguientes aspectos:

5.9.6.1. Sistemas automáticos y alarma de incendios

- Verificación integral de la instalación.
- Limpieza del equipo de centrales y accesorios.
- Verificación de uniones roscadas o soldadas.
- Limpieza y reglaje de relés.
- Regulación de tensiones e intensidades.
- Verificación de los equipos de transmisión de alarma.
- Prueba final de la instalación con cada fuente de suministro eléctrico.

5.9.6.2. Sistema manual de alarma de incendios

- Verificación integral de la instalación.
- Limpieza de sus componentes.
- Verificación de uniones roscadas o soldadas.
- Prueba final de la instalación con cada fuente de suministro eléctrico.

5.9.6.3. Extintores de incendio

- Verificación del estado de carga (peso, presión) y en el caso de extintores de polvo con cápsulas de impulsión, estado del agente extintor.
- Comprobación de la presión de impulsión del agente extintor.
- Estado de la manguera, boquilla o lanza, válvulas y partes mecánicas.

5.9.6.4. Boquillas de incendio equipadas (BIE):

- Desmontaje de la manguera y ensayo de ésta en lugar adecuado.
- Comprobación del correcto funcionamiento de la boquilla en sus distintas posiciones y del sistema de cierre.
- Comprobación de la estanqueidad de los racores y manguera y estado de las juntas.
- Comprobación de la indicación del manómetro con otro de referencia (patrón) acoplado en el racor de conexión de la manguera.
- Con menor regularidad:
- La manguera debe ser sometida a una presión de prueba de 15 kg/cm².

5.9.6.5. Sistemas fijos de extinción:

- Rociadores de agua, Agua pulverizada, Espuma
- Comprobación integral, de acuerdo con las instrucciones del fabricante o instalador, incluyendo en todo caso:
 - Verificación de los componentes del sistema, especialmente los dispositivos de disparo y alarma.
 - Comprobación de la carga de agente extintor y del indicador de la misma (medida alternativa del peso o presión).
 - Comprobación del estado del agente extintor.
 - Prueba de la instalación en las condiciones de su recepción.

5.10. SISTEMA DE COMPRESORES

La estación de compresión debe poseer válvulas de corte aguas abajo del medidor, las cuales se accionan por las paradas de emergencia. Válvulas de este mismo tipo deben ser instaladas a la salida del almacenamiento y en la entrada al surtidor. El bunker debe estar dotado de un sistema de extinción por agua, en el caso de estar ubicado sobre nivel, además de los correspondientes metafulgos.

Otro aspecto de seguridad, es el sistema de protección contra rayos (sPCR), el cual protege toda la estación y sus instalaciones contra este tipo de descargas atmosféricas. Toda la instalación eléctrica dentro del bunker debe ser APE (a prueba de explosiones), como así toda la luminaria y surtidores en la playa de carga, los surtidores cuentan con 1 ó 2 mangueras de despacho, pero por lo general, en los equipos compresores de última generación se puede instalar hasta 8 mangueras de abastecimiento.

5.10.1. Operación del compresor de aire

Inspeccionar que todos los elementos que constituyen este sistema estén funcionando adecuadamente y que todas las líneas estén alineadas hacia donde corresponde.

Monitorear constantemente que la presión dentro del tanque esté dentro del rango de operación y que los compresores estén encendiendo correctamente de acuerdo a ésta.

Estar atentos a las alarmas generadas en el Delta V para tomar los correctivos indicados a tiempo y evitar complicaciones mayores. Realizar una limpieza general del sitio para contribuir con el buen desempeño del lugar.

5.10.2. Precauciones

- Manipular con cuidado los equipos que conforman este sistema para evitar lesiones severas o la muerte debido al alivio brusco de la elevada presión que se maneja en éstos.
- Al realizar actividades en el área, caminar con cuidado para evitar accidentes o casi accidentes a causa de las líneas que se encuentran a ras de piso.

- Si el suministro de energía eléctrica es suspendido, el Operador deberá resetear el sistema para impedir que los motores arranquen inmediatamente, proporcionando seguridad a la persona que por casualidad este realizando alguna labor de mantenimiento.

6. CONTINGENCIAS

Describe las actividades a seguir en caso de que las planteadas inicialmente no se puedan llevar a cabo.

6.1. PROBLEMAS POTENCIALES DE OPERACIÓN EN LOS SEPARADORES

6.1.1. Problemas de espuma

La causa principal que origina los problemas de espuma son las impurezas que están en la producción (aceite + agua) desde la formación productora. Estos problemas pueden ser enfrentados si se dispone de suficiente tiempo de residencia o se tiene suficiente superficie de coalescencia para romper la espuma, o mediante la utilización de un producto antiespumante.

EFFECTOS

- Problemas mecánicos en el control de nivel, ya que la espuma afecta el control de la interfase
- gas-aceite.
- Reduce el volumen del separador: La espuma ocupa espacio que corresponde al crudo o al gas. Es decir, reduce la capacidad de la sección de separación gravitacional y de la sección de acumulación de líquido.
- Reduce la eficiencia: Se convierte en un banco no controlado de espuma, en el cual se hace casi imposible separar el gas de líquido, lo cual origina que se presente arrastre de gas en la descarga del líquido del separador.
- El líquido descargado por el separador lleva alguna cantidad de gas que origina problemas posteriores.

SOLUCIONES

- Realizar ajustes al diseño original, tal como la instalación de placas coalescedoras.
- Aumentar el tiempo de residencia.
- Hacer ajustes en la presión inicial de separación.
- Utilización de un producto antiespumantes.

6.1.2. Problemas de parafina

Se presenta cuando se trabaja con crudos parafínicos. La operación del separador puede verse seriamente afectada por la acumulación de parafina en el extractor de niebla o en las superficies de coalescencia de la sección de acumulación de líquido. La parafina puede causar problemas adicionales en los controles de nivel tipo interfase.

SOLUCIONES

- Uso de extractores de niebla tipo centrífugo.
- Utilizar vapor o solventes, para lo cual se debe proveer el recipiente de orificios para su correspondiente inyección.
- Uso de un dispersante o inhibidor de parafina.
- Instalación de un dispositivo electromagnético en el fondo de la tubería de producción del pozo que actúa como dispersante de parafina.

6.1.3. Problemas de arena

Existe por la producción de arena proveniente de la formación productora debido a ineficiencias en el control de arena en pozos productores. Este problema puede aumentarse por altas fuerzas de arrastre que son causadas por altos caudales de producción que sobrepasan el nivel de producción crítica.

EFFECTOS

- Abrasión de las partes internas de las válvulas de descarga, afectando los controles de nivel.
- Abrasión en las líneas de descarga del separador, lo cual debilita el material y disminuye la vida útil de las mismas.
- Acumulación de arena en el fondo del recipiente y taponamiento en las salidas o descargas del líquido.

SOLUCIONES

- La mejor solución es la instalación de un adecuado sistema de control de arena en el completamiento original del pozo: Empaquetamiento de arena, filtros de arena, liners rasurados, etc., previo diseño elaborado a partir del análisis granulométrico de la arena proveniente de la formación productora.
- Uso de separadores con el mínimo de dispositivos de acumulación interna.
- Uso de válvulas resistentes a la abrasión.
- Producir el pozo a caudales que no estén por encima de la tasa crítica.

- Aumento en la densidad de cañoneo.
- Aumento del intervalo abierto en la zona productora, si es factible.

6.1.4. Problemas de emulsiones

La emulsión se forma por la presencia de contaminantes en el caudal de producción, provenientes de la misma formación productora, tal como los asfaltenos, resinas, etc. Como la emulsión se forma en la interfase agua-aceite, el problema estará en el control de nivel y por lo tanto para el colchón de aceite. También afecta los tiempos de residencia generando la disminución en la eficiencia de separación y el aumento en los costos de tratamiento.

SOLUCIONES

- Utilizar rompedores de emulsión especiales para estos casos, habiendo hecho un análisis previo en el laboratorio.
- Utilizar tratadores de crudo para reforzar el rompimiento.

6.1.5. Problema de Arrastre de líquido en la fase gaseosa

Se detecta cuando el gas descargado presenta contenido de líquido por encima del normal. Su origen tiene varias causas:

- Puede ser producido por alto nivel de líquido.
- Daño en las partes internas del separador, tal como en el control de nivel.
- Distancia insuficiente entre el desviador de flujo y el extractor de niebla.
- Diseño inadecuado del separador por tiempos de residencia muy bajos.
- Taponamiento de las descargas o salidas.
- Daño en la válvula de descarga.
- Alta turbulencia.
- Ajuste deficiente en el control de nivel.

Estos problemas causan deficiencia en la separación y presencia de alto contenido de agua y aceite en el gas producido.

6.1.6. Problema de Arrastre de gas en la fase de líquida

Ocurre cuando gas libre escapa con el líquido que está siendo descargado por el separador. También tiene varias causas:

- Presencia de espuma, lo cual origina una remoción deficiente de gas.
- Bajo tiempo de residencia

- Daño en la válvula de descarga
- Daño en el control de nivel.
- Falta de ajuste del sistema de control de nivel.

Estos problemas generan deficiencia en la separación y alto contenido de gas en el líquido que se está descargando del separador.

6.1.7. Problema de Alta y Baja presión en los separadores.

CAUSAS

- Problemas en los transmisores o en las válvulas automáticas controladoras de presión.
- Fallas en los elementos de Shut Down.
- Alta presión en la línea de entrada desde el Múltiple.

EFFECTOS

- Represamiento aguas arriba del separador.
- Cierre de la válvula de Shutdown.
- Disparo de las válvulas de seguridad.
- En caso de baja presión, posible atascamiento.

SOLUCIONES

Si hay alta presión en los Separadores Generales se deben seguir los siguientes pasos:

- Observar la presión del separador en el manómetro.
- Si es mayor a 60 psi, debe verificar que la válvula automática de salida de gas este funcionando adecuadamente. Si no es mayor a 60 psi informar a los Instrumentistas para que tomen correctivos
- Si la válvula no abre según la señal, by-pasearla y operar manualmente el separador manteniendo la presión en 60 psi.
- Informar a los Instrumentistas del problema para que tomen los correctivos necesarios.

En caso de atascamiento se deben seguir los siguientes pasos:

- Verificar el nivel en el visor de nivel del separador.
- Verificar el funcionamiento de las válvulas automáticas de salida de fluido del separador. Si estas válvulas no están abriendo y cerrando de acuerdo a la señal, Bypasear estas válvulas, operar en manual el separador y reportar al instrumentista.
- Si no se está estabilizando el nivel debe verificar las restricciones aguas abajo y bypasearlas si se pueden (en el caso de los Separadores Trifásicos

abrir el by pass de los Pre-Filtros). Monitorear hasta que se establezcan las condiciones normales de operación del separador y restablecer el funcionamiento automático de éste.

- Drenar las diferentes trampas de condensado en las líneas de gas.

Si la presión en el separador es baja, seguir los siguientes pasos:

- Observar la presión del separador en el manómetro.
- Si es suficiente para desalojar los fluidos, debe verificar el estado de la válvula automática de salida de gas.
- Verificar que está funcionando adecuadamente. Si está funcionando, verificar que las válvulas de seguridad estén cerradas y de lo contrario cerrar las válvulas manuales ubicadas antes de éstas.
- Si no está funcionando adecuadamente, se debe cerrar la válvula manual ubicada antes de la automática y operar manualmente el separador.
- Informar a los Instrumentistas del problema para que tomen los correctivos necesarios.
- Monitorear el separador hasta que se alcancen las condiciones normales de operación.

6.1.8. Alto y Bajo nivel de fluido en los separadores.

CAUSAS

- Problemas en los transmisores o en las válvulas automáticas controladoras de nivel.
- Aumento inesperado de la producción de los pozos.
- Válvulas manuales de drenaje abierta.

EFFECTOS

- Atascamiento.
- Separación inadecuada de las fases.
- Flujo de gas por la línea de drenaje y/o línea de salida de crudo.

SOLUCIONES

En caso de atascamiento se deben seguir los siguientes pasos:

- Verificar el nivel en el visor de nivel del separador.
- Verificar el funcionamiento de las válvulas automáticas de salida de fluido del separador. Si estas válvulas no están abriendo y cerrando de acuerdo a la señal, Bypasear estas válvulas, operar en manual el separador y reportar al instrumentista.
- Si no se está estabilizando el nivel debe verificar las restricciones aguas abajo y bypasearlas si se pueden (en el caso de los Separadores Trifásicos abrir el by pass de los Pre-Filtros). Monitorear hasta que se establezcan las

condiciones normales de operación del separador y restablecer el funcionamiento automático de éste.

- Drenar las diferentes trampas de condensado en las líneas de gas.

Verificar el alto nivel por medio del visor de nivel y de acuerdo a éste, by-pasear las válvulas automáticas de control de salida de fluidos y avisar al Instrumentista del inconveniente para la revisión de dispositivos de control de la vasija.

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.

Si hay bajo nivel y la válvula automática esta funcionando adecuadamente, revisar que las válvulas de drenaje estén cerradas.

6.2. PROBLEMAS POTENCIALES DE OPERACIÓN EN LOS SEPARADORES

6.2.1. Alto BSW.

CAUSAS

- Alta o Baja cantidad de químico inyectado
- Falla en la sonda que regula el funcionamiento de la válvula automática de salida de agua o en ésta.
- Bajo tiempo de residencia.
- Colchón de agua alto.

EFFECTOS

Crudo fuera de especificaciones.

SOLUCIONES

- Informar a los químicos del problema para que verifique la dosificación del químico inyectado.
- Verificar que la válvula automática de salida de agua este funcionando correctamente, de lo contrario avisar a los instrumentistas para que tomen los correctivos necesarios.
- 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.

6.2.2. Agua con altas ppm.

CAUSAS

- Alta o Baja cantidad de químico inyectado.
- Falla en la sonda que regula el funcionamiento de la válvula automática de salida de agua o en ésta.

EFFECTOS

Arrastre de crudo por la línea de salida de agua.

SOLUCIONES

- Informar a los químicos del problema para que verifique la dosificación del químico inyectado.
- Verificar que la válvula automática de salida de agua este funcionando correctamente, de lo contrario avisar a los instrumentistas para que tomen los correctivos necesarios.

6.3. PROBLEMAS POTENCIALES DE OPERACIÓN EN LOS TANQUES DE ALMACENAMIENTO

6.3.1. Alto o Bajo nivel del fluido en el Tanque de Venta.

CAUSAS

- Alto o bajo flujo de entrada.
- Falla en la transmisión de la señal del nivel o en el indicador.
- Falta de monitoreo desde el Delta V.
- Falla de las Bombas de Transferencia.

EFFECTOS

- Contaminación en la zona de tanque por derrame.
- Cavitación en las Bombas de Transferencia.

SOLUCIONES

- En caso de tener alto nivel, utilizar las dos Bombas de Transferencia para bajar el nivel más rápido.
- Si se tiene bajo nivel, apagar las bombas en caso de que éstas no lo hagan automáticamente.
- Informar al instrumentista para que revise los elementos de medición de nivel y el Sistema Delta V.

- Revisar y ajustar las condiciones de operación en el Gun Barrel.
- Si hay derrame solicitar apoyo para la limpieza del área afectada.

6.3.2. Alto nivel de agua.

CAUSAS

Falta de drenaje constante del agua acumulada en el fondo del tanque.

EFFECTOS

Aumento del BSW medido en la Unidad LACT, afectando la liquidación diaria.

SOLUCIONES

Abrir totalmente la válvula de drenaje hasta que el agua acumulada sea evacuada.

6.4. PROBLEMAS POTENCIALES DE OPERACIÓN EN EL SISTEMA DE TRATAMIENTO DEL GAS RESIDUAL

6.4.1. Alta y baja presión en los Scrubbers.

CAUSAS

- Alto y bajo flujo de gas.
- Falla en los instrumentos de seguridad.
- Fugas en las líneas o vasijas.

EFFECTOS

- Disparo de las válvulas de seguridad.
- Sobre-presión en los separadores y líneas de conducción.
- Deficiencia en el suministro de gas al Centro de Generación de energía eléctrica.

ACCIONES

- 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-paseala si es posible y pedir la colaboración al personal de mantenimiento para solucionar este problema.

6.4.2. Alto nivel de líquido en los Scrubbers.

CAUSAS

- Problema de atascamiento en los separadores.
- Falla en los instrumentos de control de salida de líquido.
- Falta de drenar constantemente los líquidos acumulados.

EFFECTOS

- Gas no apto para el consumo.
- Flujo de líquido en la línea de gas.

SOLUCIONES

- En caso de atascamiento en los Separadores, actuar de acuerdo al diagrama de bloques de atascamiento, descrito en el Sistema de Separación.
- Inspeccionar que los instrumentos de control de salida de líquido estén trabajando correctamente, de lo contrario solicitar a los instrumentistas su revisión.
- Drenar los Scrubbers y el Separador de Crudos Limpios.

6.4.3. Arrastre de gas en la línea de salida de condensados de los Scrubbers.

CAUSAS

- Drenaje abierto.
- Falla en los instrumentos de control de salida de líquido.

EFFECTOS

- Aumento de gas en el sumidero.
- Disminución en la cantidad de gas de consumo.

SOLUCIONES

- Verificar la condición de la válvula de drenaje. Cerrarla si esta abierta.
- Inspeccionar que los instrumentos de control de salida de líquido estén trabajando correctamente, de lo contrario solicitar a los instrumentistas su revisión.

6.4.4. Alto nivel de líquido en el Knock Out Drum.

CAUSAS

- Falla en los instrumentos de control de salida de condensados.
- Falla en las Bombas de Recirculación hacia el Gun Barrel.

EFFECTOS

- Separación deficiente de condensados en el Knock Out Drum.
- Presencia de Tea.

SOLUCIONES

- Drenar el Knock Out Drum.
- Verificar que los instrumentos de control de salida de líquido y las Bombas de Recirculación estén trabajando correctamente, de lo contrario solicitar a los instrumentistas y al personal de mantenimiento su revisión.

6.5. PROBLEMAS POTENCIALES DE OPERACIÓN EN LAS BOMBAS DE TRASFERENCIA

6.5.1. La Bomba no entrega líquido

CAUSAS	SOLUCIONES
Bomba no cebada	Vuelva a cebar la bomba, revise que la bomba y la línea de succión esté llena de líquido
Línea de succión obstruida	Remueva las obstrucciones
Impulsor obstruido con material extraño	Purgar hacia atrás la bomba para limpiar el impulsor
Dirección equivocada de rotación	Cambie la rotación para coincidir con la dirección indicada por flechas en el rodamiento o en la carcasa de la bomba
Válvula de piso o abertura de no sumergida lo suficiente	Consulte al fabricante la profundidad apropiada. Utilice bafles para eliminar los vórtices
Elevación de succión muy alta	Disminuya la tubería de succión

Tabla 8. Problema de Bomba: No entrega líquido

6.5.2. Bomba no produce el flujo o cabeza especificados.

CAUSAS	SOLUCIONES
Escape de aire por la junta	Reemplace la junta
Escape de aire por la tapa de prensaestopa	Reemplace o reajuste el empaquetamiento/sello mecánico
Impulsor parcialmente obstruido	Purgar hacia atrás la bomba para limpiar el impulsor
Desgaste del plato en la succión o de los anillos	Reemplace las partes defectuosas
Cabeza de succión insuficiente	Asegure que la válvula en la línea de succión está completamente abierta y que no esta obstruida
Impulsor desgastado o roto	Revisar y reemplazar si es necesario

Tabla 9. Problema de Bomba: No produce flujo o cabeza especificados

6.5.3. La Bomba inicia y luego para de bombear

CAUSAS	SOLUCIONES
Cebado incorrecto	Vuelva a cebar la bomba
Bolsillos de aire o vapor en la línea de succión	Acomode las tuberías para eliminar el aire
Escape de aire en la línea de succión	Repare el escape de aire

Tabla 10. Problema de Bomba: Inicia y luego para de bombear

6.5.4. Rodamientos calientes

CAUSAS	SOLUCIONES
Alineamiento inapropiado	Realice el alineamiento de la bomba y el motor
Lubricación inapropiada	Revise la eficacia y nivel del lubricante
Lubricante enfriado	Revise el sistema de enfriamiento

Tabla 11. Problema de Bomba: Rodamientos Calientes

6.5.5. La Bomba suena o vibra

CAUSAS	SOLUCIONES
Mal alineamiento bomba/motor	Alinee los ejes
Obstrucción parcial del impulsor causando desbalance	Purgar hacia atrás la bomba para limpiar el impulsor
Impulsor o eje doblado o roto	Reemplace las partes defectuosas
Fundación o cimientos no rígidos	Apretar los pernos de la bomba y el motor
Rodamientos desgastados	Reemplazar
Tuberías de succión/descarga sin sujetar apropiadamente	Ajuste de acuerdo a las recomendaciones del Manual del Hydraulic Institute
Bomba está cavitando	Problema del sistema

Tabla 12. . Problema de Bomba: Suena o Vibra

6.5.6. Escape excesivo en el prensaestopa / cámara de sello

CAUSAS	SOLUCIONES
Funda de empaque ajustada inapropiadamente	Apretar las tuercas de la funda
Prensaestopa mal empacado	Revise el empacado y reempaque la caja
Partes del sello mecánico desgastadas	Reemplace las partes desgastadas
Sobrecalentamiento de sello mecánico	Revise la lubricación y las líneas de enfriamiento
Funda de eje desgastada	Reemplace o repare como se requiera

Tabla 13. . Problema de Bomba: Escape excesivo en la cámara de sello

6.5.7. Motor requiere potencia excesiva

CAUSAS	SOLUCIONES
Cabeza por debajo de la establecida. Bombea mucho líquido	Consulte con el fabricante, instale válvulas de estrangulamiento
Líquido más pesado de lo esperado	Revise la gravedad específica y la viscosidad
Empaquetamiento muy apretado	Reajuste el empacado y reemplace si está desgastado
Partes giratorias pegadas	Revisar partes internas para confirmar espaciamientos

Tabla 14. . Problema de Bomba: Motor requiere potencia excesiva

6.5.8. Baja presión de succión de las bombas de transferencia

CAUSAS

- Bajo nivel en el Tanque de Venta.
- Obstrucciones o rotura en la línea de succión.

EFFECTOS

- Cavitación en las Bombas de Transferencia.

SOLUCIONES

- Apagar las bombas.

- Verificar que la línea de succión este en buenas condiciones, de lo contrario informar a la cuadrilla para que tomen los correctivos necesarios.

6.5.9. Alta presión de descarga.

CAUSAS

Taponamiento en la línea de descarga.

EFFECTOS

Bombeo deficiente hacia la estación.

SOLUCIONES

- Apagar la bomba.
- Revisar la línea de conducción y hacer los correctivos necesarios.

6.6. PROBLEMAS POTENCIALES DE OPERACIÓN EN EL SISTEMA CONTRA INCENDIOS

Áreas de Proceso	Posible Causa	Resultado Final	Acción Preventiva
Compresores	Alta vibración Alta presión Fugas	Escape de gas Falla escape por bridas o sellos Incendio	Detectores de gas Inspección preventiva Detectores gas
Generadores	Daño Válvulas Derrame Diesel Escape Gas	Escape gas Incendio Incendio	Detectores de gas Inspección preventiva Detectores de gas
Sala de Control	Corto Circuito	Incendio	Protecciones
Oficina y Laboratorio	Calor y Combustible	Incendio	Detectores de humo – alarma
Tanques de Crudo	Rayo Derrame al dique	Incendio Incendio	Inspección - alarma
Área de Talleres	Derrame Corto Circuito	Incendio Incendio	Inspección Protecciones
Bombas Despacho	Derrames de crudo falla sellos	Incendio	Inspección
Separadores	Escape crudo	Incendio	Inspección
Manifold entrada Pitch Launcher	Escape de crudo	Incendio	Inspección
Separadores	Escapes de	Incendio	Inspección

baja	crudo y gas		
Regenerador Glycol	Escape de gas	Incendio	Inspección
Contador Glycol	Escape de gas	Incendio	Inspección
Almacenamiento o Propano	Escape de gas	Incendio	Inspección
Área de separadores de gas	Escape de gas	Incendio	Detectores de gas – Inspección – alarmas – Shutdown
Separadores API	Derrame	Incendio	Detector de llama - Inspección
Almacenamiento o Nafta	Derrame	Incendio	Inspección - alarma

Tabla 15. Problemas potenciales de Operación en el Sistema Contraincendio

6.7. PROCEDIMIENTO LIMPIEZA DE DERRAMES

El objetivo este procedimiento es determinar las acciones a seguir para la Limpieza de Derrames dentro de la Superintendencia de Operaciones Putumayo, con la finalidad de controlar los aspectos ambientales involucrados.

6.7.1. Responsabilidades

Superintendencia

Proporcionar los recursos necesarios para el cumplimiento del presente procedimiento.

Coordinador:

Verificar el cumplimiento del presente procedimiento

Asesorar en caso de limpieza de derrames que no quedasen abarcados en el siguiente procedimiento.

Tomar las acciones preventivas y correctivas adecuadas y verificar cumplimiento y efectividad.

Supervisor:

Capacita a los Operadores y Contratistas acerca del presente procedimiento.

Verificar el cumplimiento del mismo en su sector.

Contratistas:

Realizar las tareas de limpieza de derrames de acuerdo al presente procedimiento.

6.7.2. Limpieza de nuevos derrames

En caso de tratarse de incidentes contaminantes clasificados como Significativos o Mayores, o que el designado para la limpieza del derrame considere que las características del mismo revisten un grado de particularidad tal que excede lo abarcado en el presente procedimiento, debe comunicarse de inmediato con el Coordinador Ambiental como primera medida, a fin de recibir las instrucciones particulares del caso.

6.7.2.1. Contención del derrame

Se realiza si los derrames son en terrenos desnivelados o con pendientes, o bien en casos en que la presencia de agua en la superficie pudiera hacer migrar el hidrocarburo. Se forman bordes de contención de tierra mediante el empleo de:

- Maquinaria vial si se tratase de locaciones, caminos o áreas de trabajo desmontadas.
- Paleros si se tratase de campo o zonas sin desmontar.

Una vez contenido el derrame, se succiona el fluido derramado mediante uso de camión atmosférico con equipo de vacío apropiado para la tarea. Si el derrame se presentara en un terreno desnivelado, deberá excavarse una pileta cuyas dimensiones son lo más reducidas posible, en el nivel más bajo, con la finalidad de recuperar el fluido con el camión atmosférico. El fluido recogido es transportado y volcado al sistema productivo en los puntos autorizados a tal fin.

6.7.2.2. Limpieza de locaciones, caminos, picadas y otras áreas desmontadas

Para los derrames ocurridos o contenidos en locación, caminos, picadas o áreas de trabajo desmontadas, se recoge el suelo empetrolado mediante el empleo de maquinaria vial, retirando una capa de suelo de 10 a 25 cm de espesor, lo que asegura que el suelo remanente estará libre de petróleo.

El suelo retirado se repone con ripio extraído de la cantera de áridos, o material de aporte. Los sólidos empetrolados se transportan a los repositorios de disposición

transitoria de suelos empetrolados, autorizados, en donde se acondicionarán y dispondrán finalmente según el procedimiento correspondiente.

6.7.2.3. Limpieza de derrames en campo y áreas no desmontadas

- Si el derrame hubiere afectado el campo, no se utiliza maquinaria para su limpieza, sino que se trabaja de manera manual, mediante el empleo de palas manuales, carretillas y elementos afines para evitar perturbaciones en el suelo y la vegetación.
- Se debe retirar exclusivamente la capa de hidrocarburo, dejando la totalidad del suelo a fin de preservar la integridad del mismo, evitando la erosión eólica e hídrica.
- Se debe preservar la cobertura vegetal, por lo que no se debe retirar, aplastar o cortar vegetación.
- Con la finalidad de mejorar la limpieza de la cobertura vegetal, puede requerirse el empleo de un equipo de vapor en determinadas situaciones, en este caso, el equipo será provisto por la empresa contratista encargada de la limpieza.
- Los sólidos empetrolados se manejan y disponen de la misma manera que los derrames ocurridos en locación, caminos, picadas y otras áreas desmontadas.
- En caso de existir la posibilidad de ingreso de animales, el supervisor de producción solicitará que se coloque un alambrado de cinco hilos en la zona del incidente.
- Si el área resultare dañada y necesitare un tiempo de restauración, se alambrará la misma a fin de restringir el ingreso de animales domésticos favoreciendo su recuperación.

6.7.2.4. Sprays de petróleo

Para derrames producidos por sprays (no afectan significativamente la vegetación), se deberá alambra el área afectada como única medida. Esto evitará el contacto del hidrocarburo con animales y permitirá la biodegradación natural. No deberá emplearse maquinaria alguna en la remediación del área afectada.

6.7.2.5. Derrames que afecten cursos superficiales

- La contención del derrame se realiza mediante el empleo de barreras flotantes absorbentes, las cuales serán incineradas al finalizar la recuperación.
- Las barreras se colocan formando una curva con la finalidad de desplazar el fluido hacia el punto de succión.

- La recuperación del fluido derramado se realiza mediante el empleo de camiones de vacío en un punto de succión determinado.

6.7.3. Limpieza de Derrames Antiguos

En el caso de piletas remediadas y escarificadas o antiguos derrames remediados y escarificados que presenten bloques de petróleo seco espeso en superficie (terrones), lo más importante es no dañar la vegetación preexistente. Se deben retirar exclusivamente los "terrones" de sólidos empetrolados mediante el empleo de palas manuales. La disposición de los sólidos empetrolados se realiza de la misma manera que para los derrames en locaciones, caminos, picadas y otras áreas desmontadas.

En el caso de derrames antiguos que no hayan sido remediados y presenten petróleo seco espeso en superficie, se debe realizar una roturación con escarificador a fin de trozar la capa sólida y mezclarla con el suelo, para favorecer la biodegradación. La roturación debe realizarse exclusivamente en aquellas zonas en donde no ha crecido vegetación, favoreciendo la oxidación del petróleo y el enraizamiento de la vegetación.

6.7.4. Finalización del trabajo

Una vez finalizadas las tareas de limpieza, tanto el Supervisor a cargo de la limpieza por parte de la empresa contratista, como el supervisor de ECOPETROL S.A. del área en el que ocurrió el derrame, firman un registro dejando constancia de la realización del trabajo.

CONCLUSIONES

Este manual proporciona al personal que opera en las Baterías pasos que permiten conocer las distintas etapas que se llevan a cabo dentro de los procesos de recolección, tratamiento, almacenamiento y venta de crudo, para que se puedan operar en forma adecuada, contribuyendo con la seguridad del personal y la integridad de los equipos propiedad de ECOPETROL S.A.

Este manual ayudó a que los operadores de cada una de las baterías conocieran más a fondo cada uno de los equipos que ellos manejan estandarizando las operaciones y les proporcionó información fundamental de pasos a seguir cuando se presentan problemas en cada uno de los equipos.

Con el desarrollo de los temas propuestos en este manual se garantiza una guía veraz de las operaciones ya que estos proporcionan una información suficiente para ser usado como material de consulta pues cuenta con una base experimental para minimizar los riesgos de accidentes y asegura que los procesos que se deben llevar a cabo se realicen de una manera confiable previniendo todo tipo de daños por el mal uso de los equipos.

La realización de este manual ayuda a que los estudiantes del programa ingeniería de petróleos, que se dedican a realizarlos, tengan un contacto directo con la industria lo cual hace que se complementen los conocimientos adquiridos durante la carrera.

Los análisis de riesgos representan una descripción de los eventos que posiblemente pueden ocurrir, para tomar las debidas medidas correctivas con las cuales se garantiza la seguridad del personal, del equipo y el éxito de cada una de las operaciones.

Este manual es un documento con muy buena información para los estudiantes y profesores del programa de Ingeniería de Petróleos, ya que sirve de apoyo pedagógico en las áreas que involucren temas de Producción en cuanto a datos teóricos de los equipos utilizados en las facilidades de superficie, la forma en que se deben operar y las contingencias operacionales.

RECOMENDACIONES

Como recomendación principal, se debe dar un correcto manejo del manual en especial a los operadores y demás personas que intervengan en las operaciones de la batería, para poder conocer de manera precisa los procesos que allí se realizan y así disminuir las posibilidades de sufrir un accidente.

Los operadores deben estudiar bien cada uno de los equipos y revisar cada una de las operaciones para identificar de manera correcta los procedimientos en donde se corre mayor peligro, a nivel personal, ambiental y operacional y estar atento para prevenir cualquier tipo de inconveniente.

Se debe actualizar cada uno de los procedimientos de las Baterías siempre que se hagan cambios en las infraestructuras y en los equipos para mantener al día los procesos y así la confiabilidad en la ejecución de los diferentes procedimientos.

Los estudiantes de Ingeniería de petróleos revisen constantemente este manual para que tengan idea de los equipos que conforman las baterías, las operaciones que se realizan y las contingencias para evitar eventualidades.

BIBLIOGRAFÍA

- RIVADAVIA, Comodoro. Manual de Producción – Pan American Energy. Escuela Petrolera de la Patagonia, Unidad de Gestión Golfo San Jorge. Abril de 2002.
- UNIORIENTE. Optimización de Facilidades de Superficie en Campos Petroleros. Septiembre de 2005.
- ECOPETROL S.A. Procedimiento de Operaciones de Batería Uno, Batería Dos, Batería Churuyaco, Batería Caribe, Batería Loro, Batería Colón y Batería Mansoyá. Versión 02. Julio de 2006.
- Departamento de Producción Apiay. Manual de Operaciones Estación de Recolección y Tratamiento Apiay. Versión 6. Octubre de 2007.
- ABUSAID, Ricardo Habib. Deshidratación de crudo. Seminario de Petróleo, LIPESA. 2005.
- RAMIREZ PLAZAS, Hernando. Capacitación extra en tratamiento del Gas Natural. Mayo de 2004.
- Contreras C. Marvin J. (2004). Evaluar y Diagnosticar las Condiciones de Operación de la Estación de Tratamiento de Crudo BARED-10-Distrito San Tome. Informe de Pasantías. Universidad Rafael Urdaneta, Maracaibo.
- Smith Vernon H. (2001). Oil and Gas Separators. Petroleum Engineering Handbook. Chapter 12. Meriand Corp. Houston.
- Rivero R. Engly N. (2000). Implantación de la Gerencia de la Seguridad de los Procesos para la Baterías AREF-2 y las Estaciones de Bombeo ARED-4, BARED-4 Y BARED-8. Trabajo Especial de Grado. Universidad Nacional Experimental "Antonio José de Sucre", Barquisimeto.
- Busto Trina I. y Zamora M. Oswaldo N. (2002). Evaluación del Sistema de Manejo de Fluidos en Superficie para el Área Mayor de Socororo. Trabajo Especial de Grado. Universidad Central de Venezuela, Caracas.
- Woodruff John (1968). Crude Oil Tanks: Construction, Strapping, Gauging and Maintenance. API Manual. The University of Texas at Austin, Texas.

- ESCOBAR H. Luis. Medición De Crudo En Tanques. Problemas Y Tratamiento De Espuma. Pérdidas Por Evaporación. Consultores Esconpet, S.A.
- NORMA ISO 4126. International Organization for Standardization. International Standards for Business, Government and Society. 2007

ANEXOS

A continuación se adjunta un Procedimiento de Operación de la Batería UNO el cual es un ejemplo de los demás documentos que se realizaron para las demás Baterías de la Superintendencia de Operaciones Putumayo,

Asimismo se hallarán dos instructivos, uno llamado “Instructivo de Bombeo de la Batería Uno”, el cual muestra paso a paso las actividades que se deben llevar a cabo para el correcto envío del crudo desde la batería, hasta la estación de bombeo el cual es un ejemplo de cada uno de los instructivos de bombeo que se realizaron para cada una de las baterías. El otro instructivo llamado “Instructivo de transporte de Fluidos desde la Batería Sucumbios” muestra la operación para el cargue de crudo para las baterías que no cuentan con sistema de bombeo y deben hacerlo por carro tanque.

	INSTRUCTIVO PARA EL TRANSPORTE DE FLUIDOS DESDE LA BATERÍA SUCUMBIOS		
	OPERACIÓN Y ENTREGA DE HIDROCARBUROS SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES PUTUMAYO		
	SOP-PPU-I-0XX	Elaborado 30/02/10	Versión: 1

CONTENIDO

1. OBJETIVO	2
2. GLOSARIO	2
3. CONDICIONES GENERALES	2
3.1 Disposiciones de Seguridad y Control Operacional	2
3.2 Disposiciones ambientales	3
4. DESARROLLO	3
5. CONTINGENCIAS	9

	INSTRUCTIVO PARA EL TRANSPORTE DE FLUIDOS DESDE LA BATERÍA SUCUMBIOS		
	OPERACIÓN Y ENTREGA DE HIDROCARBUROS SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES PUTUMAYO		
	SOP-PPU-I-0XX	Elaborado 30/02/10	Versión: 1

1. OBJETIVO

Este instructivo describe las actividades adecuadas a seguir durante el proceso de transferencia del fluido almacenado en la Batería Sucumbios hacia la Batería Churuyaco para su respectivo tratamiento.

El presente documento aplica para el proceso de despacho del crudo de producción almacenado en la Batería Sucumbios. Esta tarea será desarrollada por el operador encargado de la batería con la colaboración de los funcionarios que estén involucrados en el proceso.

2. GLOSARIO

Ver Glosario en el documento "Manual de Operaciones de las Baterías de la Superintendencia de Operaciones Putumayo de ECOPETROL S.A."

3. CONDICIONES GENERALES

3.1 Disposiciones de Seguridad y Control Operacional

Asegúrese de utilizar los elementos de seguridad personal propios para esta actividad:

- CABEZA: Casco de Seguridad
- OJOS: Gafas de Seguridad
- OIDOS: Protectores Auditivos
- NARIZ: Máscara para gases
- CUERPO: Ropa de Trabajo
- MANOS: Guantes
- PIES: Botas de seguridad
- OTROS: Arnés de Seguridad, Cordón de Seguridad y Línea de vida retráctil

Previo a la Operación:

- Debe efectuarse la evaluación, divulgación y aplicación del ATS correspondiente a ésta tarea.
- Hacer una Charla técnica entre el Operador y el Conductor del Carro Tanque para establecer las líneas de acción y los roles a desempeñar durante la operación.
- Hacer revisión general del equipo en especial al estado de la manguera de transferencia.
- Organizar las herramientas y materiales con el fin de dejar el área de trabajo despejada para la operación.
- Establecer el plan de acción a seguir en caso de una eventual emergencia.

Durante la operación:

- Debe existir total coordinación entre el operador de la Batería y el conductor del carro tanque con el fin de evitar derrames de crudo.

	INSTRUCTIVO PARA EL TRANSPORTE DE FLUIDOS DESDE LA BATERÍA SUCUMBIOS		
	OPERACIÓN Y ENTREGA DE HIDROCARBUROS SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES PUTUMAYO		
SOP-PPU-I-0XX	Elaborado 30/02/10	Versión: 1	

- Estar anclado a la línea de vida mientras se encuentra encima del carro tanque.
- Estar pendiente del llenado del carro tanque para evitar que se derrame el crudo y haya contaminación.
- Vigilar el recipiente debajo de la bomba evitando que se llene y se derrame.

3.2 Disposiciones ambientales

Una vez terminada la operación, se debe dejar el área en condiciones ambientales satisfactorias y libres de basura, herramientas, accesorios y cualquier tipo de material extraño. Es importante evitar contaminaciones y en caso de presentarse hay que descontaminar inmediatamente.

4. DESARROLLO

La función principal de la Transferencia de fluidos desde la Batería Sucumbios a la batería Churuyaco es poder tratar el crudo ya que esta batería no cuenta con los mecanismos necesarios para hacer el tratamiento respectivo. En general las operaciones básicas que se ejecutan durante la transferencia de los fluidos son las siguientes:

4.1 Revisión documental.

- Se debe leer y aplicar el Análisis de Trabajo Seguro **ATS** correspondiente a ésta tarea para lo cual el trabajador que va a realizar el trabajo debe llenar un formato de **Análisis de trabajo Seguro (ATS)** de acuerdo a la **Matriz RAM** donde se analiza la secuencia ordenada de pasos para la ejecución del descargue, identificando los peligros asociados, estableciendo las consecuencias de la liberación de los mismos, definiendo los controles requeridos y especificando el responsable por cada uno de estos, con el propósito de lograr llevar el riesgo de ejecución a un nivel ALARP.
- El operador debe abrir el permiso de trabajo llenando el formato de **Permiso de trabajo en Caliente** el cual se llena ya que esta actividad que involucra fuentes reales o potenciales de ignición debido a que se usan equipos y herramientas que pueden generar chispa. Además, el operador debe revisar los certificados de apoyo y la ficha de seguridad del producto para poder continuar con el trabajo.





INSTRUCTIVO PARA EL TRANSPORTE DE FLUIDOS DESDE LA BATERÍA SUCUMBIOS

OPERACIÓN Y ENTREGA DE HIDROCARBUROS SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES PUTUMAYO

SOP-PPU-I-0XX

Elaborado
30/02/10

Versión: 1

4.2 Preparación antes de Cargar el Carro Tanque

- Parquear el carro tanque en el área de Despacho y situar los conos en frente del camión y el extintor en la parte de atrás donde se pueda manipular sin tener inconvenientes.



- Instalar el cable de polo a tierra del carro tanque para evitar una descarga eléctrica.



- Ubicar un recipiente bajo la bomba del carro tanque para evitar un impacto ambiental negativo manchando el suelo de crudo.



- Colocarse el arnés de seguridad para trabajos en altura.



- Instalar la manguera que va de la bomba al carro tanque. Cerciorarse que quede bien ajustada

	INSTRUCTIVO PARA EL TRANSPORTE DE FLUIDOS DESDE LA BATERÍA SUCUMBIOS	
	OPERACIÓN Y ENTREGA DE HIDROCARBUROS SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES PUTUMAYO	
	SOP-PPU-I-0XX	Elaborado 30/02/10

para evitar fugas.



- Insertar la manguera de transferencia en la bomba del carro tanque asegurándose de que quede totalmente ajustada. Lego asegure las mangueras para evitar que se suelten por causa de la presión.



- Destape los tres Manhole que están en la superficie del carro tanque para dejar salir el gas que llega con el crudo.



4.3 Transferencia del Fluido al Carro tanque

- Abra la válvula del carro tanque y luego abrir la válvula del tanque de almacenamiento.



	INSTRUCTIVO PARA EL TRANSPORTE DE FLUIDOS DESDE LA BATERÍA SUCUMBIOS	
	OPERACIÓN Y ENTREGA DE HIDROCARBUROS SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES PUTUMAYO	
SOP-PPU-I-0XX	Elaborado 30/02/10	Versión: 1

- Purgar por unos segundos la moto bomba y luego encenderla para que empiece la transferencia del fluido del tanque de almacenamiento al carro tanque.



- Verificar que esté ingresando el fluido al carro tanque por lo cual se debe subir al techo del carro tanque y engancharse a la línea de vida.



4.4 Fin de la transferencia del fluido al carro tanque

- El conductor debe estar pendiente del llenado del carro tanque para que le pueda avisar al operador de la batería el momento en el cual debe cerrar la válvula del tanque de almacenamiento.



- El conductor debe avisar al operador el momento de cerrar la válvula del carro tanque. Seguidamente el operador cierra la válvula del tanque de almacenamiento y luego cierra la válvula del carro tanque.



INSTRUCTIVO PARA EL TRANSPORTE DE FLUIDOS DESDE LA BATERÍA SUCUMBIOS

OPERACIÓN Y ENTREGA DE HIDROCARBUROS SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES PUTUMAYO

SOP-PPU-I-0XX

Elaborado
30/02/10

Versión: 1



- El conductor del carro tanque debe drenar el crudo que quedó dentro de la bomba y adicionarlo al carro tanque, luego debe desinstalar la manguera de transferencia.



4.5 Medición del carro tanque

- El operador de la batería debe subirse al techo del carro tanque y tomar medida en cada uno de los Manhole para luego hacer un promedio de medidas y tener una medida más acertada ya que si lo hace en solo un Manhole, puede tener errores por la inclinación del carro tanque. Esta operación la debe hacer anclado a la línea de vida del carro tanque.



- Después de hacer la medición en cada uno de los Manhole, se debe limpiar la cinta con bencina y un trapo para evitar manchas en el carro tanque y para tener una buena medida en cada uno de los otros Manhole.





INSTRUCTIVO PARA EL TRANSPORTE DE FLUIDOS DESDE LA BATERÍA SUCUMBIOS

**OPERACIÓN Y ENTREGA DE HIDROCARBUROS
SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES PUTUMAYO**

SOP-PPU-I-0XX

Elaborado
30/02/10

Versión: 1

4.6 Sellado de Manhole y Válvula

- Colocar las tapas de cada uno de los tres Manhole del carro tanque y ajustarlas para evitar que se destapen en el viaje provocando un derrame.



- Cerrar las tapas y sellarlas para evitar el hurto del Fluido



- Cerciorarse que el sello haya quedado bien puesto



- Sellar la válvula del carro tanque para evitar el robo del fluido durante su transporte.



	INSTRUCTIVO PARA EL TRANSPORTE DE FLUIDOS DESDE LA BATERÍA SUCUMBIOS		
	OPERACIÓN Y ENTREGA DE HIDROCARBUROS SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES PUTUMAYO		
SOP-PPU-I-0XX	Elaborado 30/02/10	Versión: 1	

4.7 Documentación

- Se debe hacer los cálculos de la cantidad de fluido cargado en el carro tanque, esto se hace con las tablas de aforo de cada carro tanque y con las medidas tomadas en los tres Manhole. Luego se llena la **Guía Única para el transporte de Hidrocarburos** de ECOPETROL S.A. y la **Planilla de Control para el transporte de hidrocarburos** donde se informa el nombre del transportador, las placas del vehículo, la fecha y hora de salida, el volumen en barriles a transportar, los números pertenecientes a los cuatro sellos y se firma por el conductor y el operador de la batería.



- Cerrar el permiso de trabajo, despachar el carro tanque y escribir en la **Bitácora** lo ocurrido durante la transferencia del fluido al carro tanque, donde señalará los datos personales del conductor, las placas del vehículo, la hora de salida, la cantidad de crudo despachados y los respectivos números de sellos. También se dará a conocer la cantidad de crudo despachado y su respectivo BSW en el **Formato de reporte diario de Operación Batería Sucumbios**.



5. CONTINGENCIAS

5.1 Contingencias Operativas y de seguridad

Se puede presentar un accidente con el carro tanque en el momento de parquearse en el área de transferencia. Para evitar que esto suceda debe existir total coordinación por parte del conductor, por lo tanto se debe asegurar que no esté bajo los efectos de ninguna sustancia alcohólica o alucinógena y además debe de asistirlo una persona con el fin de darle cobertura en los puntos ciegos.

El conductor o el operador pueden resbalarse y caerse del techo del carro tanque en el momento de abrir las tapas del Manhole, o cuando están tomando las medidas, provocando una lesión menor o hasta la muerte. Para evitar esto, la persona que suba al techo del carro tanque debe estar anclada a la línea de vida.

	INSTRUCTIVO PARA EL TRANSPORTE DE FLUIDOS DESDE LA BATERÍA SUCUMBOS		
	OPERACIÓN Y ENTREGA DE HIDROCARBUROS SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES PUTUMAYO		
	SOP-PPU-I-0XX	Elaborado 30/02/10	Versión: 1

Puede suceder que haya una fuga en la bomba para la cual el conductor debe apagar la bomba mientras el operador cierra la válvula de salida del tanque de almacenamiento. Para evitar esto, se debe verificar el buen funcionamiento de los equipos utilizados para esta operación y hacerles mantenimiento constantemente.

5.2 Contingencias ambientales

Se puede presentar una desconexión de la manguera de transferencia por motivo de la presión manejada o por culpa del rodamiento del carro tanque, provocando una contaminación del lugar donde se debe cerrar la válvula del tanque de almacenamiento y seguidamente la válvula del carro tanque apagando la bomba. Luego se deben recoger los residuos contaminados con pala y limpiar el lugar contaminado con el respectivo Kit de control de derrames. Para evitar esto se debe verificar que las conexiones queden bien aseguradas y el carro tanque debe tener el freno de mano activado. En caso de conexiones en mal estado, el operador podrá parar la actividad y exigirle al operador del carro tanque conexiones seguras.

RELACIÓN DE VERSIONES

Versión	Fecha	Cambios

Revisó	Aprobó
DANIEL HERNANDO FAJARDO CASTAÑO Supervisor Área Sur-Occidente	MARTÍN SANTOS RUEDA Jefe Departamento de Producción Putumayo
RICHARD ALEJANDRO BRICEÑO MORENO Coordinador (e) Área Sur-Occidente	
HECTOR LEONARDO SOLARTE CORDOBA Coordinador Planta de Proceso	

	INSTRUCTIVO DE BOMBEO DE LA BATERÍA UNO		
	OPERACIÓN Y ENTREGA DE HIDROCARBUROS SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES PUTUMAYO		
	SOP-PPU-I-0XX	Elaborado 30/02/10	Versión: 3

CONTENIDO

1. OBJETIVO	2
2. GLOSARIO	2
3. CONDICIONES GENERALES.....	2
3.1 Descripción del equipo.....	2
3.2 Disposiciones de Seguridad y Control Operacional	3
3.3 Disposiciones ambientales	4
4. DESARROLLO	4
5. CONTINGENCIAS	7

	INSTRUCTIVO DE BOMBEO DE LA BATERÍA UNO	
	OPERACIÓN Y ENTREGA DE HIDROCARBUROS SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES PUTUMAYO	
	SOP-PPU-I-0XX	Elaborado 30/02/10

1. OBJETIVO

Este instructivo describe las actividades adecuadas a seguir durante el proceso de transferencia del fluido almacenado en la Batería Uno hacia Refinería o hacia Planta Orito para su respectivo tratamiento.

El presente documento aplica para el proceso de despacho del crudo de producción almacenado en la Batería Uno. Esta tarea será desarrollada por el operador encargado de la batería con la colaboración de los funcionarios que estén involucrados en el proceso.

2. GLOSARIO

Ver Glosario en el documento "Manual de Operaciones de las Baterías de la Superintendencia de Operaciones Putumayo de ECOPETROL S.A."

3. CONDICIONES GENERALES

En Batería Uno se realiza el proceso de recolección, tratamiento y almacenamiento de crudo, en esta última etapa, se tiene un tanque de almacenamiento, desde el cual, diariamente se bombea el crudo almacenado hacia su destino, bien sea la Refinería o la Planta Orito Departamento de Operaciones Sur - VIT. Este bombeo debe ser realizado coordinadamente con los operadores del sitio de destino, el inspector de hidrocarburos que se encargara de la fiscalización del crudo y el recorridor del área para evitar que suceda cualquier percance durante la operación.

3.1 Descripción del equipo

Bombas de despacho: Bomba utilizada para realizar el despacho de crudo desde la batería hacia su destino. Se tienen dos bombas centrífugas Ingersoll-Rand de despacho para realizar el bombeo con una capacidad de 2500 barriles de petróleo por hora cada una, de las cuales la unidad de Bombeo No.2 está en Stand By en caso de que la unidad de bombeo No.1 falle.



FIGURA 1. Bombas de Despacho Ingersoll-Rand

Bomba de transferencia: Bomba que se utiliza para desalojar la posible agua que se acumula en el tanque de bombeo, llevándola al Gun Barrel, para así lograr hacer un bombeo limpio de crudo.

	INSTRUCTIVO DE BOMBEO DE LA BATERÍA UNO	
	OPERACIÓN Y ENTREGA DE HIDROCARBUROS SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES PUTUMAYO	
	SOP-PPU-I-0XX	Elaborado 30/02/10



FIGURA 2. Bombas de Transferencia

Tanque de despacho (o de almacenamiento): Es el tanque que se usa para almacenar el crudo después del proceso de tratamiento que ocurre en los Gun Barrel. En el caso de la Batería Uno es un tanque de 5000 barriles codificado con el número ECP – 00057, y desde éste se procede a despachar el crudo hacia la Refinería o a la Planta Orito.

Computador de Flujo - OMNI; Aparato electrónico que se encarga de contabilizar el volumen de crudo bombeado y de realizar un análisis de calidad del crudo. Su lectura es comparada con la registrada por medición con cinta.



FIGURA 3. Computador OMNI

3.2 Disposiciones de Seguridad y Control Operacional

Asegúrese de utilizar los elementos de seguridad personal propios para esta actividad:

- CABEZA: Casco de Seguridad
- OJOS: Gafas de Seguridad
- OIDOS: Protectores Auditivos
- NARIZ: Máscara para gases
- CUERPO: Ropa de Trabajo
- MANOS: Guantes
- PIES: Botas de seguridad
- OTROS: Arnés de Seguridad

Previo a la Operación:

- Informarse del estado en general del oleoducto.
- Hacer revisión general de las bombas de despacho, las líneas de flujo y las válvulas que entran en el proceso.

	INSTRUCTIVO DE BOMBEO DE LA BATERÍA UNO		
	OPERACIÓN Y ENTREGA DE HIDROCARBUROS SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES PUTUMAYO		
	SOP-PPU-I-0XX	Elaborado 30/02/10	Versión: 3

- Organizar las herramientas y materiales con el fin de dejar el área de trabajo despejada para la operación.
- Verificar los niveles de agua y aceite del motor. Adicionar si es necesario.

Durante la operación:

- Debe existir total coordinación entre el operador de la Batería y el operador de la Planta Orito con el fin de verificar que el bombeo se esté realizando correctamente.
- Abrir y cerrar suavemente las válvulas manuales para prevenir los golpes de ariete.
- Verificar las condiciones de operación de la bomba de despacho.

3.3 Disposiciones ambientales

Una vez terminada la operación, se debe dejar el área en condiciones ambientales satisfactorias y libres de basura, herramientas, accesorios y cualquier tipo de material extraño.

Evitar dejar con contaminación de crudo el área removiendo cualquier tipo de manchas de hidrocarburo que se pueda presentar durante la operación.

4. DESARROLLO

La función principal del bombeo de la Batería Uno es enviar el crudo limpio a la Planta Orito para poder transferirlo a Planta Orito para su respectiva comercialización. En general las operaciones básicas que se ejecutan durante el bombeo son las siguientes:

4.1 Preparación antes de Bombear

- Drenar el tanque de Despacho para evitar enviar más agua de la permitida encendiendo la bomba de transferencia al Gun Barrel durante una hora.



FIGURA 4. Encendido bomba de transferencia

- Luego aislar el tanque de Despacho durante dos horas cerrando las válvulas de entrada y las válvulas de descarga.

	INSTRUCTIVO DE BOMBEO DE LA BATERÍA UNO	
	OPERACIÓN Y ENTREGA DE HIDROCARBUROS SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES PUTUMAYO	
	SOP-PPU-I-0XX	Elaborado 30/02/10



FIGURA 5. Válvulas de entrada al Tanque Despacho FIGURA 6. Válvula salida del Tanque Despacho

- Consultar y coordinar con el operador de Refinería si se requiere crudo de Batería Uno y qué cantidad puede recibir, si Refinería no requiere crudo coordinar con el operador de Planta Orito (Departamento de Operaciones Sur – VIT) el recibo del crudo.
- Confirmar con el Recorredor del Área Orito que las válvulas de control de bombeos estén alineadas para Refinería ó Planta Orito (Departamento de Operaciones Sur – VIT) según sea el destino del bombeo, ó realice los cambios que sean necesarios.
- Medir en compañía del Inspector de Hidrocarburos el tanque de despacho siguiendo el procedimiento definido para ello, (Manual Único de Medición Cáp.: 3. Medición Estática) y se debe tomar muestra del crudo de despacho.

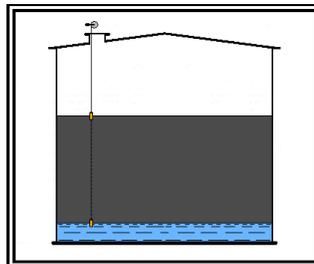


FIGURA 7. Medida antes de Iniciar el bombeo

- Informar al operador de la Refinería de Orito ó Planta Orito (Departamento de Operaciones Sur-VIT) el volumen disponible para bombear, la hora de inicio y la duración estimada del bombeo. Solo iniciar el bombeo después de recibir la aprobación del operador de Refinería ó Planta Orito (Departamento de Operaciones Sur – VIT)
- Realizar las pruebas de laboratorio a la muestra de crudo para determinar el contenido de agua y sedimentos BSW (%) y la gravedad API según el Manual Único de Medición en los capítulos determinado para estos fines CAP: 9 Determinación de Densidad y CAP: 10 Determinación de Agua y Sedimento
- Revisar que la bomba Ingersoll-Rand esté desairada y que la válvula de salida de la línea de bombeo de la Batería al Oleoducto se encuentre abierta.

4.2 Inicio de Bombeo

- Abrir la válvula de succión del tanque de bombeo. Verificar que las válvulas de succión y

	INSTRUCTIVO DE BOMBEO DE LA BATERÍA UNO		
	OPERACIÓN Y ENTREGA DE HIDROCARBUROS SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES PUTUMAYO		
	SOP-PPU-I-0XX	Elaborado 30/02/10	Versión: 3

descarga de la Bomba se encuentren abiertas

- Iniciar el Bombeo encendiendo la bomba de despacho desde el panel de control ubicado en la caseta de las bombas de despacho, vigilar que la presión de bombeo esté en los rangos normales -120 a 150 Psi-, purgar la bomba para retirar posibles acumulaciones de aire, cuando sea necesario. Llamar a la Planta Orito para informar la hora de inicio del bombeo.



FIGURA 8. Encendido de la Unidad de Bombeo

- Verificar que la bomba esté operando normalmente monitorear que todos los elementos que constituyen este sistema estén funcionamiento adecuadamente y que todas las líneas estén alineadas hacia el lugar adecuado.
- 15 minutos después de haber iniciado el bombeo se debe llamar a la Planta Orito para verificar la llegada del crudo.

4.3 Fin del Bombeo

- El bombeo se finaliza a la hora programada o cuando se complete el volumen total para bombeo, se debe informar al Inspector de Hidrocarburos la hora de finalización y coordinar la hora para realizar la medida final del tanque.
- Se apaga el variador de la bomba y luego se cierra la válvula de succión del tanque de Despacho y se abre la válvula que lo comunica con el Gun Barrel.
- Luego se toma la medida del tanque de despacho en compañía del Inspector de Hidrocarburos según lo descrito en el MANUAL UNICO DE MEDICIÓN. CAP-3: Medición Estática y CAP: 12 Cálculos Cantidades de Petróleo.

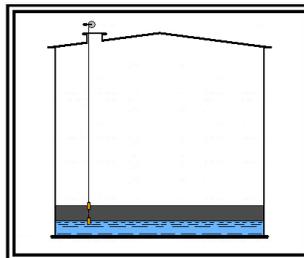


FIGURA 9. Medida después del Bombeo

	INSTRUCTIVO DE BOMBEO DE LA BATERÍA UNO		
	OPERACIÓN Y ENTREGA DE HIDROCARBUROS SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES PUTUMAYO		
	SOP-PPU-I-0XX	Elaborado 30/02/10	Versión: 3

4.4 Documentación

- Se debe hacer los cálculos de la cantidad de fluido despachado a Planta Orito, para esto se toman los datos arrojados durante la medición y se hace el cálculo con las tablas de aforo del tanque. Luego comparan los datos con los calculados por los operadores de la Planta Orito y se llena el formato de liquidación de Bombeo.
- Consignar en el Formato de Reporte Diario de Operación de la Batería **SOP-PPU-F-010** toda la información correspondiente al bombeo en las casillas asignadas.
- Informar a la Refinería o Planta Orito (Departamento de Operaciones Sur-VIT) la hora de inicio y fin del bombeo, el volumen bombeado y el contenido de agua y sedimentos BSW.
- Imprimir el reporte del computador de flujo OVNI, retirar y marcar el tiquete del contador de la caseta de bombeo.



FIGURA 10. Contador

- Consignar en la Bitácora de la Batería la información pertinente al bombeo.

5. CONTINGENCIAS

5.1 Contingencias Operativas y de seguridad

Se puede presentar una sobrepresión en el oleoducto por estar cerrada una de las válvulas lo que generaría que la tubería se estalle y cause pérdidas humanas y contaminación. Si esto ocurre debe detener el bombeo inmediatamente y cerrar la válvula de salida de crudo de la bomba. Para evitar esto debe haber total coordinación y comunicación entre los operadores para determinar si se hace bombeo o no por disposición con el oleoducto.

La bomba puede tener alta presión de descarga por taponamiento en la línea provocando un bombeo deficiente hacia Santana. Si esto ocurre se debe apagar la bomba y revisar la línea de conducción y hacer los correctivos necesarios.

Puede haber fugas por pitting en el oleoducto para lo cual se debe parar el bombeo y esperar a que llegue el personal encargado a arreglar el problema. Mientras pasa esto, se debe almacenar la producción en los tanques que están en stand by. Para evitar esto, se debe inspeccionar constantemente el oleoducto.

Puede haber baja presión de succión de las bombas de transferencia por motivo de bajo nivel en el Tanque de Despacho o por obstrucciones o rotura en la línea de succión, provocando que haya

	INSTRUCTIVO DE BOMBEO DE LA BATERÍA UNO		
	OPERACIÓN Y ENTREGA DE HIDROCARBUROS SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES PUTUMAYO		
	SOP-PPU-I-0XX	Elaborado 30/02/10	Versión: 3

cavitación en las Bombas. Si esto ocurre se debe apagar las bombas y verificar que la línea de succión este en buenas condiciones, de lo contrario informar a la cuadrilla para que tomen los correctivos necesarios.

5.2 Contingencias ambientales

Se puede presentar una desconexión de la manguera de transferencia por motivo de la presión manejada o por culpa del rodamiento del carro tanque, provocando una contaminación del lugar. Cuando esto ocurra se debe cerrar la válvula del tanque de almacenamiento y seguidamente la válvula del carro tanque apagando la bomba. Luego se deben recoger los residuos contaminados con pala y limpiar el lugar contaminado con el respectivo Kit de control de derrames. Para evitar esto se debe verificar que las conexiones queden bien aseguradas y el carro tanque debe tener el freno de mano activado. En caso de conexiones en mal estado, el operador podrá parar la actividad y exigirle al operador del carro tanque conexiones seguras.

RELACIÓN DE VERSIONES

Versión	Fecha	Cambios
1	06/09/04	Elaboración del documento
2	18/05/06	Cambios en el Cap. 1, 2, 5 y 7
3	30/02/10	Cambios en el documento en general

Revisó	Aprobó
ALBA LUZ CALDERON LOZADA Supervisor Área Orito	MARTÍN SANTOS RUEDA Jefe Departamento de Producción Putumayo
PAULA ANDREA TAMAYO RAMÍREZ Coordinador (e) Área orito Nor-Oriente	
HECTOR LEONARDO SOLARTE CORDOBA Coordinador Planta de Proceso	

	PROCEDIMIENTO PARA LA OPERACIÓN DE LA BATERIA UNO		
	OPERACIÓN Y ENTREGA DE HIDROCARBUROS SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES PUTUMAYO		
	SOP-PPU-P-0XX	Elaborado 30/02/10	Versión: 4

CONTENIDO

1. OBJETIVO	2
2. GLOSARIO	2
3. CONDICIONES GENERALES.....	2
3.1 DESCRIPCIÓN GENERAL	2
3.2 DESCRIPCIÓN DE ACTIVIDADES DE LOS OPERADORES	3
3.2.1. <i>Turno de la Mañana (6:00 a.m. a 2:00 p.m.)</i>	3
3.2.2. <i>Turno de la Tarde (2:00 p.m. a 10:00 p.m.)</i>	4
3.2.3. <i>Turno de la Noche (10:00 p.m. a 6:00 a.m.)</i>	4
3.3 CUIDADO BÁSICO DE LOS EQUIPOS	5
4. DESARROLLO.....	6
5. CONTINGENCIAS	21

	PROCEDIMIENTO PARA LA OPERACIÓN DE LA BATERIA UNO		
	OPERACIÓN Y ENTREGA DE HIDROCARBUROS SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES PUTUMAYO		
	SOP-PPU-P-0XX	Elaborado 30/02/10	Versión: 4

1. OBJETIVO

Dar a conocer al personal que opera la Batería Uno el procedimiento de operación, que permita asegurar las distintas fases que se llevan a cabo dentro de los procesos de recolección, tratamiento, fiscalización, almacenamiento y entrega de crudo; aplicando los estándares operacionales y de HSE de ECOPETROL S.A., que permitan asegurar la integridad de las personal, el medio ambiente y los equipos de las instalaciones.

Este procedimiento describe las actividades u operaciones involucradas en los procesos de recolección, tratamiento, fiscalización, almacenamiento y entrega de crudos de la Batería Uno, así como referenciar la consulta de los instructivos realizados que soportan las operaciones que se realizan en cada uno de éstos procesos.

2. GLOSARIO

Ver Glosario en el documento "Manual de Operaciones de las Baterías de la Superintendencia de Operaciones Putumayo de ECOPETROL S.A."

3. CONDICIONES GENERALES

3.1 Descripción General

La Batería Uno recibe los fluidos de producción de los pozos del Campo Orito con el fin de separar el gas del líquido, tratarlo y luego bombearlo a la Planta Orito para su posterior comercialización.

Para iniciar el proceso, la estación cuenta con un Manifold que recibe los fluidos de los pozos y los encausa hacia cinco separadores bifásicos (dos de prueba y tres generales) y uno trifásico general.

El crudo proveniente de los Separadores es llevado hacia el Gun Barrel para extraerle el agua para luego almacenarlo en el Tanque de Almacenamiento y de éste pasa a ser bombeado a la Estación Santana para ser llevado por el Oleoducto Uno-Orito (OMO) a la Planta Orito. El gas derivado que sale de los Separadores se lleva hacia el Knock Out Drum para retirarle los condensados y finalmente quemarlo en la TEA.

En resumen, para realizar las operaciones básicas de la Batería Uno se cuenta con los siguientes equipos:

- Tres (3) Separadores de General Bifásicos horizontales
- Dos (2) Separadores de Prueba Bifásicos horizontales
- Un (1) Separador de General Trifásico horizontal
- Dos (2) Tanques Gun Barrel Soldados de 5000 Bls cada uno
- Dos (2) Tanques de Almacenamiento Soldados de 5000 Bls cada uno
- Un (1) Tanque de Prueba Soldado de 1000 Bls
- Dos (2) Knock Out Drum
- Dos (2) Tea, una de alta y una de baja
- Dos (2) Separadores API
- Dos (2) Piscinas de oxidación
- Un (1) Sistema contra incendios

	PROCEDIMIENTO PARA LA OPERACIÓN DE LA BATERIA UNO		
	OPERACIÓN Y ENTREGA DE HIDROCARBUROS SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES PUTUMAYO		
	SOP-PPU-P-0XX	Elaborado 30/02/10	Versión: 4

- Una (1) Piscina contra incendios
- Dos (2) bombas de despacho de 480 barriles por hora cada una
- Dos (2) Compresores de aire
- Tres (3) Tanques de ACPM, uno de 5000 galones, otro de 2000 galones y uno de 8400 galones.
- Cinco (5) Bombas de transferencia
- Una (1) Bomba Vertical
- Dos (2) Plantas de generación eléctrica.

3.2 Descripción de actividades de los operadores

Algunas actividades que los Operadores de la Batería deben ejecutar son:

- ✓ Operar los equipos que conforman la Batería Uno ciñéndose a las condiciones técnicas definidas por el Departamento de Producción Putumayo y Mantenimiento de la SOP.
- ✓ Recibir el turno a su compañero de trabajo mediante el Protocolo de Entrega de Turnos establecido por el Departamento de Producción.
- ✓ Inspeccionar la Batería al iniciar sus actividades y verificar que la operación de los equipos se encuentre en condiciones normales de operación.
- ✓ Revisar la matriz RAM, ATS y/o 3Que antes de elaborar los permisos de trabajo de las actividades a ejecutar dentro de las instalaciones de la batería por parte de funcionarios de ECOPETROL S.A. ó personal contratista.
- ✓ Reportar al Supervisor de Producción, cualquier anomalía, incidente o accidente en la operación de la Batería Uno. Para lo cual llenará el "**Formato de reporte diario de Operación Batería Uno**" donde dará a conocer la cantidad de crudo producido en la batería con todas sus características, además del inventario de los tanques de almacenamiento y la cantidad de química consumida y las novedades operacionales.
- ✓ Verificar que el sitio de trabajo se encuentre en condiciones óptimas para ejecutar el trabajo y tomar las acciones necesarias para minimizar los riesgos.
- ✓ Solicitar al Supervisor los combustibles, químicos, lubricantes, papelería o implementos de aseo, con la anticipación suficiente para garantizar el suministro y no afectar el normal funcionamiento u operación de la Batería.
- ✓ Documentar en el Programa de Integridad Operativa la información de entrega de turno que incluyan los aspectos de atención inmediata, novedades HSE, Novedades Operacionales, datos de laboratorio, alineamiento de Productos y Aspectos de Mantenimiento que ocurren en la Batería, basados en la "Directriz de entrega y recibo de turno en las Áreas Operativas de ECOPETROL" **ECP-DHS-G-007**.

Todas estas actividades se deben ejecutar basadas en principios de calidad, integridad, Seguridad Industrial y responsabilidad con el Ambiente y la Sociedad.

3.2.1. Turno de la Mañana (6:00 a.m. a 2:00 p.m.)

- Inspeccionar la Batería Uno al iniciar sus actividades con el fin de asegurarse del buen

	PROCEDIMIENTO PARA LA OPERACIÓN DE LA BATERIA UNO		
	OPERACIÓN Y ENTREGA DE HIDROCARBUROS SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES PUTUMAYO		
	SOP-PPU-P-0XX	Elaborado 30/02/10	Versión: 4

funcionamiento de los equipos:

- Monitorear Presiones de los pozos en el manifold.
 - Revisar el nivel de fluido en los separadores.
 - Medir el nivel de fluido en el Gun Barrel
 - Medir el nivel de fluido del tanque de almacenamiento.
 - Verificar el estado de las válvulas en líneas de entrada y salida de los Tanques, Separadores, By Pass, Manifold, etc.
 - Revisar las bombas de inyección de química, el stock y su funcionamiento.
- Verificar y coordinar la transferencia de crudo a la Estación Santana.
 - Drenar el Tambor Tea (Knock Out Drum).
 - Realizar pruebas a los pozos.
 - Revisar el tanque de almacenamiento y el Gun Barrel.
 - Revisar variables de Operación de los equipos (generadores, motores, variadores, bombas).
 - Revisar Niveles de lubricantes en los equipos (Generadores, Motores, Bombas).
 - Revisar niveles de agua en los generadores.
 - Drenar la tea.
 - Abrir y cerrar los permisos de trabajo.
 - Suministrar la información requerida por ECOPETROL.
 - Actualizar la bitácora.

3.2.2. Turno de la Tarde (2:00 p.m. a 10:00 p.m.)

- Recibir el turno a su compañero de trabajo mediante el Protocolo de Entrega de Turnos establecido por el Departamento de Producción.
- Inspeccionar la Batería Uno al iniciar sus actividades con el fin de asegurarse del buen funcionamiento de los equipos:
 - Revisar el nivel de fluido en los separadores.
 - Medir el nivel de fluido en el Gun Barrel
 - Medir el nivel de fluido del tanque de almacenamiento.
 - Verificar el estado de las válvulas en líneas de entrada y salida de los Tanques, Separadores, By Pass, Manifold, etc.
 - Revisar las bombas de inyección de química, el stock y su funcionamiento.
- Drenar el Tambor Tea (Knock Out Drum).
- Drenar la Tea.
- Verificar las actividades que se estén realizando en el área.
- Revisar los permisos de trabajo y según sea el caso, abrirlos o cerrarlos.
- Revisar variables de Operación de los equipos (generadores, motores, variadores, bombas).
- Revisar Niveles de lubricantes en los equipos (Generadores, Motores, Bombas).
- Revisar niveles de agua en los generadores.
- Suministrar la información requerida por ECOPETROL.
- Actualizar la bitácora.

3.2.3. Turno de la Noche (10:00 p.m. a 6:00 a.m.)

- Recibir el turno a su compañero de trabajo mediante el Protocolo de Entrega de Turnos establecido por el Departamento de Producción.
- Inspeccionar la Batería Uno al iniciar sus actividades con el fin de asegurarse del buen funcionamiento de los equipos:
 - Revisar el nivel de fluido en los separadores.
 - Medir el nivel de fluido en el Gun Barrel
 - Medir el nivel de fluido del tanque de almacenamiento.
 - Verificar el estado de las válvulas en líneas de entrada y salida de los Tanques,

	PROCEDIMIENTO PARA LA OPERACIÓN DE LA BATERIA UNO		
	OPERACIÓN Y ENTREGA DE HIDROCARBUROS SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES PUTUMAYO		
	SOP-PPU-P-0XX	Elaborado 30/02/10	Versión: 4

- Separadores, By Pass, Manifold, etc.
- Revisar las bombas de inyección de química, el stock y su funcionamiento.
- Hacer el corte a las 4 de la mañana.
- Dar a conocer el Reporte de Operaciones de la Batería a los supervisores del área.
- Medir los tanques de almacenamiento.
- Drenar el Tambor Tea (Knock Out Drum).
- Drenar la Tea.
- Verificar las actividades que se estén realizando en el área.
- Revisar los permisos de trabajo y según sea el caso, abrirlos o cerrarlos.
- Revisar variables de Operación de los equipos (generadores, motores, variadores, bombas).
- Revisar Niveles de lubricantes en los equipos (Generadores, Motores, Bombas).
- Revisar niveles de agua en los generadores.
- Suministrar la información requerida por ECOPETROL.
- Actualizar la bitácora.

3.3 Cuidado básico de los Equipos

Contribuir con el cuidado y buen funcionamiento de los equipos utilizados en cada una de las actividades realizadas en la batería, inspeccionar cada elemento que hace parte de ésta, para detectar a tiempo cualquier anomalía y así evitar daños mayores o reparaciones costosas. Las irregularidades frecuentes, que se podrían detectar son:

- ✓ Líneas obstruidas que impiden el flujo normal del fluido.
- ✓ Punto de corrosión externa que debilitan el material.
- ✓ Válvulas, motores y/o Bombas que requieran reparación o cambio, de acuerdo a su estado mecánico.
- ✓ Equipos de medición estática descalibrados, que necesiten ser sustituidos o enviados a calibrar para lo cual debe llenar el **Reporte de Inspección física y visual para una cinta de medición manual de Tanque** donde se da a conocer el estado físico de la cinta de medición de tanques.
- ✓ Ruidos y vibraciones anormales que indican mal funcionamiento de los equipos.



PROCEDIMIENTO PARA LA OPERACIÓN DE LA BATERIA UNO

OPERACIÓN Y ENTREGA DE HIDROCARBUROS SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES PUTUMAYO

SOP-PPU-P-0XX

Elaborado
30/02/10

Versión: 4

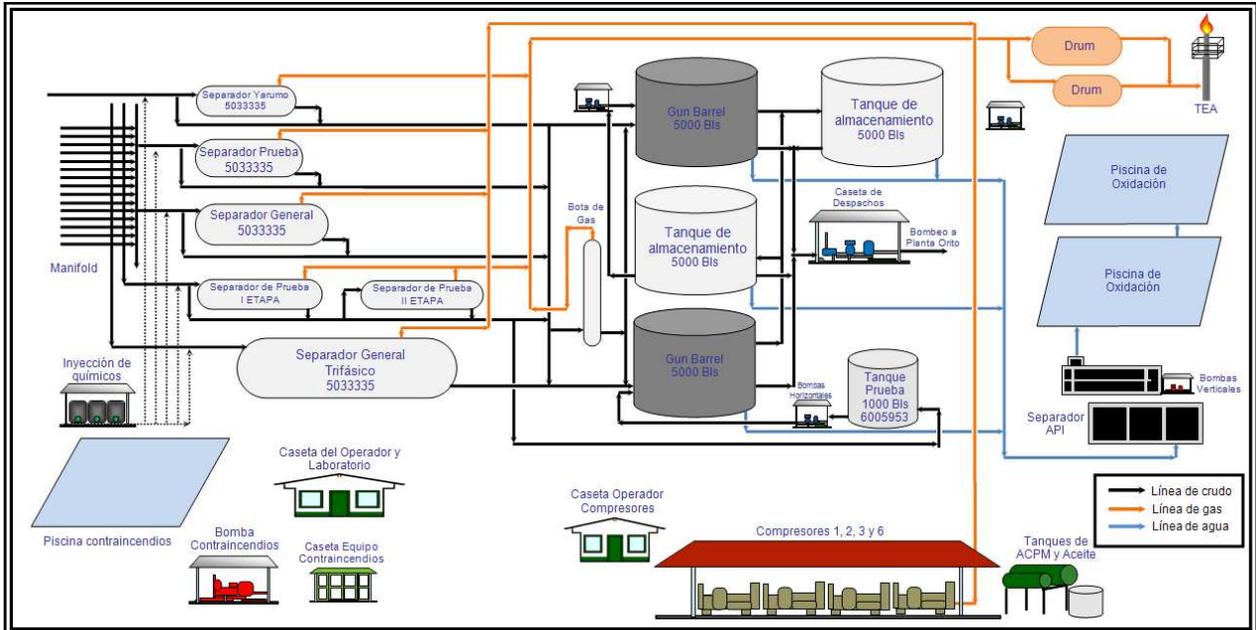


FIGURA 1. Diagrama de Flujo Batería Uno

4. DESARROLLO

A continuación se describen las actividades de los diferentes procesos que se ejecutan en la batería:

4.1 Sistema de operación de todos los equipos y variables del proceso

En la caseta del operador se encuentra el Delta V que sirve para mantenerse informado de todas las variables el cual es necesario para la operación y control de algunos de los equipos presentes en la batería como son las bombas de despacho de crudo, los compresores de aire, las bombas de tratamiento de agua, las bombas de transferencia de agua para el ejército y el alumbrado general de la batería. Asimismo, en esta caseta de encuentran los dispositivos de comunicaciones, el computador para hacer los respectivos reportes y la cafetería para el uso de los operadores.



FIGURA 2. Caseta del Operador



PROCEDIMIENTO PARA LA OPERACIÓN DE LA BATERIA UNO

OPERACIÓN Y ENTREGA DE HIDROCARBUROS SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES PUTUMAYO

SOP-PPU-P-0XX

Elaborado
30/02/10

Versión: 4

4.2 Sistema de Recolección de pozos

El sistema de recolección (múltiple ó manifold), recibe la producción de 50 pozos del área Orito que ingresan a la Batería Uno, 12 de los cuales llegan por una línea desde la Batería Satélite, mediante líneas de llegada (Flautas). De ahí los fluidos se direccionan hacia el separador general y hacia el separador de Prueba. En la entrada de cada una de estas Flautas se encuentra una válvula de bola para el cierre manual de la línea, un indicador de presión y una válvula cheque para evitar el contra-flujo. De igual forma en la unión de las Flautas con los dos Colectores existentes hay una válvula de bola para dirigir el fluido hacia el Colector indicado, el cual tiene boquillas de inyección de químico a la salida.



FIGURA 3. Manifold de Recolección

4.3 Separación gas/líquido

El Sistema de Separación de Fluidos cuenta con dos (6) separadores horizontales que recibe los fluidos provenientes de los Colectores, los separa en sus respectivas fases y de acuerdo a estas los envía hacia diferentes puntos de la Batería. Los separadores anteriormente mencionados son los siguientes:

- Un Separador General Yarumo Bifásico al cual llega el colector Yarumo de cuatro pozos de área sur de Orito. El separador tiene un diámetro interno igual a 30 pulgadas (radio = 1,25 ft) y una longitud de 10 ft. Tiene un volumen aproximado de 49 Barriles con una Presión de diseño de 125 Psi y Aguanta una temperatura máxima de 120°F. Su presión normal de Operación en la Batería es de aproximadamente 19 Psi.



FIGURA 4. Separador Yarumo

- Un Separador General Sucio (de baja) Bifásico que se encarga de recibir la producción de los pozos que tienen presión baja. Este separador tiene un diámetro de 60 pulgadas (radio = 2.5 ft) y una longitud de 17 ft. Tiene un volumen aproximado de 59.7 Barriles con una presión de diseño 230 Psi. Normalmente opera a una presión promedio de 25 Psi y a una temperatura de 100°F.



PROCEDIMIENTO PARA LA OPERACIÓN DE LA BATERIA UNO

OPERACIÓN Y ENTREGA DE HIDROCARBUROS SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES PUTUMAYO

SOP-PPU-P-0XX

Elaborado
30/02/10

Versión: 4



FIGURA 5. Separador General Sucio

- Un Separador General Bifásico que está en Stand By para el momento en que falle alguno de los otros separadores. Este separador tiene un diámetro de 84 pulgadas (radio = 3,5 ft) y una longitud de 24 ft. Tiene un volumen aproximado de 164.5 Barriles con una presión de diseño de 230 Psi. Normalmente trabaja a una presión promedio de 52 Psi y a una temperatura de 95 ° F.



FIGURA 6. Separador General Bifásico

- Un Separador General Trifásico el cual recibe la producción de la mayoría de los pozos del área Orito. Este separador tiene un diámetro de 120 pulgadas (radio = 5.0 ft) y una longitud de ft. Puede manejar de forma segura a 30 psi de presión aproximadamente 3.000 BLPD y 3.5 MMPCSD



FIGURA 7. Separador General Trifásico

En los separadores bifásicos, el fluido entra y choca con una platina de impacto provocando una separación parcial entre la fase gaseosa y la líquida. Estos separadores cuentan con controles de nivel y de presión y las condiciones operacionales de estos separadores se ajustan de acuerdo a las condiciones de operación de cada pozo. En la operación se deben tener en cuenta que la

	PROCEDIMIENTO PARA LA OPERACIÓN DE LA BATERIA UNO		
	OPERACIÓN Y ENTREGA DE HIDROCARBUROS SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES PUTUMAYO		
	SOP-PPU-P-0XX	Elaborado 30/02/10	Versión: 4

instrumentación del separador esté en buen estado y funcionando perfectamente para evitar datos erróneos o una mala separación del fluido.

En los separadores trifásicos, el fluido entra por la parte superior y choca con una platina de impacto provocando una separación parcial entre la fase gaseosa y 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 Separador de Crudos Limpios a través de la válvula automática de control de presión que actúa de acuerdo al controlador de presión. Por la parte inferior el agua y el crudo se decantan y pasan a través de dos baffles de aquietamiento que favorecen su separación; el agua debido a su densidad queda en la parte inferior y sale del Separador hacia el Separador API a través de un rompedor de vórtice, por medio de una válvula automática que actúa de acuerdo a la sonda de nivel de fluido. El crudo por su parte, pasa por reboso al compartimiento de crudo y sale hacia la Bota de Gas del Gun Barrel, a través de un rompedor de vórtice, por medio de otra válvula automática que actúa de acuerdo a la sonda de nivel de crudo.

Estos separadores cuentan con switches de nivel y presión que se encargan, en el caso de los electrónicos, de enviar señales de alarma por alto nivel y alta presión al Delta V avisándole al Operador del inconveniente para que tome los correctivos necesarios y en el caso de los neumáticos, de activar los dispositivos de Shutdown.

4.4 Prueba de pozos

Para realizar pruebas a los pozos se tiene disponibles dos (2) separadores de prueba de primera y segunda etapa y un tanque de Prueba que se encargan de hacer las pruebas respectivas a cada uno de los pozos para determinar su potencial.

- El separador de Prueba I Etapa Bifásico tiene un diámetro de 36 pulgadas (radio = 1,5 ft) y una longitud de 15 ft. Tiene una Presión de diseño de 230 Psi con un volumen de 18 Barriles y la presión y temperatura de operación depende del pozo que se esté probando.
- El separador de Prueba II Etapa Bifásico tiene un diámetro de 42 pulgadas (radio = 1,75 ft) y una longitud de 15 ft. Tiene una Presión de diseño de 125 Psi con un volumen de 25.7 Barriles y la presión y temperatura de operación depende del pozo que se esté probando.



FIGURA 8. Separador de Prueba I Etapa



FIGURA 9. Separador de Prueba II Etapa

- El tanque de Prueba tiene capacidad de 1000 barriles y es donde se tomarán los datos exactos de la prueba ya que es donde se realiza la prueba estática que es más confiable que la prueba dinámica realizada en los separadores.

	PROCEDIMIENTO PARA LA OPERACIÓN DE LA BATERIA UNO		
	OPERACIÓN Y ENTREGA DE HIDROCARBUROS SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES PUTUMAYO		
	SOP-PPU-P-0XX	Elaborado 30/02/10	Versión: 4



FIGURA 10. Tanque de Prueba

De acuerdo listado de pozos emitido por los ingenieros de control de producción se realiza las pruebas a pozos, regidos por el "Instructivo para realizar pruebas de producción en la Bateria Uno" **SOP-PPU-I-0XX**. Las pruebas que se realicen a los pozos se deben consignar en el **Formato Reporte de prueba de producción de pozos de la batería Uno** donde se informará de los datos arrojados por cada pozo durante su prueba.

4.5 Tratamiento químico

El objetivo del tratamiento químico es adicionar los químicos necesarios a los fluidos provenientes de los pozos con el fin de ayudar en el tratamiento aplicado a éstos y así dejar el petróleo producido bajo los parámetros establecidos por el MM&E y el agua bajo condiciones óptimas para su vertimiento al medio ambiente.

Este sistema está diseñado para suministrar tres clases de químico para el tratamiento del crudo y del agua asociada que se utiliza en el proceso de inyección, por tanto se debe verificar las condiciones de operación de las bombas de inyección de química (Rompedor de Emulsión, Dispersante de Parafinas y Rompedor Inverso) y tasas de inyección al fluido producido. Esta operación se encuentra descrita en el instructivo **SOR-PPP-I-004**. "Instructivo para el manejo de los equipos de inyección de química".

4.5.1 Inyección del rompedor de emulsión: El Rompedor de Emulsión o Demulsificante está centrado en el proceso de desestabilización del agua presente en una emulsión para que las gotas de agua formen se junten y formen gotas de agua grandes para que se precipiten y se vayan al fondo. En la actualidad es conocido como **LA-3034 C** de Nalco.



FIGURA 11. Rompedor de Emulsión

4.5.2 Inyección del dispersante de parafina: Los Dispersantes de Parafina son un grupo de compuestos que absorben cristales estabilizados para prevenir el crecimiento de las partículas de parafina. El mecanismo interrelación del dispersante es formar un film alrededor del cristal de parafina. Muchos dispersantes son definidos con un grupo hidrofóbico

	PROCEDIMIENTO PARA LA OPERACIÓN DE LA BATERIA UNO		
	OPERACIÓN Y ENTREGA DE HIDROCARBUROS SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES PUTUMAYO		
	SOP-PPU-P-0XX	Elaborado 30/02/10	Versión: 4

y hidrofílico. Esta funcionalidad dual ayuda a los dispersantes a penetrar y separar el depósito de parafina. En la actualidad es conocido con el nombre **EC-6400 A** de Nalco.



FIGURA 12. Dispersante de Parafinas

4.5.3 Inyección de Rompedor Inverso: El rompedor inverso está centrado en el proceso de desestabilización del crudo presente en una emulsión para que las gotas de crudo se junten y formen gotas grandes para que se floten y se vayan a la superficie del fluido. En la actualidad es conocido como **LA-3439 C** de Nalco.



FIGURA 13. Rompedor Inverso

4.6 Deshidratación del Crudo

El objetivo de la deshidratación del crudo es brindar las condiciones necesarias para que el agua y el gas aún presentes en el crudo continúen separándose de éste mediante el proceso de decantación, permitiendo así, que el crudo se envíe con las especificaciones requeridas (BSW < 0.5% y salinidad < 20 libras por cada mil barriles) al Tanque de Despacho, por tanto, el crudo proveniente del Separador General entran al Gun Barrel pasando previamente por la Bota de Gas, para su respectivo tratamiento.

La emulsión que sale del Separador General recibe tratamiento químico mediante inyección de Rompedor Directo para ayudar en la desestabilización y ruptura de la emulsión. Para realizar la deshidratación del crudo se cuenta con una (1) Bota de Gas a la cual ingresa el crudo emulsionado por la parte superior y choca contra una serie de platinas de impacto, que provocan la separación entre 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 que se une con la del Gun Barrel para dirigirlo a Knock Out Drum de Tea, mientras que el líquido cae por gravedad y entra al Gun Barrel por la parte inferior.

También se cuenta con dos (2) Gun Barrel soldados de techo fijo los cuales tienen un volumen de 5000 barriles cada uno. Estas vasijas tienen como función brindar un espacio para que las

	PROCEDIMIENTO PARA LA OPERACIÓN DE LA BATERIA UNO		
	OPERACIÓN Y ENTREGA DE HIDROCARBUROS SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES PUTUMAYO		
	SOP-PPU-P-0XX	Elaborado 30/02/10	Versión: 4

partículas de agua que tiene el crudo se separen gracias a la acción del químico inyectado previamente y los dispositivos internos que lo conforman.



FIGURA 14. Tanques Gun Barrel de 5000 Bls



FIGURA 15. Bota de Gas

Al Gun Barrel 526-00058 también entra directamente (sin pasar por la Bota de Gas) el crudo proveniente de los Pozos Or-1 y Or-63, el cual llega a La Batería en carro tanque e ingresa a éste a través de la bomba de transferencia del tanque de prueba. Estos Gun Barrel además cuentan con líneas externas (perfilador) ubicadas a diferentes alturas, y con visores que permiten determinar la ubicación del crudo limpio, la interfase agua-crudo y el colchón de agua, mediante la toma de muestras a través de cada una éstas. Asimismo los Gun Barrel cuentan con una válvula de presión y vacío, ubicada en el techo, como dispositivo de seguridad.

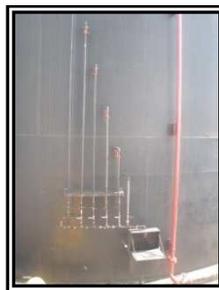


FIGURA 16. Perfilador

Es responsabilidad del Operador, verificar continuamente el nivel del colchón de agua durante la operación de drenaje de los tanques Gun Barrel para evitar un drenaje desproporcionado de agua. Se debe mantener el colchón de agua en seis (6) pies

Si el nivel del colchón de agua se encuentra por encima del nivel permitido, el operador debe realizar manualmente el respectivo drenaje del agua del tanque Gun Barrel. Si el nivel del colchón de agua se encuentra por debajo del nivel recomendado, el operador debe ajustar manualmente el cierre de la válvula de drenaje para que el nivel del colchón se mantenga en el punto apropiado. El procedimiento que describe la operación de Drenaje de Tanques se encuentra descrito en "Instructivo para realizar Drenajes de Tanques **SOR-PPP1-I-0XX**."

4.7 Almacenamiento

El crudo que sale por rebose desde el Gun Barrel, generalmente bajo las especificaciones exigidas por el MM&E (BSW < 0.5% y Salinidad < 20 ppm), llega al Tanque de despacho, se almacena temporalmente y se evacua a través de las Bombas de Transferencia de crudo. Para realizar

	PROCEDIMIENTO PARA LA OPERACIÓN DE LA BATERIA UNO		
	OPERACIÓN Y ENTREGA DE HIDROCARBUROS SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES PUTUMAYO		
	SOP-PPU-P-0XX	Elaborado 30/02/10	Versión: 4

estas funciones, el sistema dispone de dos (2) tanques soldados de techo fijo con capacidad para almacenar 5000 barriles cada uno.

El Operador debe medir el tanque de Despacho antes y después de la operación de transferencia para la Estación Santana o a la Planta Orito. Igualmente, el tanque de despacho debe ser medido a la hora donde tiene determinada para realizar los cortes de producción diaria y se debe llenar el formato **Reporte de referencia de alturas de los tanques de Almacenamiento** (Ver Anexo No. 4) donde se dan a conocer las medidas tomadas a los tanques de almacenamiento para llevar un control de medidas.

El procedimiento para la medición de tanques se encuentra registrado en el Manual Único de Medición CAP-3: Medición Estática y CAP: 12 Cálculos Cantidades de Petróleo. El procedimiento que describe la operación de Drenaje de Tanques se encuentra descrito en "Instructivo para realizar Drenajes de Tanques **SOR-CNO-I-0XX**."



FIGURA 17. Tanques de Almacenamiento de 5000 Bls

4.8 Tratamiento del gas

La mayoría del gas que se produce en la batería es llevado a los compresores que se encargan de tratarlo y luego reinyectarlo a los pozos Gas Lift de la Zona. El resto del gas es llevado al Knock Out Drum de alta, para el gas que sale del separador general bifásico y el general trifásico; y al Knock Out Drum de baja para el gas que sale de los separadores de prueba, los separadores Yarumo y Sucio los cuales manejan bajas presiones. El Knock Out Drum se encarga de tratar el gas retirando los líquidos por medio de una placa presente en la entrada del Drum para hacer que el impacto separe el líquido del gas y una malla en la salida para atrapar las gotas de líquido aun presentes en el gas. El líquido recuperado es enviado de nuevo al Gun Barrel por medio de bombas de transferencia accionadas automáticamente.

El gas de la línea de alta pasa a ser quemado en la Tea Mach 0.2 de 10 pulgadas que tiene capacidad de quemar 60 MPCSD de gas. El gas de la línea de baja es quemado en la Tea Mach de 10 pulgadas que tiene capacidad de quemar 9 MPCSD de gas. Asimismo, el Knock Out Drum cuenta con un sistema automático de drenaje conformado por unas bombas horizontales y por controladores de nivel que se encargan de enviar el crudo recuperado al tanque de almacenamiento.

	PROCEDIMIENTO PARA LA OPERACIÓN DE LA BATERIA UNO		
	OPERACIÓN Y ENTREGA DE HIDROCARBUROS SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES PUTUMAYO		
	SOP-PPU-P-0XX	Elaborado 30/02/10	Versión: 4



FIGURA 18. Knock Out Drum de alta y de baja



FIGURA 19. TEA de alta y de baja

4.9 Disposición final de aguas residuales

El objetivo de esta área es recolectar el agua lluvia y el agua aceitosa que se drena o se desnata de los equipos utilizados en las operaciones de la Batería, para canalizarla hacia su respectivo lugar de manejo.

4.9.1 Separador API: La Batería Uno cuenta con dos separadores API que son cajas de cemento, colocada a ras de piso, con trampas especialmente diseñadas que se encargan de retener el crudo que se encuentra en la parte superior del agua y que luego es retirado con las bombas verticales. Estas trampas de aceite están ubicadas en paralelo, de tal forma, que la primera se encarga de retener la mayor cantidad de aceite, y la otra retiene las trazas de crudo que no se quedaron en el anterior separador.



FIGURA 20. Separadores API

4.9.2 Piscina de Oxidación: La Batería cuenta con dos piscinas de oxidación una de las cuales tiene con el sistema de aireación, las cuales se encargan de terminar de limpiar el agua separando por gravedad y tiempo las grasas y aceites teniendo una capacidad de tratamiento máxima de 21.000 barriles y 15.000 barriles para las piscinas de oxidación uno y dos respectivamente.



FIGURA 21. Piscinas de Oxidación Uno y Dos respectivamente

	PROCEDIMIENTO PARA LA OPERACIÓN DE LA BATERIA UNO		
	OPERACIÓN Y ENTREGA DE HIDROCARBUROS SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES PUTUMAYO		
	SOP-PPU-P-0XX	Elaborado 30/02/10	Versión: 4

4.10 Sistema de transferencia de Fluido

La Batería Uno cuenta con un sistema de transferencia de fluidos dentro de la batería el cual está conformado por Bombas horizontales y verticales:

4.10.1 Bombas Verticales de transferencia: Estas bombas son usadas para succionar el crudo que se recupera en el Separador API y en los Knock Out Drum para enviarlo al Gun Barrel que esté en funcionamiento. Entre ellas encontramos:

- *Bomba Separador API*: Trabajan con un tablero de control arranque y protección electro bomba skimmer. El motor es eléctrico Corro-Duty con una potencia de 7.5 hp y 3485 rpm.



FIGURA 22. Bomba Separador API

- *Bomba Knock Out Drum*: Son Bombas rotatorias Worthington de 10 hp a 1750 rpm accionadas por un motor eléctrico Corro-Duty de 10 hp a 1740 rpm. Son manejadas por un tablero de control desde el cual se puede seleccionar el tipo de manejo, manual o automático, y también se puede apagar o encender las bombas manualmente. Se cuenta con dos bombas, de las cuales una está en Stand By, para cada uno de los Knock Out Drum, el de baja y el de alta.



FIGURA 23. Bombas Knock Out Drum

4.10.2 Bombas Horizontales de transferencia: La batería cuenta con varias bombas de transferencia utilizadas para enviar crudo de una parte de la batería a otra. Entre la bombas encontramos:

- *Bombas de Transferencia #1*: Estas bombas son usadas para drenar el taque de despacho de crudo para lograr que el crudo bombeado tenga las especificaciones exigidas por el Ministerio de Minas y Energía. Una es la Bomba centrífuga Goulds de 1750 rpm con capacidad para bombear 13 galones por minuto, la cual está conectada a un motor eléctrico Unimount de 20 hp a 1765 rpm. La otra es una Bomba centrífuga Halberg de 3500 rpm capaz de transferir 154

	PROCEDIMIENTO PARA LA OPERACIÓN DE LA BATERIA UNO		
	OPERACIÓN Y ENTREGA DE HIDROCARBUROS SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES PUTUMAYO		
	SOP-PPU-P-0XX	Elaborado 30/02/10	Versión: 4

galones por minuto, la cual está conectada a un motor eléctrico Siemens de 6.6 hp a 3480 rpm.



FIGURA 24. Bombas de Transferencia #1

- *Bomba de Transferencia #2:* Es una bomba que se usa para transferir el crudo que se encuentra en el tanque de Prueba llevándolo al Gun Barrel para su respectivo tratamiento. Esta es una bomba que está conectada a un motor eléctrico Corro-Duty de 7.5 hp a 3525 rpm. Tiene un panel de control de encendido y arranque de la bomba.



FIGURA 25. Bomba Tanque de prueba



FIGURA 26. Encendido de Bomba

4.11 Sistema de aire industrial

Se disponen de dos compresores de aire INGERSOLL-RAND 242 de dos (2) etapas que trabajan a 250 psi y que cuentan con un tablero de control de arranque y protección, y un motor eléctrico general que genera 3 hp a 1750 rpm cada uno.

4.12 Sistema de bombeo

El objetivo del Sistema de Bombeo es suministrar la presión de descarga suficiente para transferir el petróleo producido y tratado en la Batería Uno hacia Planta Orito para su posterior comercialización. Está conformado por dos bombas centrífugas que despachan aproximadamente 342 barriles de crudo por hora a la Planta Orito para su posterior comercialización. Para realizar esta operación generalmente se utiliza solo una de las Bombas y la otra se deja de relevo.

- 4.12.1 Unidad de Bombeo OTA No. 1: Está conformado por una bomba centrífuga Ingersoll-Rand con capacidad para despachar 2500 barriles por hora acoplada a un motor eléctrico general que trabaja a 150 hp a 3570 rpm que le da movimiento para succionar el crudo a través de la línea de salida de fluido del Tanque de Despacho y transferirlo hacia el oleoducto que lo lleva a la Planta Orito.

	PROCEDIMIENTO PARA LA OPERACIÓN DE LA BATERIA UNO		
	OPERACIÓN Y ENTREGA DE HIDROCARBUROS SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES PUTUMAYO		
	SOP-PPU-P-0XX	Elaborado 30/02/10	Versión: 4

4.12.2 Unidad de Bombeo OTA No. 2: Está conformado por una bomba centrífuga Ingersoll-Rand con capacidad para despachar 2500 barriles por hora acoplada a un motor eléctrico general que trabaja a 150 hp a 3570 rpm. Esta bomba está en stand by para cuando la Unidad de Bombeo No. 1 esté en mantenimiento o sufra algún daño.



FIGURA 27. Área de bombas y Bombas Ingersoll-Rand

4.12.3 Medición de Crudo: Para la medición de crudo se tienen dos contadores Smithmeter H8-S1 de 8 pulgadas de diámetro, uno para cada una de las Unidades de bombeo el cual se encarga de contabilizar la cantidad de crudo que sale de la batería hacia la Planta Orito.



FIGURA 28. Contadores

Para el bombeo de crudo se implementa el procedimiento para realizar el bombeo el cual se encuentra descrito en el "Instructivo de bombeo de la Batería Uno" **SOR-CPS-I-0XX**. Se debe llevar un control de hora de inicio y fin de bombeo y la cantidad de crudo bombeado, el cual se realiza en el archivo **Reporte de Bombeo** que se encuentra en el computador.

4.13 Sistema contra Incendios

La Batería Uno cuenta con un sistema contra incendios conformado diferentes equipos especializados en el control de incendios. La Operación en caso de emergencias o mantenimiento del sistema Contra incendio se encuentra descrita en el instructivo **SOR-CNO-I-001**. "Instructivo para la operación, inspección, mantenimiento y prueba de los sistemas contra incendio de la Batería". El sistema contra incendio lo conforman los siguientes equipos:

4.13.1 Piscina contra incendios: Es un embalse de agua que sirve para abastecer todas las líneas e hidrantes para así controlar el incendio en caso de una emergencia.



PROCEDIMIENTO PARA LA OPERACIÓN DE LA BATERIA UNO

**OPERACIÓN Y ENTREGA DE HIDROCARBUROS
SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES PUTUMAYO**

SOP-PPU-P-0XX

**Elaborado
30/02/10**

Versión: 4



FIGURA 29. Piscina Contra Incendios y bomba

4.13.2 Bombas Contra Incendios: Son bombas encargadas de succionar el agua de la piscina contra incendios para así abastecer todo el sistema de espuma e hidrantes. Las bombas son tres:

- *Bomba Jockey*: Es la encargada de mantener la presión del sistema contra incendios en 150 Psi. Se enciende automáticamente cuando abren alguno de los hidrantes.



FIGURA 30. Bomba Jockey

- *Bomba Eléctrica*: Esta bomba se enciende cuando la presión del sistema contra incendios es menos a 90 Psi, o sea cuando se están usando más de dos hidrantes, o se pone a funcionar todo el sistema contra incendios.



FIGURA 31. Bomba Eléctrica Contra incendios

- *Bomba Diesel*: Es la bomba que se encuentra en Stand by, la cual se enciende cuando no hay energía eléctrica, o cuando la bomba eléctrica se encuentra fuera de servicio. Esta bomba es alimentada con ACPM almacenado en un tanque de 100 galones de capacidad.



PROCEDIMIENTO PARA LA OPERACIÓN DE LA BATERIA UNO

OPERACIÓN Y ENTREGA DE HIDROCARBUROS SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES PUTUMAYO

SOP-PPU-P-0XX

Elaborado
30/02/10

Versión: 4



FIGURA 32. Bomba Diesel Contraincendios



FIGURA 33. Tanque de ACPM 100 gln

4.13.3 Sistema de espuma e Hidrantes: El sistema de espuma está conformado por un tanque de espuma fluoroпротеínica que sirve para apagar incendios generados por combustibles. Además, en esta batería contamos con rociadores de espuma instalados estratégicamente cerca a las zonas más propensas a su utilización. Asimismo encontramos hidrantes que se encarga de rociar con agua los equipos próximos al incendio y así enfriarlos evitando que se incendien también. La línea de espuma se identifica por ser de color verde y la línea de gas de color rojo.



FIGURA 34. Tanque de espuma



FIGURA 35. Rociadores de espuma y agua

4.13.4 Extintores portátiles: Estos extintores sirven para apagar el inicio de los incendios cuando las llamas son pequeñas. En esta batería se cuenta con dos extintores de carreta de 150 libras cada uno y 6 extintores de mano de 40 libras cada uno. Su compuesto es un polvo de Bicarbonato de sodio que sirve para apagar las llamas, humedecen el lugar y penetran para evitar que se continúe incrementando el incendio.



FIGURA 36. Extintor de Carreta 150 Lb y Extintor de mano 40 lb

4.13.5 Líneas de enfriamiento: Son tuberías de agua que van en la parte de arriba de los tanques a su alrededor las cuales se ponen en funcionamiento cuando se presenta un incendio cerca a él y así enfriarlo y evitar que también se encienda.

	PROCEDIMIENTO PARA LA OPERACIÓN DE LA BATERIA UNO		
	OPERACIÓN Y ENTREGA DE HIDROCARBUROS SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES PUTUMAYO		
	SOP-PPU-P-0XX	Elaborado 30/02/10	Versión: 4



FIGURA 37. Líneas de enfriamiento de tanques

4.13.6 Caseta de equipo contra incendio: Esta caseta cuenta con equipo especial conformado por uniformes y cascos especiales para combatir incendios y así evitar lesiones o quemaduras en las personas.



FIGURA 38. Caseta equipo contra incendios

4.14 Sistema de Generación Eléctrica

La Batería Uno cuenta con una red de alumbrado industrial y alumbrado interno de la batería, además de una línea eléctrica trifásica con dos transformadores eléctricos y con una unidad de generación de Emergencia.

4.14.1 Dos Transformadores: uno con capacidad máxima de 20 Kilovoltio Amperios a 460 Voltios y el otro con 500 Kilovoltio Amperios a 4160 Voltios.



FIGURA 39. Transformadores

4.14.2 Unidad de Emergencia: conformado por un centro de potencia eléctrica con generador eléctrico Olympian GE 150 que maneja 120 KW de 440 Voltios a 1800 rpm con sistema de seguridad para el motor Diesel Caterpillar de 188 hp a 1500 rpm.

	PROCEDIMIENTO PARA LA OPERACIÓN DE LA BATERIA UNO		
	OPERACIÓN Y ENTREGA DE HIDROCARBUROS SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES PUTUMAYO		
	SOP-PPU-P-0XX	Elaborado 30/02/10	Versión: 4



FIGURA 40. Caseta Unidad de Emergencia

4.14.3 Tanques de ACPM: Cuenta con un tanque de almacenamiento de ACPM de 24000 galones para abastecerse de combustibles.

FIGURA 41. Tanques de ACPM

4.15 Sistema de telecomunicaciones

La Batería Uno cuenta con un sistema de comunicaciones conformado por un Radio base de dos vías, la extensión telefónica de ECOPETROL, computador con internet y un celular avantel para informar el reporte diario de la batería o las novedades al supervisor del área.

5. CONTINGENCIAS

5.1 Contingencias Operativas y de seguridad

Se puede presentar atascamiento en el separador por entrar más fluido del que sale. Cuando ocurra esto se debe abrir completamente la válvula de salida de crudo del separador y abrir completamente la válvula Kim Ray de salida de gas del separador para llevarlo al Drum de tea para quitarle el crudo que queda. Para evitar esto, el operador debe estar pendiente del nivel de fluido en el separador.

Puede haber daño o atascamiento en la válvula Kim Ray por falta de mantenimiento o por mal manejo haciendo que aumente la presión en el separador. Cuando esto ocurra se debe desviar el crudo por el By Pass hacia unos de los tanques para disminuir la presión.

Se puede presentar una aspersion de crudo en la tea por restricción en la línea de salida de líquido del separador. Cuando esto ocurra se debe atender el separador para arreglar la anomalía, y se debe abrir la válvula de drenaje de la Tea. Para evitar esto, se debe hacer el mantenimiento continuo al separador para evitar que fallen los instrumentos.

Se puede presentar un incendio en algunos de los equipos que manejan crudo, para lo cual se debe encender el equipo contra incendios y apagar la llama con la espuma fluoro-proteínica y rociar los equipos contiguos al incendio con agua para evitar que se enciendan. Para evitar esto se debe inspeccionar constantemente el buen funcionamiento de los equipos y evitar que hayan generadores de chispa cerca a estas instalaciones.

	PROCEDIMIENTO PARA LA OPERACIÓN DE LA BATERIA UNO		
	OPERACIÓN Y ENTREGA DE HIDROCARBUROS SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES PUTUMAYO		
	SOP-PPU-P-0XX	Elaborado 30/02/10	Versión: 4

Puede haber un Atentado Terrorista contra la Batería para lo cual el operador debe esconderse en el Baño para impedir ser herido o muerto por una bala. Para evitar esto, se debe tener coordinación con la fuerza pública y mantener presencia del ejército en la Batería.

5.2 Contingencias ambientales

Se puede presentar una contaminación en cualquier área de la batería por fugas en las líneas de crudo, en las válvulas, en las conexiones, o en cualquier equipo. Para evitar esto se debe cerrar cualquier flujo que pase por la fuga. Luego se deben recoger los residuos contaminados con pala y limpiar el lugar contaminado con el respectivo Kit de control de derrames. Para evitar esto se debe verificar que las conexiones queden bien aseguradas y que todos los equipos estén en buen funcionamiento.

RELACIÓN DE VERSIONES

Versión	Fecha	Cambios
1	06/09/04	Elaboración del documento
2	12/05/06	Cambios en la Organización Capítulos 1, 2, 4, 5 y 7
3	05/07/06	Aplicación Instructivos Capítulo 4 y 7
4	30/02/10	Cambios en la organización

Revisó	Aprobó
ALBA LUZ CALDERON LOZADA Supervisor Área Orito	MARTÍN SANTOS RUEDA Jefe Departamento de Producción Putumayo
PAULA ANDREA TAMAYO RAMÍREZ Coordinador (e) Área Orito-Nor-Oriente	
HECTOR LEONARDO SOLARTE CORDOBA Coordinador Planta de Proceso	