



UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA EQUINOCCIAL

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA

CARRERA DE TECNOLOGÍA EN PETRÓLEOS

**“DESCRIPCIÓN DE LOS PROCESOS Y MANEJO DE
PROCEDIMIENTOS OPERATIVOS Y SU CONTROL EN LA
PLANTA DE TRATAMIENTO DE CRUDO SHIRLEY-B”**

**TRABAJO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE TECNÓLOGO EN
PETRÓLEOS**

CHRISTIAN HUMBERTO SÁNCHEZ ZAMBRANO

DIRECTOR: MSC. RAÚL DARÍO BALDEÓN LÓPEZ

Quito, Octubre 2013

© Universidad Tecnológica Equinoccial. 2013

Reservados todos los derechos de reproducción

DECLARACIÓN

Yo, **Christian Humberto Sánchez Zambrano**, declaro que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

La Universidad Tecnológica Equinoccial puede hacer uso de los derechos correspondientes a este trabajo, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normativa institucional vigente.

Christian Humberto Sánchez Zambrano

CI: 171391884-3

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo que lleva por título “**DESCRIPCIÓN DE LOS PROCESOS Y MANEJO DE PROCEDIMIENTOS OPERATIVOS Y SU CONTROL EN LA PLANTA DE TRATAMIENTO DE CRUDO SHIRLEY-B**”, que, para aspirar al título de **Tecnólogo de Petróleos**, fue desarrollado por **Christian Humberto Sánchez Zambrano**, bajo mi dirección y supervisión, en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería; y cumple con las condiciones requeridas por el reglamento de Trabajos de Titulación artículos 18 y 25.

Msc. Raúl Darío Baldeón López

DIRECTOR DEL TRABAJO

CI: 170804253-4

ÍNDICE DE CONTENIDOS

	PÁGINA
RESUMEN	xi
ABSTRACT	xiii
1. INTRODUCCIÓN	1
2. MARCO TEÓRICO	4
2.1. ASPECTOS GENERALES DEL CAMPO SHIRLEY	3
2.1.1. RESEÑA HISTÓRICA	3
2.1.2. UBICACIÓN GEOGRÁFICA	3
2.1.3. GEOLOGÍA ESTRUCTURAL	5
2.1.4. ESTRUCTURA DEL CAMPO SHIRLEY	6
2.1.5. PROPIEDADES PETROFÍSICAS DEL CAMPO SHIRLEY	7
2.1.6. PRODUCCIÓN DEL CAMPO SHIRLEY	7
2.2. DESCRIPCIÓN DE LAS FACILIDADES DE PRODUCCIÓN	9
2.2.1. GENERALIDADES	9
2.2.2. CARACTERIZACIÓN DE LOS FLUIDOS	11
2.2.2.1. FLUJO MULTIFÁSICO	11
2.2.2.2. PROPIEDADES FÍSICAS Y DEFINICIONES BÁSICAS	12
2.2.2.3. PATRONES DE FLUJO MULTIFÁSICO	16
2.2.2.3.1. Flujo de burbuja alargada	16
2.2.2.3.2. Flujo tapón	17
2.2.2.3.3. Flujo de burbuja dispersa	18
2.2.2.3.4. Flujo de neblina	18
2.2.2.3.5. Flujo estratificado liso	19
2.2.2.3.6. Flujo estratificado ondulado	20
2.2.2.3.7. Flujo anular	20
2.2.2.3. DISTRIBUIDOR DE PRODUCCIÓN (MANIFOLD)	21
2.2.4. INGRESO (INLET)	23

2.2.5.	QUÍMICOS	24
2.2.5.1.	SEPARACIÓN DE AGUA - PETRÓLEO	25
2.2.5.2.	CONTROL DE CORROSIÓN	26
2.2.5.3.	CONTROL DE INCRUSTACIONES	27
2.2.5.4.	CONTROL BACTERIAL	27
2.2.5.5.	CONTROL DE SULFURO DE HIDRÓGENO (H ₂ S)	27
2.2.5.6.	CONTROL DE ESPUMA	28
2.2.5.7.	ALMACENAMIENTO DE QUÍMICOS	28
2.2.5.8.	BOMBAS DE INYECCIÓN DE QUÍMICOS	29
2.2.6.	TANQUE DE ALIVIO	30
2.2.7.	SEPARADORES	32
2.2.7.1.	SEPARADOR DE PRODUCCIÓN	33
2.2.7.2.	SEPARADOR DE PRUEBA	36
2.2.8.	BOTA DE GAS	37
2.2.9.	TANQUES	39
2.2.9.1.	TANQUE DE LAVADO	40
2.2.9.2.	TANQUE DE REPOSO	43
2.2.10.	SISTEMA DE TRANSFERENCIA DE CRUDO	44
2.2.10.1.	TANQUES DE CRUDO	44
2.2.10.2.	BOMBA BOOSTER DE CRUDO	46
2.2.10.3.	MEDIDOR DE PETRÓLEO	48
2.2.10.4.	BOMBA DE TRANSFERENCIA DE CRUDO	49
2.2.11.	SISTEMA DE RE-INYECCIÓN DE AGUA	50
2.2.11.1.	TANQUE DE DESNATADO (SKIMMER)	51
2.2.11.2.	TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE AGUA	52
2.2.11.3.	BOMBA BOOSTER DE AGUA	54
2.2.11.4.	BOMBA DE INYECCIÓN DE AGUA	55
2.2.11.5.	POZO RE - INYECTOR DE AGUA	57
2.2.12.	BOMBA DE RECICLADO	59
2.2.13.	SUMIDERO	60
2.2.13.1.	BOMBA VERTICAL DEL SUMIDERO	61

2.2.14. SISTEMA DE GAS	62
2.2.14.1. TAMBOR DE TEA	62
2.2.14.2. DEPURADOR DE GAS (SCRUBBER)	64
2.2.14.3. INCINERADOR O TEA	66
2.2.15. COMPRESORES DE AIRE	67
2.2.16. CUARTO DE CONTROL (HMI)	70
2.2.17. SUMINISTRO DE ENERGÍA	74
2.2.18. LABORATORIO	76
2.2.18.1. DETERMINACION DE LA GRAVEDAD API	78
2.2.18.2. BS&W POR VOLUMEN	79
2.2.18.3. BS&W POR CENTRIFUGACIÓN	79
2.2.18.4. PPM DE OIL EN AGUA	79
2.2.18.5. METODO SALINIDAD CON NITRATO DE PLATA	80
2.2.19. SISTEMA DE PARADA DE EMERGENCIA	81
2.2.20. SISTEMA CONTRA INCENDIOS	82
2.2.20.1. EXTINTORES	82
2.2.20.2. EQUIPOS DE PROTECCIÓN PERSONAL	85
3. METODOLOGÍA	93
3.1. MANEJO DE PROCEDIMIENTOS OPERATIVOS ESTÁNDAR	93
3.1.1. FORMATOS POE	93
3.1.1.1. FORMATO DE PASOS SIMPLES	94
3.1.1.2. FORMATO DE PASOS JERÁRQUICOS	95
3.1.1.3. FORMATO GRÁFICO	95
3.1.1.4. FORMATO FOTOGRÁFICO	96
3.1.1.5. FORMATO DIAGRAMA DE FLUJO	96
3.1.1.6. CONSEJOS DE REDACCIÓN	98
3.1.2. CONTROL DE DOCUMENTACIÓN	99
3.1.3. CODIFICACIÓN DE DOCUMENTOS	100
3.1.4. REVISIÓN DE DOCUMENTOS	102
3.1.5. APROBACIÓN DE DOCUMENTOS	103
3.1.6. DIFUSIÓN DE DOCUMENTOS	103

3.1.7.	CONTROL DE VERSIONES	103
3.1.8.	ACTUALIZACIÓN DE DOCUMENTOS	104
3.1.9.	MATRIZ DE RESPONSABILIDAD	104
3.1.10.	VIGENCIA	105
4.	ANÁLISIS DE RESULTADOS	106
4.1.	IMPLEMENTACIÓN DE PROCEDIMIENTOS OPERATIVOS ESTÁNDAR	106
4.1.1.	OPR-POE-ESB-001-ES PROCEDIMIENTO GENERAL OPERATIVO	106
4.1.2.	OPR-POE-ESB-002-ES ARRANQUE Y REESTABLECIMIENTO DE PLANTA	107
4.1.3.	OPR-POE-ESB-003-ES PUESTA EN OPERACIÓN DEL SISTEMA DE AIRE DE INSTRUMENTOS	108
4.1.4.	OPR-POE-ESB-004-ES OPERACIÓN DEL SEPARADOR GENERAL DE PRODUCCIÓN	109
4.1.5.	OPR-POE-ESB-005-ES OPERACIÓN DEL SEPARADOR DE PRUEBA DE PRODUCCIÓN	111
4.1.6.	OPR-POE-ESB-006-ES OPERACIÓN DEL TANQUE DE LAVADO	112
4.1.7.	OPR-POE-ESB-007-ES ARRANQUE DEL SISTEMA DE RE-INYECCIÓN DE AGUA	113
4.1.8.	OPR-POE-ESB-008-ES APAGADO DEL SISTEMA DE RE-INYECCIÓN DE AGUA	114
4.1.9.	OPR-POE-ESB-009-ES ARRANQUE DEL SISTEMA DE TRANSFERENCIA DE CRUDO	114
4.1.10.	OPR-POE-ESB-010-ES APAGADO DEL SISTEMA DE TRANSFERENCIA DE CRUDO	115
4.1.11.	OPR-POE-ESB-011-ES OPERACIÓN DEL SISTEMA DE GAS	116
4.1.12.	OPR-POE-ESB-012-ES OPERACIÓN BOMBA DE RECIRCULACIÓN DE FLUIDOS	116
4.1.13.	OPR-POE-ESB-013-ES DETERMINACIÓN DE GRAVEDAD API (MÉTODO DEL HIDRÓMETRO)	117
4.1.14.	OPR-POE-ESB-014-ES ANÁLISIS DE BS&W VOLUMÉTRICO	118

4.1.15. OPR-POE-ESB-015-ES ANÁLISIS DE BS&W CENTRIFUGADO	119
4.1.16. OPR-POE-ESB-016-ES ANÁLISIS DE PPM DE ACEITE EN AGUA	120
4.1.17. OPR-POE-ESB-017-ES ANÁLISIS DE PPM DE CLORURO DE SODIO (SALINIDAD)	120
4.1.18. OPR-POE-ESB-018-ES PLAN DE EMERGENCIA DE LA PLANTA DE PROCESOS	121
4.1.19. OPR-POE-ESB-019-ES USO DE EXTINTORES EN CASO DE FUEGO	122
4.1.20. OPR-POE-ESB-020-ES USO DEL EQUIPO DE RESPIRACIÓN SCBA	123
4.1.21. OPR-POE-ESB-021-ES PLAN DE CONTINGENCIA CONTRA INCENDIOS	125
4.1.22. OPR-POE-ESB-022-ES PLAN DE CONTINGENCIA CONTRA DERRAMES	126
4.1.23. OPR-POE-ESB-023-ES ORGANIGRAMA DE RESPUESTA A EMERGENCIAS	127
5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	128
5.1. CONCLUSIONES	128
5.2. RECOMENDACIONES	131
SIMBOLOGÍA O SIGLAS	138
GLOSARIO DE TÉRMINOS	141
BIBLIOGRAFÍA	151
ANEXOS	152

INDICE DE TABLAS

	PÁGINA
Tabla 1.1. Propiedades Petrofísicas de los fluidos del Campo Shirley	7
Tabla 1.2. Producción promedio diaria del Campo Shirley	7
Tabla 1.3. Producción del Campo Shirley Año 2012	8
Tabla 2.1. INLET Sets de calibración de la instrumentación	24
Tabla 2.2. Datos de Diseño Tanque de Alivio	31
Tabla 2.3. Datos de Diseño Separador de Producción	35
Tabla 2.4. Datos de Diseño Separador de Prueba	37
Tabla 2.5. Datos de Diseño Bota de Gas	39
Tabla 2.6. Datos de Diseño Tanque de Lavado	42
Tabla 2.7. Datos de Diseño Tanque de Reposo	44
Tabla 2.8. Datos de Diseño Tanques de Crudo	46
Tabla 2.9. Datos de Diseño Bomba Booster de Petróleo	47
Tabla 2.10. Datos de Diseño Medidor de Petróleo	49
Tabla 2.11. Datos de Diseño Bomba de Transferencia de Crudo	50
Tabla 2.12. Datos de Diseño Tanque de Desnatado	52
Tabla 2.13. Datos de Diseño Tanque de Almacenamiento de Agua	54
Tabla 2.14. Datos de Diseño Bomba Booster de Agua	55
Tabla 2.15. Datos de Diseño Bomba de Inyección de Agua	56
Tabla 2.16. Datos de Diseño Bomba de Reciclaje	60
Tabla 2.17. Datos de Diseño Sumidero	60
Tabla 2.18. Datos de Diseño Bomba del Sumidero	62
Tabla 2.19. Datos de Diseño Flare Knock Out Drum	64
Tabla 2.20. Datos de Diseño Scrubber de Gas	65
Tabla 2.21. Datos de Diseño Compresores de Aire	70
Tabla 2.22. Shut Down Key PLC	73
Tabla 2.23. Equipos de Laboratorio	77

Tabla 2.24. Extintores y su ubicación

85

Tabla 3.1. Matriz de Responsabilidad

104

ÍNDICE DE FIGURAS

	PÁGINA
Figura 1.1. Mapa de Ubicación Geográfica del Bloque Tarapoa	4
Figura 1.2. Mapa de Ubicación Geográfica Campos del Bloque Tarapoa	5
Figura 1.3. Columna Estratigráfica de la Cuenca Oriental	6
Figura 1.4. Comportamiento de la producción del Campo Shirley Año 2012	8
Figura 2.1. Facilidades de Producción del Campo Shirley	10
Figura 2.2. Flujos multifásicos en la producción de hidrocarburos.	11
Figura 2.3. Ejemplo de flujo multifásico en una línea de transporte.	12
Figura 2.4. Retención de Líquido.	13
Figura 2.5. Flujo Burbuja Alargada.	17
Figura 2.6. Flujo Tapón de Líquido.	17
Figura 2.7. Flujo Burbuja Dispersa.	18
Figura 2.8. Flujo Neblina.	19
Figura 2.9. Flujo Estratificado Liso.	19
Figura 2.10. Flujo Estratificado Ondulado.	20
Figura 2.11. Flujo Anular.	21
Figura 2.12. Manifold	22
Figura 2.13. Válvulas ESDV-1 y ESDV-2	23
Figura 2.14. Componentes y Accesorios al ingreso del Proceso	24
Figura 2.15. Skid de Químicos	29
Figura 2.16. Bombas de Químicos	30
Figura 2.17. Tanque de Alivio	31
Figura 2.18. Partes internas de un separador de producción	33
Figura 2.19. Separador de Producción	34
Figura 2.20. Instrumentación de un separador de producción	35
Figura 2.21. Instrumentación del separador de prueba V-100	36
Figura 2.22. Bota de Gas	38
Figura 2.23. Funcionamiento de un tanque de lavado	40
Figura 2.24. Tanque de Lavado	41

Figura 2.25. Tanque de Reposo	43
Figura 2.26. Tanques de Crudo	45
Figura 2.27. Bomba Booster de Petróleo	47
Figura 2.28. Medidor de Petróleo	48
Figura 2.29. Bomba de Transferencia de Crudo	49
Figura 2.30. Tanque de Desnatado (Skimmer)	51
Figura 2.31. Tanque de Almacenamiento de Agua	53
Figura 2.32. Bomba Booster de Agua	54
Figura 2.33. Bomba de Inyección de Agua	56
Figura 2.34. Pozo Inyector Shirley-7	58
Figura 2.35. Bomba de Reciclaje	59
Figura 2.36. Bomba Vertical del Sumidero	61
Figura 2.37. Flare Knock Out Drum	63
Figura 2.38. Scrubber de Gas	65
Figura 2.39. Incinerador ó Tea	66
Figura 2.40. Compresores de Aire	68
Figura 2.41. Secador de aire para instrumentos	69
Figura 2.42. Pantallas del Proceso (Panel View)	71
Figura 2.43. Anaquel del PLC y UPS.	72
Figura 2.44. MCC (Motor Control Center)	74
Figura 2.45. Main Breaker	75
Figura 2.46. Laboratorio	76
Figura 2.47. Botón Parada de Emergencia	81
Figura 2.48. Extintores Portables y Sobre Ruedas	82
Figura 2.49. Equipo de Protección Personal Contra Incendios	86
Figura 2.50. Operador equipado y listo para respuesta a emergencia	89
Figura 2.51. Aparato de Respiración Autónomo (SCBA)	90
Figura 3.1. Estructura Codificación Procedimientos Operativos Estándar	101
Figura 3.2. Estructura Codificación Formatos ó Formularios	102

ÍNDICE DE ANEXOS

	PÁGINA
ANEXO 1	I
DIAGRAMAS P&ID DE PROCESOS PLANTA SHIRLEY-B	I
ANEXO 2	XIV
HOJAS DE SEGURIDAD DE MATERIALES (PETRÓLEO)	XIV
ANEXO 3	XX
HOJAS DE SEGURIDAD DE MATERIALES (DEMULSIFICANTE)	XX
ANEXO 4	XXVI
NORMATIVA DE SEGURIDAD INDUSTRIAL (NFPA 704)	XXVI

RESUMEN

En el presente proyecto de titulación, se describe el funcionamiento de los diferentes equipos de procesos instalados en la Planta de Tratamiento de Crudo Shirley – B, las mismas que contemplan no solo sus condiciones mecánicas, sino que también sus capacidades para poder manejar la producción del campo de una forma segura y confiable.

Se presenta información general del campo como, el tipo de fluido producido de 19.8 °API que fue base tomada en cuenta para el diseño de los equipos, una proyección de la producción obteniendo así el dato de caudal de petróleo, agua y gas que maneja la estación.

Se realiza una introducción a los tipos de fluidos que se manejan en una Estación de separación, como referencia para poder comprender los procesos.

Se especifica la capacidad y dimensiones de cada uno de los equipos que conforman actualmente la estación y hacen posible el procesamiento de crudo, así como los diámetros de las líneas de flujo. También se detalla los equipos de manejo de agua de producción y los fines que tiene este proceso, Se indica las condiciones mecánicas de los equipos en especial de aquellos que presentan decadencia por presencia de corrosión, en forma general las facilidades de producción de superficie del campo Shirley se encuentra en buenas condiciones, se describe los procesos de separación de gas y sus equipos, por otra parte se menciona los diferentes tratamientos químicos que se le da a los procesos de separación para el manejo de productos y la conservación de equipos.

El estudio de los equipos indica la capacidad máxima de manejo de los fluidos, se analizan separadores, tanques, equipos de la línea de petróleo, línea de agua, y línea de gas.

Cumpliendo el objetivo de la investigación se describe los diferentes procedimientos para el manejo seguro de los procesos y equipos que lo conforman para así poder obtener resultados eficientes en condiciones seguras para el personal operativo el medio ambiente y los bienes de la empresa.

Finalmente, se presentan conclusiones y recomendaciones donde se especifica los puntos de control de mayor importancia para el buen manejo de las operaciones de la Planta.

ABSTRACT

The following graduation project describes the operation of the different process equipments installed in the Crude Treatment Plant Shirley - B, it contemplates not only its mechanical conditions, but also their capacities to handle the field production in a safe and reliable way.

It presents an overview about the field such as: the type of fluid produced from 19.8 ° API that was taken into account for the design of equipments, a projection about the production, thus obtaining the data flow of oil, water and gas that are handled by the station.

It performs an introduction to the types of fluids that are handled on a separation station as a reference in order to understand the processes.

It specifies the volume and dimensions of each of the equipment that currently put together the station and make possible the oil processing, as well as the diameters of the flow lines. It also details the equipment handling of water of production and the purposes of this process. It indicates the mechanical conditions of equipments, especially those with decay by the presence of corrosion, in general the surface production facilities of the field Shirley is in good condition, it describes the gas separation processes and its equipments.

In other hand, it mentions the different chemical treatments given to the separation processes for products management and maintenance of equipments.

The study of the equipments indicates the maximum capacity of fluid handling, it also analyzes separators, tanks, oil equipments line, water line, and the gas line.

Fulfilling the goal of the research, it describes the different procedures for the safe handling of the processes and equipments that conform it in order to

obtain efficient results safely to the operating personnel, the environment and the assets of the company.

Finally, it presents conclusions and recommendations which specify the control points of greatest importance for the proper management of plant operations.

1. INTRODUCCIÓN

INTRODUCCIÓN

El Campo Shirley, perteneciente al Bloque Tarapoa, actualmente, produce un promedio de 350 BPD de petróleo de 19.8 °API.

La distancia que existe entre campos ha hecho que se construya estaciones de tratamiento de petróleo independientes por cada campo, para procesar los fluidos.

Los fluidos producidos por los pozos de producción, están compuestos por tres diferentes fases, una de ellas es petróleo, otra es gas, ambas fases son mezclas complejas de diferentes componentes de hidrocarburos, con distintas densidades, presiones de vapor y otras características y propiedades físicas. Adicionalmente en el fluido de entrada se encuentra la fase agua.

A medida que el flujo del pozo fluye desde un yacimiento caliente y de alta presión, experimenta reducciones en la presión y en la temperatura. Esto ocasiona que los componentes más livianos o gases se liberen del líquido y el fluido del pozo cambie sus características. El flujo de gas lleva gotas de líquido y el líquido a su vez acarrea burbujas de gas.

La separación física de estas fases es una operación básica en la producción, procesamiento y tratamiento del petróleo, gas y agua.

Los separadores de petróleo y gas separan mecánicamente los componentes líquidos y de gas que existen a una temperatura y presión específica, para eventualmente procesarlos en productos finales bajo especificaciones.

Todos estos equipos tienen la misma función y sus tamaños son escogidos de acuerdo a los mismos procedimientos.

Es necesario destacar la importancia que este proceso tiene al momento de procesar la corriente de fluido que viene desde los pozos productores ya que

este permite separar los diferentes fluidos que provienen desde el yacimiento y que necesariamente deben ser direccionados cada uno en su propio sentido. El crudo al final de este proceso debe tener un contenido de BSW menor al 0.5% para poder ser transportado y/o comercializado, caso contrario significa la necesidad de nuevos procesos que implican mayor tiempo de trabajo y gasto de dinero.

Por otro lado se sabe que una vez separadas las fases del fluido (gas, agua y petróleo) proveniente de los pozos, el agua que se separa tiene aún un contenido de petróleo por lo que se llama “agua aceitosa”, por lo cual esta es tratada para obtener la mayor cantidad de crudo de esta agua, con el objeto de minimizar las pérdidas de producción, ya que el interés de las compañías operadoras es obtener el mayor volumen de petróleo para venderlo.

De aquí se justifica el trabajo de investigar y describir los procesos de separación de petróleo y obtener una guía para el buen manejo de los equipos de facilidades de producción, presenta un análisis técnico que hace uso de las propiedades de los fluidos para la operación de separadores, tanques y bombas.

Está orientado a la capacitación de los operadores que manejan los procesos de la planta, como información técnica para conocimiento de los parámetros máximos y operacionales de los equipos y poder obtener resultados eficientes en la operación.

Objetivo general: Desarrollar la documentación necesaria en donde se describa los diferentes procesos de operación de la Planta de Tratamiento de Crudo Shirley-B, para garantizar la buena práctica en la operación de los equipos en una forma segura y eficiente tanto para el personal operativo como para la vida útil de los equipos.

Objetivos específicos:

- Describir los diferentes tipos de fluidos al ingreso del proceso.

- Mostrar los mecanismos de separación, almacenamiento, y transporte de fluidos.
- Detallar cuadros con las especificaciones y capacidades operativas de los diferentes equipos de procesos de la planta de tratamiento de crudo.
- Realizar los procedimientos operativos generales estándar de la planta de tratamiento de crudo.

2. MARCO TEÓRICO

2.1. ASPECTOS GENERALES DEL CAMPO SHIRLEY

2.1.1. RESEÑA HISTÓRICA

El Bloque Tarapoa se adjudicó a Cayman Corporation que tenía como socios City Investing Company y Southern Union Production Company en el año 1970. En el año 1999 mediante un contrato de participación Alberta Energy Company, la misma que en un futuro cercano cambió de nombre a EnCana Ecuador Ltd., a través de su subsidiada AEC Ecuador, adquiere todos los derechos de explotación y exploración de petróleo en el Bloque Tarapoa.

Finalmente el 28 de Febrero del 2006, Andes Petroleum Company Ltd., inicia sus operaciones en el Ecuador luego de haber adquirido oficialmente los activos de la empresa EnCana Ecuador Ltd.

La producción del campo Shirley perteneciente al Bloque Tarapoa, se procesa en la estación de tratamiento de crudo, ubicada en el Well Pad Shirley – B, es una planta de procesos que fue construida en el año 2003, bajo diseño estándar Canadiense, con una capacidad operativa inicial de 12000 BFPD.

2.1.2. UBICACIÓN GEOGRÁFICA

El campo Shirley está ubicado al noreste del campo Dorine en el Bloque Tarapoa, en la cuenca Oriente del Ecuador, como se muestra en la figura 1.1. Este campo fue descubierto en 1999.

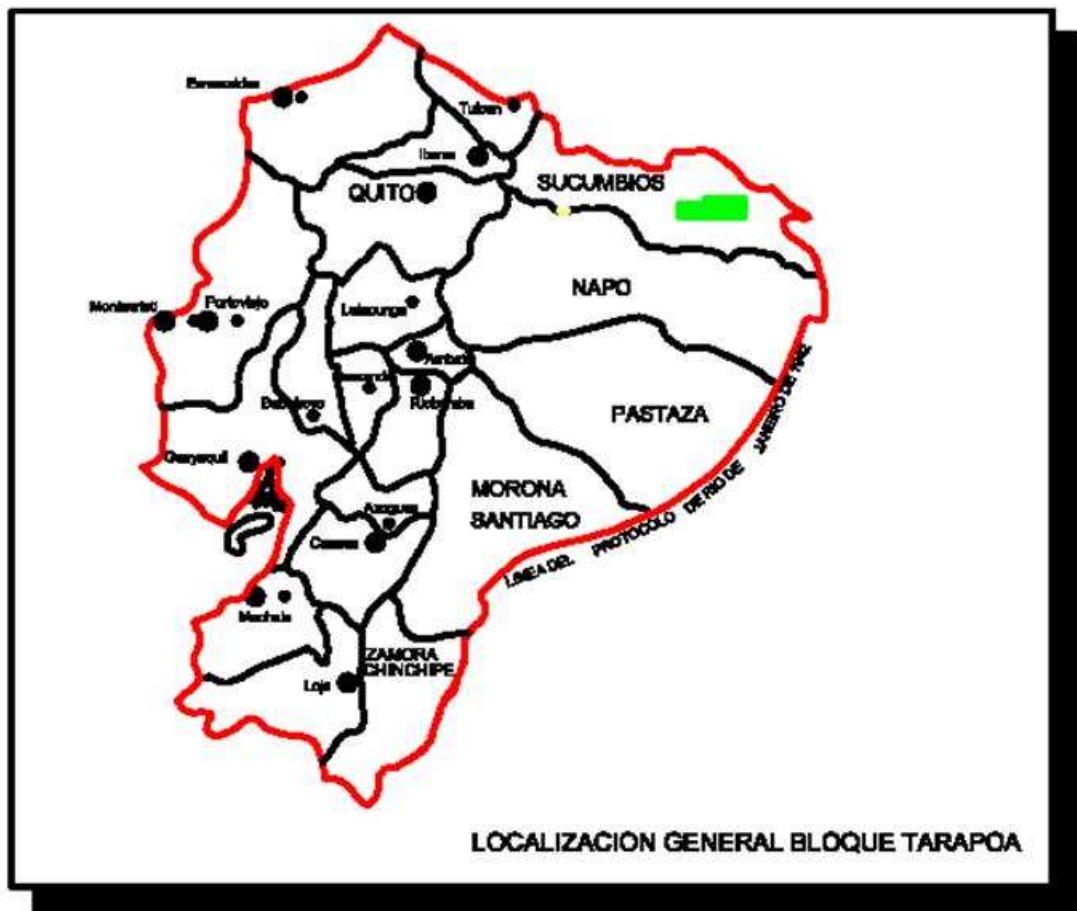


Figura 1.1. Mapa de Ubicación Geográfica del Bloque Tarapoa

(Andes Petroleum Ecuador, 2006)

Los límites del Campo Shirley son: al norte el campo Mahogany, al Sur el campo Mariann-4A, al este el campo Fanny, y al oeste el pueblo de Aguas Negras, entre las siguientes coordenadas geográficas:

Latitud: 0° 8' 20" S

Longitud: 76° 19' 4" O

En la figura 1.2 se muestra la ubicación del campo Shirley dentro del Bloque Tarapoa.

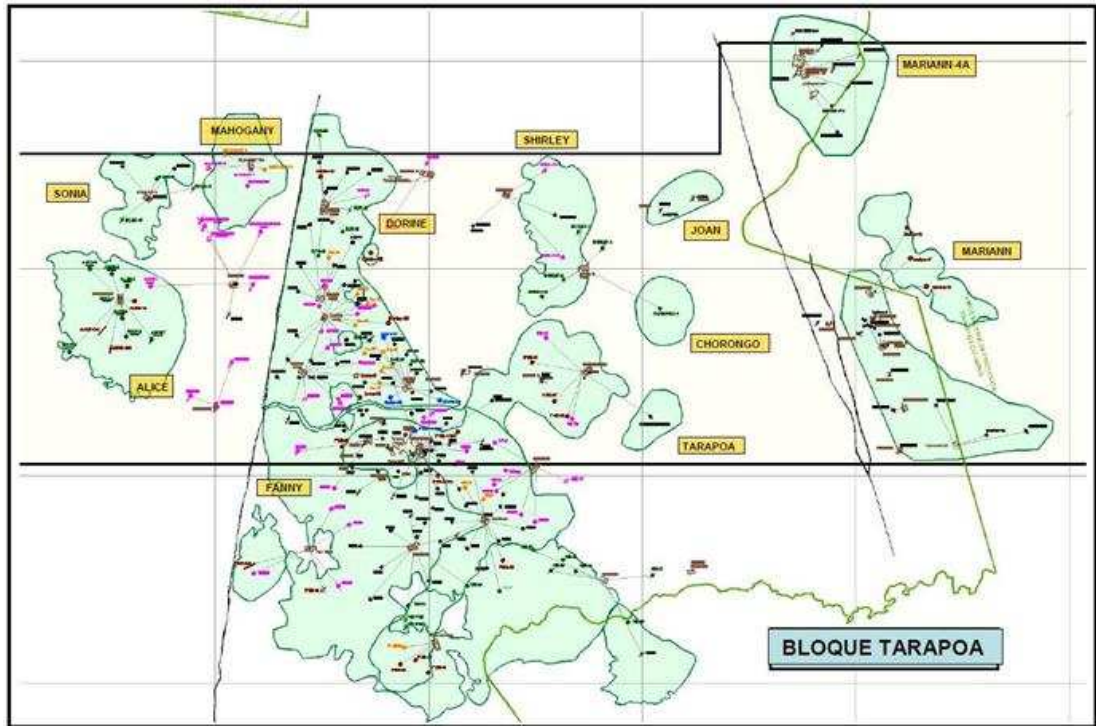


Figura 1.2. Mapa de Ubicación Geográfica Campos del Bloque Tarapoa

(Andes Petroleum Ecuador, 2006)

2.1.3. GEOLOGÍA ESTRUCTURAL

El principal horizonte productor en este campo constituye el yacimiento U de la formación Napo. Existen también modestas acumulaciones de hidrocarburos en los yacimientos T y M1 de esta misma formación al igual que en el yacimiento Basal Tena de la formación Tena. Es importante señalar que el pozo Shirley-2 no posee acumulación de hidrocarburos en los yacimientos U, T y Basal Tena. En la figura 1.3 se presenta la columna estratigráfica de las arenas en estudio.

El crudo correspondiente a la arena U es relativamente pesado y presenta una densidad API que varía entre 18° y 20°, mientras que el petróleo encontrado en el yacimiento Basal Tena muestra una gravedad API de aproximadamente 19°.

Las acumulaciones de petróleo en este campo corresponden a una combinación de trampas estratigráficas y estructurales.

2.1.4. ESTRUCTURA DEL CAMPO SHIRLEY

La estructura del campo es un anticlinal alargado de dirección norte-sur de longitud y se ensancha en dirección sur, su límite al oeste es una falla inversa de un salto de 300 pies aproximadamente contra la cual se cierra la estructura, probando así la impermeabilidad de la falla.

Los principales reservorios del campo Shirley son en las areniscas: Napo T, Napo U, M1 y Basal Tena; que corresponde al periodo Cretácico Medio Superior (figura 1.3.), se encuentran a profundidades promedio de 9050, 9700 y 10730 pies respectivamente.

Era	Periodo	Edad	Formación	Miembro	Litología	Descripción Litológica	Producción Petróleo	
MESOZOICO	CRETÁCICO	CENOM. - CAMP. - MAESTRICH.	TENA	Arenisca Basal Tena		Arcillas Rojas		
				Arenisca "M-1"		Arenisca Qz. con. calcáreo	●	
			NAPO	Lut. Napo Sup.	Caliza "M-1" Marcador L		Lutitas grises oscuras y calizas micríticas	●
				Arenisca "M-2"	Caliza "M-2"		Arenisca Qz. glauconítica	●
				Caliza "A"			Caliza Biomixítica	
					Superior		Arenisca Qz. glauconítica	
				Arenisca "U"	Inferior		Arenisca Qz.	●
				Caliza "B"			Calizas y Lutitas gris oscuras	●
				Arenisca "T"	Superior		Arenisca Qz. glauconítica	
					Inferior		Arenisca Qz.	●
				Lut. Napo Basal			Caliza y Lutitas grises oscuras	
				Caliza "C"				
			HOLLIN	Superior			Arenisca Qz. glauconítica	●
				Inferior (Principal)			Arenisca Qz.	●
			PRE-CRETACICO					

Figura 1.3. Columna Estratigráfica de la Cuenca Oriental

(Andes Petroleum Ecuador, 2006)

La formación Napo alcanza un espesor promedio de 940 pies, representada por una secuencia de areniscas, calizas y lutitas.

2.1.5. PROPIEDADES PETROFÍSICAS DEL CAMPO SHIRLEY

En la siguiente tabla 1.1 se encuentra una descripción de las propiedades petrofísicas de los fluidos de las areniscas productoras en el área del campo Shirley.

Tabla 1.1. Propiedades Petrofísicas de los fluidos del Campo Shirley

CAMPO	RESERVORIO	VALORES PROMEDIOS								
		Φ (%)	API	μ_o (cp)	B_o (bbls/STB)	S_{wi} (%)	K (md)	Tr (°F)	Salinidad (ppm)	Pr (Psi)
SHIRLEY	U-inf	18	19,0	10,19	1,218	25	600	205	13500	3300
	Basal Tena	18	19,9	15,95	1,185	37	880	180	26000	2450

2.1.6. PRODUCCIÓN DEL CAMPO SHIRLEY

En la tabla 1.2 se muestra la producción de petróleo del Campo Shirley, tradicionalmente proviene de la formación Napo, existiendo reservorios de interés hidrocarburífero tales como la formación U, y Basal Tena.

Tabla 1.2. Producción promedio diaria del Campo Shirley

PROMEDIO DIARIO PRODUCCIÓN AÑO 2012			
CAMPO	PETRÓLEO	AGUA	GAS
	(BPD)	(BPD)	(MPCSD)
SHIRLEY	365,06	2014,00	56,00

En la siguiente tabla 1.3 y representación gráfica (figura 1.4) se exponen el comportamiento de producción del campo en el transcurso de un año.

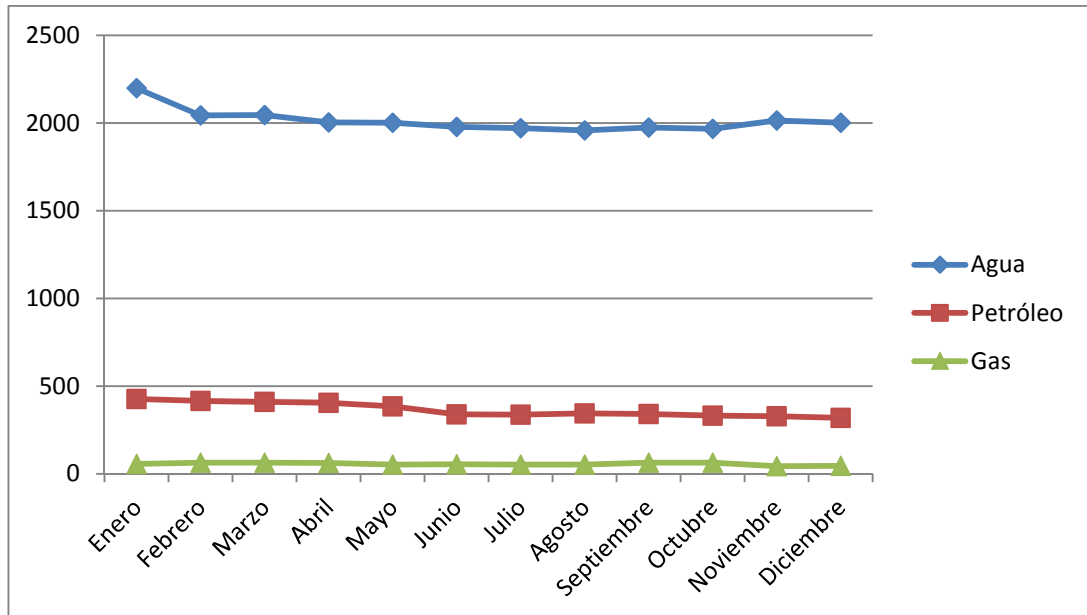


Figura 1.4. Comportamiento de la producción del Campo Shirley Año 2012

Tabla 1.3. Producción del Campo Shirley Año 2012

PRODUCCIÓN CAMPO SHIRLEY AÑO 2012			
MES	PRODUCCIÓN DE CRUDO	PRODUCCIÓN DE AGUA	PRODUCCIÓN DE GAS
Enero	426,13 bls.	2200 bls.	56 mpcs.
Febrero	416,42 bls.	2044 bls.	63 mpcs.
Marzo	410,48 bls.	2047 bls.	63 mpcs.
Abril	404,73 bls.	2004 bls.	62 mpcs.
Mayo	384,43 bls.	2003 bls.	53 mpcs.
Junio	338,33 bls.	1979 bls.	55 mpcs.
Julio	337,28 bls.	1971 bls.	52 mpcs.
Agosto	344,32 bls.	1958 bls.	53 mpcs.
Septiembre	340,71 bls.	1975 bls.	64 mpcs.
Octubre	331,49 bls.	1968 bls.	63 mpcs.
Noviembre	327,95 bls.	2015 bls.	44 mpcs.
Diciembre	318,41 bls.	2002 bls.	45 mpcs.
TOTAL	4380,68 bls.	24166 bls.	673 mpcs.
PROMEDIO	365,06 bls.	2014 bls.	56 mpcs.

2.2. DESCRIPCIÓN DE LAS FACILIDADES DE PRODUCCIÓN

2.2.1. GENERALIDADES

Shirley-B es una planta de procesos que tiene una capacidad operativa para 12000 bfpd, fue construida en el año 2003, bajo diseño y estándar Canadiense.

La Planta de procesos recibe los fluidos de emulsión proveniente de los pozos productores del Well Pad Shirley-A y a su vez del Well Pad Shirley-B; en la primera fase, los fluidos son separados en tres etapas, gas, agua y petróleo. Las operaciones de separación se las realiza a una presión de 18 psi @ 100°F

El petróleo crudo procesado es inyectado al oleoducto del Campo Mariann y es transportado a la Estación Dorine-5 Shipping, para ser transportado hasta el terminal de fiscalización de Lago Agrio y luego ser entregados a los Oleoductos del OCP y SOTE.

El agua separada del proceso es almacenada inicialmente en dos tanques de almacenamiento, siendo luego inyectada con un sistema de bombeo a un pozo inyector; el sistema consta de: 1 Bomba Booster marca BERKLEY de 9375 BPD Max, a una descarga de 45 psi, 1 Bomba de inyección, de capacidad 7500 BPD a 1000 psi de descarga, por una línea de 6" con una operación simultánea con recepción al pozo inyector Shirley-7.

El gas producido del separador y el exceso de gas de los tanques va hacia el incinerador o flare donde es quemado.

A continuación en la figura 2.1.se presenta un diagrama de líneas de flujo del proceso de la planta.

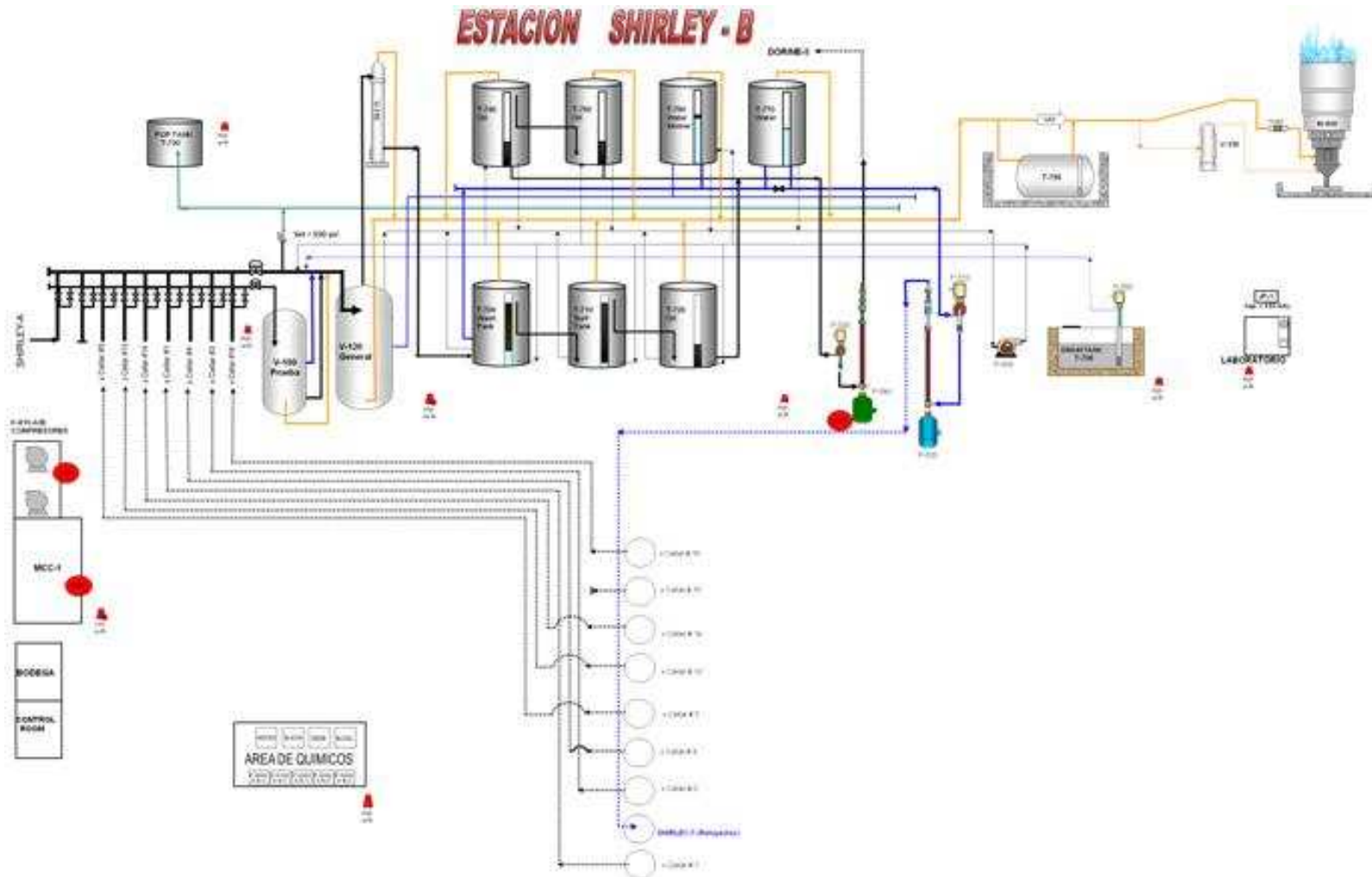


Figura 2.1. Facilidades de Producción del Campo Shirley

2.2.2. CARACTERIZACIÓN DE LOS FLUIDOS

2.2.2.1. FLUJO MULTIFÁSICO

El flujo multifásico, como su nombre lo indica, es el movimiento de mezclas de fluidos que presentan diferencias en sus propiedades. Para diferenciar la corriente de gas y de líquido, se utilizan las letras G y L respectivamente, la figura 2.2 muestra ejemplos de flujos multifásicos en la producción de hidrocarburos.



Figura 2.2. Flujos multifásicos en la producción de hidrocarburos.

La combinación de fluidos puede estar presente desde el reservorio hasta las facilidades de recepción. En algunos casos, alguna de las fases se puede originar durante el transporte, principalmente debido a la disminución de la temperatura, por ejemplo, la formación de condensado de hidrocarburos, agua libre, hidratos o parafinas. En la figura 2.3 se puede observar un ejemplo de flujo multifásico en una línea de transporte.

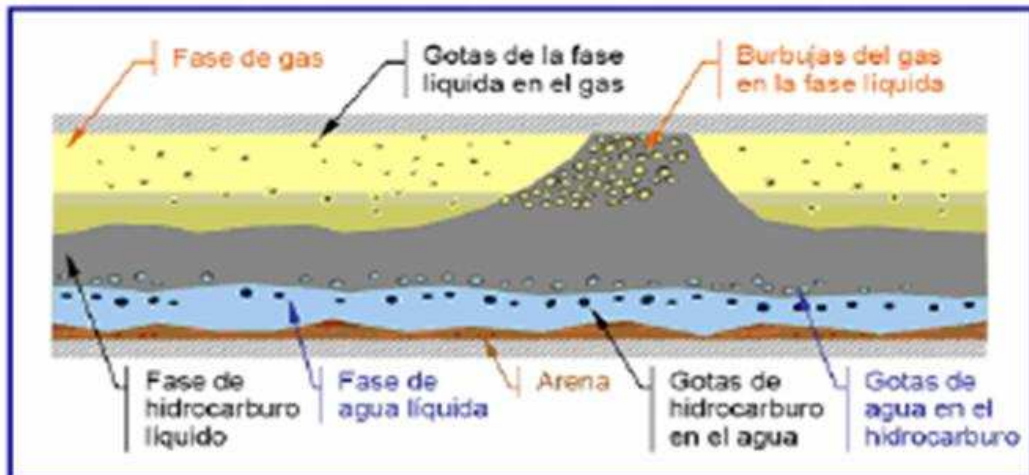


Figura 2.3. Ejemplo de flujo multifásico en una línea de transporte.

2.2.2.2. PROPIEDADES FÍSICAS Y DEFINICIONES BÁSICAS

El cálculo del gradiente de presión requiere conocer la velocidad y las propiedades de los fluidos como densidad, viscosidad entre otros. Cuando estas variables son calculadas para flujo bifásico, se utilizan ciertas reglas de mezcla y definiciones únicas. Las propiedades más importantes son las siguientes:

a) Retención de líquido (liquid hold-up)

La retención de líquido se define como la relación entre la cantidad de volumen de líquido en un segmento de línea y el volumen total de dicho segmento:

$$HL = \frac{\text{Volumen de un líquido en un segundo de línea}}{\text{Volumen del segmento de línea}}$$

[2.1]

Donde:

HL : Retención de líquido.

La definición de HL varía entre cero, fase gaseosa completamente, y uno, fase líquida completamente (Figura 2.4). El volumen restante de la línea ocupado por el gas se denomina hold-up de gas o fracción de vacío.

$$\alpha_g = 1 - HL$$

[2.2]

Donde:

α_g : Fracción de vacío ó Hold up de gas.

HL : Retención de líquido.

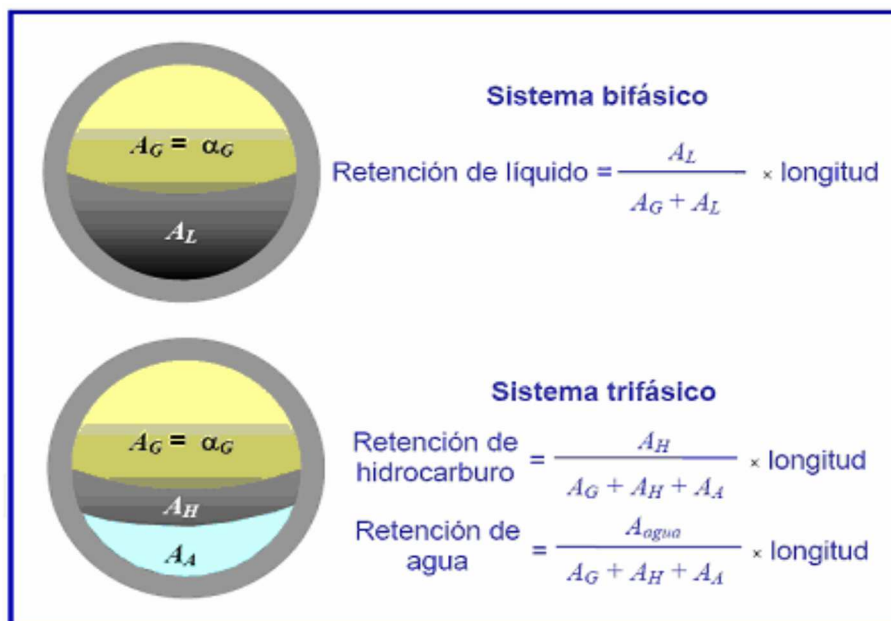


Figura 2.4. Retención de Líquido.

b) Velocidad superficial

La velocidad superficial de una fase fluida es la velocidad que esta fase exhibiría si fluyera sola a través de la sección transversal de la línea. La velocidad superficial representa la tasa de flujo volumétrico de una de las fases por unidad de área.

$$V_{SL} = \frac{q_L}{A} \quad [2.3]$$

$$V_{SG} = \frac{q_G}{A} \quad [2.4]$$

Donde:

V_{SL} : Velocidad superficial del líquido (m/s)

V_{SG} : Velocidad superficial del gas (m/s)

q_L : Caudal volumétrico de líquido (m^3/s)

q_G : Caudal volumétrico de gas (m^3/s)

A : Área transversal de la tubería (m^2)

La velocidad de la mezcla es el flujo volumétrico total por unidad de área y está dada por:

$$V_m = \frac{q_L + q_G}{A} = V_{SL} + V_{SG} \quad [2.5]$$

Donde:

V_m : Velocidad de la mezcla.

q_L : Caudal volumétrico de líquido (m^3/s)

q_G : Caudal volumétrico de gas (m^3/s)

A : Área transversal de la tubería (m^2)

V_{SL} : Velocidad superficial del líquido (m/s)

V_{SG} : Velocidad superficial del gas (m/s)

c) Velocidad real

La velocidad real o actual de la fase es el caudal volumétrico entre el área que ocupa dicha fase. De esta manera para líquido o gas la velocidad actual se puede hallar con las siguientes expresiones:

$$V_L = \frac{q_L}{(H_L) \cdot (A)} = \frac{V_{SL}}{1 - H_L} \quad [2.6]$$

$$V_G = \frac{q_G}{(\alpha_G) \cdot (A)} = \frac{V_{SG}}{1 - H_L} \quad [2.7]$$

Donde:

V_L : Volumen de líquido

V_G : Volumen de líquido

q_L = Caudal volumétrico de líquido (m^3/s)

q_G = Caudal volumétrico de gas (m^3/s)

A = Área transversal de la tubería (m^2)

V_{SL} =Velocidad superficial del líquido (m/s)

V_{SG} =Velocidad superficial del gas (m/s)

H_L = Retención del líquido

2.2.2.3. PATRONES DE FLUJO MULTIFÁSICO

Cuando dos fluidos con diferentes propiedades se desplazan simultáneamente a través de una línea, la fase gaseosa y la líquida se distribuyen dentro de la misma formando diferentes configuraciones, las cuales reciben el nombre de patrones o regímenes de flujo.

Variables como la pérdida de presión, perfiles de velocidad y la retención de líquido son fuertemente dependientes de dichos patrones.

Muchos investigadores han tratado de predecir y clasificar los patrones de flujo para varias condiciones y muchos nombres han sido colocados para las diferentes configuraciones. En la mayoría de los casos dichas clasificaciones han sido enfocadas a flujo horizontal y flujo vertical independientemente.

2.2.2.3.1. Flujo de burbuja alargada

Las burbujas alargadas y separadas de gas flotan en la porción superior de la línea cuando la cantidad de líquido es intermedia y la velocidad del gas es baja. A velocidades bajas del gas, estas burbujas se aglomeran y forman el equivalente distorsionado de una burbuja uniformemente cilíndrica. En la figura 2.5 se muestra este tipo de flujo.

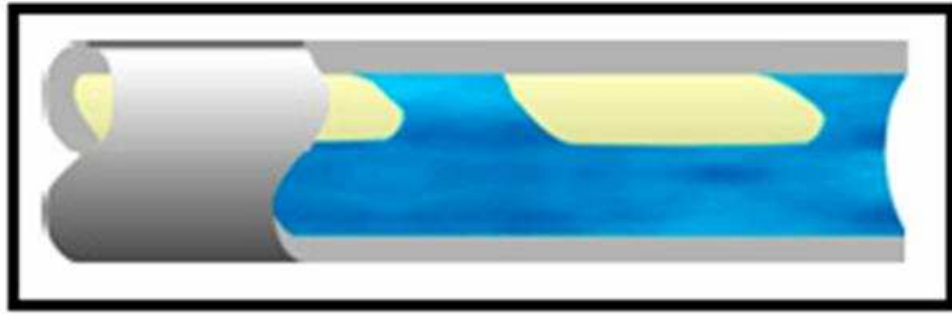


Figura 2.5. Flujo Burbuja Alargada.

2.2.2.3.2. Flujo tapón

Las proporciones intermedias de líquido y de gas originan que las burbujas alargadas de extremos redondeados se alarguen aún más y ocupan una porción mayor de la sección transversal de la línea y sufren más distorsión. Además se encuentran separadas por tapones de líquido que puede contener burbujas de gas. El flujo tapón es una transición del patrón de burbuja alargada al flujo de neblina anular. En el flujo tapón el gas viaja a una velocidad notablemente mayor que el líquido. En la figura 2.6 se observa este tipo de flujo.

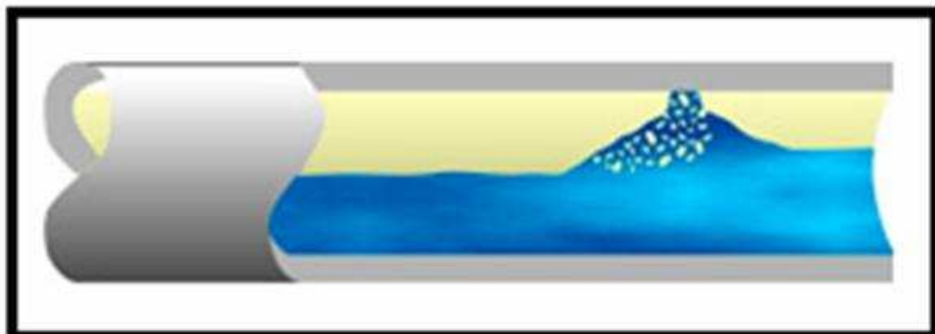


Figura 2.6. Flujo Tapón de Líquido.

2.2.2.3.3. Flujo de burbuja dispersa

En este patrón de flujo, las burbujas del gas están casi uniformemente distribuidas por todo el líquido. El perfil de concentración de burbujas es un asimétrico y llega al máximo cerca del tope de la línea. Las fases de vapor y de líquido tienen igual velocidad de flujo. En la figura 2.7 se muestra este tipo de flujo.

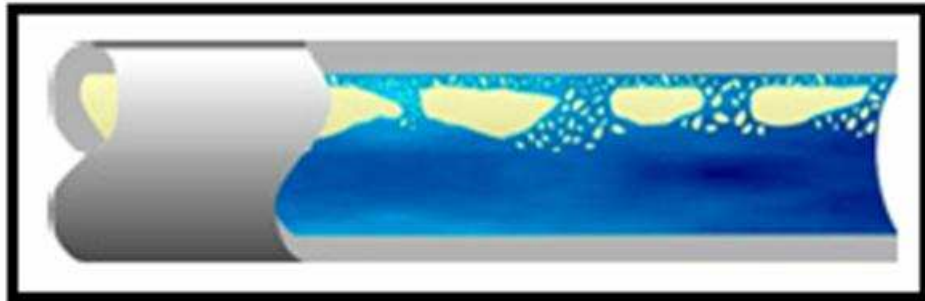


Figura 2.7. Flujo Burbuja Dispersa.

2.2.2.3.4. Flujo de neblina

Cuando en el flujo anular la velocidad del gas llega a ser suficientemente alta, la película del líquido se desprende de las paredes y es transportado como pequeñas gotas por el gas. En el flujo de neblina, las fases de vapor y líquido están íntimamente mezcladas, y la mezcla bifásica se asemeja mucho a una fase homogénea. La figura 2.8 representa este tipo de flujo.

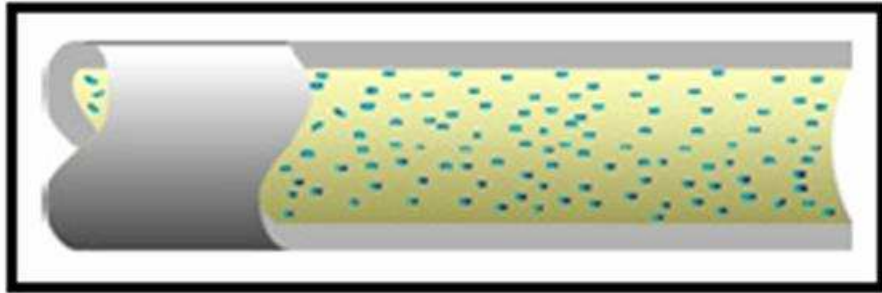


Figura 2.8. Flujo Neblina.

2.2.2.3.5. Flujo estratificado liso

A baja velocidad del líquido y muy baja velocidad del gas, ocurre una completa estratificación de los fluidos ocupando el gas la porción superior de la línea sobre una interface calmada de gas y líquido. Este es el patrón de flujo estratificado de interface calmada. El incremento de la velocidad del gas produce agitación en la interface del gas y líquido y ocurre el patrón de flujo estratificado de interface agitada. En la figura 2.9 muestra este tipo de flujo.



Figura 2.9. Flujo Estratificado Liso.

2.2.2.3.6. Flujo estratificado ondulado

Una mayor proporción de flujo de gas ocasiona que la velocidad del gas es mayor que la velocidad del líquido, lo cual origina ondas en la superficie del líquido. La amplitud de onda incrementa al hacerse mayor la proporción de gas. En la figura 2.10 se muestra este tipo de flujo.

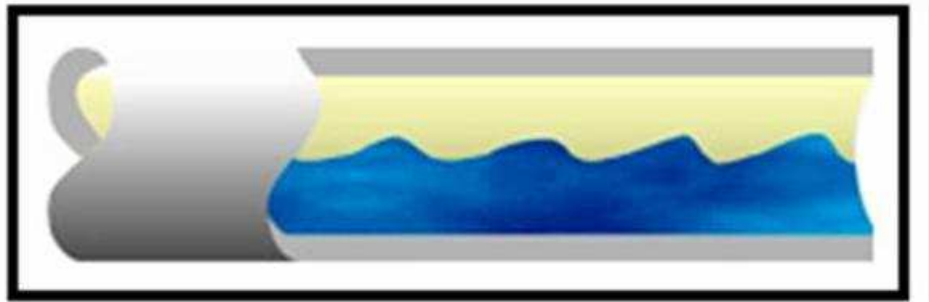


Figura 2.10. Flujo Estratificado Ondulado.

2.2.2.3.7. Flujo anular

La alta cantidad de líquido origina que el líquido fluya como una película anular a lo largo de las paredes, mientras que el gas fluye como un núcleo de alta velocidad en el centro de la línea. Este núcleo de vapor transporta algunas gotas del líquido porque el gas desprende parte del líquido de la película. El flujo anular tiene mucha estabilidad y unida al hecho de que se favorece la transferencia en masa del flujo de gas y líquido, hace muy beneficioso este régimen de flujo para algunas reacciones químicas. En la figura 2.11 se muestra este flujo.

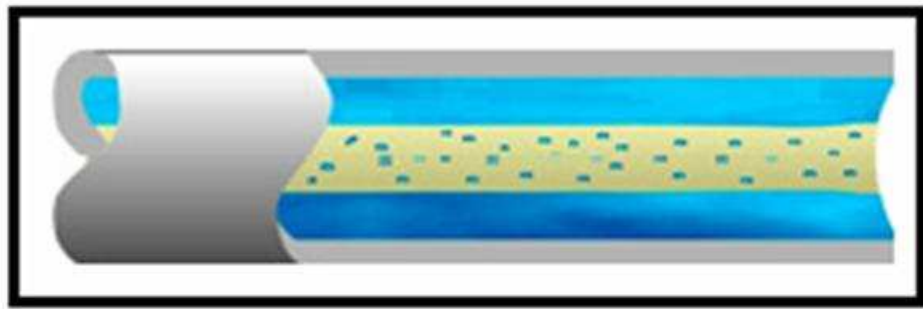


Figura 2.11. Flujo Anular.

2.2.3. DISTRIBUIDOR DE PRODUCCIÓN (MANIFOLD)

Se denominan también como múltiples de producción o colector. Es una combinación de tuberías y válvulas cada una de ellas con sus correspondientes bridas de conexión, sirven para recolectar los fluidos que vienen de los pozos en producción y direccionarlos a los separadores de producción o de prueba. Este equipo está diseñado para manejar diferentes presiones, pues los pozos no son iguales ni manejan el mismo caudal. Están aptos para manejar altas y bajas presiones.

El diseño de este proceso de producción tiene una particularidad, que en cada locación existen varios pozos perforados en racimo, por consiguiente cada locación tiene su respectivo manifold.

En la figura 2.12 encontramos el manifold que tiene incorporado generalmente líneas de 4" para la realización de pruebas de pozos, una línea de 10" para el fluido de grupo, válvulas de bola, check y aguja, además tiene instalado instrumentación como: PI, PSH, PSL, cupones de corrosión y de escala.



Figura 2.12. Manifold

La calibración de los instrumentos de protección de los pozos instalados en el manifold es de:

- PSL= 15 PSI
- PSH= 350 PSI

Los switches de presión pueden ser accionados por eventos como: un cierre de las válvulas de ingreso al proceso (alta presión), ó una posibilidad de que el pozo haya dejado de aportar fluido (baja presión), como acción preventiva a la protección de los equipos estos se apagan al momento que se accionan estos instrumentos.

2.2.4. INGRESO (INLET)

En el ingreso al proceso tenemos las válvulas ESDV-1 y ESDV-2 mostradas en la figura 2.13., que son accionadas cuando ocurren eventos sub estándar en el sistema lógico del PLC; cortando el ingreso de fluido al proceso.



Figura 2.13. Válvulas ESDV-1 y ESDV-2

El skid de ingreso mostrado en la figura 2.14., está equipado con instrumentos y accesorios de protección de presión como una PSV, un PSH en la línea general, un PSH en la línea de prueba, un PI en cada línea, y varios puntos de inyección de químicos para el proceso de deshidratación del petróleo y prevención de la corrosión de los equipos ocasionada por bacterias.

Tabla 2.1. INLET Sets de calibración de la instrumentación

LÍNEA DE GRUPO	PSV-1 = 550 PSI	PSH = 235
LÍNEA DE PRUEBA		PSH = 455

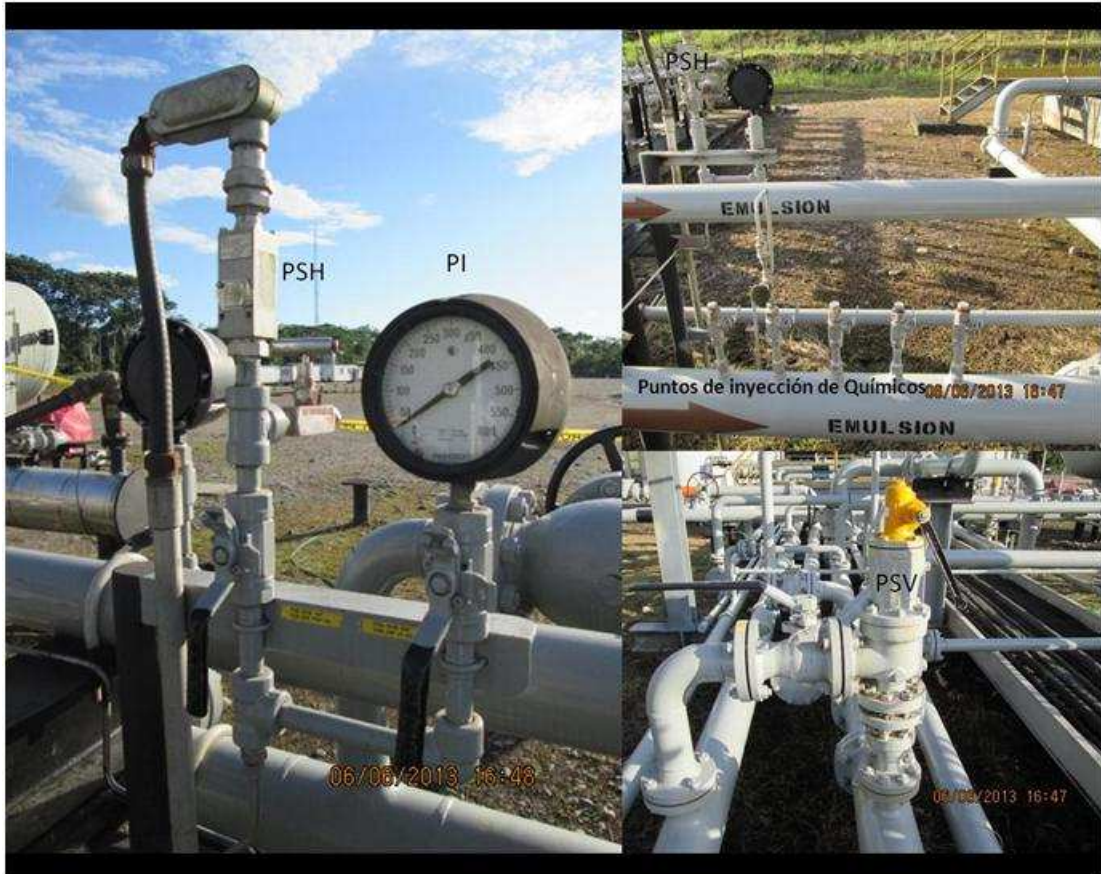


Figura 2.14. Componentes y Accesorios al ingreso del Proceso

2.2.5. QUÍMICOS

Los productos químicos que se emplean en la industria del petróleo y gas son importantes auxiliares en la performance de las instalaciones mecánicas. Sin embargo, la alianza de medios mecánicos – medios químicos es variable en cuanto a su aplicación.

El mayor consumo de químicos está centrado en los desemulsionantes o sea químicos formulados para romper las emulsiones que se forman entre el reservorio y el punto de venta de petróleo.

Las emulsiones más usuales son del tipo agua (fase dispersa) en petróleo (fase continua), en algunas ocasiones son múltiples W/O/W.

Las instalaciones mecánicas utilizadas para que se produzca la resolución (ruptura) de la emulsión, son las existentes en la planta de tratamiento de crudos Shirley-B.

2.2.5.1. SEPARACIÓN DE AGUA - PETRÓLEO

Los químicos demulsificantes están diseñados para resolver la emulsión de agua y aceite, la cual ocurre durante la producción y proceso de petróleo crudo y ayuda en la aclaración del agua producida.

Estos productos actúan como desemulsificadores en el sistema de producción de petróleo, gas y unidades de desalación y como productos químicos los cuales reducen el contenido residual de hidrocarburo en agua hasta un nivel aceptable para su desecho.

Durante el proceso de deshidratación de petróleo, es necesario usar químicos demulsificantes para romper las emulsiones dentro de los tiempos que exige la operación.

El principal desafío que debe afrontar el operador es entregar el crudo en especificación (de agua y sales) recibiendo el crudo con agua y sales variables para lo cual solo dispone de tres recursos:

- a) Temperatura
- b) Tiempo de residencia (capacidad / caudal).
- c) Químico.

Esencialmente, la función del químico es lograr que las gotas de agua dispersas en el petróleo lleguen a unirse entre sí para formar gotas más grandes y se precipiten.

Este concepto que es muy sencillo de plantear tiene, en la práctica muchos fenómenos que se oponen a que el objetivo se logre.

Una interface no está limpia, existen muchas interferencias al contacto entre gotas de agua y la segunda función del químico es eliminar esas interferencias. Arcillas, arena, insolubles de petróleo, incrustaciones y productos de corrosión, incrustaciones y productos de corrosión que coexisten en la interface agua-petróleo ven modificadas sus mojabilidades por el químico y pasan a una de las fases (es indistinto) migrando desde la interface y dejando libres de flocular a las gotas de agua

2.2.5.2. CONTROL DE CORROSIÓN

Los inhibidores de corrosión están diseñados para combatir una gran variedad de problemas de corrosión, inhibir la corrosión en sistemas de aceite, gas y de agua. Estos son efectivos tanto en condiciones 'dulces', 'agrias' y ácidas y son diseñados para utilizarse en todas las etapas de procesos de producción de petróleo y gas. Las principales áreas de aplicación incluyen control de corrosión en tuberías pozo abajo, instalaciones de producción así como en oleoductos y gaseoductos.

Las formas de corrosión más frecuentes están asociadas con la presencia de agua o humedad. Dependiendo de la salinidad, el pH, la presencia de gases disueltos y la actividad bacteriológica se desarrollan diferentes formas de corrosión tales como galvánica, localizada (pitting) y microbiológica.

2.2.5.3. CONTROL DE INCRUSTACIONES

Los inhibidores de escala están diseñados para combatir los diversos problemas asociados con la incrustación mineral en la producción de petróleo y gas. Una gama de disolventes de incrustaciones es utilizada para disolver la incrustación de sulfato y carbonato de bario, estroncio y calcio, además de incrustaciones de hierro, tanto en equipos pozo abajo como en superficie. Una gama de inhibidores de incrustaciones controlarán los depósitos de incrustaciones de sulfato y carbonato de bario, calcio y estroncio en todas las etapas del procesamiento de agua, desde el yacimiento hasta el sistema de desecho de agua. Inhiben depósitos de hierro, así como también son buenos dispersantes de arena y cieno en las tuberías de agua.

2.2.5.4. CONTROL BACTERIAL

Los bactericidas están diseñados para controlar un amplio espectro de bacterias anaeróbicas y aeróbicas particularmente la bacteria sulfato reductiva en la inyección de agua, agua congénita y en el sistema de enfriamiento de agua. Estos productos son efectivos tanto por su actividad biocida como por su modificación química en el medio ambiente para prevenir una actividad bacteriana dañina.

2.2.5.5. CONTROL DE SULFURO DE HIDRÓGENO (H₂S)

Estos químicos están diseñados para remover sulfuro de hidrógeno de las corrientes de gas, petróleo y agua. La gama incluye secuestrantes químicos los cuales son utilizados para la remoción selectiva de sulfuro, que se

encuentra en la corriente de producción de hidrocarburos la cual contiene H₂S y CO₂ y productos que no son corrosivos.

2.2.5.6. CONTROL DE ESPUMA

Los Antiespumantes están diseñados para ayudar en la separación de gas del petróleo y del agua, controlando y previniendo la formación de espuma dentro del proceso de planta y reduciendo la probabilidad de que el líquido sea acarreado por el gas.

2.2.5.7. ALMACENAMIENTO DE QUÍMICOS

Los tanques de almacenamiento de químicos (Bulk Tank) mostrados en la figura 2.15., almacenan diferentes tipos de productos según la necesidad de los procesos, tienen una capacidad de almacenamiento de 330 galones cada uno, entre estos productos tenemos:

- a) Químico demulsificante
- b) Químico anti espumante
- c) Químico inhibidor de escala
- d) Químico inhibidor de corrosión, y
- e) Químico bactericida



Figura 2.15. Skid de Químicos

2.2.5.8. BOMBAS DE INYECCIÓN DE QUÍMICOS

Las bombas de inyección de químicos mostradas en la figura 2.16., son bombas de desplazamiento positivo acopladas a un motor eléctrico de 0.25 HP; dependiendo de la demanda de consumo de estos productos es su capacidad de bombeo, las bombas están equipadas con pistones de diferente diámetro como son: $\frac{1}{4}$ ", $\frac{3}{8}$ ", $\frac{1}{2}$ ", 1".

Cada bomba está equipada con válvulas de alivio de presión en la descarga como protección del equipo y el medio ambiente.



Figura 2.16. Bombas de Químicos

2.2.6. TANQUE DE ALIVIO

El tanque de alivio mostrado en la figura 2.17, se utiliza como un dispositivo de contención secundaria para evitar derrames al medio ambiente, en caso de sobre presión en el cabezal de ingreso al proceso.

Si existiese alta presión la válvula PSV-1 relevará los excesos hacia este tanque, éste está equipado con un switch de alto nivel en caso que se tenga arrastre de líquidos, y una válvula de presión y vacío para protección del tanque.



Figura 2.17. Tanque de Alivio

En la tabla 2.2 se muestran los parámetros del diseño del equipo.

Tabla 2.2. Datos de Diseño Tanque de Alivio

TANQUE DE ALIVIO T-730		
PRESION DISEÑO	1	PSI
TEMPE. DISEÑO	200	°F
ALTURA	304,8	cm
DIAMETRO	365,8	cm
CAPACIDAD	200	BBLs
LSDH	90	cm
PRESION	1	PSI
VACIO	0,4	onzas

2.2.7. SEPARADORES

La producción de un pozo es una mezcla de petróleo, agua, gas y partículas de sólido; para llevar a cabo la separación de estos componentes se hace uso del separador.

La separación primaria empieza al momento que el fluido del pozo sale de la formación a la tubería de producción dentro del pozo mismo, debido a que se produce la liberación instantánea de las moléculas de gas al disminuir la presión, el gas trata de ocupar el mayor espacio posible, esta separación aumenta progresivamente a través de la tubería hasta llegar al separador.

Bajo ciertas condiciones de presión y temperatura el fluido puede estar separado totalmente del gas y al llegar al separador este sólo completará el proceso por el espacio disponible y la baja presión de operación.

El caudal y el nivel operativo del líquido dentro del separador, determina el tiempo de retención del petróleo dentro del separador. Este tiempo es variable y dependerá del tipo de petróleo que procese, así por ejemplo: un petróleo sin componentes emulsificantes el tiempo de retención será de más o menos 3-5 minutos y en crudos espumosos el tiempo de retención puede variar de 5-10 minutos.

Las separaciones por gravedad toman tiempo y especialmente si la temperatura del ambiente es muy fría. Frecuentemente un químico es adicionado a la producción para ayudar en la separación. La separación lenta podría no ser un factor relevante en pozos de baja producción. Sin embargo, algunos pozos de alta producción podrían necesitar equipo especial para una separación eficiente.

En la figura 2.18 se muestra las partes internas que constituyen un separador, para poder realizar la separación de fases en un sistema de producción multifásico.

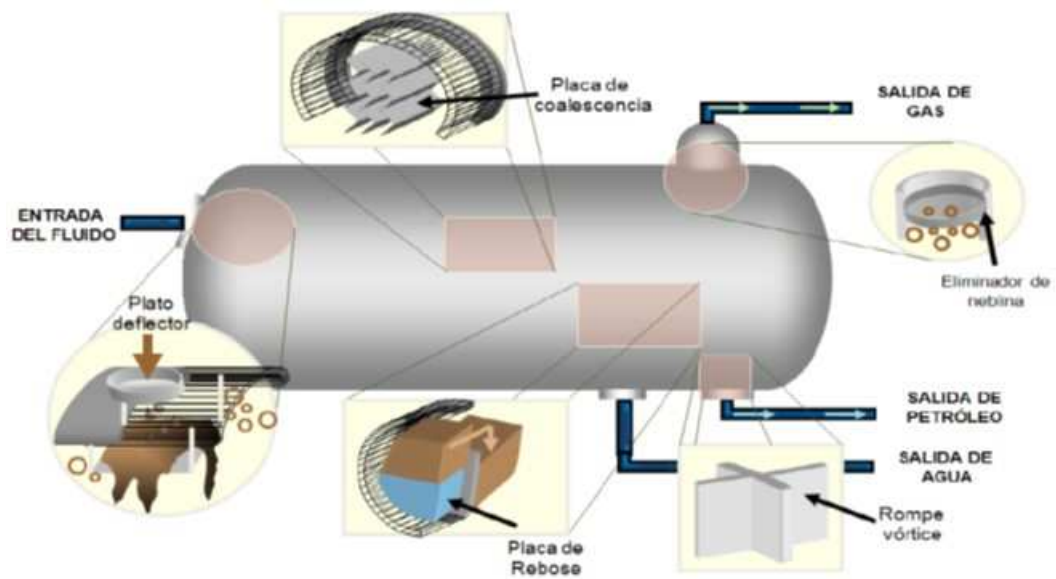


Figura 2.18. Partes internas de un separador de producción

2.2.7.1. SEPARADOR DE PRODUCCIÓN

Haciendo la descripción secuencial de las Facilidades de Producción, tenemos que en el momento de que el fluido del pozo ha pasado del manifold, este ingresa a los separadores de Producción o de Prueba según el cronograma que se tenga para evaluar los distintos pozos del campo determinado por el Departamento de Producción, de tal manera se determinará que el separador es el sitio en donde empieza el proceso de limpieza del petróleo, como se muestra en la figura 2.19, pues es en estos recipientes donde se separan las tres fases una de la otra que trae consigo el fluido producido y estas son: gas natural, petróleo y agua.



Figura 2.19. Separador de Producción

En el separador de producción horizontal el vertedero mantiene y controla el nivel de aceite, haciendo que el aceite se desborde por el vertedero y caiga en un depósito, en donde la altura del aceite está gobernada por un controlador de nivel, se acciona cuando éste alcanza el valor apropiado, manda una señal neumática a la válvula para que se abra y cuando baja el nivel, la válvula controladora de nivel se cierra, de igual manera se opera la de nivel de agua. El gas fluye en dirección a un extractor de niebla, que su función es no dejar pasar partículas de agua, el cual al llegar a una presión mayor que la del tanque, esta se abre y manda el flujo hacia la siguiente etapa.

El petróleo en su primera fase de limpieza y separación del agua y gas es conducido con un porcentaje mínimo de corte de agua hacia la bota de gas; el agua hacia el tanque skimmer; y el gas hacia el incinerador.

Para mantener su eficiencia se debe monitorear su funcionamiento en todas sus fases de control; fases que se aprecian en la figura 2.20.

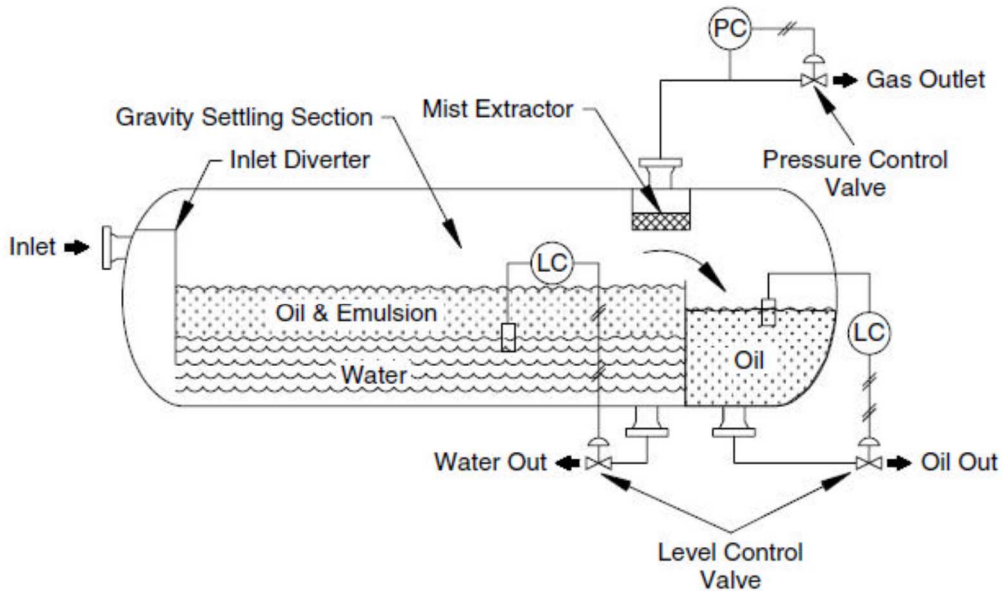


Figura 2.20. Instrumentación de un separador de producción

(Ken, A. & Stewart, M., 2008)

En la tabla 2.3 se muestra los parámetros de diseño del separador de producción.

Tabla 2.3. Datos de Diseño Separador de Producción

SEPARADOR DE PRODUCCIÓN (V-120)		
PRESION DISEÑO	200	PSI
TEMP. DISEÑO	250	°F
LONGITUD	609,5	cm
DIAMETRO	182,9	cm
MAXIMO DISEÑO OIL	6300	BPD
MAXIMO DISEÑO WATER	6300	BPD
MAXIMO DISEÑO GAS	1,25	MMSCFD
CAPACIDA de LLENADO	100	BBS
PSV	200	PSI
PSH	180	PSI

2.2.7.2. SEPARADOR DE PRUEBA

El separador de Prueba tiene el mismo funcionamiento que el de Producción, pero se trata de un separador de menor capacidad por su pequeño tamaño, puesto que como su nombre lo indica sirve para evaluar o probar los pozos para de este modo tener un conocimiento del comportamiento de los pozos.

La descarga de las fases separadas se vuelve a unir a la línea de grupo, es decir que se mezcla otra vez con el fluido de los otros pozos e ingresa al separador de producción.

En este equipo se da tratamiento químico a los fluidos tratados, como químico anti espuma, y demulsificante; mucho depende del tipo de fluido que tenga el pozo.

Está dotado de instrumentación de control, medición, y protección del equipo, así también de un medidor y registrador de gas, temperatura y presión, tal como se muestra en la figura 2.21.

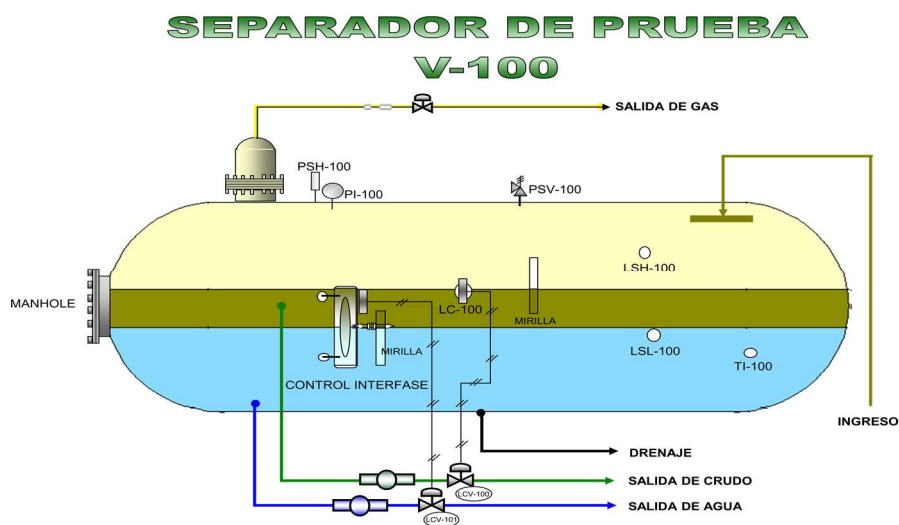


Figura 2.21. Instrumentación del separador de prueba V-100

Cuando se prueba un pozo, es indispensable registrar los valores medidos de agua, crudo, gas, presión, y temperatura. Es conveniente que una vez iniciada la prueba se mantenga el control del separador con las mismas condiciones hasta finalizar la prueba. En el transcurso de la evaluación se debe realizar análisis de laboratorio del caudal de descarga para determinar su corte de agua y gravedad específica del fluido del pozo.

En la tabla 2.4 se muestra los parámetros de diseño del separador de prueba de producción de pozos.

Tabla 2.4. Datos de Diseño Separador de Prueba

SEPARADOR DE PRUEBA V-100		
PRESIÓN DISEÑO	675	PSI
TEMP. DISEÑO	200	°F
LONGITUD	304,8	cm
DIAMETRO	121,9	cm
MAXIMO DISEÑO OIL	1600	BPD
MAXIMO DISEÑO WATER	1600	BPD
MAXIMO DISEÑO GAS	0,31	MMSCFD
CAPACIDAD LLENADO	22	BBLs
PSV	505	PSI
PSH	455	PSI

2.2.8. BOTA DE GAS

La bota de gas que se muestra en la figura 2.22, proporciona la segunda etapa de separación del gas y crudo antes que éste ingrese al tanque de lavado.

La bota de gas permite liberar el gas disuelto en el líquido, el fluido sube hasta la parte media alta de la bota e ingresa al interior chocando con varios

deflectores en su recorrido hacia abajo se produce la liberación del gas descendiendo solo líquido para ingresar al tanque de lavado, el gas separado es conducido por la parte superior hacia el incinerador.

Este equipo está dotado de instrumentación de protección como LSL, LSH, PSH, para conservar la seguridad del proceso.



Figura 2.22. Bota de Gas

En la tabla 2.5 se muestra los parámetros de diseño de la bota de gas.

Tabla 2.5. Datos de Diseño Bota de Gas

BOTA DE GAS V-110		
PRESION DISEÑO	14	PSI
TEMP. DISEÑO	100	°F
LONGITUD	1095,8	cm
DIAMETRO	61	cm
CAPACIDAD LLENADO	20	BBLS
CAPACIDAD TRATAM.	10800	BPD
LSL	180	cm
LSH	710	cm
PSH	10	PSI

2.2.9. TANQUES

En todas las estaciones de Producción o Recolección, es necesario disponer de tanques, que constituyen parte de las Facilidades de Producción, ya que operan directamente en la deshidratación o tratamiento, el reposo o estabilización y en el almacenamiento de los hidrocarburos producidos. La primera consideración que se debe hacer es, en que sitio se va a levantar el tanque, segundo que volumen de fluido va a manejar dicho tanque.

Las construcciones de tanques están regidas por normas internacionales que puede ser el API, o el ASME, vamos a tomar las normas API-620 y la API- 650. Hasta una capacidad máxima de 500 barriles, su construcción se la hace siguiendo la norma API-12F y son tanques portátiles que pueden ser transportados sobre esquíes. La norma API-650 detalla los puntos que deben tomarse en cuenta para la recepción. Aquí se menciona que la protección anticorrosiva está determinada por los sistemas de limpieza del sand blasting (chorro de arena) su grado es SP-5 o SP-10 normalmente hasta llegar al metal blanco y la aplicación de los diferentes tipos de pinturas

protectoras para evitar la corrosión interna y externa. Los tanques no deben manejar fluidos con temperaturas mayores a 250°F y 15 psi/pulg.

2.2.9.1. TANQUE DE LAVADO

El tanque de lavado mostrado en la figura 2.23 y figura 2.24, recibe directamente el fluido de la bota, ingresando crudo emulsionado y el remanente de gas, para ser separados. En este tanque continúa la deshidratación del petróleo.

El tanque de lavado permite romper las emulsiones que vienen del separador, ya que antes de ir a almacenamiento, se requiere eliminar agua y sólidos del crudo. Demulsificantes químicos debilitan la emulsión agua – petróleo, la separación se acelera con el incremento de la temperatura.

El cuerpo del tanque tiene un colchón de agua que sirve de lavado a la emulsión, la fase líquida tiene una entrada bajo el nivel del colchón de agua, favoreciendo así la coalescencia de las partículas de agua.

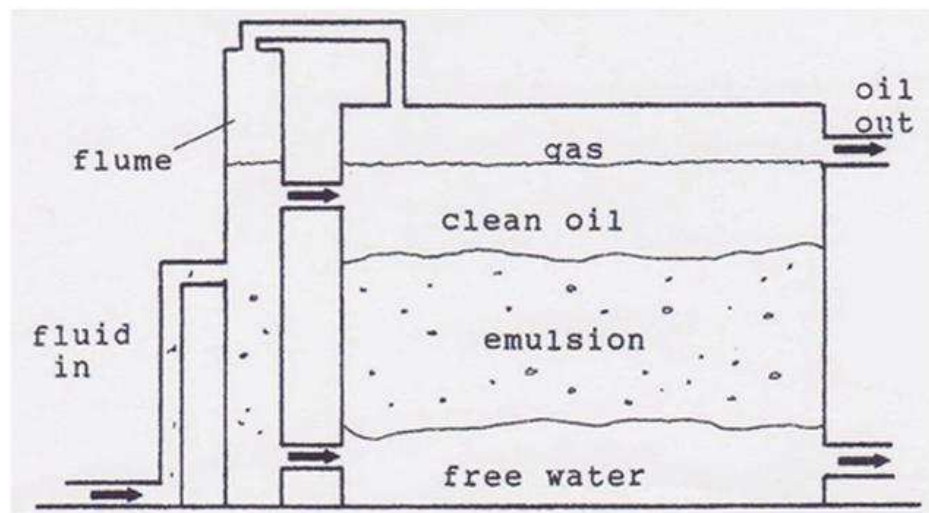


Figura 2.23. Funcionamiento de un tanque de lavado

(Johnny Xu., 2008)

La fuerza de gravedad tiene un mayor efecto sobre el agua porque es más pesada, este se deposita en el fondo del tanque. El gas es el más liviano y se mueve al tope del tanque y sale a través de la tubería de salida de gas para siguientes manejos. El petróleo siendo más liviano que el agua flotará al tope de esta. Así, las separaciones son hechas por la diferencia en gravedades específicas

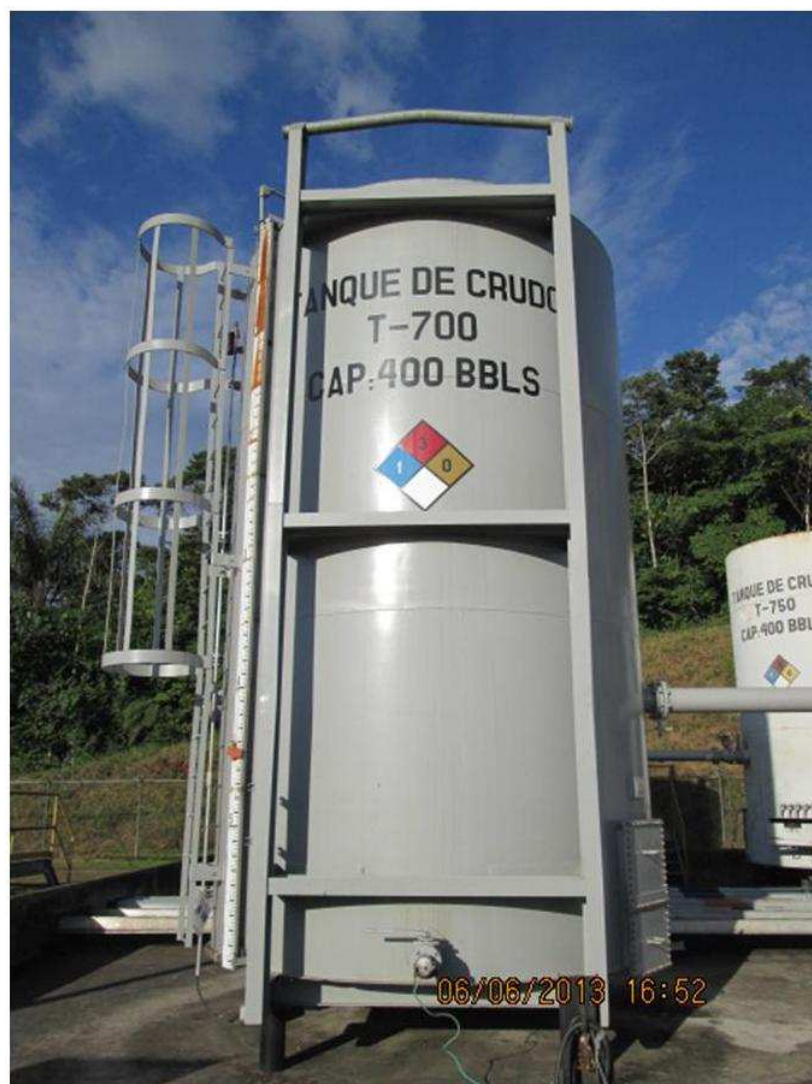


Figura 2.24. Tanque de Lavado

En la tabla 2.6 se muestra los parámetros de diseño del tanque de lavado.

Tabla 2.6. Datos de Diseño Tanque de Lavado

TANQUE DE LAVADO T-700		
PRESION DISEÑO	1	PSI
TEMPE. DISEÑO	200	°F
ALTURA	609,6	cm
DIAMETRO	365,8	cm
CAPACIDAD	400	BBLS
LSH	550	cm
LSL	160	cm
REBOSE	450	cm
PRESION	1	PSI
VACIO	0,4	onzas

El correcto funcionamiento del tanque de lavado depende del tiempo de residencia del crudo, del nivel del colchón de agua, en el cual se va a desarrollar la deshidratación, permitiendo separar la mayor cantidad de agua del crudo.

Para la operación cuenta con accesorios adicionales como:

- Accesorios de muestreo a diferentes niveles para determinar la calidad del crudo.
- Un baffle de rompimiento de emulsiones.
- Un recipiente interior para crudo limpio, al cual pasa por rebose a una altura de 450 cm.
- Líneas de drenaje de agua, gas y línea de crudo.
- Instrumentación de protección y monitoreo de nivel.

2.2.9.2. TANQUE DE REPOSO

El tanque de reposo mostrado en la figura 2.25, conocido también como tanque de estabilización o surgencia, recoge el petróleo que viene del reboso del tanque de lavado con un BS&W $\leq 1\%$, sin embargo sigue separando aún más las pequeñas cantidades de agua y gas que permanecen en el crudo. El tanque de reposo puede almacenar hasta 400 barriles.

El petróleo ya limpio en esta etapa final de separación es transferido por la línea de rebose hacia el tanque de almacenamiento T-720.

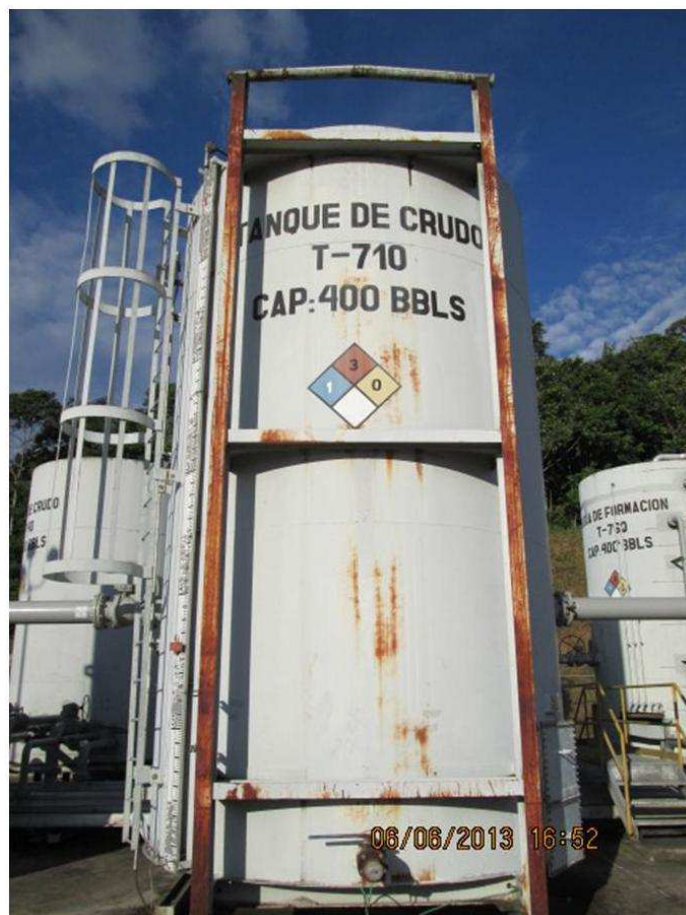


Figura 2.25. Tanque de Reposo

En la tabla 2.7 se muestra los parámetros de diseño del tanque de reposo.

Tabla 2.7. Datos de Diseño Tanque de Reposo

TANQUE DE REPOSO T-710		
PRESION DISEÑO	1	PSI
TEMPE. DISEÑO	200	°F
ALTURA	608,1	cm
DIAMETRO	365,8	cm
CAPACIDAD	400	BBLS
LSH	550	cm
LSL	160	cm
REBOSE	450	cm
PRESION	1	PSI
VACIO	0,4	onzas

2.2.10. SISTEMA DE TRANSFERENCIA DE CRUDO

La transferencia de crudo en la Estación Shirley B es un proceso, en el cual se desplaza el crudo hacia la Estación Dorine 5, por tanto es necesario mantener un procedimiento actualizado para la operación de este sistema.

Los equipos que intervienen para cumplir esta actividad son los tanques de crudo T-720, T-740, T-750 con una capacidad nominal 400 bls, una bomba booster P-530 Cap. 9357 bfpd @ 42 psi., Una bomba principal P-540 Cap. 7500 bfpd @ 560 Psi, para la fiscalización se cuenta con un contador de crudo FE-540 Rango 4100 @ 20500 bfpd, pres. max 150 psi.

2.2.10.1. TANQUES DE CRUDO

El almacenamiento constituye un elemento de sumo valor en la explotación de los servicios de hidrocarburos ya que:

- Actúa como un pulmón entre producción y transporte para absorber las variaciones de consumo.
- Permite la sedimentación de agua y barros del crudo antes de despacharlo por oleoducto.
- Brindan flexibilidad operativa a la estación de producción.
- Almacena todo el crudo proveniente del tanque de reposo.

El petróleo deshidratado bajo especificaciones de calidad se distribuye entre los tanques de almacenamiento como se muestra en la figura 2.26, por medio de vasos comunicantes para luego pasar al cabezal de succión de la bomba booster de crudo.



Figura 2.26. Tanques de Crudo

Los tanques de almacenamiento de petróleo están compuestos de varias tomas de 1" a diferentes alturas para realizar análisis de control de calidad

del crudo antes de iniciar con la transferencia del producto hacia el oleoducto de Mariann.

En la tabla 2.8 se muestra los parámetros de diseño de los tanques de almacenamiento de petróleo.

Tabla 2.8. Datos de Diseño Tanques de Crudo

TANQUE DE CRUDO T-720 / 740 / 750		
PRESION DISEÑO	1	PSI
TEMPE. DISEÑO	200	°F
ALTURA	608,1	cm
DIAMETRO	365,8	cm
CAPACIDAD	400	BBLS
LSH	550	cm
LSL	160	cm
REBOSE	450	cm
PRESION	1	PSI
VACIO	0,4	onzas

2.2.10.2. BOMBA BOOSTER DE CRUDO

La bomba booster de petróleo que se muestra en la figura 2.27, es una bomba de tipo centrífuga que tiene una capacidad de 9357 BPD a 42 PSIG y un motor eléctrico de 20 HP., está equipada con un filtro strainer en la línea de succión para evitar que se dañen los componentes internos de la bomba por presencia de cuerpos extraños, también incluye elementos de control para su buen funcionamiento.

Esta bomba toma el crudo del tanque de almacenamiento para alimentar con presión a la bomba de transferencia pasando antes por la unidad de medición o fiscalización



Figura 2.27. Bomba Booster de Petróleo

Consta de una caja de pulsadores de encendido y apagado en sitio, para el control del equipo.

En la tabla 2.9 se muestra los parámetros de diseño de la bomba booster de crudo.

Tabla 2.9. Datos de Diseño Bomba Booster de Petróleo

BOMBA BOOSTER P-530		
MARCA	BERKELEY	
PRESION DISEÑO	42	PSI
TEMPE. DISEÑO	100	�F
CAPACIDAD	6,5	BPM
CAPACIDAD	9357	BPD
IMPELLER	9,8125	pulg
MOTOR		
FRECUENCIA	60	Hz.
VOLTAJE	230/460	VOL.
CORRIENTE	52/26	AMPS.
POTENCIA	20	HP
REVOLUCIONES	1755	RPM

2.2.10.3. MEDIDOR DE PETRÓLEO

En el medidor de crudo como se muestra en la figura 2.28, se puede decir que el proceso de Producción en el campo llega a una de sus etapas finales; porque el crudo que sale del tanque de almacenamiento está con un contenido máximo de hasta el 0.5% de BSW, que es el requerimiento para poder ser bombeado al oleoducto como producto final; éste pasa por un medidor de desplazamiento positivo de marca SMITH en donde se contabiliza el petróleo y es registrado sus valores en una boleta con secuencia numérica para realizar el respectivo reporte de producción y bombeo diario de la estación de producción.



Figura 2.28. Medidor de Petróleo

En la tabla 2.10 se muestra los parámetros de diseño del medidor de crudo.

Tabla 2.10. Datos de Diseño Medidor de Petróleo

MEDIDOR DE CRUDO FE-540		
MARCA	SMITH METER	
PRESION DE TRABAJO	150	PSI
CAUDAL MAXIMO	14,29	BPM
CAUDAL MAXIMO	20568	BPD
CAUDAL MINIMO	2,86	BPM
CAUDAL MINIMO	4114	BPD

2.2.10.4. BOMBA DE TRANSFERENCIA DE CRUDO

La bomba de transferencia de crudo mostrada en la figura 2.29, tiene una capacidad operacional de 7500 BPD a 560 PSI. Tiene incorporado un motor eléctrico de 250 HP. Esta bomba tiene como misión inyectar el crudo tratado y limpio al oleoducto del Campo Mariann en donde se mezclará con el petróleo de otros campos llegando a la Estación de bombeo Dorine-5 y luego llegará al punto de fiscalización en Lago Agrio para la entrega a los Oleoductos del SOTE y OCP.



Figura 2.29. Bomba de Transferencia de Crudo

En la tabla 2.11 se muestra los parámetros de diseño de la bomba transferencia de crudo.

Tabla 2.11. Datos de Diseño Bomba de Transferencia de Crudo

BOMBA DE TRANSFERENCIA P-540		
MARCA	REDA	
PRESION DISEÑO	560	PSI
STAGE	19 JN 10000	
TEMPE. DISEÑO	100	°F
CAPACIDAD	5,21	BPM
CAPACIDAD	7500	BPD
PSL SUCCION	5	PSI
PSL Descarga	100	PSI
PSH Descarga	600	PSI
MOTOR		
FRECUENCIA	60	Hz.
VOLTAJE	460	VLTS.
CORRIENTE	278	AMPS.
POTENCIA	250	HP
REVOLUCIONES	3570	RPM

2.2.11. SISTEMA DE RE-INYECCIÓN DE AGUA

El agua producida por los pozos del campo Shirley que ingresan a la planta de procesos, es almacenada en tanques, donde su secuencia de recorrido es pasar por un tanque skimmer, pasando luego a un tanque de almacenamiento para después ser re-inyectado por el sistema de bombas hacia un pozo inyector, que guiará el agua del proceso a la formación de almacenamiento Tiyuyacu.

El agua de formación después de salir de los separadores o del tanque de lavado contiene pequeñas gotas de petróleo, partículas de arcilla y fracciones de arena.

Antes de reinyectar el agua, esta tiene que pasar por unidades de tratamiento para retener partículas de sólidos disueltos, las mismas que pueden causar el taponamiento de los poros de la formación, así como para eliminar contenido de petróleo residual en el agua.

El agua debe tener una cantidad menor a 20 ppm de aceite residual y 50 ppm de sólidos.

2.2.11.1. TANQUE DE DESNATADO (SKIMMER)

El tanque de desnatado mostrado en la figura 2.30, recibe el agua que es enviada por el separador de producción y de prueba, adicional recibe por gravedad el colchón de agua del tanque de lavado, para luego pasar al tanque de almacenamiento de agua para inyección.



Figura 2.30. Tanque de Desnatado (Skimmer)

Este tanque de desnatado es un recipiente que de acuerdo a su diseño se lo utiliza para eliminar aceite residual del agua de formación por gravedad; está provisto de instrumentación de control y seguridad para su buen funcionamiento.

En su interior consta de un colector a diferente nivel para la recolección de aceite que va con el agua y así poder reprocesarlo al ingreso del separador de producción.

En la tabla 2.12 se muestra los parámetros de diseño del tanque de desnatado de crudo.

Tabla 2.12. Datos de Diseño Tanque de Desnatado

TANQUE DE DESNATADO T-760		
PRESION DISEÑO	1	PSI
TEMPE. DISEÑO	200	°F
ALTURA	608,1	cm
DIAMETRO	365,8	cm
CAPACIDAD	400	BBLS
LSH	585	cm
LSL	150	cm
SKIMER 1	310	cm
SKIMER 2	475	cm
SKIMER 3	560	cm
PRESION	1	PSI
VACIO	0,4	onzas

2.2.11.2. TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE AGUA

El tanque de almacenamiento mostrado en la figura 2.31, recibe toda el agua limpia del tanque de desnatado (T-760), para luego reinyectarla hacia el pozo de agua.

Este equipo (Tanque de almacenamiento de agua) también está provisto de de instrumentación de control y seguridad para su operación normal.



Figura 2.31. Tanque de Almacenamiento de Agua

En la tabla 2.13 se muestra los parámetros de diseño del tanque de almacenamiento de agua.

Tabla 2.13. Datos de Diseño Tanque de Almacenamiento de Agua

TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE AGUA T-770		
PRESION DISEÑO	1	PSI
TEMPE. DISEÑO	200	°F
ALTURA	608,1	cm
DIAMETRO	365,8	cm
CAPACIDAD	400	BBLS
LSH	585	cm
LSL	150	cm
REBOSE	NT	
PRESION	1	PSI
VACIO	0,4	onzas

2.2.11.3. BOMBA BOOSTER DE AGUA

La bomba booster de agua mostrada en la figura 2.32, es de tipo centrífuga, esta succiona el agua almacenada del tanque de almacenamiento (T-770) y tienen la misión de dar succión a la bomba de inyección de agua.

La capacidad de este equipo es de 9357 BPD a 42 PSI y está acoplado a un motor eléctrico de 20 HP.



Figura 2.32. Bomba Booster de Agua

En la tabla 2.14 se muestra los parámetros de diseño de la bomba booster de agua.

Tabla 2.14. Datos de Diseño Bomba Booster de Agua

BOMBA BOOSTER DE AGUA P-510		
MARCA	BERKELEY	
PRESION DISEÑO	42	PSI
TEMPE. DISEÑO	100	°F
CAPACIDAD	6,5	BPM
CAPACIDAD	9357	BPD
IMPELLER	9,81	pulg
MOTOR		
FRECUENCIA	60	Hz.
VOLTAJE	230/460	VOL.
CORRIENTE	52/26	AMPS.
POTENCIA	20	HP
REVOLUCIONES	1755	RPM

2.2.11.4. BOMBA DE INYECCIÓN DE AGUA

La bomba de inyección de agua que se muestra en la figura 2.33, es una bomba horizontal multietapas que complementa el sistema de agua. La bomba multiestapas reinyecta el agua almacenada hacia el pozo reinector. Shirley-7. Esta bomba tienen una capacidad de 23150 BPD a una presión de descarga de 2625 PSIG.

Este equipo tiene instalado instrumentos de control y seguridad para su óptima operación, como también una caja de pulsadores de encendido y apagado desde el sitio.



Figura 2.33. Bomba de Inyección de Agua

En la tabla 2.15 se muestra los parámetros de diseño de la bomba de inyección de agua.

Tabla 2.15. Datos de Diseño Bomba de Inyección de Agua

BOMBA DE INYECCIÓN DE AGUA P-520		
MARCA	REDA	
PRESION DISEÑO	1250	PSI
STAGE	42	
TEMPE. DISEÑO	100	°F
CAPACIDAD	5,21	BPM
CAPACIDAD	7500	BPD
PSL SUCCION	5	PSI
PSL Descarga	100	PSI
PSH Descarga	2100	PSI
MOTOR		
FRECUENCIA	60	Hz.
VOLTAJE	460	VOL.
CORRIENTE	373	AMPS.
POTENCIA	350	HP
REVOLUCIONES	3570	RPM

2.2.11.5. POZO RE - INYECTOR DE AGUA

Uno de los parámetros más importantes para determinar si un pozo puede ser reinyector, se conoce como “pruebas de inyektividad”, y consiste en bombear diferentes caudales o ratas de agua dulce o salada a la arena que vaya a inyectarse a determinadas presiones en superficie. El objeto es cuantificar el nivel de aceptación que tiene una formación luego que la misma ha sido reacondicionada.

La completación de un pozo inyector es casi similar a la del pozo productor. El tubing de clase N-80 puede resistir hasta 10.000 psi de presión. Se debe tener mucho cuidado el estado del casing en los pozos abandonados, ya que dependiendo del lapso de tiempo y las características del fluido que pueden ser de naturaleza corrosiva, degradan su estructura ocasionando cierto daño en el mismo, razón por la cual uno de los procedimientos para la verificación de su estado es presurizar con 500 psig en superficie, y evitar la fuga del agua de reinyección.

En el proceso de disposición del agua de formación separada del crudo tratado de la planta se ha perforado un pozo re – inyector llamado Shirley-7 mostrado en la figura 2.34; éste pozo fue perforado y direccionado a la formación Tiyuyacu en donde es almacenada toda el agua producida por la planta de procesos del campo Shirley.

La zona de los conglomerados de la formación TIYUYACU a diferencia de otros campos presenta un solo cuerpo cuya porosidad sónica es aproximadamente de 14% y una permeabilidad muy buena (210 milidarcies), su espesor de 156'. Por tal motivo es recomendado el intervalo de 7310' – 7466'.

La Formación Tiyuyacu es una arena de un espesor promedio de 156 pies, es donde se introduce la mayor cantidad de agua producida por los diferentes campos del bloque Tarapoa

La formación Tiyuyacu por naturaleza no se consolida, facilita la admisión de grandes volúmenes de agua de condiciones aceptables principalmente en el contenido de sólidos suspendidos totales.



Figura 2.34. Pozo Inyector Shirley-7

2.2.12. BOMBA DE RECICLADO

La bomba de reciclado mostrada en la figura 2.35, es de tipo centrífuga, en condiciones operacionales maneja 6.5 BPM a 42 Psig, y está acoplada a un motor eléctrico de 20 HP.

Esta bomba toman el crudo del tanque seleccionado para enviar el fluido al ingreso del separador, tanque de lavado y/o tanques de almacenamiento para ser reprocesado o trasvasado; también es utilizada para recibir fluidos de tanqueros o camiones de vacío.



Figura 2.35. Bomba de Reciclaje

En la tabla 2.16 se muestra los parámetros de diseño de la bomba de reciclaje.

Tabla 2.16. Datos de Diseño Bomba de Reciclaje

BOMBA DE RECICLAJE P-500		
MARCA	BERKELEY	
PRESION DISEÑO	42	PSI
TEMPE. DISEÑO	100	°F
CAPACIDAD	6,5	BPM
CAPACIDAD	9357	BPD
IMPELLER	9,8125	pulg
MOTOR		
FRECUENCIA	60	Hz.
VOLTAJE	230/460	VOL.
CORRIENTE	52/26	AMPS.
POTENCIA	20	HP
REVOLUCIONES	1755	RPM

2.2.13. SUMIDERO

El sumidero recoge todo el fluido de los drenajes de todos los equipos de la planta de tratamiento en un sistema abierto sin presión.

El sumidero tiene una capacidad de almacenamiento de 178 barriles. Este equipo tiene instalado para su buen funcionamiento instrumentos de control y seguridad, y una bomba vertical para su evacuación.

En la tabla 2.17 se muestra las medidas de diseño del sumidero.

Tabla 2.17. Datos de Diseño Sumidero

SUMIDERO T-705		
LARGO	410	cm
ANCHO	230	cm
PROFUNDIDAD	300	cm
CAPACIDAD	178	BBLS
LSH SD	250 cm	80%
LSH AL	140 cm	45%
START	70 cm	22%
STOP	60 cm	19%

2.2.13.1. BOMBA VERTICAL DEL SUMIDERO

La bomba vertical del sumidero es de tipo centrífuga, su finalidad es evacuar el contenido del sumidero hacia la entrada del separador de producción (V-120) para introducirlo nuevamente al sistema y reprocesarlo.

Esta bomba puede trabajar normalmente a 0.71 BPM a 42 PSIG, y tiene acoplado un motor de 3 HP.



Figura 2.36. Bomba Vertical del Sumidero

En la tabla 2.18 se muestra los parámetros de diseño de la bomba vertical del sumidero.

Tabla 2.18. Datos de Diseño Bomba del Sumidero

BOMBA SUMIDERO P-550		
MARCA	SMR - TEK	
FRECUENCIA	60	Hz.
VOLTAJE	460	VOLTS
REVOLUCIONES	3490	RPM
POTENCIA	3	HP
CAPACIDAD	0,7146	BPM
CAPACIDAD	1029	BPD
PRESION	42	PSI

2.2.14. SISTEMA DE GAS

2.2.14.1. TAMBOR DE TEA

El tambor de tea mostrado en la figura 2.37, es un vessel horizontal que se utiliza para reducir la velocidad del gas y por diferencia de presiones en la corriente de gas permita atrapar los condensados y así evitar arrastre de líquidos al incinerador.

A este sistema se unen las descargas de gas de: los separadores, la bota, tanques de crudo y agua.

Este recipiente consta de una entrada y una salida grande por la parte superior, dispone de un transmisor indicador de nivel de líquidos, un detector de gases en caso de escape de vapores volátiles, para su buen funcionamiento.

Un indicador de nivel de líquido siempre debe ser incluido, ya que estos buques deberán permanecer drenados y libres de exceso de líquido.



Figura 2.37. Flare Knock Out Drum

La evacuación de líquidos de este equipo se la debe realizar con un Vacuum Truck, ya que no se dispone de equipo fijo de evacuación.

En la tabla 2.19 se muestra los parámetros de diseño del vessel horizontal diseñado para tambor de tea llamado también Flare Knock Out Drum.

Tabla 2.19. Datos de Diseño Flare Knock Out Drum

FLARE KNOCK OUT DRUM T-795		
TEMPERATURA DISEÑO	200 °F	
PRESION DE DISEÑO	50	PSI
PRESION DE PRUEBA	75	PSI
DIAMETRO	122	cm
LONGITUD	305	cm
CAPACIDAD	22	BBLS
PESO VACIO	1380	Kg.
	CABEZA	CUERPO
MATERIAL	SA51670	SA51670
ESPESOR	6.35 mm	6.35 mm
TIPO	HORIZONTAL ESTACIONARIO	
CODE	ASME SEC.VIII DIV.1 ADD.2003	
AÑO	2005	
LSH SD	50 %	
LSH AL	42 %	
LSL AL	8 %	

2.2.14.2. DEPURADOR DE GAS (SCRUBBER)

El scrubber de gas mostrado en la figura 2.38, es un separador de dos fases, diseñado para extraer líquidos que son acarreados junto con el gas a la salida del separador de producción. Estos líquidos son atrapados en este recipiente para acondicionar el gas y poder utilizarlo para la llama piloto del incinerador.

Este equipo está provisto de instrumentación de control y seguridad para su buen funcionamiento,



Figura 2.38. Scrubber de Gas

En la tabla 2.20 se muestra los parámetros de diseño del scrubber de gas

Tabla 2.20. Datos de Diseño Scrubber de Gas

SCRUBBER DE GAS V-130		
PRESION DISEÑO	260	PSI
TEMP. DISEÑO	200	°F
LONGITUD	152,4	cm
DIAMETRO	40,6	cm
CAPACIDAD LLENADO	1	BBL
PSV	150	PSI

2.2.14.3. INCINERADOR O TEA

El incinerador mostrado en la figura 2.39, es un equipo donde se queman los excesos de presión de gas de los equipos al ambiente, este equipo es óptimo para tener una buena combustión y estar dentro de los parámetros de emisión de gases que demanda el ministerio del ambiente.



Figura 2.39. Incinerador ó Tea

El incinerador es de tipo ecológico se lo llama así por no permitir que se exponga la llama a vista de los insectos evitando que mueran y se acumulen en el dique de contención.

El equipo cuenta con un controlador de chispa para poder encender los pilotos y mantenerlo encendido todo el tiempo.

2.2.15. COMPRESORES DE AIRE

El sistema de suministro de aire de instrumentos está conformado por dos compresores marca Quincy mostrados en la figura 2.40, cada uno acoplado a un motor eléctrico de 3.5 HP, un acumulador de hasta 200 Psi, un sistema de secado y almacenamiento de aire, tuberías de interconexión y dispositivos de control.

Cada unidad está diseñada para suministrar 33.5 metros cúbicos/hora a 120 psig. El control para la operación de estos SKID de aire comprimido se realiza a través de un PLC y la interfaz HMI, a través de un Panel view; tiene dos modos de operación: manual y automática.

Se tiene un compresor principal, el cual trabaja en modo de conducción retardada. Empieza a cargar, si transcurridos 5 minutos no llega a 95 psig arranca el motor del otro compresor, hasta que la presión del sistema llega a 95 psig y se mantiene cargando hasta que la presión del sistema sea de 120 psig y, se apaga y se prende si la presión del sistema baja a 95 psig.



Figura 2.40. Compresores de Aire

El aire húmedo comprimido es enfriado, para luego ingresar en el recipiente secador mostrado en la figura 2.41, el aire húmedo acumulado es suministrado a los pre-filtros; Una vez seco el aire es distribuido a todos los instrumentos de la planta que necesitan este elemento.

El sistema de aire de instrumentos en la planta es suministrado desde el secador, montado en el SKID del compresor. El aire, el proceso de control y los instrumentos neumáticos cumplen con la presión estipulada de 125 psig.

El instrumento principal está localizado en la tubería principal, del cual depende el trabajo de varios instrumentos y controles.



Figura 2.41. Secador de aire para instrumentos

En la tabla 2.21 se muestra los parámetros de diseño de los compresores de aire.

Tabla 2.21. Datos de Diseño Compresores de Aire

COMPRESOR DE AIRE K-610 A/B		
MARCA	QUINCY	
VELOCIDAD	900	RPM
CAPACIDAD	33,5	m3/H
PRESION	200	PSI
PSV	200	PSI
PSH	120	PSI
START	95	PSI
STOP	120	PSI
LLA	90	PSI
PLSD	60	PSI
MOTOR		
MARCA	WESTINGHOUSE	
FRECUENCIA	60	Hz.
VOLTAJE	230/460	VOL.
CORRIENTE	12.3/6.5	AMPS.
POTENCIA	5/3.5	HP
REVOLUCIONES	1800	RPM
PESO	101	LBS.
VESSEL V-610		
DIAMETRO	24	PULG
LONGITUD	68	PULG
CAPACIDAD	120	GLS
TEMPERATURA	450	°F
PRESION	200	PSI
PSV	200	PSI

2.2.16. CUARTO DE CONTROL (HMI)

En el cuarto de control se dispone de un Panel View mostrado en la figura 2.42, en donde se despliega varias pantallas y opciones para el monitoreo y control de los equipos de procesos. En este panel podemos desplegar los anunciadores de alarmas que nos permite identificar los eventos suscitados en los procesos, como también el estatus de los equipos, válvulas e instrumentos de seguridad.

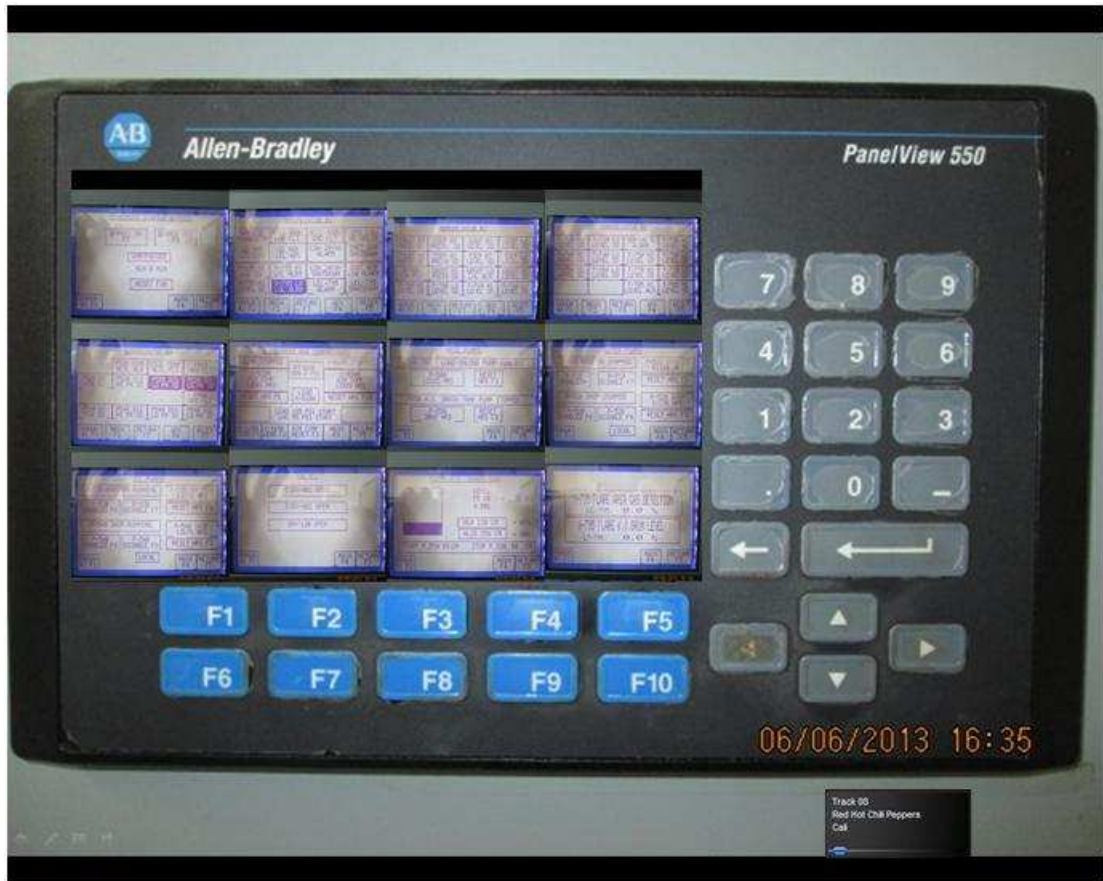


Figura 2.42. Pantallas del Proceso (Panel View)

En el MCC disponemos de un anaquel en donde se encuentra instalado el PLC en conjunto de su fuente reguladora de voltaje, su rack de cableado y un UPS para evitar que este se quede sin energía, como se puede apreciar en la figura 2.43.

Las condiciones del programa almacenado en el PLC son desplegadas en el Panel View mencionado anteriormente.



Figura 2.43. Anaquel del PLC y UPS.

En la tabla 2.22 se dispone de las condiciones y acciones de protección y alarma de los diferentes instrumentos montados en los equipos de procesos.

2.2.17. SUMINISTRO DE ENERGÍA

El suministro de energía proviene del sistema centralizado de la planta de Generación ubicada en las facilidades de la estación MPF. La energía es tomada de las líneas de alta tensión que corren por los postes exteriores y son alimentadas a un transformador que rectifica la corriente y voltaje necesario para conectarse al MAIN BREAKER mostrado en la figura 2.45, que se encuentra ubicado en el MCC mostrado en la figura 2.44.



Figura 2.44. MCC (Motor Control Center)

En el MCC se distribuye a los diferentes disyuntores de cada equipo de proceso.

Está equipado de compresores de Aire Acondicionado para mantener la temperatura adecuada de los sistemas eléctricos.



Figura 2.45. Main Breaker

2.2.18. LABORATORIO

En campos de petróleo, se lleva a cabo ciertas pruebas a los fluidos con el fin de verificar su calidad y realizar los controles pertinentes.

Para determinar la calidad del crudo específicamente, se requiere tomar muestras para llevarlas al laboratorio y analizarlas mostradas en la figura 2.46. Estas muestras pueden ser tomadas en los tanques o en la línea. El muestreo en los tanques se lleva a cabo por medio de válvulas toma muestras configuradas a diferentes alturas ubicadas lateralmente para tal propósito.



Figura 2.46. Laboratorio

En la tabla 2.23 podemos apreciar los diferentes equipos de laboratorio que son utilizados para los análisis de control de calidad del petróleo.

Tabla 2.23. Equipos de Laboratorio

EQUIPO DE LABORATORIO	
	Recipiente de Polietileno para muestras. 200cc. - 1000cc.
	Provetas graduadas. 50 ml. - 100 ml. - 1000 ml.
	Proveta Balón. 1000 ml.
	Termohidrómetro 19° @ 31° API. Pipeta 1 ml.
	Titulador Hatch + Cartucho Nitrato de Plata.
	Centrífuga
	EPP Laboratorio

2.2.18.1. DETERMINACION DE LA GRAVEDAD API

Este método cubre la determinación de la gravedad API del petróleo y los productos del mismo por medio de un hidrómetro de vidrio, normalmente manejados como líquidos y teniendo una presión de vapor Reid de 26 lbs o menos. Las gravedades son determinadas a 60 °F, o convirtiendo a valores a 60 °F, por medio de tablas estándares. Estas tablas no son aplicables para no hidrocarburos o hidrocarburos esencialmente puros, como por ejemplo los aromáticos.

El método se basa en el principio de que la gravedad de un líquido varía directamente de acuerdo a la profundidad de inmersión de un cuerpo que está flotando en el líquido. El cuerpo flotante, el cual, en este método, es graduado con la unidad API, se lo conoce como un hidrómetro API.

La gravedad API se lee observando el libre movimiento del hidrómetro API que está flotando y notando la graduación cerca de la aparente intersección de la superficie horizontal plana del líquido con la escala vertical del hidrómetro, después de que el equilibrio de la temperatura ha sido alcanzado.

La temperatura de la muestra se lee de un termómetro de precisión ASTM, que está separado en la muestra o desde un termómetro que es parte integral del hidrómetro (termo hidrómetro).

$$\sigma = \frac{141.5}{131.5 + API}$$

[2.8]

Donde:

σ : Gravedad específica

2.2.18.2. BS&W POR VOLUMEN

Este método describe la determinación de agua en crudo por el principio de caída libre, utilizado y estandarizado en laboratorio para muestras que presentan alto corte de agua.

Se coloca la muestra con un rompedor de emulsión en el baño de agua (baño María) dejando luego enfriar para medir el volumen de la muestra y el volumen de agua separada.

Los reactivos que se utilizaran serán:

- Demulsificante de acción rápida.
- La muestra debe ser representativa del fluido que se va a analizar. Esto quiere decir drenar lo suficiente antes de ser tomada.

2.2.18.3. BS&W POR CENTRIFUGACIÓN

Describir el método de la centrífuga, el más utilizado en el campo para la determinación de agua y sedimentos en el crudo.

El método de la centrífuga provee los resultados más precisos, y es considerado el más práctico para determinaciones de campo.

2.2.18.4. PPM DE OIL EN AGUA

Determinar la cantidad de crudo contenida en el agua que se reinyecta al subsuelo. Conocer este valor que nos permitirá realizar ajustes en el proceso y optimizar la química para obtener valores mínimos a 20 ppm oil en el agua de reinyección.

El equipo de laboratorio a utilizar:

- Probeta Balón (vidrio) capacidad 1000 ml.
- Vaso de 200 ml.
- Frascos patrones de la escala de referencia para determinar el valor de ppm de oil.
- Tubo de ensayo para la muestra analizada.
- 10 ml de JP-1.
- 1000 ml de muestra.

2.2.18.5. METODO SALINIDAD CON NITRATO DE PLATA

La salinidad es una propiedad importante de aguas usadas industriales. Originalmente este parámetro se concibió como una medida de la cantidad total de sales disueltas en un volumen determinado de agua. Dado que la determinación del contenido total de sales requiere de análisis químicos que consumen mucho tiempo, se utilizan en substitución métodos indirectos para estimar la salinidad. Se puede determinar la salinidad de un cuerpo de agua a base de determinaciones de: conductividad, densidad, índice de refracción ó velocidad del sonido en agua.

La concentración del ión cloruro se determina titulando el agua con una solución de nitrato de plata. El punto de equivalencia de la titulación se determina utilizando cromato de potasio.

El equipo de laboratorio a utilizar:

- Pipeta de vidrio.
- Matraz graduado de vidrio.
- Titulador HACH.
- Probeta cilíndrica graduada.

2.2.19. SISTEMA DE PARADA DE EMERGENCIA

El sistema de parada manual de Emergencia cuenta con 3 pulsadores mostrado en la figura 2.47, para activación del mismo, distribuidos estratégicamente por toda la planta de proceso, en el momento que uno de estos botones es presionado, se activan las válvulas de cierre de ingreso a la planta y todos los sistema se apagan, los pozos se apagan paulatinamente conforme alcancen el set point de presión de los PSH en el manifold, es muy importante monitorear la presión en el manifold de ingreso y verificar que todos los pozos se hayan apagado, de no ser así deberá apagarse manualmente para evitar sobrepresiones en las tuberías.



Figura 2.47. Botón Parada de Emergencia

2.2.20. SISTEMA CONTRA INCENDIOS

2.2.20.1. EXTINTORES

Los extintores mostrados en la figura 2.48, se clasifican en extintores de tipo A, B, C, D. Es importante utilizarlo correctamente y el tiempo de vaciado de un extintor de incendio es de segundos, antes de usarlo deberá planificar muy bien dónde y cómo lo utilizará. Hay distintos tipo de extintores, no todos sirven para todos los fuegos.



Figura 2.48. Extintores Portables y Sobre Ruedas

Extintores Tipo "A": Son extintores que contienen agua presurizada, espuma o químico seco, combaten fuegos que contienen materiales orgánicos sólidos y forman brasas. Como la madera, papel, plásticos, tejidos, etc. Actúa por enfriamiento del material y remojando el material para evitar que vuelva a encenderse.

Extintores Tipo "B": Son extintores que contienen espuma, dióxido de Carbono, los de uso múltiple de químico secos común y de halón; se utilizan en los incendios provocados por líquidos y sólidos fácilmente inflamables: aguarrás, alcohol, grasa, cera, gasolina, etc. Impiden la reacción química en cadena.

Extintores Tipo "C": Son los de gas carbónico o dióxido de carbono, el químico seco común, los extintores de fuego de alón y de químico seco de uso múltiple; son los recomendados para incendios provocados por equipos eléctricos. Como los electrodomésticos, interruptores, cajas de fusibles y herramientas eléctricas. Los de Dióxido de Carbono hay que usarlos con poca presión, porque con mucha potencia pueden esparcir el fuego. Impiden la conducción de la corriente eléctrica.

IMPORTANTE: NUNCA UTILIZAR EXTINTORES DE AGUA PARA COMBATIR FUEGOS GENERADOS POR EQUIPOS ENERGIZADOS.

Extintores Tipo "D": Son de polvo seco especial para ser utilizados en incendios que intervienen metales que arden a mucha temperatura y necesitan mucho oxígeno para su combustión y que con el agua o químicos reaccionan violentamente. Enfrían el material por debajo de su temperatura de combustión.

Los extintores de polvo químico seco (bicarbonato de sodio, bicarbonato de potasio, bicarbonato de potasio de base urea, base bicarbonato de base urea o de base de cloruro) son principalmente para uso en incendios Clase B y Clase C.

Los extintores de químico seco (base de fosfato de amoníaco multiuso) son para uso en incendios Clase A, Clase B y Clase C.

Hay dos métodos para descargar el agente químico seco del cilindro del extintor, dependiendo del diseño básico de extintor. Estos son el método de operación de cápsula y el método presurizado.

Sin importar el diseño del extintor, el método de aplicación del agente es básicamente el mismo. Los extintores presurizados se consiguen en capacidades de 0,5 a 15 Kg. Para extintores manuales y 57 a 115 Kg. para extintores sobre ruedas.

Todos los extintores de polvo químico seco se pueden transportar y operar simultáneamente y descargarse intermitentemente.

El chorro de descarga tiene un alcance horizontal de 1,5 a 9,2 m, dependiendo del tamaño del extintor.

Cuando se usan en incendios exteriores, se puede lograr la eficiencia máxima cuando la dirección del viento está sobre la espalda del operador.

La estación cuenta con 11 extintores de diferentes tipos y categorías, como muestra la tabla 2.24 se encuentran distribuidos de la siguiente forma:

Tabla 2.24. Extintores y su ubicación

TAG	Año Fab.	MARCA	MODELO	SERIE	CAPACIDAD	AGENTE EXTINTOR	TIPO DE FUEGO	UBICACIÓN
ESB-EHS-EXTI-001	2004	ANSUL	I-A-30-G	VK-576061	30 lbs.	PQS	ABC	QUIMICOS
ESB-EHS-EXTI-002	2004	ANSUL	I-A-30-G	VK-577057	30 lbs.	PQS	ABC	SUMIDERO
ESB-EHS-EXTI-003	2004	ANSUL	I-A-30-G	VK-577058	30 lbs.	PQS	ABC	TANQUE DE ALIVIO
ESB-EHS-EXTI-004	2004	ANSUL	I-A-30-G	VK-577062	30 lbs.	PQS	ABC	BOMBAS
ESB-EHS-EXTI-005	2000	ANSUL	ND	RE-30001	125 lbs.	PQS	BC	TANQUES
ESB-EHS-EXTI-006	2004	ANSUL	I-A-30G	VK-577060	30 lbs.	PQS	ABC	LABORATORIO
ESB-EHS-EXTI-007	2003	ANSUL	C-D-50D	Y-786042	50 lbs.	CO2	BC	MCC
ESB-EHS-EXTI-008	2004	ANSUL	I-A-30G	VK-577059	30 lbs.	PQS	ABC	SEPARADORES
ESB-EHS-EXTI-009	2003	ANSUL	CD-20A-1	Y-783368	20 lbs.	CO2	BC	VARIADORES
ESB-EHS-EXTI-010	2003	ANSUL	CD-20A-1	Y-542008	20 lbs.	CO2	BC	VARIADORES
ESB-EHS-EXTI-011	2003	ANSUL	CD-20A-1	Y-542009	20 lbs.	CO2	BC	MCC

Todos los extintores están ubicados en lugares estratégicos de las facilidades de producción.

2.2.20.2. EQUIPOS DE PROTECCIÓN PERSONAL

Traje de Bombero: El equipo está diseñado y recomendado para ser usado por brigadistas o cuadrillas de bomberos voluntarias. Actualmente la estación cuenta con: dos (2) chaquetas de bombero, dos (2) pantalones de bombero y dos (2) cascos de bombero, que se encuentran en un pequeño gabinete junto a la sala de control (figura 2.49), también el equipo lo compone dos (2) aparatos de respiración autónomos (figura 2.50).



Figura 2.49. Equipo de Protección Personal Contra Incendios

Casco: fabricado en fibra de vidrio resistente a impactos, altas temperaturas y químicos, con protector facial de policarbonato, suspensión ajustable tipo matraca, con protector de cuello y oídos de tela nomex, con cintas reflejantes y barbiquejo.

Monja: Capucha Profesional para Bombero, con cobertura de cara completa, fabricado en Nomex 100% color natural.

Tirantes: Tirante para pantalón de bombero confeccionado en nylon elástico de 1 1/2" o 2", con 8 puntos de sujeción

Pantalón: con corte de una sola pieza que provee espacio extra al sentarse o agacharse. Dos cintas de 4" de ajuste a la cintura y dos ganchos tipo cartero, que permiten el fácil ajuste de los pantalones. 8 botones anti-oxidantes para tirantes. Banda interna en la cintura, de nomex III A. 7.5 oz, que previene el contacto con el calor, con la piel del usuario. Bragueta cruzada con barrera térmica, de humedad y capa exterior, con cierre de velcro y un gancho para mejor cerrado. Corte tipo diamante en la entrepierna para mayor soporte y más comodidad al agacharse. Dos bolsas tipo cargo 10"x10"x2", que proveen un amplio espacio para herramienta y equipo, incluye dos ojillos de drenaje en cada bolsa. Parche de K-Guard (100% Kevlar) para una mayor resistencia a la abrasión y al calor cuando se está arrastrando por el suelo o al agacharse, aumentando la durabilidad de la prenda. Todas las costuras están hechas con hilo 100% Nomex.

Chaquetón: De 35" de largo, fabricado en una sola pieza para ofrecer mayor seguridad y libertad de movimiento al usuario. La protección de los hombros de K-Guard (100% kevlar), brinda un refuerzo y una protección adicional a las quemaduras, así mismo cuida las aéreas de alta abrasión, dándole más vida útil al traje. El diseño del cuello de 4 capas y de la gargantera, incrementa la protección contra la entrada de agua y protege al usuario del calor en zonas delicadas como el cuello y las orejas. La solapa de cierre de 5" de ancho de 4 capas tipo tormenta, brinda una protección doble de cierre, incluye velcro en el interior y cuatro ganchos de cierre rápido

en el exterior. Integrado con doble loop para micrófono o lámpara. Bolsa para radio universal de 2"x3"x9". Cinta reflejante de 2" marca 3M. Bar Tacked, puntada de refuerzo tipo zigzag en los puntos de tensión para dar mayor fuerza. Todas las áreas importantes se cosen con costuras doble puntada. Dos bolsas de 10"x10", con cierre de velcro, reforzadas con K-Guard (100%kevlar), con dos ojillos de drenaje en cada bolsa. Barreras internas removibles, con broche para fácil instalación y mantenimiento. El diseño del fuelle de las mangas tiene un amplio campo debajo del brazo para garantizar la libertad de movimiento. Con refuerzo K-guard (100% kevlar) o piel en el bias de la manga. Puntos de resorte doble 100% kevlar. Todas las costuras están hechas con hilo 100% Nomex.

Botas: de 40 cm de altura, fabricada en neopreno, con suela anti derrapante, forro interior de lana Nomex y aislamiento de espuma de poliuretano, con plantilla y puntera de acero y cintas reflejantes, aprobado, disponible en talla 8 al 11, numeración norteamericana, marca Ranger 3104

Guantes para bombero: confeccionado en piel de primera con barrera interior térmica de Nomex Bath. Puño de dos capas de Kevlar.



Figura 2.50. Operador equipado y listo para respuesta a emergencia

El aparato de respiración autónomo (SCBA) AIR-PAK de SCOTT: mostrado en la figura 2.51, es un respirador diseñado para brindar protección respiratoria a una persona al entrar en una atmósfera irrespirable

(tóxica), deficiente en oxígeno e inaceptable o al trabajar y salir de dicho tipo de atmósfera.



Figura 2.51. Aparato de Respiración Autónoma (SCBA)

(SCOTT, 2012)

Es necesario recibir capacitación antes de usarlo el SCBA AIR-PAK sólo lo deben usar las personas capacitadas en el uso del respirador y únicamente en conjunto con un programa organizado para la protección de la respiración. El SCBA se debe utilizar y mantener de manera adecuada y no se deberá usar de ningún modo que no sean los autorizados por el programa de protección respiratoria. El respirador no se deberá usar debajo del agua.

El SCBA AIR-PAK consta de una unidad de soporte dorsal y un arnés, una unidad de cilindro y válvula para almacenar un suministro de aire respirable bajo presión, un reductor de presión de doble vía montado sobre el soporte dorsal, un regulador de respiración presión-demanda montado en la pieza facial, una pieza facial completa y un arnés para sujetar la pieza facial a la cara. Todos los SCBA AIR-PAK vienen equipados con por lo menos dos

indicadores independientes de terminación del tiempo de servicio, un manómetro remoto montado en la correa del hombro, y un interruptor para conservar aire ubicado en el regulador de respiración. Todos los respiradores están equipados con correas para hombros y cintura.

La pieza facial completa debe tener un ajuste perfecto para el usuario antes de usarla. El diseño de la pieza facial incorpora una pieza nasal, dos válvulas de inhalación y dos unidades de amplificación de voz. La pieza nasal se puede desmontar fácilmente del regulador de respiración para que cada usuario use la que le brinde el mejor ajuste y la mayor comodidad.

El regulador de respiración presión-demanda es desmontable y se monta directamente en la pieza facial. El regulador de respiración está equipado con un interruptor para conservar aire y la colocación del regulador que impide la rápida pérdida de suministro de aire cuando se abre la válvula del cilindro y se quita la pieza facial o cuando el regulador se separa de la pieza facial. El regulador también está equipado con una perilla de purga roja, la cual permite la circulación de aire hacia la pieza facial en una emergencia sin tener que respirar en el respirador. El control de purga también se usa para liberar aire residual del respirador después de haber cerrado la válvula del cilindro.

Todos los modelos del respirador SCBA AIR-PAK están equipados con una alarma vibradora de alerta en el regulador montado en la pieza facial. La alarma vibradora de alerta desempeña dos funciones: señala la terminación del tiempo de servicio y alerta al usuario cuando ocurre una falla en el funcionamiento del reductor de presión de doble vía. En operaciones normales, la alarma vibradora de alerta hace vibrar el regulador de respiración y la pieza facial para avisarle al usuario, con medios sonoros y táctiles, que queda aproximadamente 25% de la presión total del cilindro. Además, se activará la alarma vibradora de alerta para prevenir al usuario si ocurre un malfuncionamiento en la vía primaria del reductor de presión de doble vía.

Normalmente, el aire se suministra a través de la vía primaria del reductor de presión. Si la vía primaria del reductor de presión se tapa o falla al cerrarse, la vía secundaria automáticamente comenzará a suministrar aire al regulador de respiración y la alarma vibradora de alerta se activará para avisarle al usuario que ha ocurrido una falla.

3. METODOLOGÍA

3.1. MANEJO DE PROCEDIMIENTOS OPERATIVOS ESTÁNDAR

3.1.1. FORMATOS POE

Depende del proceso que se quiere describir. Son muchas las maneras en que se pueden describir un POE. La meta como supervisor u operador de producción es de crear un documento por escrito que sirva para que el personal nuevo haga su trabajo puntual y consistentemente. Debe ser fácil de leer, entender, estar al corriente y lo suficientemente detallado como para ser útil. Es crítico elegir un formato apropiado para que los empleados puedan rápidamente interpretar los pasos POE e implantar el trabajo.

Hay dos factores que influyen en el tipo de formato que se prestan para el procedimiento. El primero es el número de pasos que se requieren para completar el proceso. A veces, la gente describe los procedimientos de un modo simple, enumerado paso por paso. Esto es suficiente para los procedimientos muy cortos y sin complicaciones, pero procedimientos largos pueden rápidamente volverse engorrosos en tal formato.

El segundo factor que influye en cuál formato se recomienda usar es la presencia de pasos que requieren una o más decisiones por el empleado. Mientras la mayoría de los formatos pueden ser diseñados para manejar pasos que incluyen la toma de decisiones, un formato especial conocido como el diagrama de flujo es el que mejor se presta para los procedimientos diagnósticos o basados en decisiones.

- Formato de pasos simples para procedimientos cortos

- Formato de pasos jerárquicos para procedimientos largos y detallados
- Formato gráfico para convertir procedimientos largos en procedimientos más cortos
- Formato fotográfico para sacar provecho del aprendizaje visual
- Diagrama de flujo para procedimientos complejos, de toma decisiones
- Consejos de redacción de POE amigables al usuario

3.1.1.1. FORMATO DE PASOS SIMPLES

El procedimiento de pasos simples es precisamente lo que su nombre implica. Este formato POE muy fácil de escribir es muy útil para procedimientos cortos, repetitivos que no precisan decisiones. Operación de bombas, separadores, y tanques de almacenamiento y muchos otros procedimientos sin complicaciones se prestan para este formato de pasos simples.

Este procedimiento sólo lleva seis pasos, y estos pasos serían suficientes en una situación donde nuevos operarios reciben orientación y capacitación. Sin embargo, sin tal capacitación, no sabrían de detalles críticos como dónde encontrar las válvulas para la alineación de una bomba. Tenga en cuenta que no hay decisiones en este procedimiento y que está escrito con pocos detalles. Sería fácil agregar pasos y explicaciones más detalladas algo que prolongaría rápidamente el procedimiento. En algunos casos podría ser importante agregar especificaciones más precisas sobre cómo calibrar instrumentos, y podrían optar por usar un formato más detallado.

3.1.1.2. FORMATO DE PASOS JERÁRQUICOS

El formato jerárquico es muy útil para procedimientos que requieren de muchos detalles. Los pasos jerárquicos son simplemente una variación del formato de pasos simples que incluye pasos secundarios debajo de los pasos principales. Los pasos secundarios le permite incluir más detalles sobre cómo completar un paso principal.

Los pasos jerárquicos pueden manejar puntos básicos de decisión usando un tipo de estructura de “si fuera...tal cosa, haría tal cosa”. Este formato sirve para un proceso franco que contiene varios pasos y necesita ser explicado en detalle. Sin embargo, se prefieren otros formatos para procedimientos que pueden ser desglosados en subrutinas más cortas.

3.1.1.3. FORMATO GRÁFICO

El formato gráfico incorpora algún tipo de ayuda visual para ayudar al lector a entender el texto. Ya que la ayuda visual podría ser cualquier número de diseños diferentes, no es posible de proveer un ejemplo que representaría a todos.

Una de las ventajas de usar gráficos para los procedimientos operativos estándar es que desglosa conjuntos largos de textos. Lo último que quiere hacer un operador es tener que cruzar por un texto largo o escanear 30 pasos en un procedimiento para encontrar la ayuda que necesita. Usar el formato gráfico permite desglosar un procedimiento largo en procedimientos secundarios lógicos y más cortos. Esto limita el número de pasos y sirve para que los empleados los recuerden con más facilidad.

3.1.1.4. FORMATO FOTOGRÁFICO

Otro formato muy útil para los POE es el formato fotográfico. Este formato es especialmente útil para los productores que tienen una fuerza laboral que habla diferentes idiomas. El concepto consiste simplemente en combinar fotos que ilustran cada paso con textos que explican cómo completar el paso. No sólo ayuda a superar barreras de idioma, pero también ayuda a gente que tienden a ser aprendices visuales para entender el paso. El formato fotográfico puede incluir tanto detalle o tan poco detalle como sea necesario. El texto explicativo puede ser en formato simple o jerárquico.

Es sorprendentemente fácil de usar el formato fotográfico. Algunas organizaciones ofrecen juegos de POE a medida del cliente que le permiten escoger entre una selección de fotografías y textos para montar su propio procedimiento. Sin embargo, en estos tiempos de computadoras potentes y cámaras digitales, es muy fácil de usar imágenes fotográficas de su propio proceso. Muchas estaciones de producción cuentan con una cámara digital o la tiene alguno de sus operarios. Si no disponen de una cámara digital, use una cámara convencional para sacar las fotos y revele la película en formato digital. De esta manera las fotos digitales pueden ser fácilmente insertadas en un documento computarizado. Una propuesta de todavía menor tecnología sería de sacar fotos normales (asegúrese de que tome fotos de primer plano) cortándolas y pegándolas físicamente en un documento POE junto al texto apropiado.

3.1.1.5. FORMATO DIAGRAMA DE FLUJO

El último formato POE que tomaremos en cuenta es el diagrama de flujo. Este formato ha sido especialmente adaptado a los procedimientos que requieren de toma de decisiones. Ayudará incluso a un empleado sin experiencia a proceder por una o una serie de decisiones para llegar a los

pasos correctos en una situación determinada. Piense en las muchas actividades que hay que realizar en una planta de producción de petróleo y que requieren buenas decisiones.

- ¿Qué debo hacer con una bomba que tiene ruido anormal?
- ¿Qué debo hacer si descubro un sello mecánico abierto?
- ¿Qué hago si creo que una bomba cavita, pero no estoy seguro?
- ¿Qué debo hacer en caso de incendio?
- ¿Debo apagar el incendio, o solicitar ayuda?

POE tipo diagrama de flujo pueden definir el proceso diagnóstico o proceso para resolver problemas que el empleado debe seguir en cada una de las circunstancias mencionadas arriba. Esto aumentará la consistencia de las decisiones tomadas sin importar quién realiza el proceso. De esta manera, técnicas eficaces, científicas y repetibles pueden ser aplicadas a cada problema, y es más probable que los resultados sean positivos que cuando los empleados están obligados a resolver el problema ellos mismos.

Cada una de las diferentes figuras del diagrama de flujo tiene un significado distinto. Rectángulos con esquinas redondeadas significan puntos de inicio y puntos finales. Rectángulos regulares son bloques de acción donde se realiza algún tipo de trabajo. Diamantes significan que hay que tomar una decisión. Los diamantes siempre tienen que tener mínimo dos flechas de salida. Estas flechas deben ser marcadas con las posibles respuestas a la pregunta del diamante. En este caso, las respuestas posibles a la pregunta, "Calidad del Petróleo?" son "pesado," o "liviano." En muchos casos, las respuestas serán "sí" o "no," pero también podrían haber tres o más respuestas, como por ejemplo: "más de 22 °API," "entre 20 y 28 °API," y "menos de 20 °API."

3.1.1.6. CONSEJOS DE REDACCIÓN

La mayor parte de los pasos de los procedimientos son comandos activos que dicen cómo completar un paso. Redactándolos de esta manera contribuirá a hacer los pasos de los procedimientos claros y concisos. Comandos activos normalmente empiezan con un verbo que indican una acción. Palabras como secar, rociar, trasladar, llenar, vaciar, mezclar, abrir, cerrar, levantar, checar, remover, colocar, limpiar, etc. pueden todas ser utilizadas como verbos de acción. Contemplan este ejemplo:

Verboso - El frasco que acaba de usar para tomar la muestra de petróleo debe ser vertido en la probeta para su decantación y lectura.

Conciso – Cerrar la válvula de 36” usando el operador eléctrico para su cierre total.

El objetivo es de producir un documento que ayudará al operador a completar un trabajo consistentemente y bien. Una redacción simple, breve y sin complicaciones es la mejor manera de lograr este objetivo.

Hay algunos elementos más en los procedimientos operativos estándar que ayudan a todos a evitar confusión. Estos incluyen un título, una fecha, y una indicación de quién es el responsable del POE. Todos los POE deben llevar un título que describe el contenido, pero que sea breve.

También, los procedimientos deben llevar una fecha que indican cuándo entran en vigor. Esto ayudará a eliminar confusión a la hora de revisar los

procedimientos. Al revisar un procedimiento, es buena política de proveer a todo el mundo de una copia del nuevo documento y pedirles que destruyan la versión anterior. Sin embargo, se recomienda archivar una copia de la versión anterior.

Finalmente, se debe incluir el nombre de quién es el responsable por haber desarrollado el POE. Esto puede ser un motivo de orgullo para muchos empleados. Cuando un individuo o equipo ve su nombre por escrito en un documento, habrá normalmente un fuerte deseo de verlo prosperar.

No caiga en la trampa de usar sólo el formato de pasos simples para formular los procedimientos operativos estándar. Usted verá pronto que muchos de ellos se volverán rápidamente largos y engorrosos. En cambio, use el formato de pasos jerárquicos para simplificar los procedimientos con pasos principales y pasos secundarios, o use un diseño gráfico para desglosar un procedimiento largo en varios procesos cortos. Y si tiene un procedimiento con muchas decisiones, considere la posibilidad de usar un diagrama de flujo. Aunque pueda requerir algo de pensamiento creativo para diseñar su diagrama de flujo, es probable que el resultado sea un documento mucho más útil y comprensible. Sin importar cuál formato escoja, es importante que haga sus POE claros, precisos y fáciles de usar.

3.1.2. CONTROL DE DOCUMENTACIÓN

El departamento de operaciones tiene como parte de sus responsabilidades determinar y regular toda comunicación y documento que se publique en las locaciones de producción.

En esta documentación se identifican los procedimientos operativos estándar, los mismos que contribuyen y regulan actividades diarias y operativas del departamento; sobre los cuales una estandarización en su estructura y contenido es necesaria, tomando en cuenta los lineamientos estándar sobre control de documentos de la empresa.

Para la administración de la documentación tendrá la siguiente estructura:

- Nombre y código del documento
- Se deberá incluir el número de revisión que aplique al documento. Cada cambio que se realice al documento significará una nueva revisión.
- Se deberá comentar si el documento existe en versión Inglés y Español o únicamente en uno de los dos idiomas.
- Se identificará el nombre y el cargo del Gerente del Área responsable del documento, seguido está el casillero para su firma.
- Se debe incluir la fecha de elaboración o revisión del documento.
- En este casillero se deberá identificar el número de páginas del documento. Cada página deberá estar identificada.
- Aquí se deberá incluir el nombre y el cargo de la persona que aprueba el documento, seguido está el casillero para su firma y fecha de aprobación.

3.1.3. CODIFICACIÓN DE DOCUMENTOS

A fin de mantener estándares de emisión y permitir la fácil relación, el código de identificación del documento contendrá:

Abreviatura del departamento: de dos a cinco caracteres que identifiquen el área, en el caso del departamento de producción será: OPR (Operaciones).

Seguirá a la abreviatura del departamento un guión, a continuación se incluirá la abreviatura asignada para el documento, hasta cuatro caracteres que lo identifiquen fácilmente, así: POE (Procedimiento Operativo Estándar).

A la abreviatura del documento le deberá seguir un guión y la secuencia numérica ascendente para cada tipo de documento elaborado por cada área. Por cada procedimiento o instructivo irá: 001 – 999.

Finalmente se incluirá las siglas ES en la versión en español y EN en la versión en inglés.

A la Estación de Shirley-B se le asignará la abreviatura ESB, entonces la codificación de los procedimientos quedaría con la siguiente estructura:



Figura 3.1. Estructura Codificación Procedimientos Operativos Estándar

Para la codificación de formatos o formularios quedaría la siguiente estructura:



Figura 3.2. Estructura Codificación Formatos ó Formularios

3.1.4. REVISIÓN DE DOCUMENTOS

El operador de producción interesado en la elaboración de procedimientos estándares, deberá entregar un borrador a la supervisión del departamento con el objetivo de revisar su redacción y que el formato cumpla con lo especificado en el control de documentos.

Esta revisión será obligatoria previa su aprobación. Si este requisito el documento no tendrá validez alguna.

3.1.5. APROBACIÓN DE DOCUMENTOS

Todos los documentos que tengan un alcance departamental o área en particular, deberán ser aprobados por gerente de campo.

De igual forma los formularios, contarán únicamente con la aprobación del supervisor.

El emisor y aprobador de los documentos deberán firmar la primera hoja y sumillar las posteriores. Sus iniciales Estarán pre impresas en el documento.

3.1.6. DIFUSIÓN DE DOCUMENTOS

El documento, con sus respectivas firmas de aprobación, en sus versiones, inglés y español, deberá ser escaneado y enviado al departamento de producción para su archivo respectivo. Estos documentos serán almacenados en una carpeta digital con atributos compartidos a los usuarios de producción en donde todos los operadores tendrán acceso a ellos.

3.1.7. CONTROL DE VERSIONES

El responsable del documento se asegurará que todas las versiones anteriores sean destruidas y procurará mantener los registros actualizados, tanto en formato electrónico como físico, a disposición de todos los operadores, en cada locación donde sean requeridos. Estas versiones deberán estar legibles e identificadas adecuadamente.

3.1.8. ACTUALIZACIÓN DE DOCUMENTOS

Los cambios o actualizaciones en los documentos se pueden presentar por las siguientes razones, pero sin limitarse a ellas:

- Como resultado de auditoría
- Como resultado de cambios en el proceso o actividad
- Cambios de tecnología
- Nuevos proyectos emprendidos
- Iniciativa de los responsables de los procesos, buscando el mejoramiento continuo.

3.1.9. MATRIZ DE RESPONSABILIDAD

En la tabla 3.1., tenemos la matriz de responsabilidades asignadas a cada uno de los participantes de este sistema de procedimientos operativos estándar.

Tabla 3.1. Matriz de Responsabilidad

POSICIONES	RESPONSABILIDAD
Gerente de Campo	Hacer cumplir los objetivos de los procedimientos.
Superintendente	Cumplir y hacer cumplir los procedimientos.
Supervisor	Cumplir y hacer cumplir los procedimientos. Elaboración y codificación del documento, seguimiento codificación. Mantener la documentación actualizada y archivado correctamente.
Operadores	Cumplir con los procedimientos a cabalidad. Llevar un control estricto de los procedimientos, en cuanto a numeración y actualización de versiones.

3.1.10. VIGENCIA

Todos los procedimientos entran en vigencia a partir de la fecha de su aprobación.

4. ANÁLISIS DE RESULTADOS

4.1. IMPLEMENTACIÓN DE PROCEDIMIENTOS OPERATIVOS ESTÁNDAR

De acuerdo a la metodología de investigación aplicada para la obtención de resultados, se proveerá a continuación del formato oficial con los procedimientos operacionales estándar de la planta de procesos de Shirley-B, además de la información necesaria para todo el personal involucrado en las operaciones.

4.1.1. OPR-POE-ESB-001-ES PROCEDIMIENTO GENERAL OPERATIVO

Código:	OPR-POE-ESB-001-ES
Título:	PROCEDIMIENTO GENERAL OPERATIVO “PLANTA DE PROCESOS SHIRLEY–B”
Objetivo:	Proveer de procedimientos seguros y confiables para las operaciones de la estación Shirley-B, además de la información necesaria para todo el personal involucrado en las operaciones con el fin de realizar las actividades cuidando la integridad personal, el buen uso de activos sin causar contaminación al ambiente.
Alcance:	Aplicable al personal que realiza las actividades de operación de procesos de la estación Shirley-B.
Antecedente:	Debido a las diferentes causas asociadas a un cierre de la planta (Shut-Down), o falla de equipos y al restablecimiento de condiciones operativas a su normalidad, se ha creado el procedimiento de arranque y/o estabilización de todos los procesos.

4.1.2. OPR-POE-ESB-002-ES ARRANQUE Y REESTABLECIMIENTO DE PLANTA

Procedimiento

- a) Determinar la causa que produjo el Shut-down. (Ver despliegue de alarmas en Panel View del PLC).
- b) Comunicar el evento al Supervisor de turno. (Pedir apoyo si es necesario).
- c) Aplicar el plan de contingencias si el evento conlleva un derrame o incendio.
- d) Coordinar con el operador de recorrido de los pozos del campo Mariann para que proceda con el apagando o encendido de los pozos del Well Pad Shirley A, según sea el caso.
- e) Coordinar con Power Plant si la falla es eléctrica y determinar las causas de falla.
- f) Accionar Main Breaker en MCC-2 y verificar en el display el voltaje de 480V.
- g) Accionar Main Breaker en MCC-1
- h) Restablecer y reconocer alarmas de la estación en Panel View del PLC
- i) Proceder al arranque de los equipos una vez superada la emergencia.
- j) Cerciorarse que arranquen los compresores de aire K-610-A/B en modo automático, esperar que la presión de aire de instrumentos llegue al Set de operación (120 PSI).
- k) Accionar el seguro de las válvulas de ingreso al proceso (ESDV-1 y ESDV-2).
- l) Proceder al arranque de los pozos.
- m) Estabilizar el separador general de producción controlando niveles de fluido y presión de gas (ver procedimiento).
- n) Arrancar de ser necesario el sistema de re-inyección de agua para controlar el nivel de los tanques (ver procedimiento).

- o) Arrancar de ser necesario el sistema de transferencia de crudo para controlar el nivel de los tanques (ver procedimiento).
- p) Verificar si el quemador está encendido, caso contrario accionar encendido del piloto.
- q) Verificar todas las condiciones operacionales desde el Panel View del PLC y físicamente en el proceso, que se encuentren en condiciones de operación normal.

4.1.3. OPR-POE-ESB-003-ES PUESTA EN OPERACIÓN DEL SISTEMA DE AIRE DE INSTRUMENTOS

Procedimiento

- a) Determinar si existe alguna causa de falla o apagado de los compresores (Ver despliegue de alarmas en Panel View del PLC).
- b) Verificar que la válvula del acumulador de presión se encuentre abierta, alimentando al sistema de secado de aire.
- c) Verificar que las válvulas de entrada y salida de los filtros de secado se encuentren abiertas.
- d) Seguir el sistema de líneas de aire y verificar que todas las válvulas de entrada a los instrumentos se encuentren abiertas.
- e) Verificar que los compresores estén energizados en el MCC-2 (Breaker ON), y el selector local en posición On.
- f) Restablecer y reconocer las alarmas en el Panel View del PLC.
- g) Seleccionar un compresor como Lead y el otro como Lag.
- h) Verificar que la presión en el acumulador de aire de los compresores, una vez encendidos, alcance los 120 PSI, siendo este el set point de parada de los compresores.

- i) Verificar niveles de aceite y monitorear el funcionamiento del compresor, observando que se enciendan cuando la presión descienda a 90 PSI, siendo este el set point de encendido de los compresores.
- j) Observar la presión de aire que sea la adecuada en los instrumentos y también en las válvulas de ingreso ESDV-1 y ESDV-2 que se encuentren abiertas.
- k) Si la presión en el sistema no se incrementa y sigue descendiendo hasta llegar a 85 psi, en este caso debe arrancar automáticamente el otro compresor para compensar la presión de operación.
- l) Reportar a mantenimiento si éste último paso ocurre, y seleccionar como Lead el compresor de Back up.

4.1.4. OPR-POE-ESB-004-ES OPERACIÓN DEL SEPARADOR GENERAL DE PRODUCCIÓN

Procedimiento

- a) Verificar qué la válvula de ingreso ESDV-1 de la línea de grupo se encuentre abierta.
- b) Verificar qué la válvula manual de ingreso al separador se encuentre en posición abierta.
- c) Controlar la presión de gas del separador seteando el controlador de la válvula PCV-120 en 20 PSI (monitoree su funcionamiento).
- d) Elegir el diámetro interno de la placa orificio acorde a la presión de operación del separador y colocar en el medidor de gas.
- e) Colocar una carta en el registrador de gas (cambiar plumas si es necesario).
- f) Dosificar inyección de químico anti espumante al ingreso del separador para evitar tener arrastre de partículas de crudo por la línea de gas.

- g) Dosificar inyección de químico anti corrosivo en la línea de gas para evitar el deterioro ocasionado por la corrosión.
- h) Verificar presión de aire en los instrumentos de control que sea la adecuada.
- i) Observe por la mirilla de vidrio el nivel de interface de agua que se encuentre al 50% del rango de la mirilla o cerciórese que en la tercera válvula del toma muestras tenga agua turbia con crudo, si ésta condición no se cumple; ajuste el set point en el controlador LC-121 hasta obtener el nivel de interface adecuado.
- j) Verificar que la válvula de control de nivel de interface de agua LCV-121 funcione correctamente (ver caudal de descarga en medidor FQI-121).
- k) Observe por la mirilla de vidrio el nivel de la caja de crudo que se encuentre al 50% del rango de la mirilla o cerciórese que en la quinta válvula del toma muestras tenga solo gas, si ésta condición no se cumple; ajuste el set point en el controlador LC-120 hasta obtener el nivel adecuado en la caja de crudo.
- l) Verificar que la válvula de control de nivel de la caja de crudo LCV-120 funcione correctamente (ver caudal de descarga en medidor FQI-120).
- m) Monitorear el BS&W a la descarga de crudo del separador que no pase del 10%, de no cumplirse con estas especificaciones, revisar niveles y monitorear porcentajes de emulsión para dosificar inyección de químico demulsificante al ingreso del separador; tome en cuenta que la temperatura influye en la deshidratación del crudo.

4.1.5. OPR-POE-ESB-005-ES OPERACIÓN DEL SEPARADOR DE PRUEBA DE PRODUCCIÓN

Procedimiento

- a) Verificar que la válvula de ingreso ESDV-2 de la línea de prueba se encuentre abierta.
- b) Verificar que la válvula manual de ingreso al separador se encuentre en posición normalmente abierta.
- c) Seleccionar el pozo que va a ser evaluado y realizar el cambio de válvulas en el Manifold, direccionando el fluido del pozo, de la línea general, a la línea de prueba.
- d) Controlar la presión de gas del separador seteando el controlador de la válvula PCV-100 en 25 PSI (monitoree su funcionamiento).
- e) Seleccionar una placa de orificio y colocarla en el medidor de gas, su orificio debe ser de acuerdo a la producción de gas de cada pozo, por medio del registrador se obtendrán lecturas en la carta de la presión diferencial, presión estática y temperatura de gas.
- f) Colocar una carta en el registrador de gas (cambiar plumas si es necesario).
- g) Dosificar inyección de químico anti espumante al ingreso del separador para evitar tener arrastre de partículas de crudo por la línea de gas.
- h) Verificar presión de aire en los instrumentos de control que sea la adecuada.
- i) Observe por la mirilla de vidrio el nivel de interface de agua que se encuentre al 50% del rango de la mirilla, si ésta condición no se cumple; ajuste el set point en el controlador LC-101 hasta obtener el nivel de interface adecuado.
- j) Verificar que la válvula de control de nivel de interface de agua LCV-101 funcione correctamente (ver caudal de descarga en medidor FQI-101).

- k) Observe por la mirilla de vidrio en la parte superior el nivel de crudo que se encuentre al 50% del rango de la mirilla, si ésta condición no se cumple; ajuste el set point en el controlador LC-100 hasta obtener el nivel adecuado en la caja de crudo.
- l) Verificar que la válvula de control de nivel de la caja de crudo LCV-100 funcione correctamente (ver caudal de descarga en medidor FQI-100).
- m) Monitorear porcentajes de emulsión para dosificar inyección de químico demulsificante al ingreso del separador; tome en cuenta que la temperatura influye en la deshidratación del crudo.
- n) Espere a que el fluido del pozo se adapte a las condiciones del separador.
- o) Encerar los totalizadores de los medidores de crudo y agua, y registrar la hora de inicio de la prueba.
- p) Tomar muestras periódicamente en la línea de descarga de crudo y realizar los análisis de BS&W y API (ver procedimientos de laboratorio).
- q) Registrar los resultados de laboratorio en la hoja de prueba del pozo.
- r) Registrar los totalizadores de los medidores cada hora, para el cálculo de producción del pozo.

Nota: Para que una prueba sea exitosa, las variables en el separador no deben cambiar desde el inicio hasta el final, así como dosificar los químicos demulsificante y antiespumante de acuerdo al fluido de cada pozo.

4.1.6. OPR-POE-ESB-006-ES OPERACIÓN DEL TANQUE DE LAVADO

Procedimiento

- a) Verificar la alineación de válvulas de entrada y salida del tanque para operación normal.
- b) Monitorear el tipo de fluido en los perfiles del tanque de lavado.

- c) Controlar el nivel de agua libre que se mantenga en 1.20 m. monitoreando que la primera toma del samplex contenga agua turbia con crudo.
- d) Abrir la válvula de 8" con dirección al tanque skimer T-760 para bajar y mantener el nivel de agua en el tanque de lavado.
- e) Tomar muestras de los perfiles para análisis de BS&W en laboratorio.
- f) Reportar y registrar resultados.

4.1.7. OPR-POE-ESB-007-ES ARRANQUE DEL SISTEMA DE RE- INYECCIÓN DE AGUA

Procedimiento

- a) Verificar que los niveles de los tanques T-760 y T-770 tengan niveles óptimos (150 cm @ 540 cm) para poner en servicio el sistema.
- b) Verificar que la válvula de 6" del T-770 del cabezal de succión de la bomba P-510 se encuentre abierta
- c) Revisar que las válvulas de succión y descarga de las bombas P-510 y P-520 se encuentren abiertas y proceder a ventear las bombas hasta no tener presencia de aire.
- d) Confirmar que el pozo inyector SH-7 esté abierto.
- e) Restablecer alarmas desde el Panel View del PLC.
- f) Poner en servicio la bomba booster P-510 y verificar que la presión de descarga suba a 40 PSI, tome en cuenta que tiene un "timer" de 60 s.
- g) Poner en servicio la bomba P-520 a una frecuencia inicial de 40 Hz, manipulando el dispositivo que se encuentra junto al equipo.
- h) Controlar el volumen de inyección con la frecuencia de la bomba o con la válvula de choke ubicado en la descarga de la misma.

4.1.8. OPR-POE-ESB-008-ES APAGADO DEL SISTEMA DE RE- INYECCIÓN DE AGUA

Procedimiento

- a) Verificar si los niveles de los tanques T-760 y T-770 se encuentran en niveles mínimos (150 cm) proceder a apagar el sistema.
- b) Apagar la bomba P-520, disminuyendo la frecuencia paulatinamente.
- c) Apagar la bomba booster P-510 desde la botonera cercana al equipo.
- d) Restablecer alarmas en Panel View del PLC.
- e) Cerrar válvulas solamente si las condiciones ameritan en caso de daños, si es así etiquetar y registrar en bitácora las válvulas que se cerró y el motivo del bloqueo.

4.1.9. OPR-POE-ESB-009-ES ARRANQUE DEL SISTEMA DE TRANSFERENCIA DE CRUDO

Procedimiento

- a) Realizar análisis de BS&W al crudo almacenado en los tanques, tomar en cuenta que la muestra debe tener menos del 0.5% para poder iniciar la transferencia.
- b) Coordinar con la Estación de transferencia Dorine-5, el inicio del bombeo de crudo, e informar parámetros de los análisis de la calidad del crudo.
- c) Insertar una boleta de fiscalización en el medidor de crudo, y encerrar el contador.
- d) Abrir válvulas de 8" de los vasos comunicantes de los tanques T-720, T-740, T-750.

- e) Verificar que las válvulas en el cabezal de succión y descarga de las bombas P-530 y P-540 estén abiertas.
- f) Restablecer alarmas desde el Panel View del PLC.
- g) Poner en servicio la bomba booster P-530 y verificar que la presión de descarga suba a 40 PSI, tome en cuenta que tiene un “timer” de 60 s.
- h) Poner en servicio la bomba shipping P-540 a una frecuencia inicial de 40 Hz, manipulando el dispositivo que se encuentra junto al equipo.
- i) Controlar el volumen de transferencia con la frecuencia de la bomba

4.1.10. OPR-POE-ESB-010-ES APAGADO DEL SISTEMA DE TRANSFERENCIA DE CRUDO

Procedimiento

- a) Verificar si los niveles de los tanques T-720, T-740 y T-750 se encuentran en niveles mínimos (150 cm) ó se haya cumplido con el cupo de producción diario para proceder a apagar el sistema.
- b) Informar a la Estación de transferencia Dorine-5, la finalización del bombeo de crudo.
- c) Apagar la bomba shipping P-540, disminuyendo la frecuencia paulatinamente.
- d) Apagar la bomba booster P-530 desde la botonera cercana al equipo.
- e) Cerrar la válvula de la descarga del contador FE-540.
- f) Retirar la boleta de fiscalización, una vez terminado el cupo de bombeo diario, y colocar una nueva boleta.
- g) Restablecer alarmas en Panel View del PLC.
- h) Cerrar válvulas solamente si las condiciones ameritan en caso de daños, si es así etiquetar y registrar en bitácora las válvulas que se cerró y el motivo del bloqueo.

4.1.11. OPR-POE-ESB-011-ES OPERACIÓN DEL SISTEMA DE GAS

Procedimiento

- a) Verificar que todas las válvulas de los equipos, como: tanques, separadores, y bota de gas se encuentren abiertas.
- b) Controlar la presión del grupo de separadores con las válvulas PCV respectivas.
- c) Monitorear la presión de la bota de gas.
- d) Verificar y controlar los niveles de condensados en el Knock Out Drum T-795 y desalojar con el “vacuum truck” de ser necesario.
- e) Monitorear la presión de gas en el scrubber V-130 y los niveles de condensados que se encuentren óptimos para la operación del incinerador M-900.
- f) Verificar alineación de válvulas abiertas en los pilotos del incinerador.
- g) Encender el piloto del incinerador M-900 desde el controlador local.

4.1.12. OPR-POE-ESB-012-ES OPERACIÓN BOMBA DE RECIRCULACIÓN DE FLUIDOS

Procedimiento

- a) Seleccionar el tanque que contiene el fluido que se va a recircular o a transferir.
- b) Cerrar válvulas de ingreso al tanque seleccionado de modo que no permita el ingreso de ningún tipo de fluido.

- c) Abrir válvula (4") de salida del tanque seleccionado hacia el cabezal de succión que alimenta a la bomba de recirculación P-500.
- d) Verificar que la válvula de succión de la bomba P-500 se encuentre abierta.
- e) Verificar que la válvula de descarga de la bomba se encuentre cerrada.
- f) Abrir la válvula de venteo ubicada en la carcasa de la bomba.
- g) Purgar en un recipiente vacío hasta eliminar todo el posible aire que contenga en el interior de la bomba y verifique que se drene solo líquido, de cumplirse con esto cierre la válvula de purga.
- h) Seleccionar el destino del fluido a recircular o a transferir, abriendo la válvula de ingreso ya sea a un tanque o al separador de producción.
- i) Restablecer alarmas en el Panel View del PLC.
- j) Encender el equipo desde el pulsador local de la bomba.
- k) Verifique que la presión en la descarga suba hasta mantenerse estable.
- l) Abrir la válvula de descarga de la bomba paulatinamente observando la presión de la bomba.
- m) Culminado el trabajo seguir los siguientes pasos:
- n) Apagar el equipo desde el pulsador local de la bomba.
- o) Cerrar válvula de descarga de la bomba P-500.
- p) Cerrar válvula de 4" del tanque que contenía el fluido a recircular o transferir.
- q) Cerrar válvula de ingreso al separador o tanque de destino del fluido a recircular o transferir.

4.1.13. OPR-POE-ESB-013-ES DETERMINACIÓN DE GRAVEDAD API (MÉTODO DEL HIDRÓMETRO)

Procedimiento

- a) Tomar una muestra de petróleo en un envase adecuado.

- b) Verificar que el BS&W de la muestra a ser analizada sea menor al 2 % o caso contrario proceda a deshidratar la muestra.
- c) Eliminar la presencia de gas o aire entrampado en la muestra de crudo si existiese, mediante agitación o a su vez mediante centrifugación.
- d) Verter el contenido de la muestra en la probeta capaz de albergar al hidrómetro.
- e) Introducir el hidrómetro en la probeta lentamente y dejar hundirse en el petróleo hasta que se equilibre, evitando que roce el hidrómetro con las paredes de la probeta.
- f) Esperar mínimo 15 minutos antes de tomar las lecturas, tiempo necesario para alcanzar el equilibrio entre el termo hidrómetro y la muestra.
- g) Tomar la lectura del termo hidrómetro en la división que señala el menisco.
- h) Anotar la temperatura que marca el termo hidrómetro.
- i) Registrar el API observado, temperatura observada y BS&W obtenido.
- j) Corregir API @ 60°F mediante las tabla A.S.T.M. (6A).
- k) Reportar resultados.

4.1.14. OPR-POE-ESB-014-ES ANÁLISIS DE BS&W VOLUMÉTRICO

Procedimiento

- a) Agregar al recipiente 10 gotas o más de químico demulsificante de acción rápida.
- b) Tomar la muestra de emulsión después de haber drenado hasta completar las tres cuartas partes de la probeta de vidrio.
- c) Calentar el baño de agua entre 80-85 °C (176-185 °F) para luego introducir las botellas de vidrio.
- d) Dejar las muestras durante 60 minutos dentro del baño, preferiblemente tapado.

- e) Sacar del baño y dejar enfriar una hora o hasta alcanzar la temperatura ambiente.
- f) Colocar la muestra sobre una superficie horizontal, al nivel de los ojos y efectuar la medida con la escala ubicando el cero (0) en la parte interior de la probeta donde se observa el agua.
- g) Leer el nivel de agua en la interface y el nivel total de la muestra con la escala de medición.
- h) Realizar el siguiente cálculo:

$$\% \text{ Agua libre} = \frac{\text{Volumen de agua libre (ml)}}{\text{Volumen total de muestra (ml)}} \times 100$$

[4.1]

- i) Reportar y registrar los resultados.

4.1.15. OPR-POE-ESB-015-ES ANÁLISIS DE BS&W CENTRIFUGADO

Procedimiento

- a) Tomar la muestra de emulsión en un envase adecuado.
- b) Llenar los vasos probeta hasta 100 ml con solvente JP-1 y la otra parte llenarla con la muestra tomada hasta 200 ml.
- c) Tapar con un corcho y agitar hasta homogeneizar completamente el contenido.
- d) Retirar los corchos y colocar los vasos probeta en las copas de la centrífuga en lados opuestos, para balancear el peso.
- e) Centrifugar durante 5 minutos.
- f) Leer el volumen de agua libre y de emulsión en cada tubo y reportarlos en porcentaje.
- g) Agregar de 2 a 6 gotas de químico demulsificante de acción rápida según el tipo de emulsión.

- h) Repetir del tercero al sexto paso.
- i) Leer el volumen de agua y sedimentos en cada tubo y reportarlo como “Porcentaje en Volumen de Agua y Sedimento (BSW)”.

4.1.16. OPR-POE-ESB-016-ES ANÁLISIS DE PPM DE ACEITE EN AGUA

Procedimiento

- a) Obtener la muestra de agua del proceso.
- b) Tomar en una probeta balón una muestra de 1000 ml.
- c) Añadir 10 ml de solvente JP-1 al recipiente que contiene los 1000 ml de muestra.
- d) Agitar la muestra.
- e) Dejar reposar la muestra por 5 min.
- f) Drenar el agua hasta obtener la solución JP-1 Crudo.
- g) Tomar una muestra de esta solución en un tubo de ensayo.
- h) Comparamos el color con los frascos patrones de ppm de aceite en agua, y nos dará el valor de los ppm.
- i) Reportar y registrar los resultados.

4.1.17. OPR-POE-ESB-017-ES ANÁLISIS DE PPM DE CLORURO DE SODIO (SALINIDAD)

Procedimiento

- a) Tomar la cantidad de 1 ml de volumen de la muestra, y verterlo en un matraz.

- b) Tomar el titulador e instalar un cartucho de Nitrato de Plata.
- c) Gire el titulador hasta expulsar unas pocas gotas de nitrato de plata para sacar el aire y encerrar el contador digital.
- d) Mezclar en el matraz la muestra en 100 ml con agua destilada y agregar Cromato de Potasio la cantidad de 5 gotas.
- e) Titular el nitrato de plata en la mezcla y mantener en constante agitación hasta obtener un color café rojizo.
- f) Registrar el número de dígitos del titulador
- g) Calcular la salinidad multiplicando los dígitos del titulador por 50 y por 1.65, el resultado estará expresado en ppm o mg/l de cloruro de sodio.
- h) Reportar y registrar los resultados.

4.1.18. OPR-POE-ESB-018-ES PLAN DE EMERGENCIA DE LA PLANTA DE PROCESOS

Procedimiento

- a) Observar si se presenta una situación adversa en el proceso y ante el inminente peligro del personal, el medio ambiente y los equipos, identifique el pulsador de parada de emergencia más cercano y presiónelo.
- b) Comunicar a todo el personal que se encuentre trabajando en las instalaciones que existe un evento de emergencia y guiarlos hacia el punto de reunión.
- c) Verificar en el Panel View del PLC, el cierre del proceso, válvulas ESDV-1 y ESDV-2 en condición cerradas.
- d) Verificar que todos los equipos del proceso se encuentren apagados.
- e) Asegurarse que todos los pozos del well pad de Shirley-A se encuentren apagados.
- f) Comunicar de inmediato al Supervisor de turno de la novedad ocurrida.

- g) Proporcionar información requerida por el personal de soporte para superar la condición de emergencia, sea éste por conato de incendio o derrame de hidrocarburos.
- h) Apoyar en las actividades de las brigadas contra incendios o del equipo de contingencias ante derrames.
- i) Mantener despejadas las rutas de evacuación en caso de emergencia.
- j) Utilizar obligatoriamente el equipo adecuado de protección personal según sea el caso.
- k) Mantener disponible los trajes de bomberos y los equipos SCBA.
- l) Monitorear la atmosfera si fuese necesario con el equipo de monitoreo de gases.
- m) Comunicar a todo el personal involucrado la vuelta a la calma una vez controlada y mitigada la emergencia.

4.1.19. OPR-POE-ESB-019-ES USO DE EXTINTORES EN CASO DE FUEGO

Procedimiento

- 1) Seleccionar el extintor adecuado más cerca a usted.
- 2) Retirar el pasador del seguro de la manija en el disparador.
- 3) Apuntar con la abertura de salida del extintor hacia la base de la llama.
- 4) Apretar el gatillo manteniendo el extintor en posición vertical.
- 5) Mover la salida del extintor de izquierda a derecha abarcando toda el área del fuego.
- 6) Combatir el incendio siempre con la vista a la zona de fuego nunca dando las espaldas. Puede encontrarse atrapado.
- 7) Vaciar el extintor aun apagado el fuego, hasta asegurar que se ha apagado totalmente y no hay peligro que se vuelva a encender.

- 8) Utilizar correctamente el extintor para tener efectividad en apagar el fuego; aunque el momento es muy complicado, se debe pensar antes de actuar, tendrá solo unos segundos y el atropello solo le servirá para vaciar el extintor y no solucionar el problema.
- 9) Abandonar inmediatamente el lugar donde se encuentra el fuego en el caso que no fuera suficiente las actividades anteriores.
- 10) Llamar a los bomberos. No arriesgue su vida.
- 11) Almacenar, registrar, y reportar los extintores usados para la respectiva recarga o su reemplazo de ser necesario.

4.1.20. OPR-POE-ESB-020-ES USO DEL EQUIPO DE RESPIRACIÓN SCBA

Procedimiento

- a) Compruebe que esté cerrada la válvula de purga del regulador de respiración (perilla roja del regulador) (totalmente hacia la izquierda, con el puntero de la perilla señalando hacia arriba).
- b) Oprima totalmente el centro del interruptor para conservar aire y ponerse la unidad y el cual se encuentra encima del regulador y suéltelo.
- c) Abra lentamente la válvula del cilindro haciendo girar la perilla totalmente hacia la izquierda.
- d) Compruebe que el manómetro remoto esté funcionando correctamente y que su lectura sea dentro del 10% del valor del manómetro del cilindro.
- e) Colóquese la pieza facial o sosténgala sobre la cara para obtener un buen ajuste. Inhale de manera súbita para comenzar automáticamente la circulación de aire. Respire normalmente desde la pieza facial para garantizar un funcionamiento adecuado.
- f) Quítese la pieza facial de la cara. El aire circulará libremente desde la pieza facial.

- g) Oprima totalmente el interruptor para conservar aire y ponerse la unidad, el cual se encuentra encima del regulador y suéltelo. Se detendrá la circulación de aire desde la pieza facial. Examine el respirador en su totalidad para comprobar que no existan fugas de aire. No debe haber fugas de aire de ninguna parte del respirador.
- h) Revise la válvula de purga: Haga girar la válvula 1/2 vuelta hacia la izquierda (el puntero de la perilla señalando hacia abajo). El aire circulará libremente desde el regulador. Haga girar la válvula 1/2 vuelta hacia la derecha hasta que esté cerrada totalmente (el puntero de la perilla señalando hacia arriba. Se detendrá la circulación de aire del regulador.
- i) Empuje hacia adentro la perilla de la válvula del cilindro y haga girarla hacia la derecha para cerrarla. Cuando la válvula del cilindro esté totalmente cerrada, abra ligeramente la válvula de purga para dejar salir del sistema la presión de aire residual. A medida que la presión de aire residual sale del sistema, la aguja del manómetro remoto se moverá de lleno ("FULL") hacia vacío ("EMPTY").
- j) Tras verificar que todas las alarmas están funcionando, abra un poco la válvula de purga para que salga la presión de aire residual del sistema.
- k) Cuando la circulación de aire se detiene totalmente, vuelva a poner la válvula de purga en la posición de cerrado completamente (el puntero de la perilla señalando hacia arriba).

NOTA: NO USE EL RESPIRADOR SI DURANTE LA INSPECCIÓN SE OBSERVA CUALQUIER DISCREPANCIA O MAL FUNCIONAMIENTO. RETIRE EL RESPIRADOR DEL SERVICIO Y MÁRQUELO PARA SER REPARADO POR PERSONAL AUTORIZADO.

4.1.21. OPR-POE-ESB-021-ES PLAN DE CONTINGENCIA CONTRA INCENDIOS

Procedimiento

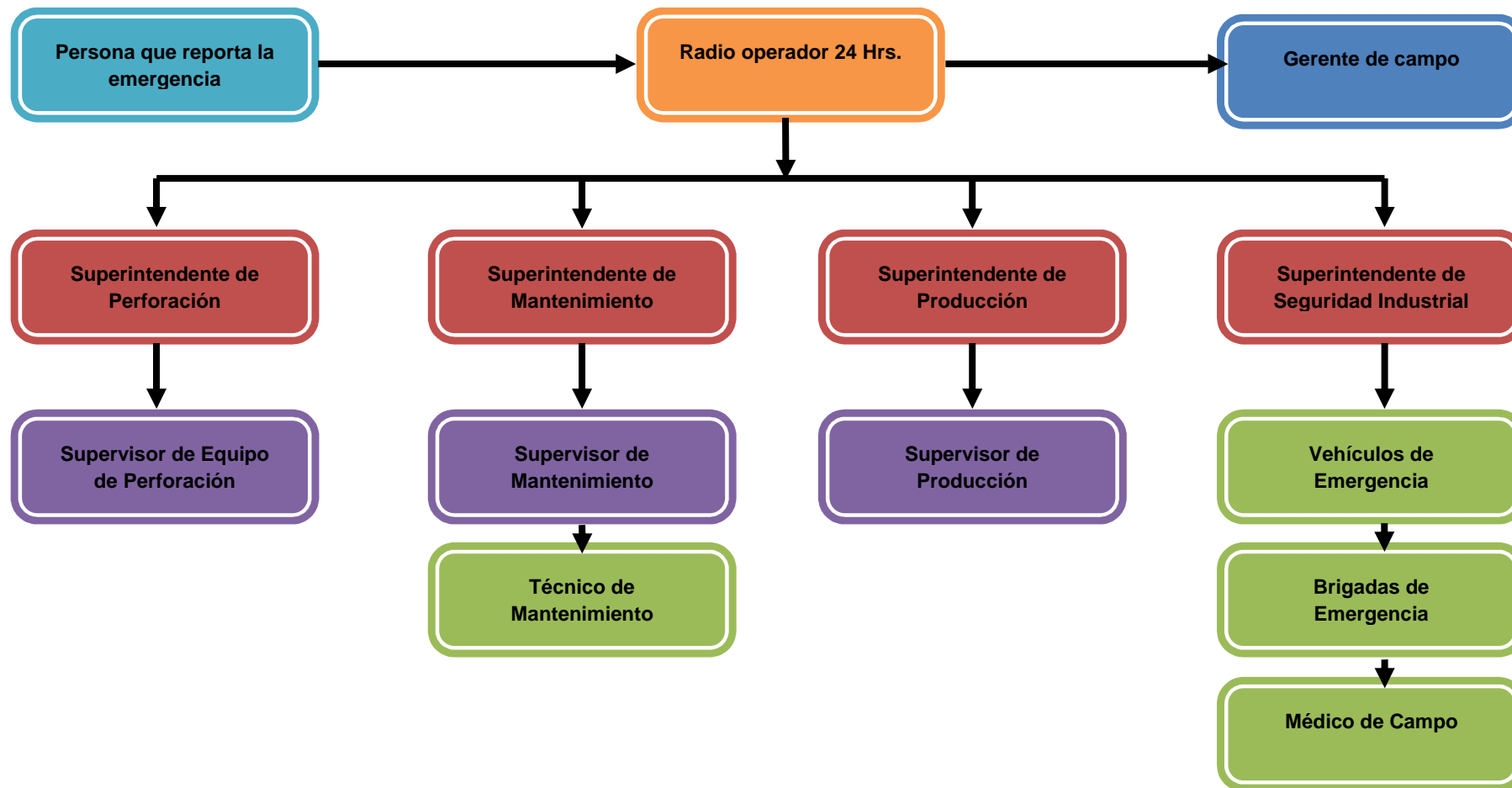
Pasos	Operador Planta	Operador Recorrido	Operador Líder
1	Activar ESD. Comunicar al operador líder y evaluar la emergencia.	Dirigirse a la estación o locación del incidente respetando los límites de velocidad.	Comunicar al supervisor o superintendente de producción
2	Monitorear los procesos desde la sala de control.	Evaluar la emergencia y su potencial	Comunicar al radio operador y evaluar la emergencia.
3	Equiparse para proceder a la respuesta de control.	Equiparse para proceder a la respuesta de control.	Coordinar y verificar el envío de la brigada de emergencia.
4	Dirigirse al punto de reunión	Dirigirse al punto de reunión	Dirigirse al punto de reunión

4.1.22. OPR-POE-ESB-022-ES PLAN DE CONTINGENCIA CONTRA DERRAMES

Procedimiento

Pasos	Operador Planta	Operador Recorrido	Operador Líder
1	Identificar la causa del incidente y comunicar al operador líder.	Dirigirse a la estación o locación del incidente respetando los límites de velocidad.	Comunicar al supervisor o superintendente de producción
2	Aislar el equipo afectado. Asegurar el área y suspender operaciones de la planta si el caso amerita.	Evaluar, cuantificar y asegurar el área afectada.	Comunicar al radio operador y evaluar la emergencia.
3	Controlar el derrame dentro de la estación o locación.	Apoyar en el aislamiento del equipo. Control del derrame y comunicar los resultados.	Coordinar y verificar el envío de la brigada de emergencia.
4	Esperar la llegada del equipo de contingencias.	Esperar la llegada del equipo de contingencias.	Dirigirse al punto del incidente.

4.1.23. OPR-POE-ESB-023-ES ORGANIGRAMA DE RESPUESTA A EMERGENCIAS



5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. CONCLUSIONES

Todos los equipos de Tratamientos de Crudos se diseñan, en base a las propiedades de los fluidos a tratar y a los parámetros operativos que un tratamiento eficiente requiere. En general, durante el diseño no se considera la necesidad, el tipo y la concentración de los químicos que será necesario incorporar para asistir a la eficiencia de los procesos.

Debido a la variación continua de las características de la producción a través de la vida de un yacimiento de petróleo, un programa en curso para repasar el comportamiento de la emulsión asegurará al operador estar utilizando la combinación más apropiada de técnicas tradicionales

Generalmente, una vez puesta en marcha la Planta, la variación de los fluidos, de los sistemas de producción / extracción y la llegada de químicos de tratamiento de pozos, atentan contra la normal operación de la Planta. El mayor inconveniente con el que se encuentra el operador es la variación temporal y espacial de la carga a la Planta.

Es necesario separar las emulsiones de agua y crudo, porque la presencia de agua en el crudo siempre será indeseable, no solo por ser una impureza sin valor, sino también por contener sales inorgánicas que provocan la corrosión de las instalaciones de producción. El tiempo de residencia deberá ser necesario para poder separar las fases y emulsiones, y dependerá de la capacidad del separador.

Los estudios indican que el uso de métodos electrostáticos en la deshidratación del petróleo reduce el consumo de demulsificantes que a su vez alcanzan una deshidratación más eficaz en temperaturas reducidas.

En el separador de tres fases se concluye que al existir un alto corte de agua de 84.65% circulando dentro del mismo el lavado del petróleo y la separación del petróleo y el agua es óptima.

El separador es adecuado para lograr la separación cuando se encuentran operando a 50°C (122°F) o más, y con la correspondiente inyección de desemulsionante al fluido que se está ensayando. En estas condiciones, el fluido de los pozos se separan en 3 fases claramente diferenciadas gas / petróleo / agua, obteniéndose las siguientes concentraciones:

- Fase Acuosa: menos de 500 ppm de hidrocarburo en agua.
- Emulsión Petróleo: menos del 50% de agua en petróleo

Un alto contenido de Agua y Sedimento en el crudo ocasiona problemas de corrosión y taponamiento en los equipos.

El tipo de solvente así como el tipo de crudo actúan de manera directa en la precisión de los resultados

Todos los separadores necesitan de instrumentación, accesorios, válvulas y sistemas de control para el buen funcionamiento de estos equipos.

La inyección de químicos desmulsificantes en la mezcla en etapas tempranas del proceso de separación de fases, asegura un menor tiempo de retención en el separador.

Todos los procedimientos, para realizar el control de calidad básicas para crudo limpio, se encuentran en este manual, para facilitar al personal, su interpretación al desarrollar diferentes pruebas básicas de comprobación de la calidad del producto. La calidad del petróleo está determinada por los resultados que se obtengan de los análisis de laboratorio.

La difusión de los procedimientos y su aplicación permite una operación óptima y eficaz sin contratiempos, reduciendo tiempos de parada innecesarios. El seguir en forma secuencial cada uno de los pasos que se indican en estos procedimientos permite obtener resultados confiables.

Este manual de procedimientos hace referencia sólo a los ensayos más importantes y que son de control permanente para las operaciones de producción. Con la aplicación de los procedimientos descritos en este manual, aspiro a que los criterios que se tiene sobre la práctica de la operación de facilidades de producción sean más eficaces a futuro.

5.2. RECOMENDACIONES

Monitorear los BS&W de los pozos de producción y analizar el porcentaje de emulsiones presentes en cada uno, con el objetivo de dosificar un químico demulsificante que controle la emulsión diariamente, así como también la preparación e inyección de químico antiespumante en todas las estaciones y a la salida de cada well Pad si existiesen pozos espumosos de bajo corte de agua, para mejorar el manejo de fluidos a la entrada del separador en la estación, esto normalmente da muy buenos resultados.

En teoría aplicar el demulsificante a fondo de pozos mediante capilar te debe ayudar mucho a resolver el problema de emulsión, aquí se recomienda tener presente la temperatura de fondo de pozo de tal forma que el solvente no se vaya a evaporar.

Coordinar con el departamento de integridad mecánica para que realice tendencias a los pozos de producción para poder identificar si estos tienen tendencia incrustante o corrosiva con el objeto de inyectar químico en cabeza o vía capilar o recirculación.

El personal de operaciones durante sus actividades chequeará la tasa de flujo de aceite, presiones, temperaturas y el nivel de interface de aceite/agua de los separadores; estos deben ser monitoreados diariamente y mantenidos en parámetros de diseño y en rangos normales de operación.

El aceite liberado del separador debe ser muestreado periódicamente para verificar que se cumplan los requerimientos de la compañía en cuanto a porcentaje de BSW. De igual forma la fase agua liberada en el tanque será

analizada, en los diferentes puntos de muestreo para verificar la cantidad de aceite en agua que se va a re-inyectar al pozo Shirley-7.

Mantener un plan periódico de revisión de las variables de operación de los separadores (caudales, presión, temperatura y tiempo de residencia) a fin de que estos estén siempre funcionando dentro de los niveles ideales de separación y de seguridad.

Para obtener una eficiente separación bifásica y/o trifásica se debe vigilar que exista una presión óptima de separación, para cada situación en particular, así como proporcionar el tiempo de retención necesario al líquido.

Las presiones de separación deben ser correctamente controladas para permitir que los componentes gaseosos se liberen del líquido sin que sean arrastrados componentes livianos del petróleo.

Es muy importante monitorear el nivel de interface observando por la mirilla de vidrio o muestreando los perfiles del separador, en donde podemos a simple vista tomar decisiones como realizar ajustes al controlador de nivel para que el separador mejore su eficiencia, así obtendríamos el menor porcentaje de BS&W en la descarga del separador hacia el proceso.

Cuando se ponga en servicio una bomba centrífuga se recomienda que se compruebe que:

- La altura diferencial y el caudal son los previstos (si es necesario, actuar sobre la válvula de regulación colocada en la impulsión, NUNCA sobre la colocada en la tubería de aspiración).

- La potencia absorbida por el motor eléctrico no supere el valor de placa.
- El grupo electrobomba esté exento de vibraciones y ruidos anómalos.
- El funcionamiento del sistema de cierre sea correcto, si el tipo de cierre es por empaquetadura, debe trabajar con un goteo continuo, si el tipo de cierre es Mecánico, no debe tener ninguna pérdida.
- La temperatura de los soportes, en funcionamiento normal, sea inferior a los 85°C.
- No trabajar NUNCA con la bomba en seco.
- Si durante el arranque se observa que la bomba funciona de forma anómala es imprescindible pararla y buscar las posibles causas del malfuncionamiento y reportar.

Controlar periódicamente el buen funcionamiento de la bomba verificando, mediante la instrumentación de la instalación (manómetros, amperímetros, etc.) que la bomba esté siempre en condiciones de trabajar para la función a que va destinada.

El funcionamiento en servicio a régimen normal debe estar exento de vibraciones y ruidos anómalos: en caso de que existan deberemos parar inmediatamente la bomba, buscar las causas y eliminarlas.

Cuando se recircule una corriente de flujo al ingreso del proceso, se recomienda no aplicar nuevamente demulsificante ya que este puede causar una posible re-emulsión.

Al realizar laboratorio durante el proceso de centrifugación, si en la muestra se tiene presencia de emulsión, se hace necesario el uso de demulsificantes de acción rápida, con el fin de facilitar la separación del agua y sedimentos.

Cuando se realice la determinación de BS&W por centrifugación tomar las siguientes precauciones:

- El solvente JP-1 es inflamable y tóxico.
- Para evitar que los tubos se rompan dentro de las copas de la centrífuga, deben colocarse cuidadosamente hasta el fondo, oponiéndolos uno contra otro.
- Verificar que el amortiguador de teflón se encuentre en el fondo de los porta vasos.
- Esperar que la centrífuga se encuentre detenida antes de abrir la tapa para sacar los vasos.

Al realizar las pruebas de laboratorio es necesario considerar que el solvente utilizado esté libre de agua, sea efectivo y facilite la separación del agua y sedimento.

Cuando se realice la determinación de °API, es muy importante que la gravedad se efectúe en un área libre de cualquier corriente de aire. Manipular los hidrómetros con cuidado, son instrumentos de precisión y no golpearlos.

Identificar cada uno de los equipos que se utiliza en el laboratorio, indicando su estado y cualquier limitación existente en el uso; mediante la utilización de una etiqueta autoadhesiva, pegada o atada en los equipos.

Es conveniente concientizar al personal que opera las baterías, infundiéndole un espíritu de responsabilidad, para que exista un buen funcionamiento de las facilidades de producción, puesto que se ha visto que existe una actitud de exceso de confianza o carencia de conocimiento por parte de los operadores nuevos encargados de esta labor, provocando ineficiencias en las operaciones y por consecuencia ocurren daños e incidentes.

Establecer cronogramas de capacitación semestralmente de modo que permitan evitar pérdida de tiempo en inducción, cuando se incorpore nuevo personal operativo para las estaciones de producción.

Revisar y actualizar los procedimientos del manual cuando sea necesario y aprobarlos nuevamente.

Trabajar en estos equipos puede ser peligroso para el personal, ya que estos equipos o el área circundante puede contener sustancias tóxicas, inflamables y explosivas, tomar las precauciones del caso y utilizar los equipos adecuados de protección personal.

Establecer un programa de calibración y mantenimiento que cubra a todos los equipos, por lo menos una vez al año.

Estos equipos deben ser revisados y operados únicamente por personal apropiadamente entrenado y calificado.

Todos los equipos de energía y los circuitos de control deben tener alarma, y asegurarse de su continuidad, de la ausencia de fallas, y la correcta operación basada en las indicaciones de simulación.

Esto incluye la puesta en marcha de los motores eléctricos verificando el suministro de energía, la libertad de movimiento y la correcta dirección de rotación.

Chequear las condiciones inseguras y seguir las prácticas de seguridad de la compañía todo el tiempo.

El personal involucrado en la Operación de la Planta de Tratamiento de Crudo Shirley-B, debe usar el EPP (Equipo de Protección Personal) durante toda actividad.

Mantener despejadas las rutas de evacuación en caso de emergencia.

La manipulación de válvulas y sistemas de control, como encendido y apagado de equipos deben ser coordinados con el operador del cuarto de control.

Tomar en cuenta que el proceso se encuentra trabajando con presiones y temperaturas altas, por tal motivo se debe reportar inmediatamente al operador del cuarto de control cualquier anomalía que se encuentre en el proceso.

El Sistema Contra Incendios de Shirley-B debe permanecer siempre disponible, solo la Gerencia de campo puede autorizar su inhabilitación con las justificaciones correspondientes.

En caso de producirse un incidente altamente peligroso en la Planta de proceso, como por Ej. Un incendio, derrame, escape de gases tóxicos, etc. Con una alta probabilidad de afectar a la vida humana y bienes de la Compañía. Identifique un botón rojo con leyenda ESD y presiónelo, de inmediato se cerrará las válvulas de ingreso y se apagarán todos los sistemas del proceso y pozos, únicamente se restablecerá cuando se haya superado las condiciones adversas al proceso.

En condiciones Operativas también puede producirse un cierre de planta, por varias condiciones lógicas del proceso, representados en la Shut Down key. En donde se deberá identificar la falla y superar la misma para proceder con el restablecimiento.

No realizar ningún trabajo de limpieza o reparación sin antes comprobar que el equipo esté fuera de servicio con etiquetas de precaución y bloqueo de fuentes de energía.

SIMBOLOGÍA O SIGLAS

Φ	Porosidad
ρ	Densidad
μ_0	Viscosidad Absoluta
k	Permeabilidad
(cp)	Centipoise
(md)	Milidarcy
%	Porcentaje
°	Grados
'	Minutos
“	Segundos
ft	Pies
°F	Grados Fahrenheit
API	American Petroleum Institute
ASTM	American Society for Testing Materials
BAPD	barriles de agua por día
BFPD	barriles de fluido por día
Bls	barriles
Bo	Factor Volumétrico del Petróleo
BPD	barriles por día
BPPD	barriles de petróleo por día

EPP	Equipo de Protección Personal
HMI	Human Machine Interface (Interfaz Hombre – Máquina)
LC	Level Control (Controlador de Nivel)
LCV	Level Control Valve (Válvula Controladora de Nivel)
LSH	Level Switch High (Interruptor de Alto Nivel)
LSL	Level Switch Low (Interruptor de Bajo Nivel)
LT	Level Transmitter (Transmisor de Nivel)
MD	Measured Depth (Profundidad Medida)
MMPCS/día	millones de pies cúbicos estándar por día
NFPA	National Fire Protection Association
OCP	Oleoducto de Crudos Pesados
PCV	Pressure Control Valve (Válvula Controladora de Presión)
PI	Indicador de presión
PLC	Programmable Logic Controller (Controlador Lógico Programable)
ppm	Partes por millón
Pr	Presión de Reservorio
PSH	Pressure Switch High (Interruptor de Alta Presión)
PSI	Pounds per Square Inch (Libra por Pulgada Cuadrada)
PSL	Pressure Switch Low (Interruptor de Baja Presión)
PSV	Pressure Safety Valve (Válvula de Seguridad de Presión)
PVT	Análisis de Presión, Volumen, y Temperatura.

SOTE	Sistema de Oleoducto Trans Ecuatoriano
Swi	Saturación de Agua Inicial
TI	Temperature Indicator (Indicador de Temperatura)
Tr	Temperatura de Reservorio
TVD	True vertical Depth (Profundidad Vertical Medida)

GLOSARIO DE TÉRMINOS

Análisis PVT: Los estudios PVT se llevan a cabo con el propósito de analizar los yacimientos, y partiendo de los resultados de estos estudios, determinar los diversos parámetros y metodologías que se desarrollarán para poner a producir el yacimiento. El muestreo de fluidos se realiza al principio de la vida productiva del yacimiento.

API 650: es la norma que fija la construcción de tanques soldados para el almacenamiento de petróleo. La presión interna a la que pueden llegar a estar sometidos es de 15 psig, y una temperatura máxima de 90 °C. Con estas características, son aptos para almacenar a la mayoría de los productos producidos en una refinería.

Barril: Unidad de volumen para petróleo e hidrocarburos derivados; equivale a 42 gal. (US) o 158.987304 litros. Un metro cúbico equivale a 6.28981041 barriles.

Batería de separación: Una serie de plantas o equipos de producción trabajando como una unidad. Se emplea para separar los componentes líquidos de los gaseosos en un sistema de recolección. Los separadores pueden ser verticales, horizontales y esféricos. La separación se lleva a cabo principalmente por acción de la gravedad, esto es, los líquidos más pesados caen al fondo y el gas se eleva.

Bomba centrífuga: Una bomba centrífuga es un tipo de bomba hidráulica que transforma la energía mecánica de un impulsor rotatorio llamado rodete en energía cinética y potencial. El fluido entra por el centro del rodete, que

dispone de unos álabes para conducir el fluido, y por efecto de la fuerza centrífuga es impulsado hacia el exterior, donde es recogido por la carcasa o cuerpo de la bomba, que por el contorno su forma lo conduce hacia las tubuladuras de salida o hacia el siguiente rodete.

Bombas multifásicas: Son las encargadas de transferir el flujo (crudo, gas, agua) provenientes del pozo, suministrándole la energía necesaria para transportarlos desde sitios lejanos a las facilidades de separación y tratamiento de éstos.

BS&W (Sedimento Básico y Agua): Es la cantidad en porcentaje de sedimentos (arena, parafina) y agua presente en el fluido de formación, la determinación exacta es importantísima para los cálculos de las pruebas y para control de incrementos bruscos de agua en el pozo, esto dependiendo del tipo de arena en producción.

Campo: Área geográfica en la que un número de pozos de petróleo y gas producen de una misma reserva probada. Un campo puede referirse únicamente a un área superficial o a formaciones subterráneas. Un campo sencillo puede tener reservas separadas a diferentes profundidades.

Capacidad de operación: Es la capacidad real de funcionamiento de una planta.

Capacidad de producción: La cantidad de producto que puede ser elaborado por una planta de acuerdo a las instalaciones de proceso.

Capacidad instalada: La capacidad de producción especificada o planeada por el fabricante de una unidad de proceso o la máxima cantidad de un producto que puede elaborarse operando la planta a su máxima capacidad.

Condensado: Este es un hidrocarburo que puede existir en el yacimiento como un líquido o como un vapor condensable. La licuefacción de componentes gaseosos del condensado, generalmente ocurre con la reducción de la temperatura de fluido de pozo a condiciones de superficie. Las gravedades de los líquidos condensados pueden variar de 50 a 120 °API y viscosidades desde 2.0 a 6.0 centipoises (cp) a condiciones estándar. Su color varía entre Blanco agua, amarillo claro o azul claro.

Controlador: Instrumento que compara la variable controlada con un valor deseado y ejerce automáticamente una acción de corrección de acuerdo con la desviación.

Crudo pesado: Petróleo crudo con densidad igual o inferior a 22°. API. Dentro de las regiones productoras más importantes de este tipo de petróleo crudo en Pemex se encuentran: Activo Altamira y Región Marina Noroeste.

Densidad: Magnitud que representa a la masa de una sustancia entre el volumen que esta ocupa. En el Sistema Internacional la unidad utilizada es el kg/l.

Elemento Final de Control: Recibe la señal del controlador y modifica el caudal de fluido o agente de control. Una válvula es un elemento final de control típico.

Fluido: Sustancia que cede inmediatamente a cualquier fuerza tendiente a alterar su forma, con lo que se desplaza y se adapta a la forma del recipiente. Los fluidos pueden ser líquidos o gases.

Gas en Solución: El gas en solución es homogéneamente distribuido dentro de aceite a una presión y temperatura determinada. Una reducción en la presión y/o aumento en la temperatura puede causar que el gas salga del aceite, con lo cual asume características de gas libre.

Gas Libre: Es un hidrocarburo que existe en la fase gaseosa a una presión y temperatura de operación.

Gas natural: Es una mezcla de hidrocarburos parafínicos ligeros, con el metano como su principal constituyente con pequeñas cantidades de etano y propano; con proporciones variables de gases no orgánicos, nitrógeno, dióxido de carbono y ácido sulfhídrico. El gas natural puede encontrarse asociado con el petróleo crudo o encontrarse independientemente en pozos de gas no asociado o gas seco. Para su utilización debe cubrir ciertas especificaciones de calidad como: contenido de licuables 0.1 l/m³ máximo; humedad máxima de 6.9 lb/MMpc; poder calorífico mínimo de 1184 Btu/pc; azufre total 200 ppm máximo; contenido máximo de CO₂ + N₂ de 3% en volumen. Es utilizado para uso doméstico en industrias y generación de electricidad.

GOR (Relación Gas Petróleo): Medida del volumen del gas producido con el petróleo, expresada en pies cúbicos por barril.

Gravedad API: Esta es una característica del crudo relacionada con su gravedad específica, la cual refleja su calidad. Crudos de alto API tienen mejores propiedades en procesos de refinación. Se utilizan termohidrómetros certificados por norma, que permiten una medición directa, al ser introducidos en el crudo.

Gravedad específica del petróleo: La gravedad específica del crudo es un valor adimensional (sin medidas), por cuanto es una relación de la gravedad de un fluido (petróleo) con respecto a otro fluido (agua). La gravedad específica del petróleo se ha estandarizado con los valores obtenidos por el Instituto Americano del Petróleo (API) de ahí su nombre, en grados API y a 60°F.

Hidrocarburos: Grupo de compuestos orgánicos que contienen principalmente carbono e hidrógeno. Son los compuestos orgánicos más simples y pueden ser considerados como las sustancias principales de las que se derivan todos los demás compuestos orgánicos.

Mantenimiento correctivo: Se refiere a reparaciones o rehabilitaciones del equipo que ha sido dañado o deteriorado por condiciones inadecuadas de las variables de operación, o bien por el desgaste normal de una operación sostenida en un lapso prolongado.

Mantenimiento preventivo: Estas técnicas tienen su fundamento en la estadística y la revisión periódica y sistemática que permitan tomar las medidas precisas para evitar una falla. El mantenimiento preventivo nos permite planear y programar el mantenimiento correctivo. Con esta técnica

se fijan los periodos de recambio de sus partes y cambios oportunos de los equipos de relevo.

Oleoducto: Se denomina oleoducto a la tubería e instalaciones conexas utilizadas para el transporte de petróleo y sus derivados.

Permeabilidad: Característica de la roca almacenadora que permite el movimiento de fluidos a través de poros interconectados. La unidad de medida es el milidarcy.

Peso Específico: Es un número que designa la relación de la masa (o peso) de un cuerpo y la masa (o peso) de un volumen igual de la sustancia que se toma como patrón.

Petróleo: El petróleo es una mezcla que, se presenta en la naturaleza compuesta predominantemente de hidrocarburos en fase sólida, líquida o gaseosa; denominando al estado sólido betún natural, al líquido petróleo crudo y al gaseoso gas natural, esto a condiciones atmosféricas. Existen dos teorías sobre el origen del petróleo: la inorgánica, que explica la formación del petróleo como resultado de reacciones geoquímicas entre el agua y el dióxido de carbono y varias sustancias inorgánicas, tales como carburos y carbonatos de los metales y, la orgánica que asume que el petróleo es producto de una descomposición de los organismos vegetales y animales que existieron dentro de ciertos periodos de tiempo geológico.

pH: Grado de acidez o basicidad de una sustancia. Su valor va desde 0 a 14, siendo más ácida una sustancia entre más cercano su valor a 0, llegando

a ser neutra cuando su valor es 7, y a medida que su valor crece por valores superiores a 7, se va haciendo más básica.

POE (Procedimientos Operativos Estándar): Lista de pasos lógicos establecidos para realizar operaciones técnicas específicas.

Porosidad: Relación entre el volumen de poros existentes en una roca con respecto al volumen total de la misma. Es una medida de la capacidad de almacenamiento de la roca.

Pozo: Perforación para el proceso de búsqueda o producción de petróleo crudo gas natural o para proporcionar servicios relacionados con los mismos. Los pozos se clasifican de acuerdo a su objetivo y resultado como: pozos de aceite y gas asociado, pozos de gas seco y pozos inyectores.

Pozo de desarrollo: Pozo perforado y terminado en zona probada de un campo, para la producción de petróleo crudo y/o gas.

Pozo de inyección: Pozo que se utiliza para inyectar agua, aire o gas a un estrato con el fin de aumentar la presión de otros pozos en el yacimiento.

Presión: Es la fuerza que líquidos y gases ejercen sobre las paredes de los recipientes que los contienen

Presión Atmosférica: Es la fuerza o el peso que ejercen los gases que se encuentran sobre la superficie de la tierra. Esta presión varía dependiendo

de la altitud y de condiciones en el estado del tiempo. Se puede medir con un Barómetro y el valor de esta al nivel del mar es de 1 atmósfera = 14.7 Psi = 1.033 Kg/cm² = 29.92 In. Hg = 760 mm. Hg).

Presión Manométrica: Es la presión a la cual se encuentra un sistema cerrado, es decir no abierto a la atmósfera. Generalmente en la industria del petróleo se expresa en “Libras por pulgada cuadrada” (Psig). En sistemas con bajas presiones, se mide en “Pulgadas de Agua” (Inch. Of Water).

Procedimiento: Documento donde se establece de manera detallada y ordenada el desarrollo de las actividades y sus diferentes procesos, sus responsables y sus mecanismos de control, planes y programas de manejo, con el fin de que se realicen dentro de los parámetros aceptados por la legislación nacional y los estándares de la industria o corporativos.

Quemador: Mechero para quema controlada y segura del gas que no puede ser utilizado por razones técnicas o comerciales.

Reservas: Las reservas de hidrocarburo es el porcentaje del petróleo original que se puede recuperar del yacimiento petrolífero.

Las reservas nos permiten cuantificar la cantidad de hidrocarburo que se encuentra en un yacimiento, para los programas de desarrollo de un campo.

Reservas Probables: Es el volumen de hidrocarburo recuperable de zonas, que si bien no han sido comprobados mediante producción, su presencia se fundamenta por interpretación geológica, pudiendo ser comprobadas con la

perforación de los pozos, las reservas probables corresponden a áreas dentro de los límites geológicos de la estructura.

Reservas Probadas: Es igual al volumen de hidrocarburo, cuya existencia ha sido tomada por la información técnica obtenida por la producción del reservorio, como también de la información procesada que viene de las perforaciones de pozos y de análisis de núcleos, de pruebas de producción, análisis PVT (fluidos) y perfiles de pozos.

Reservas Remanentes: Volumen de hidrocarburos recuperables, cuantificables a cualquier fecha posterior al inicio de la producción comercial que todavía permanecen en el yacimiento.

Válvulas: Son mecanismos para controlar el flujo de fluidos (líquidos y gases).

Válvula Check: La función esencial de una válvula de retención es impedir el paso del fluido en una dirección determinada, y no retorno (retén). Mientras el sentido del fluido es el correcto, la válvula de retención se mantiene abierta, cuando el fluido pierde velocidad o presión la válvula de retención tiende a cerrarse, evitando así el retroceso del fluido. La diferencia de presiones entre la entrada y la salida hace que la válvula esté abierta o cerrada.

Válvulas de Aguja: Consiste en una pieza cónica que va en el extremo inferior de la válvula, la cual desciende con el vástago hasta sellar completamente en los asientos. No se puede saber a simple vista en qué

posición se encuentra. Para comprobarlo, gire el volante en el sentido de las manecillas del reloj. Si al dar dos vueltas el volante, este sigue girando. Estas válvulas por lo general son pequeñas y se utilizan para regular el flujo.

Válvulas de Bola: Se caracterizan por girar $\frac{1}{4}$ de vuelta dentro de su cuerpo para obtener posición abierta o cerrada. Una manija hace girar la bola, el tapón o el disco y esta es un indicador de la posición de abierto o cerrado. Si la manija está paralela a la tubería, la válvula se encuentra abierta, en caso contrario (perpendicular a la tubería), la válvula se encuentra cerrada.

Válvula de Globo: Válvula que sirve para regular la cantidad de flujo que pasa por ella. El elemento de cierre asienta sobre una sección circular. A medida que el elemento de cierre se aproxima al asiento, la sección de paso se reduce y por tanto aumenta la pérdida de carga disminuyendo el caudal.

Viscosidad: Es una propiedad dinámica de un fluido que indica la resistencia al flujo y puede ser medida únicamente cuando el fluido está en movimiento.

La viscosidad es un número que representa las fuerzas de arrastre causadas por las fuerzas de atracción en capas de fluido adyacentes, podría ser considerado como la fricción interna entre moléculas. Se mide en centipoise (cp).

BIBLIOGRAFÍA

- Abdel, H., Fahim, M., & Mohamed, A. (2003). *Petroleum and gas field processing*. Florida: Marcel Dekker.
- ACINDEC. (2009). *Separador de Producción*. Quito: Institucional
- American Petroleum Institute. (1989). *Specification for oil and gas separators: API Specification 12J*. Houston: Institucional.
- Andes Petroleum Ecuador, Departamento de Producción (2012). *Reporte mensual del campo Shirley*. Quito: Institucional.
- Creus, A. (2011). *Instrumentación industrial*. Barcelona: Marcombo.
- Guo, B., Lyons, W. & Ghalambor, A. (2007). *Petroleum production engineering*. Houston: Elsevier Science & Technology Books.
- Ken, A. & Stewart, M. (2008). *Surface production operations*. Florida: Elsevier.
- Production Testing Services Colombia. (2004). *Curso básico para operadores de facilidades de superficie*. Bogotá: Institucional.
- Soison, H. (2006). *Instrumentación industrial*. México: Noriega.
- Wood Group. (2006). *Guía de separadores para entrenamiento de operadores de producción*. Houston: Institucional.

- Johnny Xu. (2008). *General Knowledge on oil and gas*. Obtenido el 10/06/2013, desde http://p3planningengineer.com/oil_N_gas/general.htm
- SCOTT. (2012). *Equipo de respiración autónoma*. Obtenido el 20/12/2012, desde <https://www.scottsafety.com/es/latam/Pages/ProductDetail.aspx?productdetail=ACSi+-+Equipo+de+Respiraci%c3%b3n+Aut%c3%b3noma>

ANEXOS

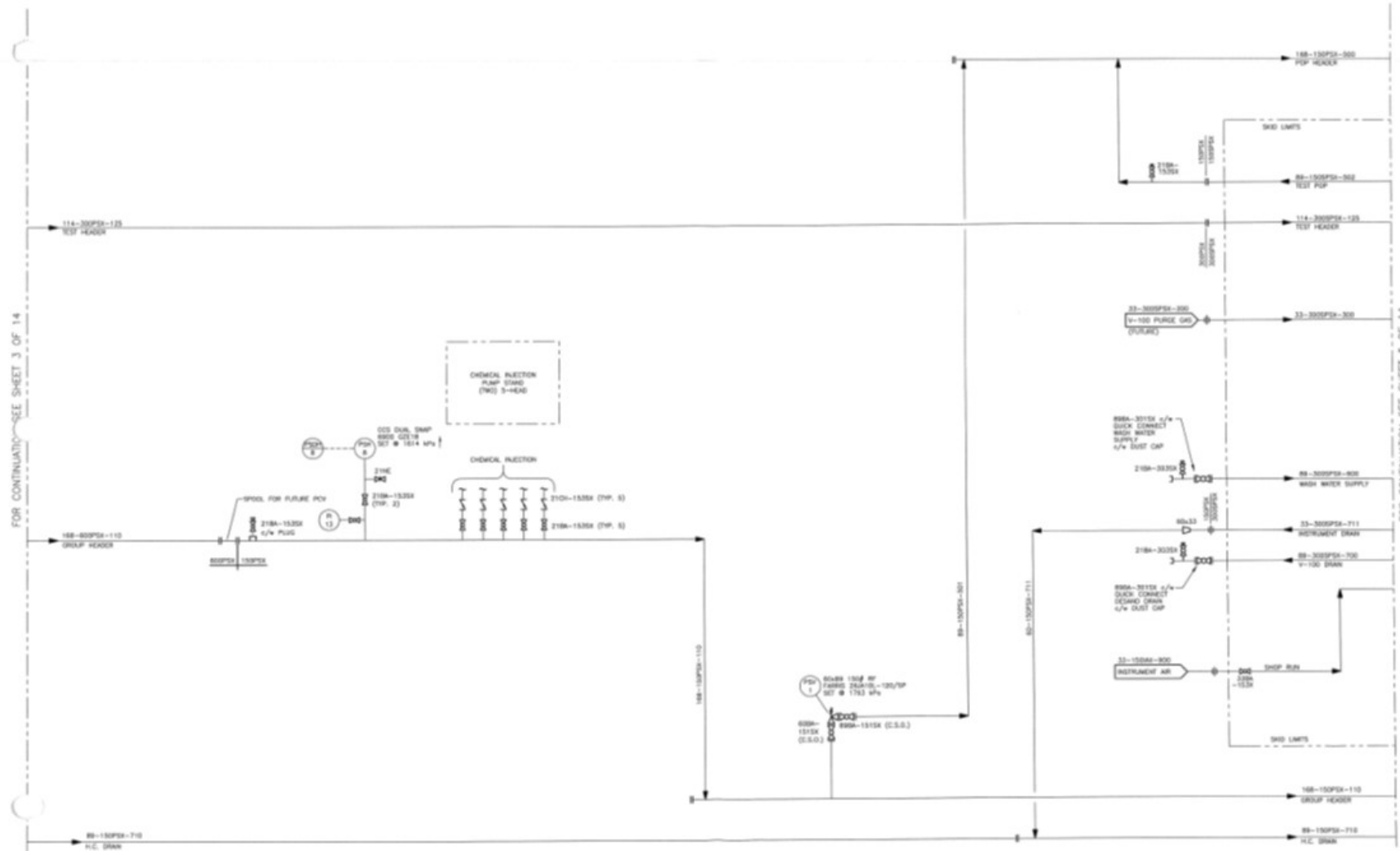
ANEXO 1

DIAGRAMAS P&ID DE PROCESOS PLANTA SHIRLEY-B

LEGEND

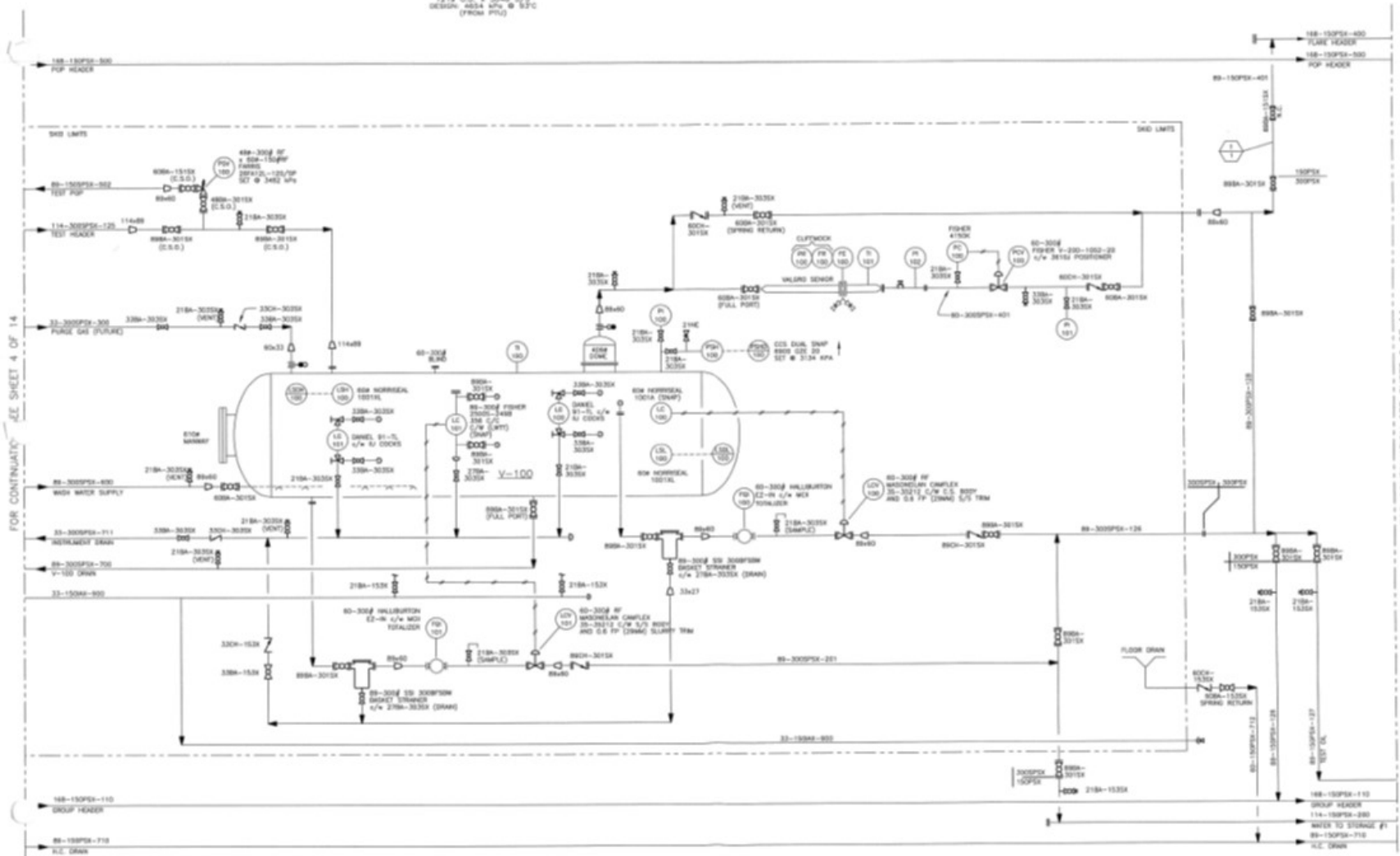
	GATE VALVE (GV)		INSULATION (H-HOT, C-COLD)		LOCALLY MOUNTED INSTRUMENT		FLOW TOTALIZER		PRESSURE REGULATING VALVE
	BALL VALVE (BV)		INSULATION & HEAT TRACE		MOUNTED ON MAIN CONTROL ROOM PANEL		H2S GAS DETECTOR		PRESSURE SWITCH (H-HIGH, L-LOW)
	PLUG VALVE (PV)		PROCESS PIPING		LOCAL PANEL MOUNTED INSTRUMENT		LEVEL ALARM HIGH, L-LOW		PRESSURE SHUTDOWN HIGH, L-LOW
	NEEDLE VALVE (NV)		PNEUMATIC SIGNAL		DISTRIBUTED CONTROL SYSTEM ITEMS		LEVEL CONTROLLER		PRESSURE SAFETY VALVE
	GLOBE VALVE (GL)		CAPILLARY TUBING		DISTRIBUTED CONTROL SYSTEM AUXILIARY OPERATOR'S INTERFACE		LEVEL CONTROL VALVE		PRESSURE TRANSMITTER
	CHECK VALVE (CV)		ELECTRICAL SIGNAL		DISTRIBUTED CONTROL SYSTEM ITEMS (COMPUTER FUNCTION)		COMBUSTIBLE GAS DETECTION		PRESSURE VACUUM BREAKER
	BUTTERFLY VALVE (BU)		HYDRAULIC SIGNAL		PROGRAMMABLE LOGIC CONTROL SYSTEM		LEVEL GAUGE		PRESSURE TRANSDUCER
	SOCKET WELD VALVE		ELECTROMAGNETIC/SONIC SIGNAL		PROGRAMMABLE LOGIC CONTROL SYSTEMS ACCESSIBLE TO OPERATOR		LEVEL INDICATOR		RESTRICTING ORIFICE
	SCREWED VALVE		SOFTWARE OR DATA LINK		AUX PROGRAMMABLE LOGIC CONTROL SYSTEMS ACCESSIBLE TO OPERATOR		LEVEL INDICATOR CONTROLLER		SOLENOID ACTUATED VALVE
	FLANGED VALVE		A.O. AIR TO OPEN (FAIL CLOSED)		BLOWDOWN VALVE		LEVEL RECORDER		SURGE CONTROLLER
	CONTROL VALVE WITH DIAPHRAGM ACTUATOR		A.C. AIR TO CLOSE (FAIL TO OPEN)		CONTROL VALVE		LEVEL SWITCH (H-HIGH, L-LOW)		SURGE CONTROL VALVE
	CONTROL VALVE WITH PISTON ACTUATOR		C.S.O.(C) CAR SEAL OPEN (CLOSED)		DIFFERENTIAL PRESSURE INDICATOR		LEVEL SHUTDOWN HIGH, L-LOW		TEMPERATURE ALARM HIGH, L-LOW
	PRESSURE REGULATOR		E.S.D. EMERGENCY SHUTDOWN		DIFFERENTIAL PRESSURE SWITCH		LEVEL TRANSMITTER		TEMPERATURE CONTROLLER
	SOLENOID VALVE		F.P. FULL PORT		EMERGENCY SHUTDOWN VALVE		MOISTURE ELEMENT		TEMPERATURE CONTROL VALVE
	ANGLE CHOKE		R.P. REGULAR PORT		FLOW ALARM HIGH, L-LOW		MOISTURE INDICATOR		TEMPERATURE INDICATOR
	INLINE CHOKE		N.C. NORMALLY CLOSED		FLOW CONTROLLER		OVERSPEED SWITCH		TEMPERATURE SWITCH (H-HIGH, L-LOW)
	Y-STRAINER		N.O. NORMALLY OPEN		FLOW CONTROL VALVE		OVERSPEED SHUTDOWN		TEMPERATURE SHUTDOWN HIGH, L-LOW
	PRESSURE SAFETY VALVE		SPEC BREAK		FIRE DETECTION SHUTDOWN		PRESSURE ALARM HIGH, L-LOW		TEMPERATURE TRANSMITTER
	ORIFICE METER RUN		SUPPLIED BY OTHERS		FLOW SHUTDOWN HIGH, L-LOW		PRESSURE CONTROLLER		THERMO WELL
	TURBINE METER OR POSITIVE DISPLACEMENT METER		TE IN NUMBER		FLOW ELEMENT		PRESSURE CONTROL VALVE		VALVE ACTUATION INDICATOR
	SPECTACLE BLIND, OPEN (CLOSED)		TE IN LOCATIONS		FLAME FAILURE SHUTDOWN		POSITIVE DISPLACEMENT METER		VIBRATION SWITCH
	CHANGE IN PIPE SIZE		PNEUMATIC TO CURRENT		FLOW INDICATOR		PRESSURE INDICATOR		VIBRATION SHUTDOWN
	INLINE STRAINER		CURRENT TO PNEUMATIC		FLOW RECORDER		PRESSURE INDICATOR CONTROLLER		TRANSDUCER
					FLOW SWITCH (H-HIGH, L-LOW)		PRESSURE RECORDER		LIMIT SWITCH

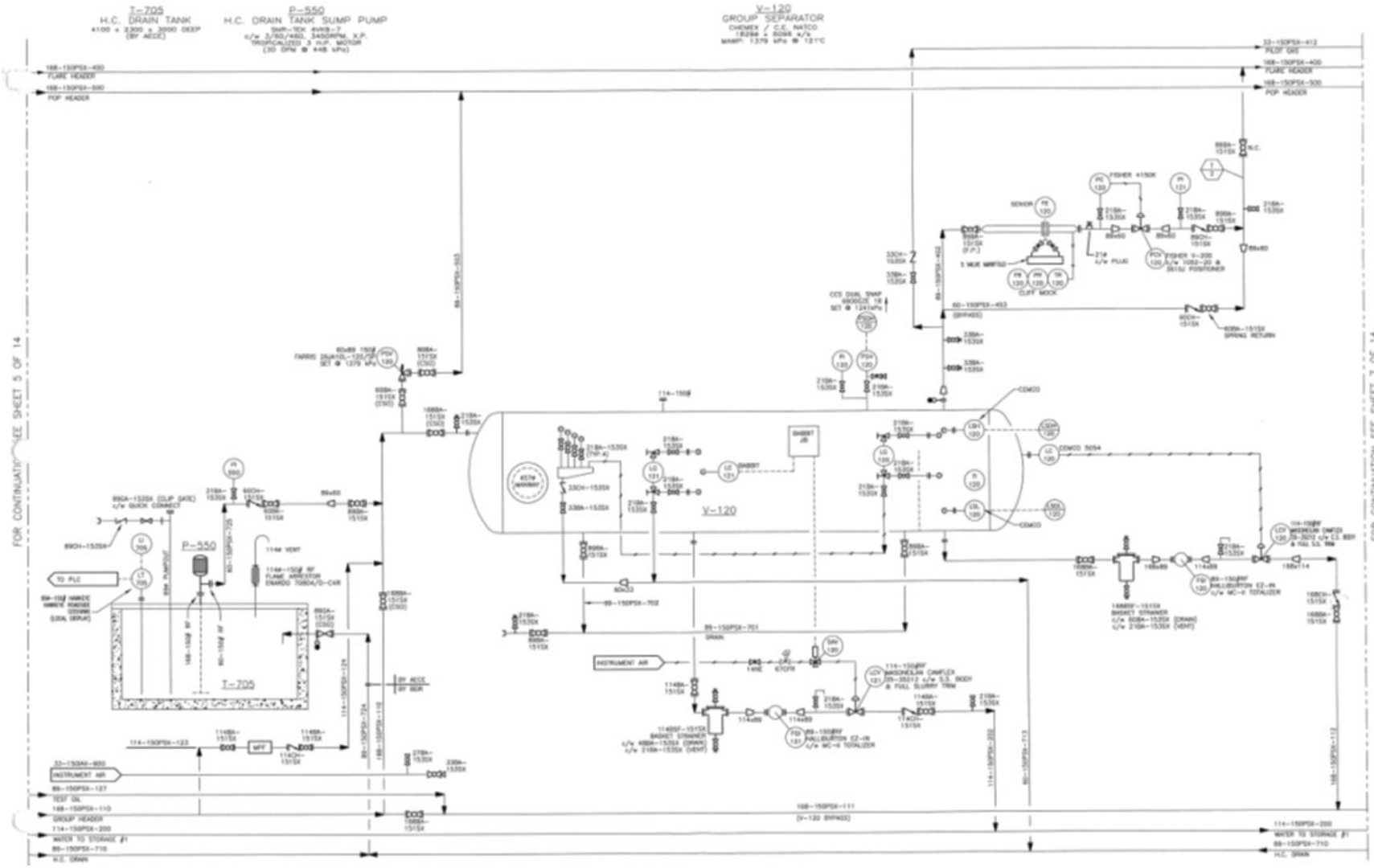
FOR CONTINUATION SEE SHEET 3 OF 14

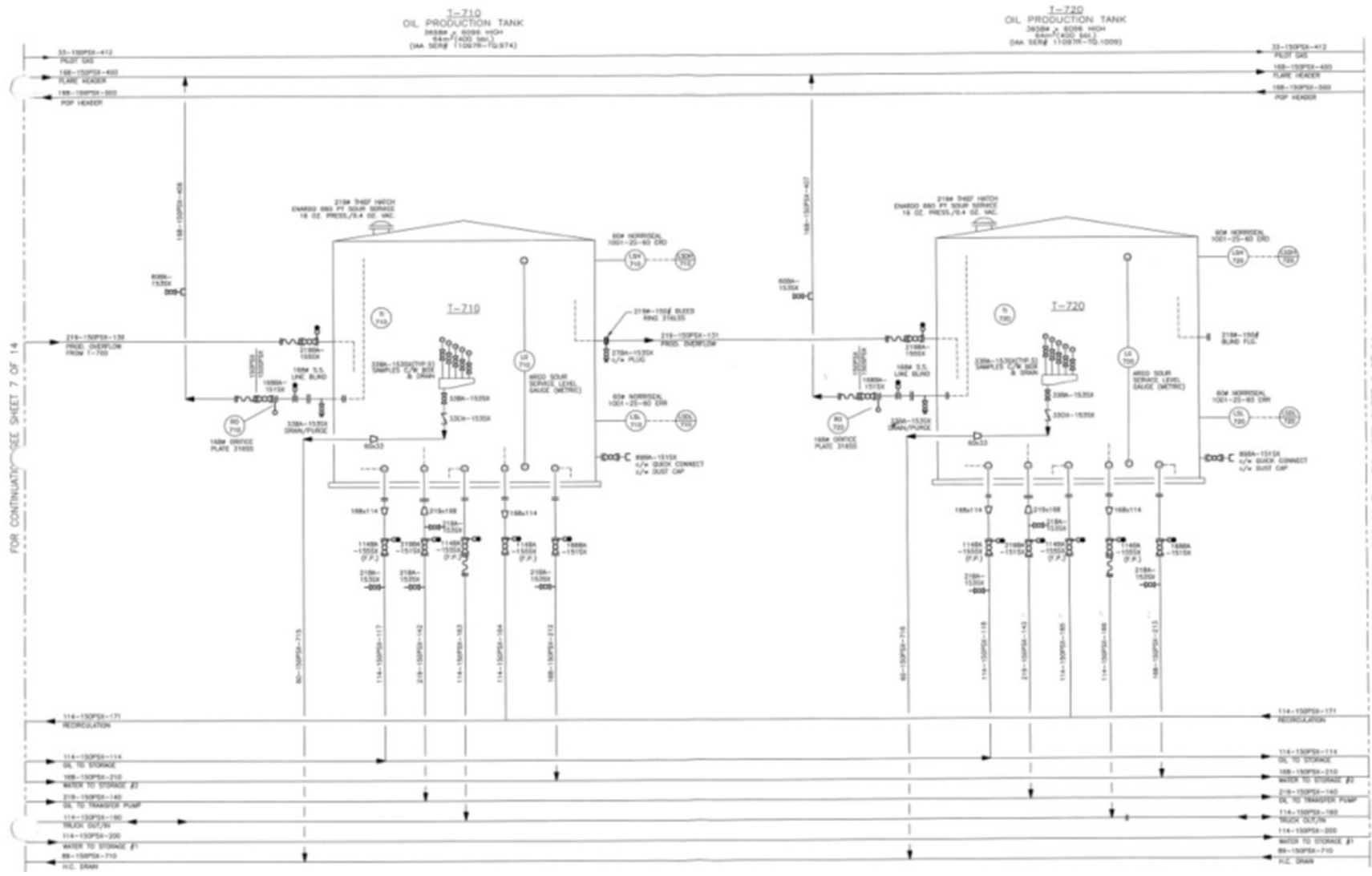


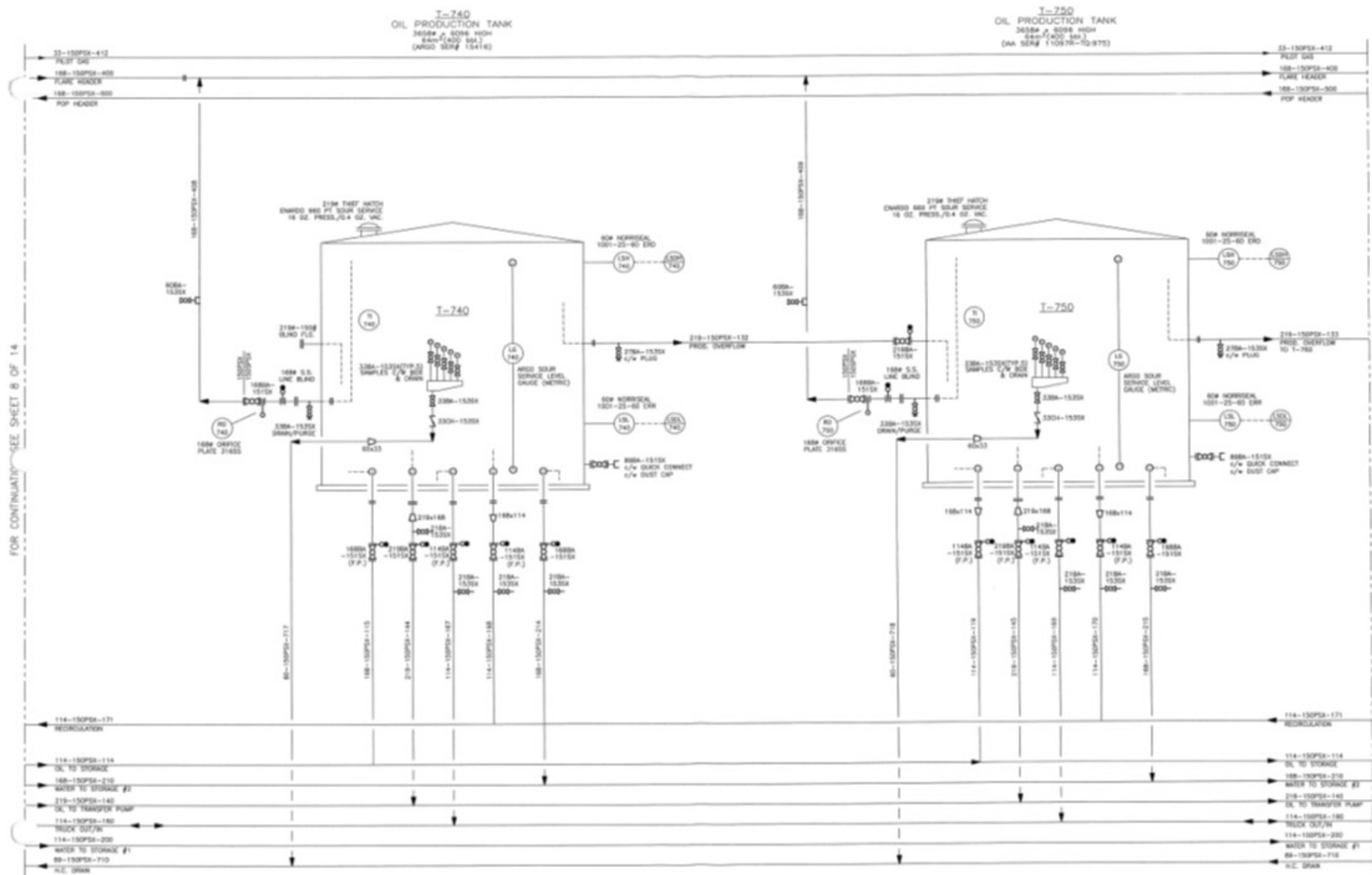
FOR CONTINUATION SEE SHEET 5 OF 14

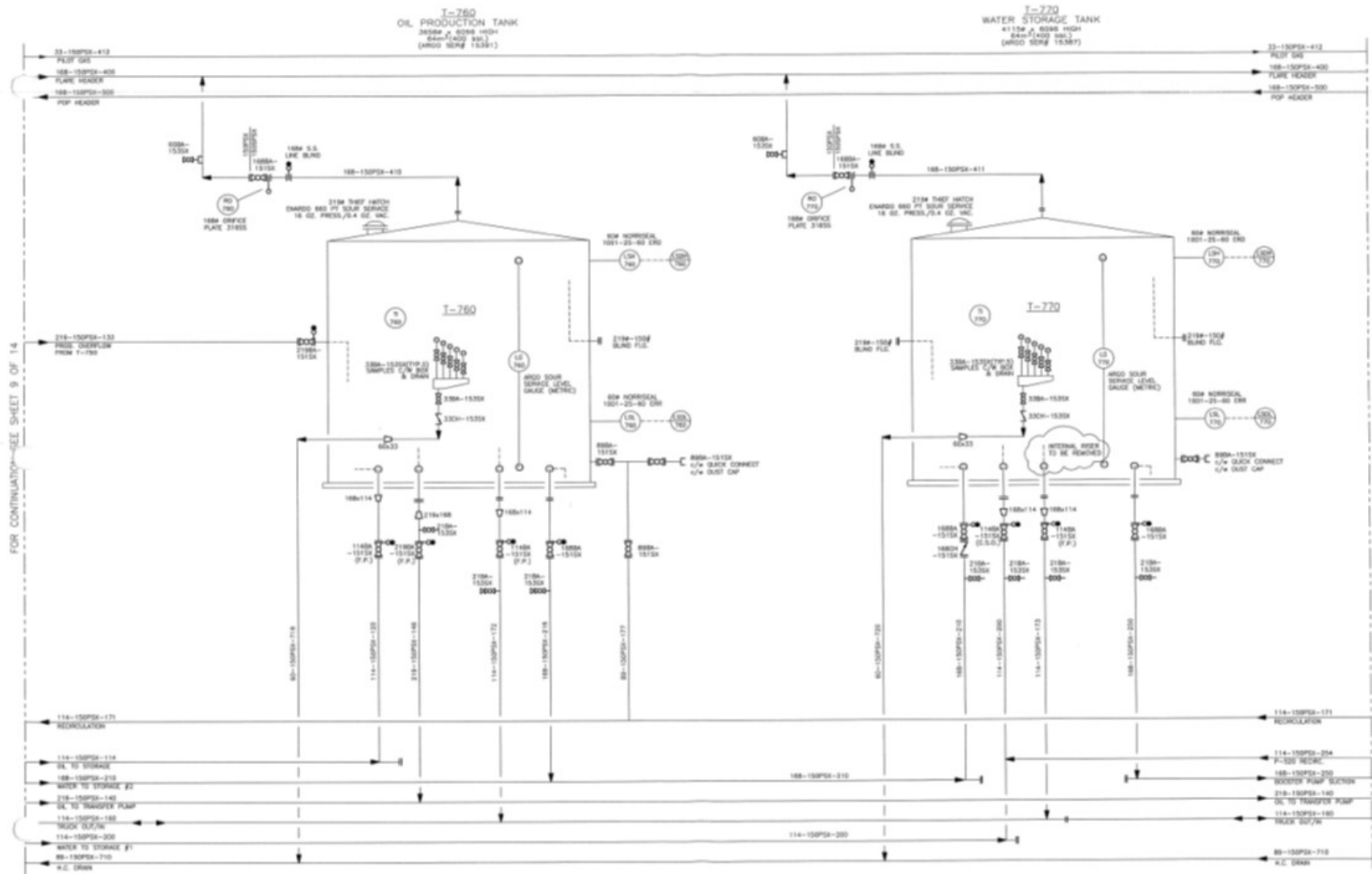
V-100
TEST SEPARATOR
2.13 O.S. - 2048 P.S.
DESIGN: 853, 874 & 875 C
(FROM PDU)



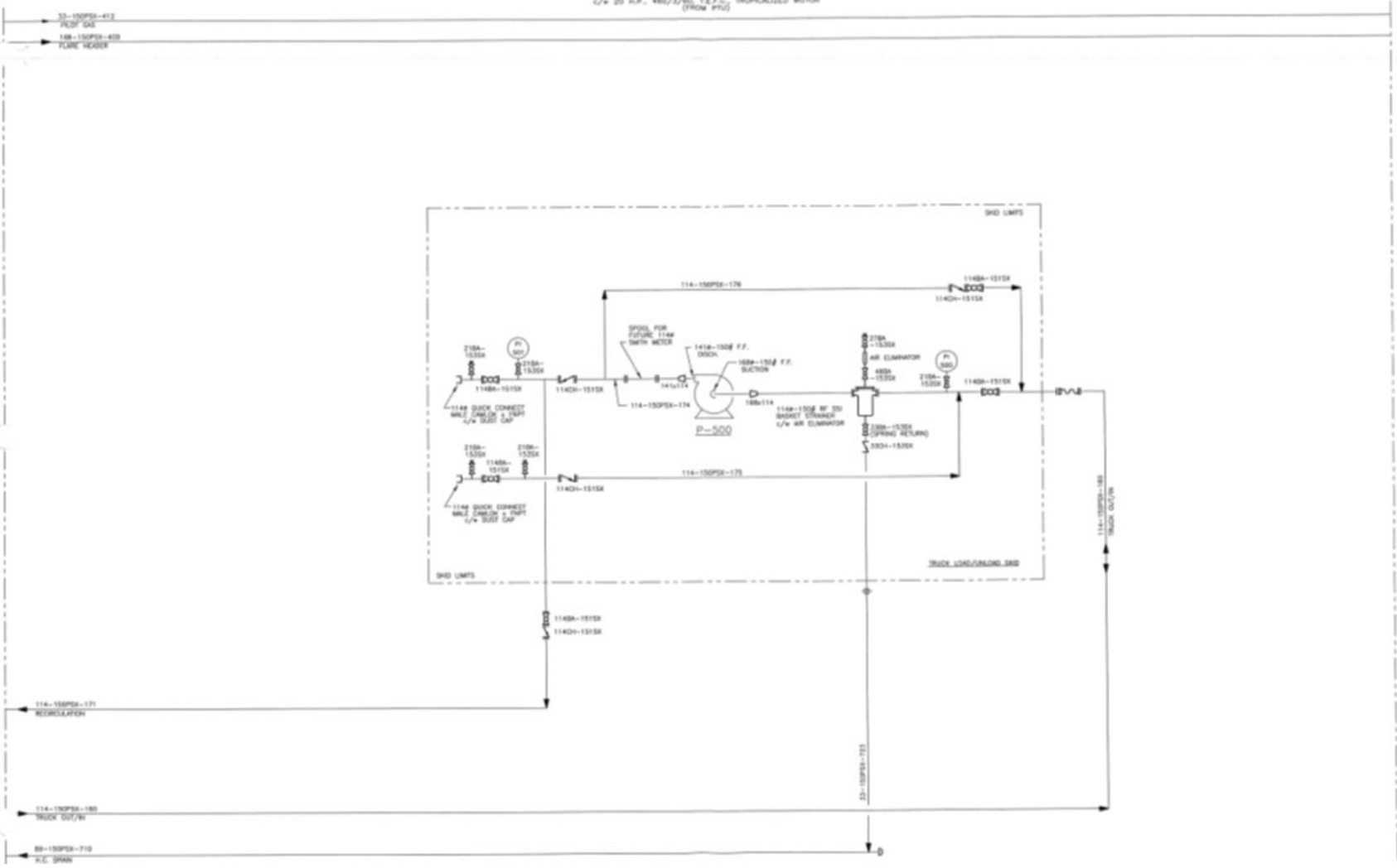




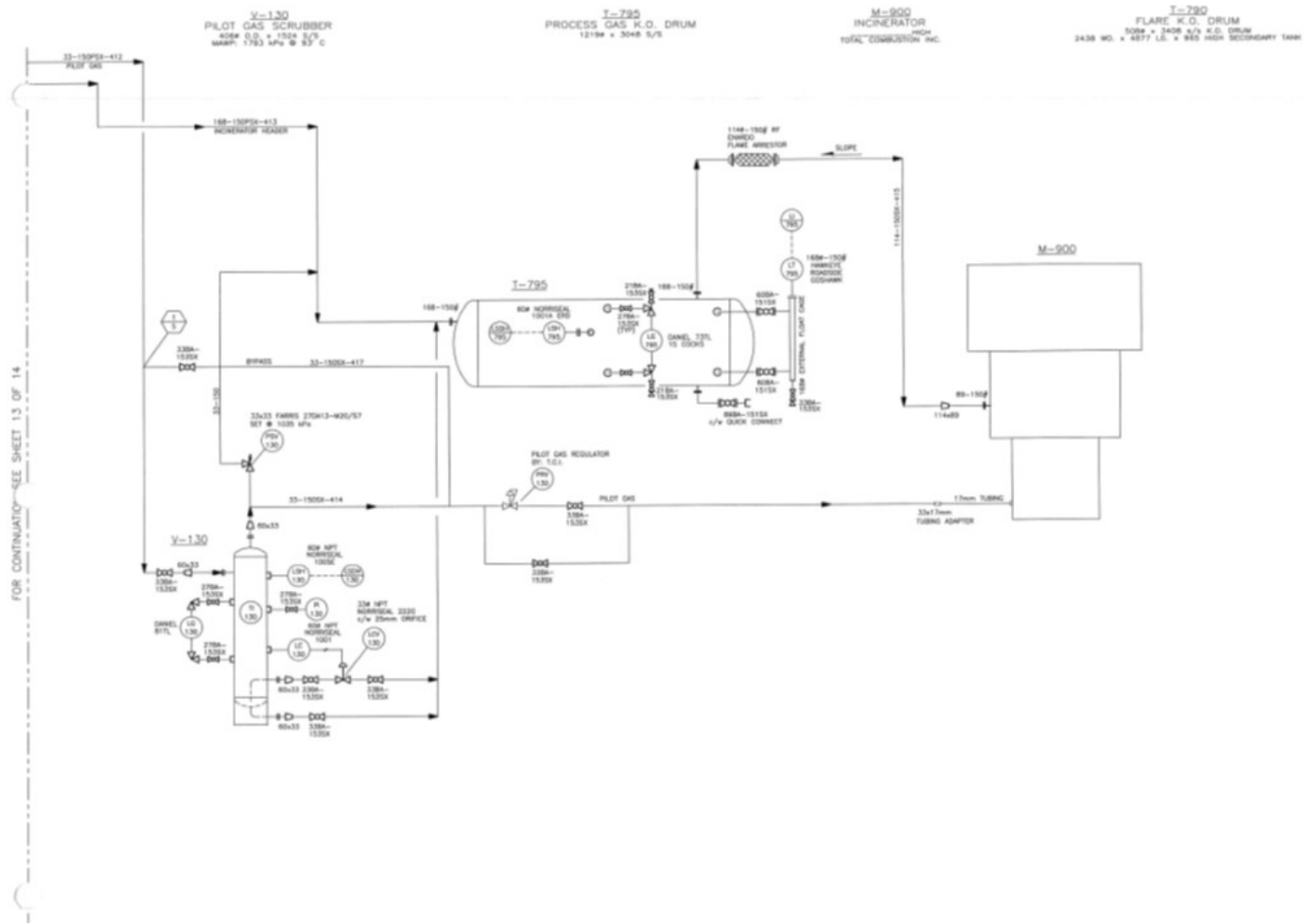




FOR CONTINUATION—SEE SHEET 12 OF 14



FOR CONTINUATION SEE SHEET 14 OF 14



FOR CONTINUATION SEE SHEET 13 OF 14

ANEXO 2

HOJAS DE SEGURIDAD DE MATERIALES (PETRÓLEO)



HOJA DE SEGURIDAD DE MATERIALES AEC ECUADOR LTD.

1.- Identificación de material: PETROLEO CRUDO

Nombre Comercial: Petróleo Crudo.
Nombre químico: Hidrocarburo de petróleo.
Uso: Producto de exportación y refinación.
Nombre del Productor: AEC Ecuador Ltd.
Dirección del productor: Av. NNUU y Republica del Salvador, Ed Cityplaza.
 Quito-Ecuador.
Teléfono contacto: 593-2-2988500. Ext. 3624 EHS Dep.
Formulación química: C₆H₁₂ a C_nH_n
Número CAS: 8008-20-6
Número UN: 1223

Nota: CAS (Chemical abstract service)
 NU Identificación de las Naciones unidas de productos químicos peligrosos.

2.- COMPOSICION DEL PRODUCTO (COMPONENTES.)

Descripción: Es una mezcla compleja de hidrocarburos de petróleo crudo.
 Su composición general C₆H₁₂ a C_nH_n, átomos/molécula.
 Puede contener pequeñas proporciones de:
 Azufre, gases y solventes.

Componentes peligrosos:

Nombre	Nº CAS	Riesgos	Frases riesgos	Frases Seguridad	Limites exposición
Xileno	1330-20-7	Nocivo, XN	R10-20-21-38	S25	100 ppm
Naptalenos	91-20-3	Nocivo, XN	R22		10 ppm
Toluenos	108-88-3	Nocivo, XN y Inflamable	R11-20	S-16-25-29-33	100 ppm
H2S		Nocivo, XN	R11, R20/21	S16, S33	10-15 ppm
Solventes	64742-46-7	Inflamable.	R10, R38/22	S16, S33	1-5 ppm

3.- PROPIEDADES FISICO QUIMICAS:

ESTADO FISICO:	LIQUIDO (A temperatura ambiente)
COLOR:	NEGRO
OLOR:	Combustible Hidrocarburo.
SOLUBILIDAD:	En Solventes orgánicos.
PH:	N/A
DENSIDAD API	22.5 @ 60 F
PUNTO VERTIDO	1 °C.
PESO MOLECULAR	Variable.
PUNTO INFLAMACION	Aprox. 25 ° C
PRESION VAPOR REID	Menor 5 PSI

4.- RIESGOS DE FUEGO Y EXPLOSION.

Punto Inflamación:	25 °C, Copa abierta.
Auto ignición:	200 °F. Sistema cerrado.
Medidas extinciones recomendadas:	Espuma. Polvo quimico seco. CO2. Agua pulverizada, nebulizada.
NFPA:	Salud 3; Inflamabilidad 3; Reactividad 0

5.- IDENTIFICACION DE RIESGOS:

PARA LA SALUD HUMANA:

INHALACION:	La exposición prolongada a concentraciones de vapor mayores al permisible causa irritación de las vías respiratorias, vértigo, aturdimiento, convulsiones.
OJOS:	Irritación ardiente severa. Hinchazón temporal de párpados.
PIEL:	Contacto prolongado puede causar desecamiento y dermatitis. Pérdida de pelo puede ocurrir con una exposición crónica.
INGESTION:	TOXICO POR INGESTION, Si es respiratoria causa Neumonía y consecuencias graves.

En condiciones cerradas y normales de utilización, no se espera que la presencia de este producto pueda presentar peligros toxicológicos.

RIESGOS SEGURIDAD:	Altamente inflamable. Flotará y puede reencenderse en la superficie del agua. El vapor mas pesado que el aire puede propagarse por El suelo, Es posible su ignición en un lugar alejado del
--------------------	---

Punto de emisión.
Los productos de combustión pueden contener CO,
CO₂, óxidos de nitrógeno e hidrocarburos sin quemar.

RIESGOS MEDIO AMBIENTE: Tóxico para organismos acuáticos.
Puede penetrar en el suelo y contaminar las aguas subterráneas.
Posee componentes persistentes en el ambiente.
Posee potencial bio-acumulativo.

6.- PRIMEROS AUXILIOS

EN CASO INHALACION: Trasladar a la víctima a una atmósfera no contaminada.
Llamar a los servicios médicos emergentes.
Si la respiración continúa y la persona está inconsciente, colocar en posición de recuperación.
Si la respiración se detiene, aplicar respiración artificial.
Aplicar oxígeno si respira con dificultad.
Aplicar masaje cardíaco en caso de pérdida de latidos.
Controlar respiración y pulso.
Obtener ayuda médica inmediata.

OJOS: LAVAR INMEDIATAMENTE CON ABUNDANTE AGUA POR 20 MINUTOS, EVITAR QUE LA PERSONA SE FROTE LOS OJOS.
OBTENER AYUDA MEDICA INMEDIATA.

PIEL: RETIRAR LA ROPA Y ZAPATOS CONTAMINADOS.
LAVAR CON ABUNDANTE AGUA Y JABON SUAVE POR 15 MINUTOS.

INGESTIÓN: Actuar con rapidez.
No provocar vómito.
Proteger las vías respiratorias en caso de vómito.
No administrar nada por vía oral.
Aplicar masaje cardíaco en caso de pérdida de latidos.
Obtener ayuda médica inmediata.

INFORMACION PARA EL MEDICO: Tratar según síntomas.
La ingestión se diagnostica por el aliento del afectado
En caso de ingestión tener en cuenta el lavado gástrico
Previo aislamiento de las vías respiratorias, mediante intubación traqueal.
La administración de aceite de parafina puede reducir la absorción vía digestiva.

7.- PROCEDIMIENTOS ESPECIALES PARA COMBATIR INCENDIOS:

INCENDIOS PEQUEÑOS:	Espuma, agua pulverizada o nebulizada, polvo químico seco, CO ₂ , arena o tierra.
No recomendado:	Agua a chorro. Uso extintores Halon
INCENDIOS GRANDES:	Rocio de agua, niebla o espuma regular. Mover contenedores de almacenamiento fuera del área de fuego si es posible.
No recomendado:	Agua a chorro. Uso extintores Halon

8.- PROCEDIMIENTOS ESPECIALES EN CASO DE DERRAME.

PRECAUCIONES PERSONALES:	Los vapores pueden trasladarse a nivel del suelo a distancias considerables. Eliminar de los alrededores toda posible fuente de ignición y evacuar al personal. No respirar vapores. Evitar contacto con piel, ojos y ropa. Quitese inmediatamente la ropa contaminada Previo empaparla en agua, por ser un riesgo potencial De incendio.
PRECAUCIONES AMBIENTALES:	Prevenir la entrada en tanque, canales o ríos. Usar barreras adecuadas para evitar la contaminación Del medio ambiente.
PRECAUCIONES DE SEGURIDAD:	Eliminar todas las fuentes de ignición, no fumar, no usar bengalas, chispas o llamas en el área de peligro. Todo equipo usado durante el manejo de productos, deberá estar conectado eléctricamente a tierra. No tocar ni pisar el material derramado. Detener el fuego en caso de poder hacerlo. Use herramientas limpias y a prueba de chispas para recoger el material absorbido.
METODOS DE LIMPIEZA:	
Derrames pequeños:	Absorber con tierra seca, arena u otro material absorbente que controle el derrame y transferirlo a contenedores. Recoger el material en depósitos que permanezcan Cerrados y etiquetarlos hasta su posterior eliminación Bajo medidas de seguridad. No dispersar con agua.
Derrames grandes:	Construir un dique más adelante del derrame líquido Para su recuperación posterior.

El rocío con agua puede reducir el vapor pero no prevenir la ignición en espacios cerrados.
Si se produce un derrame importante que no puede controlarse, llamar a las autoridades locales.

9.- MANIPULACION Y ALMACENAMIENTO:

MANIPULACION: No comer, beber, fumar durante su utilización.
Evite la acumulación de cargas electrostáticas.
Conectar a tierra todos los equipos.
Manipular el producto a temperatura ambiente.

ALMACENAMIENTO: Situar los tanques lejos del calor y de otras fuentes de ignición.
No almacenar nunca en edificios ocupados por personas.
Cantidades pequeñas pueden almacenarse en envases portátiles y lugares ventilados a prueba de fuego.
No almacenar en lugares inapropiados, no etiquetados o etiquetados Incorrectamente.
Evitar la entrada de agua.
Mantener fuera del alcance de los niños.

10.- EQUIPO DE PROTECCION PERSONAL:

PROTECCION RESPIRATORIA: Normalmente no necesario si el sistema es cerrado
En caso de ingreso a contenedores, es necesario el uso de equipos de respiración autónoma.

PROTECCION DE LAS MANOS: Utilizar guantes de PVC o de caucho nitrilo para evitar Salpicaduras.

PROTECCION DE OJOS: Usar gafas protectoras de una sola pieza.

PROTECCION DEL CUERPO: Usar ropa adecuada para evitar contaminación del cuerpo, usar zapatos o botas de seguridad resistentes a productos químicos.

11.- INFORMACIÓN ECOLÓGICA.

Flota en el agua.
Puede evaporarse una parte en el agua o en la superficie del suelo.
Cantidades importantes pueden penetrar en el suelo y contaminar aguas subterráneas.
Es biodegradable en largos periodos de tiempo, pero contienen componentes persistentes en el medio ambiente.
No soluble en agua.
Tóxico para plantas y organismos.

12.- INFORMACION REGLAMENTARIA.

FRASES DE RIESGO:

- R10: Inflamable.
R11: Fácilmente inflamable.
R20/21: Nocivo por inhalación y en contacto con la piel.
R38: Irrita la piel.
R22: Nocivo por ingestión.

FRASES DE SEGURIDAD:

- S16: Conservar alejado de toda llama o fuente de ignición. No fumar.
S25: Evitar el contacto con los ojos.
S29: No eliminar residuos por drenajes.
S33: Evite la acumulación de cargas electrostáticas.

13.- ESTABILIDAD Y REACTIVIDAD

Producto estable.
Evitar el calentamiento, chispas y exposición a flamas.
Incompatibilidad con agentes oxidantes, cloro, fluor, óxidos de nitrógeno, hipocloritos,
Oxígeno concentrado.
Puede producir productos peligrosos por descomposición química, CO, CO₂, H₂S,
óxidos nitrógeno, gases tóxicos.
No polimeriza.

14.- OTRA INFORMACIÓN

INDICE NFPA
SALUD 3
INFLAMABILIDAD 3
REACTIVIDAD 0

AEC, Ecuador Ltd.

La información de esta hoja de seguridad fue obtenida de fuentes confiables. Sin embargo la información es provista sin ninguna garantía implícita o explícita.
Esta hoja de seguridad corresponde únicamente a este producto. Si el producto es usado como un componente de otro producto, esta información no es aplicable.

Febrero 2006.

ANEXO 3

HOJAS DE SEGURIDAD DE MATERIALES (DEMULSIFICANTE)

HOJA DE SEGURIDAD DE MATERIALES
DI - CHEM DEL ECUADOR

PRODUCTO: DC - DEM - 606

SECCION: 01 IDENTIFICACIÓN DEL PRODUCTO

PROVEEDOR : DI - CHEM DEL ECUADOR
AV. GONZALEZ SUARES 318 Y
RAFAEL LEON LARREA
QUITO - ECUADOR

TELEFONO DE EMERGENCIA : 509-641 / 231-446

NOMBRE COMERCIAL : DEMULSIFICANTE

DESCRIPCIÓN QUÍMICA : Mezcla patentada de surfactantes aniónicos e
no iónicos en solvente aromático

SECCION : 02 INGREDIENTES PELIGROSOS

Nombre del componente	CAS #	% Margen
Aromático denso destilado	068132-00-3	< 60%
Ácido sulfónico dodecylbenzeno	068411-32-5	< 20%
Alcohol isopropileno	000067-63-0	< 20%
Ethylbenzeno	000100-41-4	< 10%
Xileno	001330-20-7	< 5%
Mezcla de hidrocarburo aromático	064741-67-9	< 5%
Solvente de hidrocarburo aromático	064742-94-5	< 5%
Naftalina	000091-20-3	< 1%

SECCION : 03 INFORMACIÓN FÍSICA:

PUNTO DE CONGELAMIENTO : -40 Deg. F. Ph : N/A
PUNTO DE EBULLICIÓN : 760mm Hg: aprox. 300 Deg. F
GRAVEDAD ESPECIFICA (H2O=1) : 0.927 Solubilidad en agua :
Disp ersible
APARIENCIA Y OLOR : Claro, liquido ámbar, olor aromático

SECCION : 04 INFORMACION DE PELIGRO DE INCENDIO Y EXPLOSION

Punto de inflamación (Método de prueba) : 66 Deg. F TCC
Medio extintor

CO₂, químico seco, agua en forma de rocío o neblina o echar espuma. Usar agua para mantener los contenedores fríos. Separar la provisión de "combustible" del fuego.

Contener líquidos extintores de incendios para disposición apropiada.

Procedimientos especiales para extinguir incendios

No ingresar a espacios confinados al agua sin el equipo de protección personal apropiado incluyendo NIOSH aprobado, equipo de respiración completo con mascarilla operado en el modo exigido de presión positiva. No inyectar agua en chorro sólido o espuma dentro del calor, o piscinas ardiendo; esto puede causar que salpique e incremente la intensidad del fuego. Evacuar al personal a un área segura. Mantener fuera a la gente innecesaria.

Peligros inusuales de fuego y explosión

Tratar como un líquido extremadamente inflamable. Este material es altamente volátil y emite vapores rápidamente los cuales pueden viajar a través del suelo o ser movidos por la ventilación y encenderse por luces piloto, otras flamas, chispas, calentadores, cigarrillos, motores eléctricos, descargas estáticas, u otras fuentes de ignición en lugares distantes del punto de manejo de material. Nunca use soldadura o soplete de corte en o cerca del tambor (aún vacío) porque el producto (aún solo un residuo) puede encenderse explosivamente. Los contenedores pueden explotar por presión interna si son confinados al fuego. Mantener los contenedores fríos. Mantener a gente innecesaria fuera.

SECCION: 05 INFORMACIÓN DE PELIGROS PARA LA SALUD

Efectos de sobre exposición

Contacto con ojos: puede causar irritación severa, enrojecimiento, lagrimeo, visión borrosa y la sensación de ver halos alrededor de luces.

Contacto con la piel: causa irritación severa, posible sensibilización y dermatitis. Puede ser absorbido en cantidades tóxicas, especialmente por exposición prolongada o repetitiva, y causar envenenamiento sistemático.

Inhalación: Inhalación excesiva de vapores puede causar irritación nasal y respiratoria, dolores de cabeza, desmayos, vértigo, narcotismo, edema pulmonar, enfisema bronquial, inconciencia y muerte.

Ingestión: Puede causar irritación gastrointestinal, náusea, vómito, diarrea, sangrado, depresión CNS, **hemólisis**, y daño pulmonar. Este material puede entrar directamente a los pulmones durante el acto de inhalación o cuando se vomita la sustancia. Una vez en los pulmones, puede ser muy difícil de remover y puede causar daño severo a los pulmones y resultar en muerte.

Condiciones médicas agravadas por exposición: individuos con deficiencia **dehydrogenasi** de glucosa – 6 fosfato eritrocito, pueden ser particularmente susceptibles a los efectos hemolíticos de la naftalina.

Información adicional: aplicación repetida de aromático destilado pesado a la piel de ratas resulta de severa irritación de la piel en el lugar del contacto resultando en agrietamiento, despellejamiento y rasgamiento. Exposición a inhalación causó pérdida de peso y muerte de una hembra pero no se observo efectos patológicos grandes en los animales sobrevivientes.

Este producto contiene xileno, un químico que ha sido reportado como causante de toxicidad experimental en ratas y ratones expuestos a la inhalación durante la preñez. Estos efectos incluyen retraso en el desarrollo y variaciones menores del esqueleto. Adicionalmente, cuando los ratones preñados fueron expuestos a ingestión a un nivel que mató a cerca de la tercera parte del grupo de prueba, ocurrió letalidad (resorciones) y malformaciones (principalmente paladar hendido) Malformaciones no han sido reportadas seguido de la exposición por inhalación. Debido al alto nivel de exposición usado en estos estudios, no se cree que sus resultados impliquen un incremento de riesgo de toxicidad reproductiva a trabajadores expuestos a niveles de xileno a o por debajo de los estándares de exposición. Xileno mezclado ha demostrado causar pérdida de audición en ratas expuestas a 800 ppm en el aire por 14 horas por día por seis semanas. Sin embargo no se dispone de información para concentraciones menores, otros químicos que causan pérdida de audición en ratas a concentraciones relativamente altas no causan pérdida de audición en bajas concentraciones.

Este producto contiene **cumene**. Ratas expuestas a altas concentraciones han incrementado en peso en hígado, riñones y **adrenals**, y cambios microscópicos en riñones.

Este producto contiene naftalina. Sobre exposición a la naftalina por exposición, ingestión o contacto con la piel puede producir signos y síntomas de dolor de cabeza, fiebre, sudoración profusa, náusea, dolor abdominal, diarrea, aletargamiento, temblores, convulsiones, evidencia de cambios en la sangre,

incluyendo hematuria y **hemoglobinuria**, y neuritis óptica. Animales de laboratorio a las cuales se les ha dado repetidas dosis orales de naftalina han desarrollado cataratas.

Este producto contiene **etilbenzeno**. En estudios conducidos por el programa Nacional de Toxicología, el **etilbenzeno** ha sido encontrado como causante de actividad carcinogénica.

Componentes de este productos resultan de una reacción del óxido **etilbenzeno** (EtO) y óxido propileno. Sin embargo, puede contiene cantidades residuales (menos de 0.1%) de no reactivo EtO o PO. EtO y PO se pueden acumular en el espacio del contenedor y puede ser liberado al ambiente cuando se abre. Este descargo de EtO o PO tendería a aumentar cuando el producto es agitado durante la descarga y operaciones de mezcla. OSHA ha fijado los niveles de exposición de los trabajadores para EtO en 1ppm y 20 ppm para PO (8 horas en promedio. La Agencia Internacional para la investigación del Cáncer (IARC) ha determinado el EtO y PO como probable carcinógeno humano (grupo 2^a). El Programa Nacional de Toxicología (NTP) ha determinado estas sustancias como "Carcinógenos Anticipados" Precauciones razonables deben ser tomadas para reducir la exposición de los trabajadores al nivel más bajo posible. EtO y PO son químicos conocidos en el Estado de California como causas de cáncer. EtO es un químico conocido por el Estado de California en causar toxicidad reproductiva. EtO y PO están regulados en California bajo la Ley de Ejecución de Tóxicos y Agua Potable Segura de 1986 (propuesta 65).

Este producto contiene vestigios de benezo, una sustancia conocido por el Estado de California como causante de cáncer.

Este producto contiene vestigios de tolueno, una sustancia conocida por el Estado de California como causante de toxicidad reproductiva.

Órganos afectados: ojos, piel, CNS, pulmones, hígado y riñones.

Emergencia y procedimientos de primeros auxilios.

PIEL

Lavar con jabón y agua. Remover la ropa contaminada y lavar la ropa contaminada antes de volver a usar. Recibir atención médica.

INHALACIÓN:

Remover a la víctima hacia aire fresco. Dar respiración artificial si no respira. Si la respiración es dificultosa, administrar oxígeno. Mantener a la persona abrigada, quieta y obtener atención médica.

INGESTIÓN

Llamar al médico inmediatamente. Dar a la víctima un vaso de agua. NO inducir al vómito a menos que sea indicado por el médico o el centro de control de venenos. Nunca de nada oralmente a una persona inconsciente.

SECCION: 06 INFORMATION DE REACTIVIDAD

Estable (S=Si/N=No) : S

Estabilidad – Condiciones a evitar

Ninguna conocida

Incompatibilidad (Materiales a evitar)

Evite contacto con agentes oxidantes fuertes, alcalinos fuertes y ácidos minerales fuertes

Productos de descomposición peligrosa

Humo, dióxido de carbono, monóxido de carbono, óxidos de nitrógeno.

Polimerización Peligrosa puede ocurrir (S=Si/N=No) : N

Polimerización Peligrosa – Condiciones a evitar

Ninguna

INHALACION:

**PUEDE LESIONAR AL SISTEMA
RESPIRATORIO**

OJOS:

**QUE PUEDEN CAUSAR IRRITACIÓN
MODERADA, ENROJECIMIENTO E
INFLAMACION**

PIEL: PUEDE CAUSAR IRRITACIÓN, ENROJECIMIENTO Y DOLOR

INGESTION: PUEDE CAUSAR IRRITACIÓN DE LA BOCA, ESÓFAGO, ESTOMAGO. EXCESIVAS CANTIDADES AFECTAN A LA SANGRE Y VASOS SANGUÍNEOS.

SECCION V. PRIMEROS AUXILIOS

INHALACIÓN: REMOVER A LA VICTIMA A ZONA DE AIRE FRESCO, PROPORCIONAR RESPIRACIÓN ARTIFICIAL. SI RESPIRA CON DIFICULTAD DAR OXIGENO. CONSEGUIR ATENCIÓN MEDICA.

OJOS: LAVAR INMEDIATA Y CUIDADOSAMENTE CON ABUNDANTE AGUA POR 15 MINUTOS. NO PERMITA QUE LA VICTIMA SE RESTRIEGUE O MANTENGA LOS OJOS CERRADOS.

PIEL: REMOVER LA ROPA CONTAMINADA INCLUSIVE LOS ZAPATOS, LAVARSE CUIDADOSAMENTE CON AGUA Y JABON POR 15 MINUTOS.

INGESTION: INDUCIR AL VOMITO INMEDIATAMENTE CON LA AYUDA DE PERSONAL MEDICO. NUNCA DAR NADA POR LA BOCA A UNA PERSONA INCONSCIENTE. CONSEGUIR AYUDA MEDICA INMEDIATA.

SECCION VI. DATOS DE PELIGRO DE FUEGO Y EXPLOSION

EQUIPO ESPECIAL DE PROTECCION PARA PERSONAL Y BOMBEROS: EN CASO DE FUEGO USAR EQUIPO DE PROTECCION RESPIRATORIA ADECUADO.

CONTROL: UTILIZAR AGUA CUANDO SE INICIA EL FUEGO. ESPUMA TAMBIEN PUEDE SER UTILIZADA, PERO EVITAR EL USO DE POLVO QUÍMICO SECO MULTIPROPÓSITO CUANDO EXISTE LA POSIBILIDAD DE CONTACTO DIRECTO CON EL NITRITO.

SECCION VII. MEDIDAS EN CASO DE DERRAMES ACCIDENTALES

PROTECCION PERSONAL: EVITAR EL CONTACTO CON OJOS Y LA PIEL, EVITAR RESPIRAR EL POLVO O VAPORES. USAR EQUIPO DE

PROTECCION PERSONAL ADECUADO,
MASCARILLA , GUANTES, GAFAS Y
ROPA ADECUADA.

PROTECCION AMBIENTAL:

NO DERRAMAR EN EL MEDIO
AMBIENTE

METODOS DE LIMPIEZA

LIMPIAR DE FORMA QUE NO SE
DISPERSE EN EL AMBIENTE. RECOGER
EL MATERIAL PARA RECUPERARLO O
DISPONERLO Y COLOCARLO EN UN
ENVASE CERRADO.

SECCION VIII. ALMACENAMIENTO Y MANIPULACION

PRECAUCIONES:

EVITAR EL CONTACTO CON LOS OJOS,
PIEL Y ROPA. NO INGERIR O INHALAR.
LAVARSE CUIDADOSAMENTE LUEGO
DE MANIPULARLO. MANIPULAR CON
ADECUADA VENTILACIÓN E
INDUMENTARIA.

ALMACENAMIENTO

ALMACENAR EN AREAS LIMPIAS, SECAS
Y BIEN VENTILADAS. SEPARAR DE
MATERIALES INCOMPATIBLES,
COMBUSTIBLES, ORGANICOS U OTROS
MATERIALES OXIDABLES

MATERIAL DE EMPAQUE:

SE RECOMIENDA

ENVASES PLÁSTICOS

SECCION IX. PROTECCION DEL PERSONAL: EQUIPO PARA PROTECCION PERSONAL

PROTECCIÓN DE MANOS:

USAR GUANTES PARA ALCALIS

PROTECCIÓN DE OJOS:

GAFAS DE SEGURIDAD

PROTECCIÓN DE PIEL Y CUERPO:

USAR ROPA DE PROTECCIÓN

PROTECCIÓN RESPIRATORIA:

MASCARILLA PARA POLVOS Y
VAPORES ALCALINOS

MEDIDAS ESPECÍFICAS DE HIGIENE:

EVITAR EL CONTACTO CON LOS
OJOS Y PIEL

SECCION X. ESTABILIDAD Y REACTIVIDAD

EL PRODUCTO ES ESTABLE BAJO CONDICIONES NORMALES DE USO Y
ALMACENAMIENTO.

SE DESCOMPONE EN OXIDOS DE NITRÓGENO.

REACCIONA FUERTEMENTE CON MATERIALES REDUCTORES Y ES INCOMPATIBLE
CON MUCHAS SUSTANCIAS COMO SALES DE AMONIO, CELULOSA, CIAUROS,

SE DEBE EVITAR CALOR, LLAMA, FUENTES DE IGNICIÓN, FRICCIÓN.

SECCION XII. OTRA INFORMACION

USOS RECOMENDADOS:

REMITIRSE A LA HOJA TECNICA

La información de esta hoja de seguridad fue obtenida de fuentes confiables. Sin embargo la información es provista sin ninguna garantía implícita o explícita.

Esta hoja de seguridad corresponde únicamente a este producto. Si el producto es usado como un componente de otro producto, esta información no es aplicable.

2003.05.15

ANEXO 4

NORMATIVA DE SEGURIDAD INDUSTRIAL (NFPA 704)



Normativa de Seguridad Industrial **Código NFPA 704**

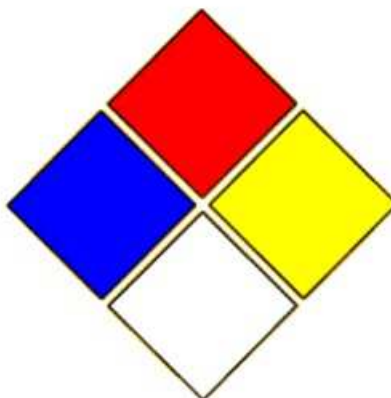
Los objetivos del rotulado e identificación de los productos peligrosos son los siguientes:

- Hacer que los productos peligrosos puedan ser fácilmente reconocidos, a distancia, por las características del rótulo.
- Proporcionar una fácil identificación de la naturaleza del riesgo que se puede presentar durante la manipulación y almacenamiento de las mercaderías.
- Facilitar por medio del color de los rótulos, una primera guía para la manipulación y estiba o almacenamiento.

El Código NFPA 4040 establecer un sistema de identificación de riesgos para que en un eventual incendio o emergencia, las personas afectadas puedan reconocer los riesgos de los materiales respecto del **fuego**, aunque éstos no resulten evidentes. Este código ha sido creado para la utilización específica de los cuerpos de bomberos.

Consiste en una etiqueta que consta del nombre del material y cuatro secciones con un color asignado en cada caso:

● Salud	Azul	
● Inflamabilidad	Rojo	
● Reactividad	Amarillo	
● Riesgo especial	Blanco	



En cada una de las secciones se coloca el grado de peligrosidad: 0,1,2,3,4, siendo en líneas generales, 0 el menos peligroso, aumentando la peligrosidad hasta llegar a 4, nivel más alto.



Los criterios para establecer los grados de peligrosidad en cada una de las secciones son los siguientes:

Riesgos para la salud:

● Se considera la capacidad del material para producir lesiones por contacto con la piel, ingestión o inhalación. Solo se considerarán los riesgos que pongan de manifiesto alguna propiedad inherente del material. No se incluyen las lesiones causadas por el calor del incendio ni por la fuerza de explosiones.

● El riesgo para la salud en la lucha contra el fuego u en otra condición de emergencia es mortal, de modo que una explosión simple puede variar desde unos pocos segundos hasta más de una hora. Además, es de esperar que el despliegue físico que demanda combatir un incendio y las condiciones de emergencia intensifiquen los efectos de cualquier exposición.

● Hay dos fuentes de riesgo para la salud. Una tiene que ver con las propiedades inherentes del material y la otra con los productos de la combustión o de su descomposición. El grado de riesgo se asignará sobre la base del mayor riesgo que pueda existir bajo el fuego o en otras situaciones de emergencia. No se incluyen los riesgos comunes derivados de la combustión de los materiales combustibles comunes.

● La valoración del riesgo para la salud indicará al personal de bomberos o emergencia alguna de las informaciones siguientes:

* Que puede trabajar con seguridad con el equipo de protección especializado.

* Que puede trabajar en forma segura con el equipo de protección respiratoria adecuado;

* Que puede trabajar con seguridad en el área con ropa ordinaria.

● La graduación del riesgo para la salud se efectuará de acuerdo con la severidad probable de éste hacia el personal y será la siguiente:

► **grado 4** : Materiales que con una explosión muy corta pueden causar la muerte o lesiones residuales mayores, aun cuando se haya dado pronto tratamiento médico, incluyendo aquellos que son demasiado peligrosos para aproximarse sin el equipo de protección .

Este grado incluye: Materiales que puedan penetrar a través de la ropa de protección ordinaria de caucho. Materiales que bajo condiciones normales o bajo condiciones de incendio desprendan gases que son extremadamente peligrosos (tóxicos, corrosivos, etc.), por inhalación, contacto o por absorción a través de la piel.

► **grado 3** : Materiales que en una exposición corta pueden causar lesiones serias, temporarias o residuales, aun cuando se haya dado pronto tratamiento médico, incluyendo aquellos que requieran protección total contra contacto con cualquier parte del cuerpo.

Este grado incluye: Materiales cuyos productos de combustión son altamente tóxicos. Materiales corrosivos para los tejidos vivos o que son tóxicos por absorción por la piel.

► **grado 2** : Materiales que en una exposición intensa o continuada pueden causar incapacidad temporaria o posibles lesiones residuales si no se suministra pronto tratamiento médico, incluyendo aquellos que requieren el uso de equipos de protección respiratoria con suministro de aire independiente.

Este grado puede incluir: Materiales que originen productos de combustión tóxicos. Materiales que liberan productos de combustión altamente irritantes. Materiales que, sea bajo condiciones normales o en un incendio, originen vapores que son tóxicos para quien carece de los elementos de protección adecuados.

► **grado 1** : Materiales que por su exposición pueden causar irritación , pero solamente producen lesiones residuales menores si no se administra tratamiento médico, incluye a aquellos que requieren el uso de una máscara de gas aprobada.

Este grado puede incluir: Materiales que en condiciones de incendio pueden originar productos de combustión tóxicos. Materiales que en contacto con la piel pueden causar irritación sin destrucción de los tejidos.

► **grado 0** : Materiales que en una exposición en condiciones de incendio no ofrecen riesgos mayores que los que dan los materiales combustibles corrientes.

Riesgo por inflamabilidad:

● Se considera la capacidad de los materiales para quemarse. Muchos materiales que se quemarían bajo ciertas condiciones, no queman bajo otras. La forma o condición del material, como así también las propiedades inherentes, afectan al riesgo.

● La graduación de los riesgos se efectuará de acuerdo con la susceptibilidad de los materiales a quemar, como sigue:

► **grado 4** : Materiales que se vaporizan completa o rápidamente a la presión atmosférica y a las temperaturas ambiente normales, y que están bien dispersos en el aire y se quemarán con mucha facilidad.

Este grado incluye: Gases. Materiales criogénicos. Todo material líquido o gaseoso que, sometido a presión, está en estado líquido o tiene un punto de inflamación menor que

23 °C y un punto de ebullición menor que 38 °C. Materiales que según su forma física o su estado de agregación puedan formar con el aire mezclas explosivas y que están efectivamente dispersadas en el aire, tal como polvos de combustibles sólido y nieblas de líquidos combustibles o inflamables. (En esta valoración quedan incluidos los riesgos **explosivo o inflamable de 1ª categoría** del Dto. 351/79).

► **grado 3** : Líquidos y sólidos que se pueden encender bajo todas las condiciones de temperatura ambiente. Este grado de materiales produce atmósferas riesgosas con el aire a cualquier temperatura o si bien no resultan afectadas por la temperatura ambiente, son igníferos bajo cualquier condición.

Este grado incluye: Líquidos que tengan un punto de inflamación menor que 23 °C y un punto de ebullición igual o mayor que 38 °C, y aquellos líquidos que tengan un punto de inflamación igual o mayor que 23 °C y menor que 38 °C.

Materiales sólidos en forma de polvos gruesos que pueden quemarse rápidamente pero que generalmente no forman atmósferas explosivas con el aire.

Materiales sólidos que queman con extrema rapidez, Usualmente debido a que contienen su propio oxígeno.

Materiales sólidos en estado fibroso o de pelusa que pueden quemar rápidamente (algodón, sisal, etc.).

Materiales que expuestos al aire se encienden instantáneamente.

(En esta valoración se hallan incluidos los riesgos **inflamable de 2ª categoría y muy combustible** del Dto. 351/79).

► **grado 2** : Materiales que para encenderse requieren ser previamente calentados con moderación o estar expuesto a temperaturas ambientes relativamente altas. Los materiales de este grado en condiciones normales con el aire no forman atmósferas peligrosas, pero bajo altas temperaturas ambientes o ante calentamiento moderado pueden desprender vapores en cantidades suficientes para producir, con el aire, atmósferas peligrosas.

Este grado incluye: Líquidos que tengan un punto de inflamación mayor que 38 °C hasta 93 °C.

Sólidos y semisólidos que emitan vapores inflamables.

(En este grado se halla incluido el riesgo **combustible** del Dto. 351/79).

► **grado 1** : Materiales que para encenderse necesitan ser calentados previamente. Los materiales de este grado requieren un considerable precalentamiento bajo cualquier temperatura ambiente antes que ocurran el encendido y la combustión.

Pueden incluirse: Materiales que queman en el aire cuando se exponen a temperaturas de 815 °C por un período de 5 min. o inferior.

Líquidos y sólidos semisólidos que tengan un punto de inflamación mayor que 93 °C.

(Este grado incluye los riesgos **poco combustible** del Dto. 351/79).

► **grado 0** : Materiales que se queman en el aire cuando se los expone a temperaturas de 815 °C por un período de 5 min.

(Este grado incluye los riesgos **incombustible y refractario** del Dto. 351/79).

Riesgo por reactividad

● En esta parte se considera la capacidad de los materiales para liberar energía. Algunos materiales son capaces de liberar energía rápidamente por sí mismos, como ser por autorreacción o por polimerización, o pueden desarrollar una violenta reacción eruptiva o explosiva cuando toman contacto con el agua, con otro agente extintor o con otros dados materiales.

● La violencia de la reacción o de la descomposición de los materiales puede verse incrementada por el calor o por la presión, por otros materiales debido a la formación de mezclas combustible-oxidantes, o por contacto con sustancias incompatibles, contaminantes, sensibilizantes o catalíticas.

● Los grados de riesgo por reactividad se valoran de acuerdo con la facilidad, velocidad y cantidad de liberación de energía como sigue:

▶ **grado 4** :Materiales que, a temperatura y presiones corrientes, en sí mismos son fácilmente capaces de detonar o descomponerse o reaccionar en forma explosiva. Esta graduación incluirá los materiales que a presión y temperaturas normal son sensibles a los golpes mecánicos y al choque térmico localizados.

▶ **grado 3** :Materiales que en sí mismos son capaces de detonar o de reaccionar o de descomponerse en forma explosiva, pero que requieren una fuente de ignición fuerte, o antes de la iniciación calentarse bajo confinamiento.

Pueden incluirse:

Materiales que son sensibles al choque térmico y mecánico a temperatura y presiones elevadas o que reaccionan en forma explosiva con el agua, sin requerir calentamiento ni confinamiento.

▶ **grado 2**: Materiales que en sí mismos son normalmente inestables y que fácilmente experimentan cambios químicos violentos pero no detonan.

Pueden incluirse:

Materiales que a temperatura y presión corrientes, pueden experimentar cambios químicos con rápida liberación de energía, o que a presiones y temperaturas elevadas pueden experimentar cambios químicos violentos.

Además se incluirán aquellos materiales que puedan reaccionar violentamente con el agua o aquellos que puedan formar mezclas potencialmente explosivas con agua.

▶ **grado 1** :Materiales que, en sí mismos, son normalmente estables pero que pueden tornarse inestables a temperaturas y presiones elevadas, o que pueden reaccionar con el agua con alguna liberación de energía, pero no violentamente.

▶ **grado 0** :Materiales que, en sí mismos, son normalmente estables, aún expuestos en las condiciones de un incendio y que no reaccionan con el agua.

Riesgo especial

En este cuadro se indica los siguientes riesgos especiales:

● Una letra W atravesada por una raya indica que el material puede tener reacción peligrosa al entrar en contacto con el agua. Esto implica que el agua puede causar ciertos riesgos, por lo que deberá utilizarse con cautela hasta que se esté debidamente informado.

● La letra OX indica si la sustancia es oxidante.

● Aunque son símbolos no reconocidos por la NFPA 704, algunos usuarios utilizan las letras ALK para indicar sustancias alcalinas y ACID para ácidos.

A continuación se muestra un resumen de lo anteriormente explicado:

- 4. Extremadamente inflamable - Debajo de los 25° C
- 3. Ignición a temperaturas normales - Debajo de los 37° C
- 2. Ignición al calentarse normalmente - Debajo de los 93° C
- 1. Debe precalentarse para arder - Sobre los 93° C
- 0. No arde

