

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

ELABORACIÓN DEL MANUAL DE OPERACIONES DE LA ESTACIÓN DE FLUJO ELÍAS 11 (EEF-11), UBICADA EN EL CAMPO SOCORORO OESTE, ESTADO ANZOÁTEGUI

Presentado ante la ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por los Brs. Aguirre Eduardo A.,
Vivas P. Yoel A.
Para optar al Título
de Ingeniero de Petróleo

Caracas, Mayo 2005

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

ELABORACIÓN DEL MANUAL DE OPERACIONES DE LA ESTACIÓN DE FLUJO ELÍAS 11 (EEF-11), UBICADA EN EL CAMPO SOCORORO OESTE, ESTADO ANZOÁTEGUI

TUTOR ACADÉMICO: Prof. Wladimiro Kowalchuk.

TUTOR INDUSTRIAL: Ing. Trina Busto.

Presentado ante la ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por los Brs. Aguirre Eduardo A.,
Vivas P. Yoel A.
Para optar al Título
de Ingeniero de Petróleo

Caracas, Mayo 2005

Caracas, Mayo 2005.

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería de Petróleo, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por los Bachilleres Eduardo A. Aguirre y Yoel A. Vivas P., titulado:

“ELABORACIÓN DEL MANUAL DE OPERACIONES DE LA ESTACIÓN DE FLUJO ELÍAS 11 (EEF-11), UBICADA EN EL CAMPO SOCORORO OESTE, ESTADO ANZOÁTEGUP”

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero de Petróleo, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por los autores, lo declaran APROBADO.



Prof. Sandro Gasbarri

Jurado



Prof. Enrique Rondón

Jurado



Prof. Wladimiro Kowalchuk

Tutor Académico



AGRADECIMIENTOS

- A Dios Todopoderoso, por ayudarme en los momentos más difíciles de mi carrera.
- A mi mamá por apoyarme siempre en todo.
- A Lisandro por su apoyo en la realización de este trabajo.
- Al Sr. Noel Pereira, por su aporte y guía en la elaboración del manual de operaciones de EEF-11, muchísimas gracias Sr. Noel!!.
- A nuestros tutores, Ing. W. Kowalchuck y la Ing. Trina busto, por su atención prestada para la realización y culminación de este trabajo.
- A Ismael por su dedicación y especial atención.
- Al Sr. Ramón Tineo por su apoyo brindado en todo momento.
- Al Ing. Jesús Patiño por su apoyo prestado en la realización de este trabajo.
- Al Ing. Adolfo Alzurú por su comprensión y apoyo prestado.
- A Mackledys Chaurán por su valioso apoyo, gracias Chaurán!!.
- A la mejor casa de estudio del mundo la Universidad Central de Venezuela.
- Al profesor Sandro por su ayuda y especial atención.
- Al profesor Norberto Bueno, por sus palabras sabias.
- A la escuela de Ingeniería de Petróleo, para mi concepto: “La mejor Escuela”.
- A PetroUCV S.A. y a su excelente personal, como lo son: Otman Arocha, Hernán Meneses, Cesar Granados, Zuleima López, Jesús Gonzáles, Olymar reyes, Juan Carlos Pacheco, Víctor Aguilar, Álvaro Guerrero, Manuel Figueroa, Lisbeth Delgado, Fernando Ruiz y todos los demás que en estos momentos no recuerdo, pero mi agradecimiento es igual.
- A Yoel Vivas por su ayuda y soportarme durante este magnifico periodo de tesis, gracias “agua mala”!!!.
- Al personal de PDVSA: Ing. Hander Padilla y Katiuska Guarisma, por su contribución de material bibliográfico de ayuda muy valiosa.
- A mis tíos que me apoyaron siempre.
- A la perica, por su especial atención durante nuestra estadía en Pariaguán.
- Y a todas aquellas personas quienes creyeron en mí, me ayudaron, me guiaron, y que son tantos que si los nombro tendría que escribir muchísimo y no terminaría nunca, a todos GRACIAS!!!.

Un Millón de Gracias!!!

Eduardo Alejandro Aguirre

- A la Ilustre Universidad Central de Venezuela, Patrimonio Cultural de la Humanidad, por haberme brindado una educación del más alto nivel y permitirme realizar un gran sueño, convertirme en todo un **INGENIERO**.
- A la Facultad de Ingeniería, a la Escuela de Petróleo, y en particular a todos aquellos profesores que a lo largo de mi carrera supieron transmitirme sus conocimientos y experiencias, con los cuales no hubiese sido posible la culminación de mis estudios.
- A mis tutores, el Ingeniero Wladimiro Kowalchuck y la Ingeniero Trina Busto, por apoyarnos y brindarnos las orientaciones necesarias para la culminación de este proyecto.
- A mis padres y hermanos, por estar siempre ahí, facilitándome todo cuánto he necesitado y por siempre confiar en mí
- A Eduardo Aguirre “El Aguamala”, mi compañero de Tesis, por compartir esta etapa tan importante de mi vida y por soportarme todo este tiempo.
- A PetroUCV por permitir la realización de este trabajo, especialmente al Sr. Ramón Tineo, los Ingenieros Adolfo Alzuru y Jesús Patiño que depositaron su confianza en mí para la realización de este manual. Igualmente agradezco a Otman Arocha, Zuleima López, Cesar Granados, Olymar Reyes, Juan Carlos Pacheco, Víctor Aguilar, Fernando Ruiz, Hernán Meneses, Alvaro Guerrero, Manuel Figueroa e Ismael por brindarme toda su colaboración durante la estadía en Pariaguán.
- Al Sr. Noel Pereira, muchísimas gracias por sus sabios comentarios e indicaciones que hicieron posible gran parte de este proyecto.
- A Mackledys Chaurán por toda la ayuda brindada en pariaguán. Muchísimas Gracias Mack.
- Al personal de la UEY Liviano de PDVSA, Katuska Guarisma y Hander Padilla por su aporte para la elaboración de este trabajo.
- A la Sra. Isabel “La Perica” por todas las atenciones que tuvo conmigo.
- A mis panas y compañeros de clases Marines, Indira, Gheissa, Hermes, Antuanet, Andres, Eilyn, Manuel, Debbie, Andriuska, Diego, Rosmary, Yliane y Maykell por haber compartido conmigo estos últimos años de mi carrera. Mucho Éxito!!!
- A mis grandes panas Eyadira, Orlandito, Adriana, Nelson y mis compadres “Belkis y Jorge”, por todos los ratos de alegrías y tristezas compartidos.
- A Lisandro Aguirre por su colaboración
- A todas aquellas personas que de alguna u otra manera estuvieron involucrados con el desarrollo de este trabajo.... **Muchas Gracias!!!**

Yoel A. Vivas.

DEDICATORIAS

- A Dios Todopoderoso, por ser mi Guía, Amigo y Padre.
- A mi mama, por ser la mejor del mundo.
- A mi abuela, y mis tías por siempre apoyarme y creer en mí.
- A mis tíos Porio, Pedro, Samuel, y en especial a Higor, Coco y Muño.
- A toda mi familia.
- A mis Amigos y Personas Especiales: Indira, Marines (Rosaines), Hermes, Gheissa, Carlitos, Eilyn, Manuel, Yoel, Melisa, Eglensys, Adrianita, Maracara (los dos), Ricardo, Iván, Luís Liendo, Fusco, Richard, Québec, Ito, Eduardo, Churri, David, Alberto, Jennifer, Yulimar.
- A la Universidad Central de Venezuela.
- A la Escuela de Ingeniería de Petróleo.
- A PetroUCV S.A.
- Y a todos aquellos que siempre creyeron en mi!!!.

Se las Dedico de Corazón...

Eduardo Alejandro Aguirre

A Dios, por ser mi guía en todo momento, por escucharme en los momentos que te he necesitado, por haberme dado la familia tan maravillosa que tengo y por darme la fuerza necesaria para la realización de este gran sueño.

A mis padres, Rosa y Simón, quienes siempre me han apoyado incondicionalmente y han luchado junto a mí en el cumplimiento de todas mis metas, en particular esta que hoy se hace realidad; el ser Ingeniero de Petróleo. Mi título es el fruto de todos sus esfuerzos.

A mis Hermanos Yelitza y Maykel que siempre han estado ahí, aguantando mi mal humor. Luchen por sus sueños, crean en Dios y en Ustedes. Todo en la vida es posible

A mi querida abuela Cristina, que aunque no estés conmigo en este momento tan especial, se que haya desde el cielo me has guiado en todo momento para que este gran sueño se hiciera realidad.

A toda mi familia y aquellas personas que confiaron en mí y que de alguna u otra manera hicieron posible la culminación de esta etapa de mi vida.

Yoel A. Vivas

**Aguirre Eduardo A.,
Vivas P. Yoel A.**

**ELABORACIÓN DEL MANUAL DE OPERACIONES DE LA
ESTACIÓN DE FLUJO ELÍAS 11 (EEF-11), UBICADA EN EL
CAMPO SOCORORO OESTE, ESTADO ANZOÁTEGUI**

Tutor académico: Prof. Wladimiro Kowalchuk. Tutor industrial: Ing. Trina Busto. Tesis. Caracas, UCV. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de Petróleo. Año 2005, 239p.

Palabras Clave: Área Mayor de Socororo, Campo Socororo Oeste, Deshidratación de crudo, Estación de Flujo, Seguridad Industrial, Manual de Procedimientos.

Resumen. Actualmente cualquier instalación está sujeta a cambios continuos mediante innovaciones técnicas y mejoras mecánicas. Un ejemplo de esto lo constituye la Estación de Flujo Elías 11, ubicada en el Campo Socororo Oeste, la cual fue recientemente adecuada con la finalidad de incrementar su capacidad de Almacenamiento y Deshidratación de crudo. Esta instalación constituye el punto operacional más importante para la empresa PetroUCV S.A., ya que será la encargada de recibir, tratar y almacenar todo el crudo producido en Área Mayor de Socororo. Por ello, el presente trabajo tuvo como objetivo principal la elaboración del Manual de Operaciones de la estación, con la finalidad de adaptar los procedimientos operacionales a la normativa del GSP, de manera tal de implantar mecanismos que permitan un mejor funcionamiento de los procesos y los elementos que los conforman. Para ello se realizó una revisión bibliográfica de material referente al diseño y operación de los equipos, así como referente aquella referente a la seguridad de los procesos. Posteriormente, mediante visitas a la estación se obtuvo la información de la ubicación, función y parámetros operacionales de cada equipo instalado en ella. Mediante la revisión y análisis de la información recopilada fueron elaborados 46 Procedimientos Operacionales, los cuales suministran la información referente a la seguridad y los lineamientos para que se ejecute en forma segura y eficiente la acción de desactivar o activar los equipos, o la estación. Igualmente se elaboraron los planos de proceso de la instalación y 37 diagramas operacionales, los cuales proporcionarán al personal de la estación, un apoyo visual a la hora de realizar las operaciones, para así evitar confusiones respecto a la ubicación de los equipos a ser manipulados.

El propósito fundamental del manual es servir como fuente de consulta durante la operación de cada equipo o como texto, para entrenamiento del personal.

ÍNDICE GENERAL

	PP
AGRADECIMIENTOS _____	i
DEDICATORIAS _____	iii
RESUMEN _____	v
LISTA DE FIGURAS _____	xiii
LISTA DE TABLAS _____	xvi
INTRODUCCIÓN _____	2
CAPITULO I PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA _____	3
1.1 Objetivo General _____	3
1.2 Objetivos Específicos _____	3
1.3 Alcance del Estudio _____	4
CAPÍTULO II MARCO TEÓRICO _____	5
2 Estaciones de Flujo _____	5
2.1 Estación de descarga _____	8
2.2 Etapas de manejo del petróleo dentro de una Estación de Flujo _____	8
2.2.1 Recolección _____	8
2.2.2 Separación _____	9
2.2.3 Depuración _____	9
2.2.4 Medición de petróleo _____	9
2.2.5 Calentamiento _____	9
2.2.6 Deshidratación del petróleo _____	10
2.2.7 Etapa de almacenamiento del petróleo _____	10
2.2.8 Bombeo _____	10
2.3 Componentes básicos en una Estación de Flujo _____	10
2.3.1 Líneas de flujo _____	11
2.3.2 Múltiples o recolectores de entrada _____	12
2.3.3 Separadores de petróleo y gas _____	13
2.3.3.1 Los fluidos del pozo y sus características _____	16

2.3.3.2 Funciones principales de los separadores de gas-petróleo _____	17
2.3.3.3 Funciones secundarias de los separadores de petróleo y gas _____	19
2.3.3.4 Problemas especiales en la separación de petróleo y gas _____	20
2.3.3.5 Clasificación de los separadores _____	23
2.3.3.6 Selección y aplicación de separadores y depuradores _____	27
2.3.3.7 Consideraciones de operación y mantenimiento para separadores bifásicos _____	30
2.3.4 Calentadores _____	34
2.3.4.1 Componentes básicos de un calentador de crudo a fuego directo ____	35
2.3.5 Tanques _____	36
2.3.5.1 Tanques de lavado _____	36
2.3.5.2 Tanques de prueba _____	42
2.3.5.3 Tanques de almacenamiento _____	43
2.3.6 Proceso de medición en una Estación de Flujo _____	48
2.3.6.1 Medición de gas _____	48
2.3.7 Medición de líquidos _____	52
2.3.7.1 Medición por aforación _____	53
2.3.8 Bombas _____	62
2.3.8.1 Dinámicas _____	63
2.3.8.2 De desplazamiento positivo _____	63
2.3.8.3 Bombas de circulación _____	67
2.3.8.4 Bombas de inyección de química _____	67
2.4 Gerencia de la Seguridad de los Procesos (GSP) _____	69
2.4.1 Estructura del GSP _____	69
2.4.1.1 Información de Seguridad de los Procesos (ISP) _____	71
2.4.1.2 Análisis de Riesgos de los Procesos (ARP) _____	73
2.4.1.3 Manejo del Cambio (MDC) _____	74
2.4.1.4 Procedimientos Operacionales (PRO) _____	74
2.4.1.5 Prácticas de Trabajo Seguro (PTS) _____	75
2.4.1.6 Seguridad de Contratistas (SDC) _____	76

2.4.1.7 Integridad Mecánica (IME)	76
2.4.1.8 Respuesta y Control de Emergencias (RCE)	76
2.4.1.9 Adiestramiento (ADI)	77
2.4.1.10 Revisión de Seguridad Pre-Arranque (RSP)	77
2.4.1.11 Investigación de Accidentes e Incidentes (IAI)	77
2.4.1.12 Evaluación del Sistema (EDS)	77
2.5 Equipos de Instrumentación y Control	78
2.5.1 Válvulas	78
2.5.1.1 Partes básicas de una válvula	79
2.5.1.2 Categorías de válvulas	79
2.5.2 Válvula de control	90
2.5.2.1 Partes de la válvula de control	90
2.5.3 Discos de Ruptura	91
2.5.3.1 General	91
2.5.3.2 Ventajas y desventajas del uso de los discos de ruptura	92
2.5.4 Controles, válvulas, accesorios y características de seguridad para separadores de petróleo y gas	93
2.5.5 Medición de presión	93
2.5.6 Medición de Temperatura	94
2.5.7 Características de Seguridad para los Separadores de Petróleo y Gas	95
CAPITULO III DESCRIPCIÓN DEL ÁREA MAYOR DE SOCORORO	97
3 Descripción del AMS	97
3.1 Características de producción del área	98
3.2 Subdivisión del Área Mayor de Socororo	99
3.3 Reservas de hidrocarburos para el año 2000	100
3.3.1 Reservas probadas	100
3.3.2 Reservas probables	100
3.3.3 Reservas posibles	101
3.4 Aspectos geológicos	101
3.4.1 Marco estructural	101

3.4.2	Estratigrafía _____	101
3.5	Características Litológicas de las Formaciones de Interés _____	102
3.5.1	Formación Oficina _____	102
3.5.2	Formación Merecure _____	103
CAPITULO IV MARCO METODOLÓGICO _____		104
4.1	Tipo de Investigación _____	104
4.2	Nivel de la Investigación _____	105
4.3	Procedimiento Metodológico _____	105
4.3.1	Primera Etapa: Revisión bibliográfica _____	105
4.3.2	Segunda Etapa: Recolección de datos de campo _____	106
4.3.3	Tercera Etapa: Levantamiento de los diagramas de procesos _____	106
4.3.4	Cuarta Etapa: Elaboración de las instrucciones de trabajo de los equipos de la estación, y construcción del manual _____	108
4.3.5	Codificación de las operaciones y diagramas de proceso _____	109
CAPITULO V ALCANCE DEL ESTUDIO _____		114
5	Infraestructura Actual de EEF-11 _____	114
5.1	Pozos asociados a EEF-11 _____	114
5.2	Equipos _____	115
5.2.1	Múltiple de producción. _____	116
5.2.2	Separadores. _____	116
5.2.2.1	Separadores de producción _____	116
5.2.2.2	Separador de prueba _____	117
5.2.3	Calentadores de crudo _____	118
5.2.4	Tanque de lavado _____	119
5.2.5	Tanques de almacenamiento de crudo _____	119
5.2.6	Planta de inyección de agua salada (PIAS) _____	120
5.2.7	Bomba de circulación de crudo _____	121
5.2.8	Bomba de transferencia de crudo _____	121
5.2.9	Bombas de inyección de química _____	123
5.3	Sistemas para el manejo de fluidos _____	123

5.3.1	Manejo del gas _____	123
5.3.2	Manejo del petróleo _____	125
5.3.3	Manejo del agua _____	126
5.3.4	Sistemas auxiliares _____	127
CAPITULO VI RESULTADOS _____		130
6	Manual de Operaciones de La Estación de Flujo Elías 11 (EEF-11). _____	130
6.1	Propósito del Manual _____	130
6.2	Ubicación Geográfica de la Instalación _____	130
6.3	Propósito de la instalación _____	131
6.3.1	Bases de diseño de la instalación _____	131
6.3.2	Descripción del proceso _____	131
6.3.3	Rango de Operación _____	132
6.3.4	Consecuencias de la desviación _____	133
6.3.5	Alternativas _____	134
6.4	Subsistemas _____	135
6.4.1	Múltiple de producción (Recolección de crudo) _____	135
6.4.1.1	Bases de diseño _____	135
6.4.1.2	Descripción del proceso _____	135
6.4.1.3	Rango de operación _____	135
6.4.2	Bombas de Inyección de Química _____	136
6.4.2.1	Base de diseño _____	136
6.4.2.2	Descripción del proceso _____	136
6.4.2.3	Rango de operación _____	136
6.4.2.4	Consecuencia de la desviación _____	136
6.4.3	Separadores (Proceso de separación líquido-gas) _____	137
6.4.3.1	Bases de diseño _____	137
6.4.3.2	Descripción del proceso _____	137
6.4.3.3	Rango de operación _____	138
6.4.3.4	Efectos de la desviación en separadores _____	138
6.4.3.5	Alternativas _____	139

6.4.4	Calentadores (Tratamiento Térmico) _____	141
6.4.4.1	Bases de Diseño _____	141
6.4.4.2	Descripción del proceso _____	141
6.4.4.3	Rango de operación _____	142
6.4.4.4	Efectos de la desviación presente en los calentadores _____	142
6.4.4.5	Alternativas _____	143
6.4.5	Tanque de lavado (Deshidratación del crudo) _____	145
6.4.5.1	Bases de diseño _____	145
6.4.5.2	Descripción del proceso _____	146
6.4.5.3	Rango de operación _____	146
6.4.5.4	Efectos de la desviación presente en el tanque de lavado _____	147
6.4.5.5	Alternativas _____	147
6.4.6	Patio de tanques (Almacenamiento del crudo) _____	148
6.4.6.1	Bases de diseño _____	148
6.4.6.2	Descripción del proceso _____	148
6.4.6.3	Rango de operación _____	149
6.4.6.4	Efectos de la desviación en Tanques de Almacenamiento _____	149
6.4.6.5	Alternativas _____	149
6.4.7	Bomba de circulación de crudo _____	150
6.4.7.1	Descripción del proceso _____	150
6.4.8	Bomba de transferencia de crudo (Bombeo de crudo deshidratado) _____	150
6.4.8.1	Bases de diseño _____	150
6.4.8.2	Descripción del proceso _____	150
6.4.8.3	Rango de operación _____	150
6.4.8.4	Efectos de la desviación presente en la bomba _____	151
6.4.8.5	Alternativas _____	151
CAPÍTULO VII ANÁLISIS DE RESULTADOS _____		152
CONCLUSIONES _____		169
RECOMENDACIONES _____		171
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS _____		174

Apéndice A.1 Norma para la determinación del Agua y Sedimentos en crudos y aceites combustibles. Método de Centrífuga _____	177
Apéndice A.2 Norma para la determinación de la gravedad API del petróleo y sus productos _____	179
Apéndice A.3. Evaluación de Antiespumantes _____	181
Apéndice B Cálculo del coeficiente para medidores de orificio _____	184
Apéndice C Dimensionamiento de Separadores Verticales _____	193
GLOSARIO DE TÉRMINOS _____	196
ABREVIATURAS Y SÍMBOLOS _____	203
Anexo A Ubicación de Pozos en el Área Mayor de Socororo _____	205
Anexo B Esquemático de la Estación de Flujo Elías 11 _____	207
Anexo C Inventario de Equipos Mayores, Tuberías, Válvulas, Accesorios y Conexiones de Equipos de EEF-11 _____	209
Anexo D Diagrama de Procesos de EEF-11 _____	232
Anexo E Diagramas de procesos de EEF-11 _____	234
Anexo F Simbología Utilizada en los Diagramas de Procesos _____	236
Anexo G Manual de Operaciones de EEF-11 (Versión Digital) _____	238

LISTA DE FIGURAS

	pp
Figura 2.1. Proceso de recolección de crudo en un campo petrolero.	5
Figura 2.2. Equipos típicos de producción en superficie para manejar el crudo proveniente de los pozos.	7
Figura 2.3. Múltiple de producción.	9
Figura 2.4. Válvula de contrapresión de gas de baja presión.	16
Figura 2.5. Válvula de contrapresión de gas de alta presión.	16
Figura 2.6. Controlador del nivel de líquido.	17
Figura 2.7. Válvula de control tipo diafragma.	17
Figura 2.8. Válvula operada por flotador.	17
Figura 2.9. Controlador de nivel de líquido sin flotador y válvula de control tipo diafragma.	17
Figura 2.10. Separador vertical para manejo de crudo espumante.	18
Figura 2.11. Separador vertical.	23
Figura 2.12. Separador horizontal.	26
Figura 2.13. Separador esférico.	27
Figura 2.14. Calentador de crudo.	33
Figura 2.15. Esquema de las tres zonas de un tanque de lavado.	34
Figura 2.16. Esquema de la trampa recolectora de petróleo.	37
Figura 2.17. Esquema de un tanque de lavado.	38
Figura 2.18. Tanque de lavado convencional.	38
Figura 2.19. Tanque de techo fijo apernado.	42
Figura 2.20. Arreglo típico de techo flotante.	44
Figura 2.21. Placa orificio excéntrica.	47
Figura 2.22. Brida tipo orificio.	48
Figura 2.23. Tubo medidor.	48
Figura 2.24. Registrador de presión.	49
Figura 2.25. Gráfico lineal.	49

Figura 2.26. Gráfico de raíz cuadrada.	50
Figura 2.27. Cinta de medición.	53
Figura 2.28. Plomadas de medición.	54
Figura 2.29. Pastas de medición de agua libre.	54
Figura 2.30. Método de medición directa.	56
Figura 2.31. Método de medición indirecta.	57
Figura 2.32. Medición de agua libre.	59
Figura 2.33. Medición de sedimento en el fondo.	60
Figura 2.34. Distribución de los elementos del GSP en las variables del proceso	70
Figura 2.35. Válvula de compuerta	80
Figura 2.36. Válvula de tapón	81
Figura 2.37. Válvula de globo	82
Figura 2.38. Válvula de bola	83
Figura 2.39. Válvula de mariposa	84
Figura 2.40. Válvula de diafragma	85
Figura 2.41. Válvula de apriete.	86
Figura 2.42. Válvula de retención (tipo elevación).	87
Figura 2.43. Válvula de desahogo (alivio).	90
Figura 2.44. Dispositivo de disco de ruptura.	91
Figura 2.45. Discos de ruptura.	91
Figura 2.46. Disco de ruptura luego de haber actuado.	92
Figura 2.47. Medidores de presión.	94
Figura 2.48. Termómetro.	95
Figura 2.49. Termopozo.	95
Figura 3.1. Ubicación geográfica del Área Mayor de Socororo.	97
Figura 3.2. Campos que componen el Área Mayor de Socororo.	98
Figura 3.3. Subdivisión del Área Mayor de Socororo.	100
Figura 3.4. Columna estratigráfica del Área Mayor de Socororo.	102
Figura 4.1. Estrategia seguida para la construcción de los diagramas de proceso de la Estación de Flujo Elías 11.	108

Figura 4.2. Codificación de las Operaciones.	110
Figura 4.3. Codificación de los diagramas de Proceso.	111
Figura 4.4. Codificación de los diagramas Operacionales.	111
Figura. 5.1. Tubo múltiple de EEF-11.	116
Figura. 5.2. Separadores de EEF-11.	118
Figura. 5.3. Calentadores de EEF-11.	118
Figura. 5.4. Tanque de lavado de EEF-11.	119
Figura. 5.5. Tanques de almacenamiento de EEF-11.	119
Figura. 5.6. Tanques para almacenamiento de agua salada de EEF-11.	121
Figura. 5.7. Bomba de Circulación de EEF-11.	121
Figura 5. 8. Bomba de Transferencia de EEF-11.	122
Figura 5.9. Bombas de inyección de química de EEF-11.	123
Figura 5.10. Líneas de manejo de gas.	124
Figura. 5.11. Depurador de gas.	125
Figura. 5.12. Medición de gas.	125
Figura. 5.13. Líneas de Flujo.	126
Figura. 5.14. Sistema de Prueba de Pozos.	128
Figura. 5.15. Toma de Muestras de crudo en el Tanque de Lavado.	129
Figura 7.1. Sistemas de extracción y manejo de fluidos.	154
Figura 7.2. Etapa de recolección.	154
Figura 7.3. Etapa de separación	154
Figura 7.4. Etapa de medición de petróleo	155
Figura 7.5. Etapa de deshidratación del petróleo	154
Figura 7.6. Etapa de almacenamiento del petróleo	155
Figura 7.7. Etapa de bombeo	155
Figura 7.8. Operaciones de la fase Extracción de Fluidos.	155
Figura 7.9. Operaciones de la fase Manejo de Fluidos.	156
Figura 7.10. Estructura de las operaciones	158
Figura 7.11 Vista reducida de un procedimiento operacional con apoyo gráfico (Puesta en servicio del separador de prueba de Elías-EF-11).	162

LISTA DE TABLAS

	pp
Tabla 2.1. Comparación entre los separadores horizontal, vertical y esférico.	27
Tabla 2.2. Especificaciones de la cinta de medición.	54
Tabla 2.3. Especificaciones de la plomada de medición.	55
Tabla 3.1. Características del Área Mayor Socororo.	99
Tabla 5.1. Pozos asociados a la estación de flujo Elías 11.	115
Tabla 5.2. Pozos asociados a la estación de flujo Socororo 1.	115
Tabla 5.3. Especificaciones del separador de producción general E-688.	117
Tabla 5.4. Especificaciones de la bomba de inyección de agua salada.	120
Tabla 5.5. Especificaciones de la bomba de transferencia de EEF-11.	122
Tabla 6.1. Coordenadas de la estación Elías 11.	130
Tabla 6.2. Parámetros operacionales de la estación de flujo Elías 11.	132
Tabla 6.3. Parámetros operacionales del múltiple de producción.	135
Tabla 6.4. Parámetros operacionales de las bombas de inyección de química.	136
Tabla 6.5. Bases de diseño de los separadores de EEF-11.	137
Tabla 6.6. Parámetros operacionales de los separadores de EEF-11.	138
Tabla 6.7. Parámetros operacionales de los calentadores de EEF-11.	142
Tabla 6.8. Parámetros operacionales del tanque de lavado.	146
Tabla 6.9. Parámetros operacionales de los tanques de almacenamiento.	149
Tabla 6.10. Parámetros operacionales de la bomba de transferencia.	150
Tabla 7.1. Operaciones de la fase Extracción de fluidos.	159
Tabla 7.2. Operaciones de la fase Manejo de fluidos.	160
Tabla 7.3. Códigos de los procedimientos operacionales con apoyo gráfico. Sistema: Prueba de pozos.	163
Tabla 7.4. Códigos de los procedimientos operacionales con apoyo gráfico. Sistema: Recolección de fluidos.	163

Tabla 7.5. Códigos de los procedimientos operacionales con apoyo gráfico. Sistema: Separación líquido-gas.	164
Tabla 7.6. Códigos de los procedimientos operacionales con apoyo gráfico. Sistema: Deshidratación	164
Tabla 7.7. Códigos de los procedimientos operacionales con apoyo gráfico. Sistema: Almacenamiento.	165
Tabla c.1. Lista de válvulas. Sistema de Recolección.	210
Tabla c.2. Lista de tuberías. Sistema de Recolección.	213
Tabla c.3. Inventario total. Sistema de Recolección	215
Tabla c.4. Lista de válvulas. Sistema de Separación y Manejo del Gas	216
Tabla c.5. Lista de tuberías. Sistema de Separación y Manejo del Gas	219
Tabla c.6. Lista de equipos. Sistema de Separación y Manejo del Gas	221
Tabla c.7. Lista de instrumentación. Sistema de Separación y Manejo del Gas	221
Tabla c.8. Lista de conexiones. Sistema de Separación y Manejo del Gas	222
Tabla c.9. Lista de tuberías. Sistema de Deshidratación	224
Tabla c.10. Lista de equipos. Sistema de Deshidratación	225
Tabla c.11. Inventario total. Sistema de Deshidratación	225
Tabla c.12. Lista de válvulas. Sistema de Almacenamiento	226
Tabla c.13. Lista de instrumentación. Sistema de Almacenamiento	228
Tabla c.14. Lista de equipos. Sistema de Almacenamiento	228
Tabla c.15. Inventario total. Sistema de Almacenamiento	229
Tabla c.16. Lista de válvulas y conexiones. Sistema de Bombeo	230
Tabla c.17. Inventario total. Sistema de Bombeo	231

INTRODUCCIÓN

PetroUCV S.A., empresa mixta conformada por PDVSA y la Universidad Central de Venezuela, se encuentra actualmente ejecutando un plan de desarrollo en el Área Mayor de Socororo mediante la realización de trabajos de rehabilitación y reacondicionamiento de los pozos existentes, así como con la perforación de nuevos pozos; esto con el objeto de incrementar la producción del área. Debido a esto, la empresa se encuentra realizando trabajos de adecuación de la infraestructura existente para el manejo de la producción, entre los cuales se encuentra el aumento de la capacidad de almacenamiento y manejo de fluidos de la Estación de Flujo Elías 11 (EEF-11), ubicada en el campo Socororo Oeste, al norte de la población El Pao, Estado Anzoátegui.

El crudo producido por PetroUCV S.A. debe ser entregado limpio (sin contenidos importantes de agua y sedimentos), en la descarga de la Estación EEF-11, y por esto debe ser tratado y deshidratado antes de ser entregado a PDVSA. La deshidratación del crudo sucio y la entrega del crudo limpio a PDVSA es centralizada en la estación Elías 11, la cual recibe la producción de líquido y gas proveniente de los pozos activos del área 2 del Campo Socororo y de los pozos asociados a la estación Tubo Múltiple 14 (ETM-14). Igualmente recibe la producción de líquido de la Estación de Flujo Socororo 1 (SOCEF-1), la cual entra a la estación aguas abajo de la descarga de crudo sucio del separador de producción, y, en conjunto con los volúmenes propios de la estación, son deshidratados y almacenados para su posterior transferencia a la estación EED-1, operada por PDVSA. El objeto de este Trabajo Especial de Grado es la elaboración del manual de operaciones de la Estación de Flujo Elías 11 como parte de la implementación, por parte de PetroUCV S.A., de un sistema controlado de operaciones que cumplan con las normativas de seguridad de PDVSA.

La elaboración de los manuales de operación de la Estación de Flujo Elías 11 comprenderá el resumen de los principios básicos de los procesos unitarios de la instalación; así como la información de las premisas de diseño, límites de operación y consecuencias de las desviaciones en la operación de cada uno de los equipos involucrados en los procesos llevados a cabo en dicha Estación.

CAPITULO I

1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

PetroUCV S.A, actualmente se encuentra ejecutando un plan de desarrollo en el Área Mayor de Socororo, y como parte de ello culminó un proyecto de adecuación de la Estación de Flujo Elías 11, ubicada en el campo Socororo Oeste, con la finalidad de aumentar la capacidad de manejo de crudo, ya que la misma recibirá y tratará el crudo producido en todo el área para su posterior transferencia a la Estación de descarga Elías 1, operada por Petróleos de Venezuela S.A.

En vista de la importancia que representa la instalación para la empresa PetroUCV S.A, se hace necesario la elaboración de un Manual de Procedimientos Operacionales que permita la operación de la estación de manera segura y que contribuya a incrementar el rendimiento y la eficiencia operacional en la instalación.

1.1 Objetivo General

Elaborar el manual de procedimientos operacionales de la Estación de flujo Elías 11 (EEF-11), ubicada en el Área Mayor de Socororo bajo los lineamientos de la Gerencia de la Seguridad de Los Procesos.

1.2 Objetivos Específicos

- Recopilar la información correspondiente acerca de los procesos llevados a cabo en la estación de flujo Elías 11.
- Realizar la descripción actualizada y completa de los equipos involucrados en los procesos que son llevados a cabo en la estación.
- Definir la función y parámetros operacionales de los diferentes equipos involucrados en tales procesos según sea el caso y ubicación dentro de la estación.
- Adaptar las instrucciones de trabajo a la normativa de seguridad que se utiliza actualmente en el área mayor de Socororo.
- Diseñar los diagramas de procesos de la estación.

- Analizar las consecuencias de las desviaciones en la operación de cada subsistema de la Estación.

1.3 Alcance del Estudio

El propósito que persigue este estudio es elaborar una serie de instrucciones de trabajo que serán implementadas diariamente para la realización de las actividades de puesta en marcha y parada de los equipos de la instalación, verificando que se cumplan de acuerdo a lo expuesto en los procedimientos operacionales, garantizando de esa manera un funcionamiento efectivo del proceso, bajo las normativas de la gerencia de la Seguridad de los Procesos (GSP).

Los Procedimientos Operacionales elaborados de acuerdo a estas normativas proporcionan seguridad en todos los procesos operacionales aumentando la confiabilidad e integridad mecánica de la instalación.

Para esto PetroUCV S.A. busca la manera de desarrollar e integrar normativas que permitan adaptarse a nuevos cambios, minimizando los riesgos y disminuyendo los costos, contribuyendo de una manera eficaz al incremento de la eficiencia dentro del área operacional.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2 Estaciones de Flujo. ^[1, 2,3]

Una estación de flujo es donde se realiza el tratamiento del crudo que viene de las áreas o campos de explotación, para su posterior transferencia a la estación de descarga más cercana y de allí al patio de tanques principal de recepción y bombeo de crudo. El método más común para transportar el fluido desde el área de explotación a la estación es impulsarlo a través de un sistema de tuberías (Ver Fig. 2.1).

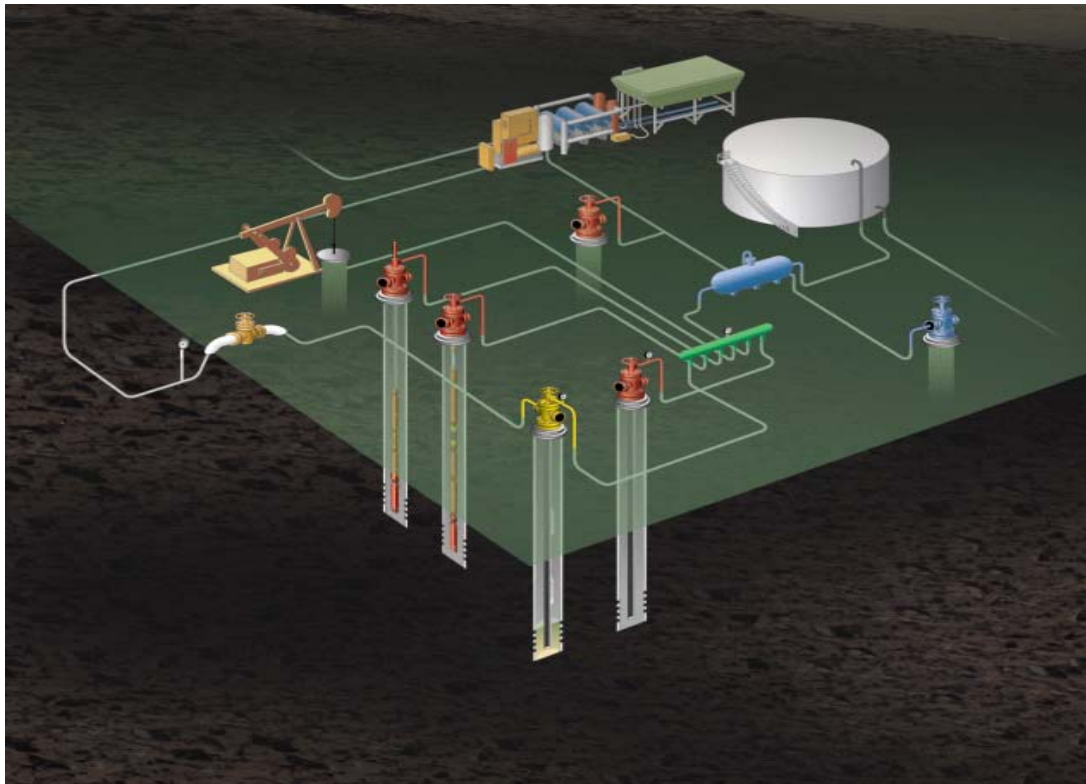


Figura. 2.1. Proceso de recolección de crudo en un campo petrolero

El proceso de tratamiento en la estación se realiza mediante una serie de subprocesos; entre ellos tenemos separación gas-líquido, deshidratación, almacenamiento, bombeo, etc. El líquido (petróleo y agua) y gas asociado, proveniente de los pozos llega a la estación de flujo al cabezal de producción general y luego va a los separadores generales donde ocurre la separación gas-líquido. El gas sale por el tope de los separadores y va al depurador, donde deja los residuos de crudo que pudieron haber quedado en la separación. El gas limpio es enviado por las tuberías de recolección a las plantas de compresión o miniplantas. En los sistemas de baja presión (alrededor de 70 lpc) el gas se suministra a la succión de las estaciones compresoras o también se supe como combustible. Cuando el gas proveniente de los separadores posee altas presiones (por ejemplo 1000 lpc) se puede suministrar directamente a las instalaciones de gas para levantamiento artificial o a las instalaciones para la inyección de gas a yacimientos.

El Líquido que sale del separador va al sistema de deshidratación, donde los calentadores elevan su temperatura de entrada con el fin de lograr una separación más efectiva entre el petróleo y el agua. De allí pasa al tanque de lavado para continuar con el proceso de separación crudo-agua. Por último el crudo va hacia los tanques de recolección, desde donde es succionado y enviado por las bombas a los patios de Tanques en tierra, a través del sistema de recolección de crudo (líneas de bombeo) correspondiente. Un modelo típico de una estación de flujo se muestra en la figura 2.2.

Algunas estaciones de flujo, escogidas estratégicamente, son utilizadas como puntos de inyección de química deshidratante, cuya función es acelerar el proceso de separación crudo-agua y evitar la formación de emulsiones fuertes.

También se utiliza, dependiendo del tipo de crudo, la inyección de química antiespumante (mezcla de silicone mas gasoil) en el cabezal de producción o en los separadores, con el propósito de minimizar la formación de espuma, que afecta el proceso de separación crudo-agua y crea problemas de alto nivel en los tanques de recolección e ineficiencia en las bombas de las estaciones

Las funciones más importantes de una estación de flujo son:

- Recolectar la producción de los diferentes pozos de una determinada área.
- Separar la fase líquida y gaseosa del fluido multifásico proveniente de los pozos productores.
- Medir la producción de petróleo, agua y gas de cada pozo productor.
- Proporcionar un sitio de almacenamiento provisional al petróleo.
- Bombear el petróleo al patio de tanques o terminal de almacenaje.

La ubicación deseable de las estaciones de flujo debe considerar principalmente:

1. El volumen de fluidos que se producen.
2. Las características de los pozos y las distancias que los separan.
3. Los programas de desarrollo.

El factor económico es esencial en la selección y ubicación de las estaciones de flujo. A medida que un campo se desarrolla, se hace necesario construir nuevos centros de recolección.

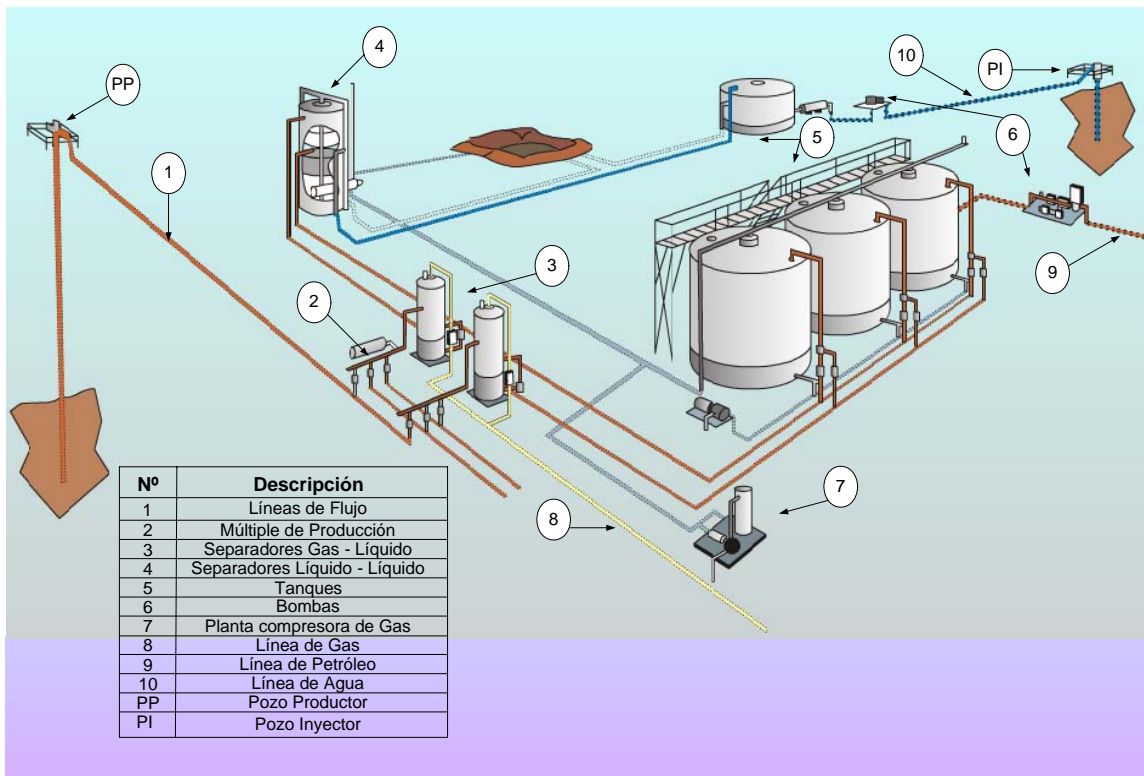


Figura. 1.2. Equipos típicos de producción en superficie para manejar el crudo proveniente de los pozos.^[7]

2.1 Estación de descarga.^[1]

La estación de descarga es el punto donde toda la producción de petróleo del campo es fiscalizada antes de ser bombeada al patio de tanques; estas estaciones no sólo reciben el crudo de las estaciones de flujo en el área, sino también de los pozos cercanos a ella. Su función principal es el tratamiento final del crudo para obtener un crudo que cumpla con las especificaciones de calidad.

Las estaciones de descarga están provistas de equipos destinados al tratamiento, almacenamiento y bombeo del petróleo hasta los patios de tanques. Para el tratamiento, cuentan con separadores crudo-gas para las producciones limpias (libres de agua), sucias (con agua) y de prueba, además de realizar la separación crudo-agua por medio de calentadores y tanques de lavado o de estabilización, para así cumplir con las especificaciones de concentración (menor al 0,5 % de agua y sedimentos).

El propósito fundamental de una estación de descarga es separar el gas, el agua y los sedimentos que arrastra el petróleo cuando es extraído de los yacimientos; este proceso se denomina tratamiento del crudo.

2.2 Etapas de manejo del petróleo dentro de una Estación de Flujo.^[1, 3,4]

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

Es importante mencionar que en todas las Estaciones de Flujo ocurre el mismo proceso, por lo que podemos decir que estas etapas son empleadas en un gran número de estaciones; luego de pasar por estas etapas, los distintos productos pasarán a otros procesos externos a la estación. A continuación se describen cada una de las etapas por las que pasan los fluidos provenientes de los pozos:

2.2.1 Recolección

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

2.2.2 Separación

Una vez recolectado, el petróleo crudo o mezcla de fases (líquida y gas) se somete a una separación líquido–gas dentro del separador. La separación ocurre a altas y bajas presiones que oscilan en el orden de 80 a 200 libras o dependiendo de las características de los pozos. Después de la separación, el gas sale por la parte superior del recipiente y el líquido por la inferior para posteriormente pasar a las siguientes etapas. Es importante señalar que las presiones de trabajo son mantenidas por los instrumentos de control del separador.

2.2.3 Depuración

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

2.2.4 Medición de petróleo

El proceso de medición de fluidos y posterior procesamiento de datos, se hace con la finalidad de conocer la producción general de la estación y/o producción individual de cada pozo.

La información sobre las tasas de producción es de vital importancia en la planificación de la instalación del equipo superficial y subterráneo, tales como la configuración de los tanques, tuberías, las facilidades para la disposición del agua y el diseño de las bombas. Algunas de las decisiones más importantes de la compañía están basadas en los análisis hechos por los ingenieros de petróleo, cuyo trabajo es ampliamente dependiente de la información de la prueba de pozos.

2.2.5 Calentamiento

Después de pasar el crudo por el separador, la emulsión agua–petróleo va al calentador u horno, en donde es sometido a un proceso de calentamiento. La

aplicación de calor tiene por finalidad aumentar el movimiento de las partículas en suspensión de la fase dispersa creando un mayor número de choques entre estas, produciéndose una expansión de las gotas de agua que provoca que la partícula del agente emulsionante se rompa. Este proceso es llevado a cabo únicamente en las estaciones en tierra debido a las limitaciones de espacio que existen en las estaciones que están costafuera (mar, lago, etc.), y para petróleos que requieran de calentamiento para su manejo y despacho.

2.2.6 Deshidratación del petróleo

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

2.2.7 Etapa de almacenamiento del petróleo

Diariamente en las Estaciones de Flujo se recibe el petróleo crudo producido por los pozos asociados a las mismas, y es recolectado en los tanques de almacenamiento después de haber pasado por los procesos de separación y deshidratación, para luego, ser transferido a los patios de tanques para su tratamiento y/o despacho.

2.2.8 Bombeo

Después de pasar por las distintas etapas o procesos llevados a cabo dentro de la Estación de Flujo, el petróleo ubicado en los tanques de almacenamiento es bombeado hacia los patios de tanques para su posterior envío a las refinerías o centros de despacho a través de bombas de transferencia.

2.3 Componentes básicos en una Estación de Flujo.^[3,4]

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

Líneas desde los pozos hacia los equipos:

1. Líneas de flujo desde los pozos.
2. Múltiples o recolectores de entrada.
3. Líneas para conectar varios equipos.

Los equipos básicos:

1. Separadores de petróleo y gas.
2. Calentadores y/o calderas.
3. Tanques de lavado.
4. Tanques de almacenamiento.
5. Tanques para la disposición del agua.
6. Bombas de circulación.
7. Bombas de inyección de químicos.
8. Depuradores.
9. Sistema para prueba y medición de fluidos.

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

2.3.1 Líneas de flujo.^[5]

Se denomina línea de flujo a la tubería que se conecta desde el cabezal de un pozo hasta el múltiple de producción de su correspondiente estación de flujo. Las líneas de flujo son aquellos sistemas de manejo que transportan el flujo en forma bifásica, desde los pozos hasta un punto de convergencia denominado múltiple. Cada múltiple esta conformado por secciones tubulares, cuya capacidad y tamaño dependen del número de secciones tubulares. Son fabricadas en diferentes diámetros, series y rangos de trabajo y se seleccionan según el potencial de producción y presiones de flujo del sistema.

Las líneas de flujo pueden ser hechas de acero, plástico o fibra de vidrio. Cuando la línea va a estar sujeta a altas presiones, generalmente se usa acero.

La fibra de vidrio es frecuentemente usada en condiciones extremadamente corrosivas, o puede ser usado polietileno para condiciones de menor presión.

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

1. La caída de presión a lo largo de la línea de flujo, la cual se calcula usando modelos multifásicos.

2. Los espesores óptimos del tipo de material a usar considerando las presiones de trabajo.
3. Los sistemas de limpieza y de mantenimiento.
4. Los sistemas de protección.
5. Los sistemas de anclaje.

2.3.2 Múltiples o recolectores de entrada. ^[4,6]

Son arreglos mecánicos de tuberías y válvulas que consisten generalmente en varios tubos colocados en posición horizontal, paralelos uno con respecto al otro y conectados a cada una de las líneas de flujo. Su función es recolectar la producción de los pozos que llegan a las estaciones de flujo y distribuirla hacia los diferentes procesos del sistema. Sin embargo, los arreglos de válvulas, conexiones y tuberías deben ser de manera tal que, cuando sea requerido, el flujo de cada pozo individual pueda ser aislado para propósitos de prueba de pozos. Esto es, que el flujo de cada pozo pueda ser llevado a un separador de prueba, para segregar y medir petróleo o productos de destilación, producción de gas y en algunos casos producción de agua. En la figura 2.3. se muestran las líneas de flujo de diferentes pozos entrando al múltiple por la parte inferior.

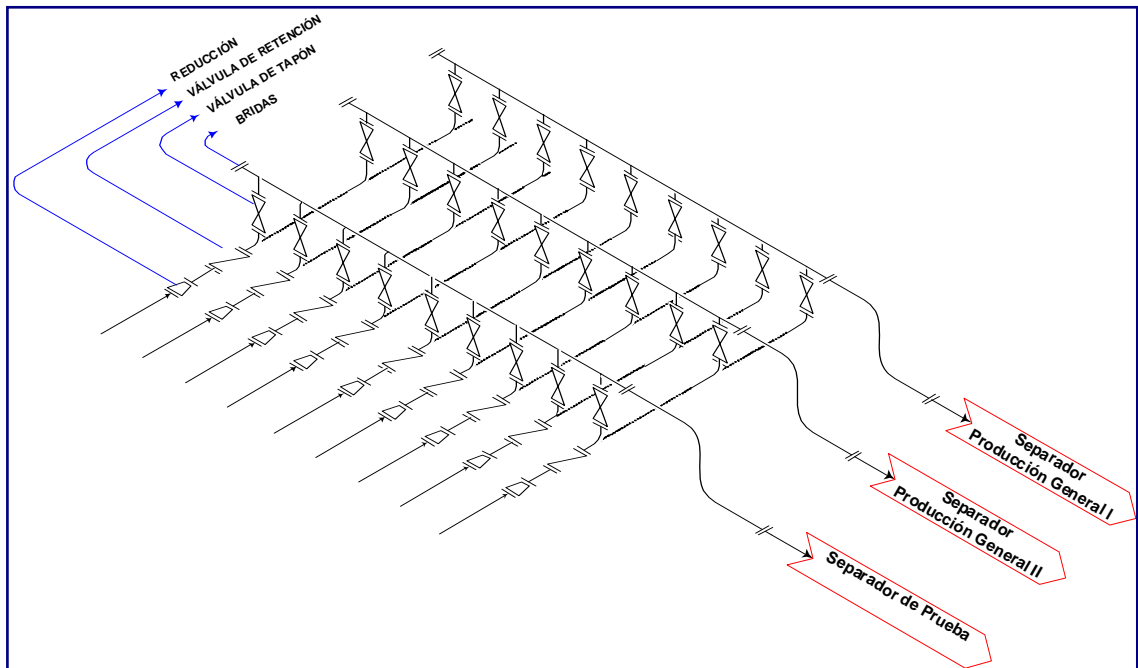


Figura. 2.3. Múltiple de producción.

El flujo entrante arriba a una válvula de choque ajustable (block valve) y a través de una válvula de retención (check valve). En la parte superior del múltiple, se observa una conexión en T con válvulas a ambos lados. La línea de la derecha se dirige hacia el separador de prueba, y la del lado izquierdo hacia el separador de producción. Cada línea tiene un número pintado o una placa de metal sobre ella que identifica el pozo de donde proviene. Todas las válvulas son de un cuarto de vuelta de apertura, lo que permite al operador determinar a simple vista cuáles válvulas están abiertas y cuáles están cerradas, y de esta forma conocer cuales pozos están cerrados y cuáles están en producción o prueba.

2.3.3 Separadores de petróleo y gas.^[7]

El término “separador de petróleo y gas” se refiere a un recipiente presurizado utilizado para separar los fluidos producidos desde los pozos de petróleo y gas en componentes líquidos y gaseosos. Los recipientes de separación pueden ser llamados de las siguientes maneras:

1. Separador de petróleo y gas.
2. Separador.
3. Separador por etapas.
4. Trampa.
5. Recipiente de retención, tambor de retención, trampa de retención, retenedor de agua, retenedor de líquido.
6. Cámara de separación flash, recipiente de separación flash, o trampa de separación flash.
7. Separador por expansión o recipiente de expansión.
8. Depurador (depurador de gas), de tipo seco o húmedo.
9. Filtro (filtro de gas), de tipo seco o húmedo.
10. Filtro-Separador.

Los términos “Separador de petróleo y gas”, “Separador”, “Separador por etapas”, “Trampa”, se refieren a un separador de petróleo y gas convencional. Estos recipientes de separación son utilizados normalmente en locaciones de producción o

plataformas cerca del cabezal, tubo múltiple o unidad de tanques, con el fin separar los fluidos producidos, en petróleo y gas o líquido y gas.

Un Recipiente de retención, tambor de retención, o trampa de retención puede ser utilizado para remover solamente el agua del fluido del pozo o para remover todo el líquido del gas. En el caso de un retenedor de agua para ser usado cerca del cabezal del pozo, el gas y el petróleo son descargados juntos, y el agua libre es separada y descargada desde el fondo del recipiente.

Un retenedor de líquido es utilizado para remover todo el líquido del gas. El agua y los hidrocarburos líquidos son descargados juntos desde el fondo del recipiente, y el gas es descargado por el tope.

Una cámara de separación flash (recipiente o trampa) se refiere normalmente a un separador de petróleo y gas convencional operado a baja presión, donde es separado el fluido proveniente de un separador de alta presión. Esta cámara de separación flash es frecuentemente la segunda o tercera etapa de separación, siendo el líquido descargado desde la cámara de separación flash hacia almacenamiento.

Un recipiente de expansión es el separador de primera etapa en una unidad de baja temperatura o separación fría. Este recipiente puede estar equipado con un serpentín de calentamiento para derretir los hidratos, o puede ser inyectado un líquido inhibidor de hidratos (tal como glicol) al momento de la entrada de fluido del pozo antes de la expansión en el recipiente.

Un depurador de gas puede ser similar a un separador de petróleo y gas. Normalmente este maneja fluidos que contienen menos líquido que el producido de los pozos de petróleo y gas. Los depuradores de gas son usados normalmente en recolección de gas, ventas, y líneas de distribución donde no se requiere manejar tapones o baches de líquidos, como es a menudo el caso con separadores de petróleo y gas. El depurador de gas tipo seco utiliza extractores de neblina y otros internos similares a los de separadores de petróleo y gas. El depurador de gas tipo húmedo pasa la corriente de gas a través de un baño de petróleo u otro líquido que limpie polvo y otras impurezas del gas. El gas es pasado a través de un extractor de neblina donde todo el líquido removible es separado de este.

Un “depurador” puede referirse a un recipiente utilizado aguas arriba de cualquier recipiente o unidad que procese gas para proteger la unidad o recipiente aguas abajo, de líquido hidrocarburo y/o agua.

El “filtro” (filtro de gas o filtro–separador) se refiere a un depurador de gas tipo-seco; especialmente si la unidad es utilizada en principio para remover el polvo de la corriente de gas. Un medio filtrante es utilizado en los recipientes para remover polvo, finos, herrumbre y otros materiales extraños del gas. Tales unidades remueven líquido del gas.

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

1. Un recipiente que incluye (a) sección y/o dispositivo para la separación primaria, (b) sección de asentamiento "por gravedad" secundaria, (c) extractor de neblina para remover pequeñas partículas de líquido del gas, (d) salida del gas, (e) sección de asentamiento de líquido (separación) para remover el gas o vapor del petróleo (en una unidad trifásica, esta sección separa agua del petróleo), (f) salida del petróleo, y (g) salida del agua (unidad trifásica).

2. Adecuada Capacidad volumétrica de líquido para manejar “baches” de los pozos y líneas de flujo.

3. Adecuado diámetro y altura o longitud del recipiente para permitir que se separe más líquido del gas de forma tal que el extractor de neblina no sea sobrecargado de líquido.

4. Un mecanismo de control del nivel de líquido en el separador, el cual normalmente incluye un controlador del nivel de líquido y una válvula de diafragma en la salida del petróleo. Para operación trifásica, el separador debe incluir un controlador del nivel de líquido en la interfase agua-petróleo y una válvula de control de descarga de agua.

5. Una válvula de alivio de presión en la salida de gas para mantener una presión estable en el recipiente.

6. Dispositivos de alivio de presión.

En muchos sistemas de equipos de producción en superficie, el separador de gas-petróleo es el primer recipiente hacia donde fluyen los fluidos del pozo luego de ser levantados a superficie. Sin embargo, otros equipos tales como calentadores y retenedores de agua, pueden ser instalados aguas arriba del separador.

2.3.3.1 Los fluidos del pozo y sus características

2.3.3.1.1 Petróleo crudo

El petróleo Crudo es una mezcla compleja de hidrocarburos producidos en forma líquida. La gravedad API del petróleo Crudo puede estar en un rango de 6 a 50 °API y una viscosidad de 5 a 90000 cp en condiciones de operación promedio. La coloración varía de verde claro, amarillo, marrón y negro.

2.3.3.1.2 Condensado

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

2.3.3.1.3 Gas natural

Un gas puede ser definido como una sustancia que no tiene forma o volumen propio, el cual llenará cualquier recipiente que lo contenga y tomará la forma del mismo. El hidrocarburo gaseoso asociado con el petróleo crudo es referido como gas natural y puede ser encontrado como gas “libre” o como gas “en solución”. La gravedad específica del gas natural puede variar de 0.55 a 0.024 a condiciones estándar.

Gas libre

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

Gas en solución

El gas en solución se encuentra homogéneamente contenido en el petróleo como fase líquida a una presión y temperatura dada. Una reducción en la presión y/o un

incremento en la temperatura pueden causar que el gas sea expulsado del petróleo. Entonces se asume las características de gas libre.

2.3.3.1.4 Vapores condensables.

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

2.3.3.1.5 Agua

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

2.3.3.1.6 Impurezas y materiales extraños

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

2.3.3.2 Funciones principales de los separadores de gas-petróleo

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

Remover petróleo del gas

La diferencia en densidad de los hidrocarburos líquidos y gaseosos puede permitir una separación aceptable en un separador de petróleo y gas. Sin embargo, en algunas

instancias, es necesario utilizar algunos dispositivos mecánicos comúnmente denominados como “extractores de neblina” para remover líquido del gas antes de que este sea descargado del separador.

Remover gas del petróleo

Las características físico-químicas del petróleo y sus condiciones de presión y temperatura determinan la cantidad de gas que este contendrá en solución. El volumen de gas que un separador removerá del petróleo crudo depende de (1) las características físico-químicas del crudo, (2) la presión de operación, (3) la temperatura de operación, (4) la tasa de entrapamiento, (5) el tamaño y configuración del separador, y (6) otros factores.

La tasa de entrapamiento y nivel de líquido en el separador determinan el tiempo de “retención” o “asentamiento” del petróleo. Un tiempo de retención de 1 a 3 minutos es generalmente adecuado para obtener una separación satisfactoria de crudo y gas, a menos que se esté manejando crudo espumante. Cuando el crudo espumante es separado, el tiempo de retención debe ser incrementado de 5 a 20 minutos, dependiendo de la estabilidad de la espuma y el diseño del separador.

Separación agua-petróleo

En algunas instancias es preferible separar y remover el agua del fluido antes de que este fluya a través de las reducciones de presión, tales como las causadas por estranguladores y válvulas. Al remover el agua se pueden prevenir dificultades que podrían ser causadas aguas abajo por esta, tales como corrosión, formación de hidratos, y formación de emulsiones que pueden ser difíciles de resolver. El agua puede ser separada del petróleo en un separador trifásico mediante el uso de químicos y separación gravitacional. Si el separador trifásico no es lo suficientemente grande para separar el agua adecuadamente, esta puede ser separada en un recipiente de retención de agua libre instalado aguas arriba o aguas abajo de los separadores. Si el agua esta emulsionada, será necesario utilizar un tratamiento demulsificante para removerla.

2.3.3.3 Funciones secundarias de los separadores de petróleo y gas

Mantenimiento de la presión óptima

Para que un separador de petróleo y gas pueda llevar a cabo sus funciones principales, la presión debe ser mantenida de manera tal que el líquido y el gas puedan ser descargados a su respectivo sistema de recolección o procesamiento. La presión es mantenida dentro del separador utilizando una válvula de contrapresión de gas en cada separador o con una válvula maestra de contrapresión que controle la presión en unidad de dos o más separadores. En la figura 2.4 se muestra una válvula de contrapresión de gas de baja presión típica, y la figura 2.5 muestra una válvula de contrapresión de gas de alta presión utilizada para mantener la presión deseada en los separadores. La presión óptima que debe mantener el separador es la presión que resultará en el rendimiento económico más alto de la venta de los hidrocarburos líquidos y gaseosos. Esta presión óptima puede ser calculada teóricamente o determinada por pruebas de campo.



Figura. 2.4. Válvula de contrapresión de gas de baja presión.^[7]



Figura. 2.5. Válvula de contrapresión de gas de alta presión.^[7]

Mantenimiento del nivel de líquido en el separador

Para mantener la presión en el separador, debe lograrse un nivel de líquido en la porción más baja del recipiente. Este nivel de líquido previene la pérdida de gas con el petróleo y requiere el uso de un controlador de nivel de líquido y una válvula similar a las mostradas en la figura 2.6 y 2.7. Una válvula operada por palanca similar a la mostrada en la figura 2.8 puede ser utilizada para mantener el nivel de líquido en un separador cuando la válvula es operada por un flotador que es

accionado por el nivel de líquido en el separador. La válvula de control de descarga de petróleo mostrada en la figura 2.7 puede ser accionada por un piloto operado por flotador, por un controlador de nivel de líquido sin flotador similar al mostrado en la figura 2.9, o por un controlador de nivel de líquido tipo tubo de torque (desplazamiento) similar al mostrado en la figura 2.6.

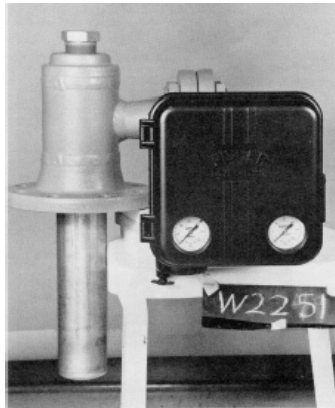


Figura. 2.6. Controlador del nivel de líquido.^[7]



Figura. 2.7. Válvula de control tipo diafragma.^[7]



Figura. 2.8. Válvula operada por flotador.^[7]



Figura. 2.9. Controlador de nivel de líquido sin flotador y válvula de control tipo diafragma.^[7]

2.3.3.4 Problemas especiales en la separación de petróleo y gas

Separación de crudo espumante

Cuando se reduce la presión en ciertos tipos de crudo, pequeñas burbujas de gas son encapsuladas en una película delgada de petróleo una vez que el gas sale de solución.

Esto puede resultar en espuma que esta siendo dispersada en el petróleo y crea lo que es conocido como crudo espumante. En otros tipos de crudo la viscosidad y la tensión superficial del petróleo pueden bloquear mecánicamente al gas en el petróleo y causar un efecto similar a la espuma. La espuma del petróleo puede no ser estable o no duradera a menos que un agente espumante este presente en el petróleo. El petróleo es más propenso a formar espuma cuando (1) su gravedad API es menor a 40 °API, (2) la temperatura de operación es menor a 60 °F, y (3) el crudo es viscoso, con una viscosidad mayor 50000 SSU (aprox. 53 cp).

La espuma reduce enormemente la capacidad de los separadores de petróleo y gas debido a que se requiere un tiempo retención mayor para separar adecuadamente una cantidad dada de crudo espumante. El crudo espumante no puede ser medido adecuadamente con medidores de desplazamiento positivo o con recipientes de medición volumétrica convencionales. Estos problemas, combinados con la pérdida potencial de petróleo y gas debido a la separación inapropiada, enfatizan la necesidad de procedimientos y equipos especiales para manejar el crudo espumante. El separador vertical mostrado en la figura 2.10 puede ser utilizado para manejar crudo espumante.

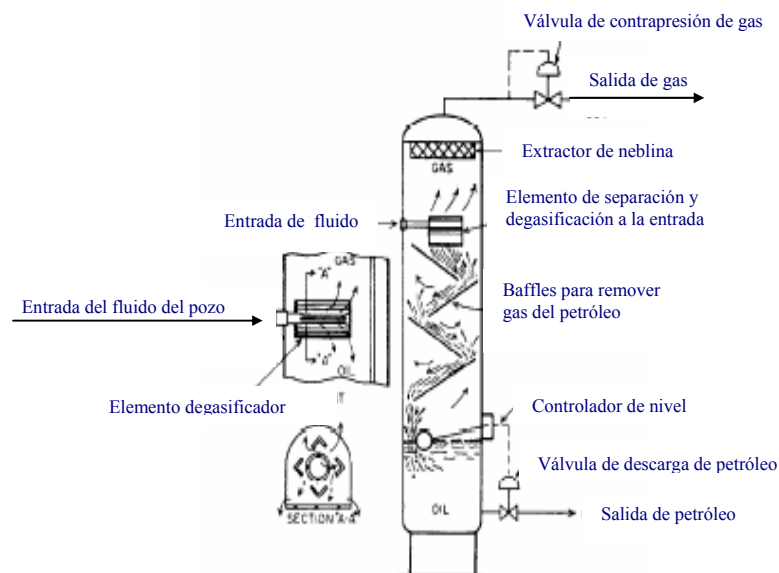


Figura. 2.10. Separador vertical para manejo de crudo espumante. [7]

Como el crudo baja en cascada por las placas internas de la unidad, las burbujas de la espuma pueden romperse. Este diseño puede incrementar la capacidad del separador para manejar crudo espumante de un 10 a 50 %. Los principales factores que contribuyen a la “ruptura” del crudo espumante son el asentamiento, la agitación, el calor, químicos, y fuerzas centrifugas; estos factores o métodos para reducir o detener la formación de crudo espumante son también utilizados para remover el gas atrapado en el petróleo.

Parafina

La deposición de parafina en los separadores de petróleo y gas reduce su eficiencia y puede hacerlos inoperables llenando parcialmente el recipiente y/o bloqueando el extractor de mezcla y las entradas de fluido. La parafina puede ser removida efectivamente de los separadores utilizando vapor o solventes. Sin embargo, la mejor solución es prevenir la deposición inicial en el recipiente a través de calor o tratamientos químicos de la corriente de fluido aguas arriba del separador. Otra solución, exitosa en muchos casos, involucra el revestimiento de todas las superficies internas del separador con un plástico con el cual la parafina tenga poca o ninguna afinidad.

Arena, barro, lodo, sal, etc.

Si la arena y otros sólidos son producidos continuamente en cantidades apreciables con los fluidos del pozo, ellos podrían ser removidos antes de que entren a las tuberías. Arena de grano medio en pequeñas cantidades puede ser removida por medio del asentamiento en un recipiente vertical sobrediseñado con un fondo cónico y mediante el drenaje periódico del residuo.

La sal puede ser removida mezclando agua con el petróleo, y luego de disolver la sal el agua puede ser separada del petróleo y drenada del sistema.

Corrosión

Los fluidos producidos del pozo pueden ser muy corrosivos y causar la falla temprana del equipo. Los dos elementos más corrosivos son dióxido de carbono (CO_2) y sulfuro de hidrógeno (H_2S). Estos dos gases pueden estar presentes en los fluidos del pozo desde trazas hasta 40 o 50 % en volumen del gas.

2.3.3.5 Clasificación de los separadores

2.3.3.5.1 Clasificación por configuración

Los separadores de petróleo y gas pueden tener tres configuraciones generales: vertical, horizontal y esférico. Los separadores verticales pueden variar de tamaño de 10 a 12 pulgadas en diámetro y 4 a 5 pies de altura, hasta 10 a 12 pies en diámetro y 15 a 25 pies de altura.

Los separadores de petróleo y gas horizontales son fabricados con una configuración de un solo tubo o con dos tubos. Las unidades de un solo tubo tienen un armazón cilíndrico y las unidades de doble tubo tienen dos armazones cilíndricos paralelos uno encima del otro. Ambas unidades pueden ser utilizadas para la separación bifásica o trifásica.

Los separadores horizontales pueden variar de tamaño de 10 a 12 pulgadas en diámetro y 4 a 5 pies de largo, hasta 15 o 16 pies en diámetro y de 60 a 70 pies de largo.

Los separadores esféricos están usualmente disponibles en 24 o 30 pulgadas hasta 66 o 72 pulgadas en diámetro.

2.3.3.5.2 Clasificación por la función

Las tres configuraciones de separadores están disponibles para operación bifásica y trifásica. En las unidades bifásicas el gas es separado del líquido, siendo ambos descargados de manera separada. En los separadores trifásicos, el fluido del pozo es separado en petróleo, gas, y agua, los cuales son descargos de manera separada.

2.3.3.5.3 Clasificación por la presión de operación

Los separadores de petróleo y gas pueden operar a presiones que van desde un alto vacío hasta 4000 o 5000 lpc.

Muchos de los separadores de gas y petróleo operan en el rango de operación de 20 a 1500 lpc.

Los separadores pueden ser referidos como de baja, de media, o de alta presión. Los separadores de baja presión usualmente operan a presiones en el rango de 10 a 20 lpc hasta 180-225 lpc. Los separadores de presión media usualmente operan a presiones

desde 230 a 250 lpc hasta 600-700 lpc. Los separadores de alta presión generalmente operan en un amplio rango de presión que va desde 750 a 1500 lpc.

2.3.3.5.4 Clasificación por aplicación

Separador de prueba

Un separador de prueba es utilizado para separar y medir los fluidos de un pozo. El separador de prueba puede ser referido como un probador o verificador de pozo. Los separadores de prueba pueden ser verticales, horizontales o esféricos. Pueden ser bifásicos o trifásicos y estar permanentemente instalados o ser portátiles.

Los separadores de prueba pueden ser equipados con varios tipos de medidores para medir el petróleo, gas, y/o agua para pruebas de potencial, pruebas de producción periódicas, prueba de pozos marginales, etc.

Separador de producción

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

Separador de baja temperatura.

Un separador de baja temperatura es uno especial en el cual el fluido del pozo a alta presión es introducido en el recipiente a través de un estrangulador o válvula reductora de presión de tal manera que la temperatura del separador es reducida apreciablemente por debajo de la temperatura del fluido del pozo. La temperatura mas baja en el separador causa la condensación de vapores que de otra manera saldrían del separador en estado de vapor. Los líquidos recuperados requieren la estabilización para prevenir la evaporación excesiva en los tanques de almacenamiento.

Separador de medición

La función de separar los fluidos del pozo en petróleo, gas y agua, y medir los líquidos puede ser llevada a cabo en un recipiente. Estos recipientes comúnmente son

referidos como separadores de medición y están disponibles para operación bifásica y trifásica. Estas unidades están disponibles en modelos especiales que los hacen adecuados para la medición precisa de crudos espumosos y pesados. La medición del líquido es normalmente llevada a cabo por acumulación, aislamiento, y descarga de volúmenes dados en un compartimiento de medición ubicado en la parte mas baja del recipiente.

Separador elevado

Los separadores pueden ser instalados sobre plataformas en o cerca del patio de tanques o sobre plataformas costafuera de tal forma que el líquido pueda fluir desde el separador hacia almacenamiento o recipientes aguas abajo por gravedad. Esto permite operar el separador a la más baja presión posible para capturar la máxima cantidad de líquido minimizando la pérdida de gas y vapor hacia la atmósfera o hacia el sistema de gas a baja presión.

Separadores por etapas

Cuando el fluido producido es pasado a través de más de un separador con los separadores en serie, los separadores son referidos como separadores por etapa.

2.3.3.5.5 Clasificación por el principio utilizado para la separación primaria

Los separadores pueden ser clasificados de acuerdo al método utilizado para llevar a cabo la separación primaria en el separador.

- **Diferencia de densidad (separación por gravedad)**

Esta clasificación incluye todas las unidades que no poseen elementos de entrada, deflector, placas de choques, o empaque en la entrada del recipiente.

La separación primaria se obtiene solamente por la diferencia de densidad del petróleo, gas, o vapor. Estas unidades son pocas en número y muchos separadores tienen un extractor de neblina cerca de la salida de gas para remover las gotas de petróleo en el gas.

- **Choque y/o coalescencia**

Este tipo de separador incluye todas las unidades que utilizan una placa o dispositivo de impacto en la entrada del separador para llevar a cabo la separación inicial del petróleo y del gas. Un número infinito de diseños puede ser utilizado en la entrada

del separador, pero uno de los arreglos más simples y efectivos es ilustrado en la figura 2.11.

- **Fuerza centrífuga**

La fuerza centrífuga puede ser utilizada tanto para la separación primaria como para la secundaria de petróleo y gas en el separador. La fuerza centrífuga puede obtenerse tanto con una entrada tangencial diseñada apropiadamente o con un elemento espiral interno dimensionado de manera apropiada con el fondo y tope abiertos o parcialmente abiertos. Estos elementos centrífugos causan flujo ciclónico del fluido entrante a velocidades lo suficientemente altas para separar el fluido en una capa externa o cilindro de líquido y en un cono interno o cilindro de gas o vapor.

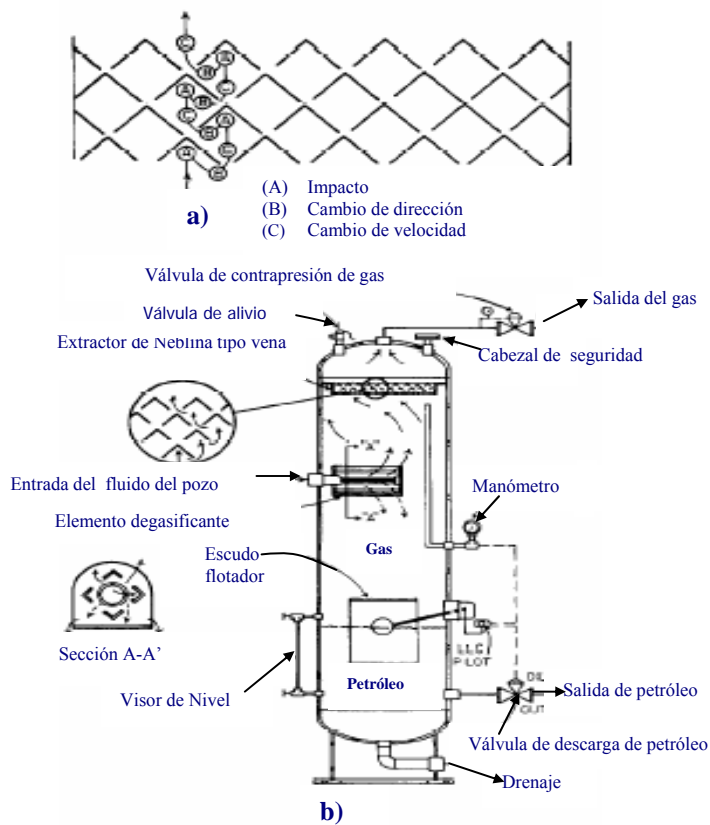


Figura. 2.11. Separador vertical. (a) ilustración de la extracción de neblina. (b) elemento de separación y degasificación mostrado en detalle en la sección A-A'. [7]

2.3.3.6 Selección y aplicación de separadores y depuradores

Los separadores de petróleo y gas son fabricados en tres configuraciones básicas: vertical, horizontal y esférico. Los depuradores de gas son fabricados en dos formas básicas: vertical y horizontal. Cada una de estas unidades tiene ventajas y usos específicos. La selección de una unidad particular para ser utilizada en cada aplicación se basa usualmente en cual obtendrá los resultados deseados a los costos más bajos de equipo, instalación y mantenimiento. La tabla 2.1. muestra una comparación de las ventajas y desventajas de los separadores verticales, horizontales y esféricos.

Tabla 2.1. Comparación entre los separadores horizontal, vertical y esférico. ^[7]

Consideraciones	Horizontal (Monotubo) *	Vertical (Monotubo) *	Esférico (Un solo compartimiento) *
Eficiencia de separación	1	2	3
Estabilización de los fluidos separados	1	2	3
Adaptabilidad a condiciones variables	1	2	3
Flexibilidad de operación	2	1	3
Capacidad (mismo diámetro)	1	2	3
Costo por unidad de capacidad	1	2	3
Habilidad para manejar materiales extraños	3	1	2
Habilidad para manejar crudo espumante	1	2	3
Adaptabilidad al uso portátil	1	3	2
Espacio requerido para instalación			
Plano Vertical	1	3	2
Plano horizontal	3	1	2
Facilidad de Instalación	2	3	1
Facilidad de inspección y mantenimiento	1	3	2

* Rango: (1) Más favorable, (2) Intermedio, (3) Menos

- Separadores verticales

Las aplicaciones para los separadores verticales de gas y petróleo incluyen lo siguiente:

1. Fluidos del pozo que tienen una alta relación gas-líquido.
2. Fluidos del pozo que contienen cantidades apreciables de arena, lodo, y sólidos similares finamente divididos.
3. Instalaciones con limitaciones de espacio horizontal pero con pocas o ninguna limitación de altura, tales como plataformas de producción costafuera.

4. Fluidos del pozo donde el volumen pueda variar ampliamente e instantáneamente, tales como pozos de levantamiento artificial por gas intermitente (intermittent gas lift).

5. Aguas abajo de otro equipo de producción que permita o cause condensación de líquido o coalescencia.

6. Aguas arriba de otro equipo de proceso en campo que no funcione apropiadamente con líquido atrapado en el gas.

7. Donde la economía favorezca al separador vertical.

Separadores horizontales

Las aplicaciones para los separadores horizontales de gas y petróleo incluyen lo siguiente:

1. Separación líquido/líquido en instalaciones con separador trifásico para obtener una separación agua-petróleo más eficiente.

2. Separación del crudo espumante donde la mayor área de contacto gas-líquido del recipiente horizontal permitirá y/o causará un rompimiento más rápido de la espuma y una separación gas-líquido más eficiente.

3. Instalaciones donde las limitaciones de altura indiquen el uso de un recipiente horizontal debido a su forma.

4. Fluido de pozo con una alta relación gas-petróleo (RGP).

5. Pozos con tasa de flujo relativamente constante y con poco o ningún cabeceo o surgencia de líquido.

6. Donde sean requeridas unidades portátiles tanto para uso de prueba como producción.

7. Donde puedan ser apiladas unidades múltiples para conservar espacio de planta.

8. Aguas arriba de otro equipo de proceso en campo que no funcione apropiadamente con líquido atrapado en el gas.

9. Aguas abajo de otro equipo de producción que permita o cause condensación de líquido o coalescencia.

10. Donde la economía favorezca al separador horizontal.

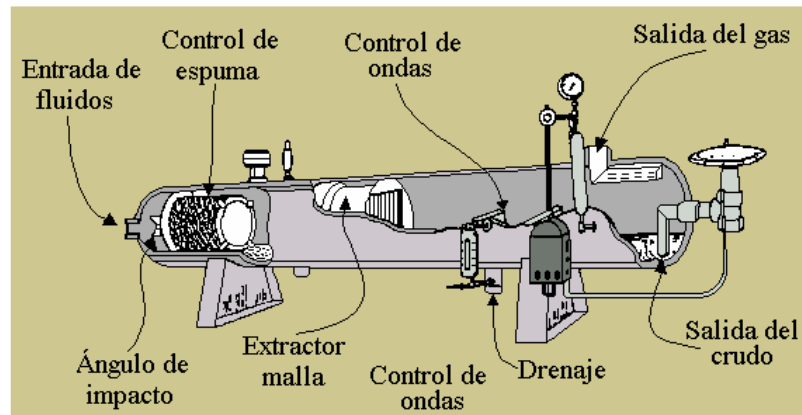


Figura 2.12. Separador Horizontal. ^[2]

- Separadores esféricos

La siguiente es una lista de las aplicaciones para los separadores esféricos de petróleo y gas.

1. Fluidos del pozo con altas relaciones gas-petróleo, tasas de flujo constantes, sin cabeceos ni baches.
2. Instalaciones donde existan limitaciones de altura y espacio horizontal.
3. Aguas abajo de unidades de proceso, tales como deshidratadores de glicol y endulzadores de gas, para depurar y recuperar los fluidos de proceso tales como la amina y el glicol.
4. Instalaciones donde la economía favorezca a los separadores esféricos.
5. Instalaciones que requieran un separador pequeño donde un hombre pueda transportar un separador esférico a la localización e instalarlo.
6. Depurador para combustible y gas de proceso para uso de planta y/o campo.

Depuradores de gas

Muchos depuradores de gas, verticales y horizontales, son usados cuando el gas ha sido previamente separado, limpiado, transportado y/o procesado con otro equipo. De manera tal que, muchas de las impurezas tales como líquidos entrantes, barro, costras de metal oxidado y polvo han sido removidos del gas por otro equipo, y el depurador de gas esta siendo utilizado para “pulir” el gas. Los depuradores de gas son generalmente utilizados para asegurar que el gas no contenga materiales que

puedan ir en detrimento para los equipos, de manera tal que el depurador es instalado para proteger los compresores, deshidratadores, endulzadores, medidores y reguladores.

Alguno de los usos para depuradores de gas son: limpiar el gas (1) para combustible de calentadores, hervidores, generadores de vapor, motores; (2) para gas de control en plantas de procesamiento y equipos; (3) aguas arriba del compresor; (4) aguas arriba de deshidratadores y endulzadores; (5) aguas abajo de deshidratadores y endulzadores para conservar los fluidos del proceso; (6) aguas arriba del sistema de distribución de gas; (7) aguas arriba de y en líneas de transmisión de gas para remover líquidos entrantes, costras de metal oxidado y polvo; (8) aguas arriba y/o aguas abajo de estaciones de regulación de presión; y (9) aguas abajo de la línea de transmisión de gas de plantas de compresión para remover el lubricante de la línea.

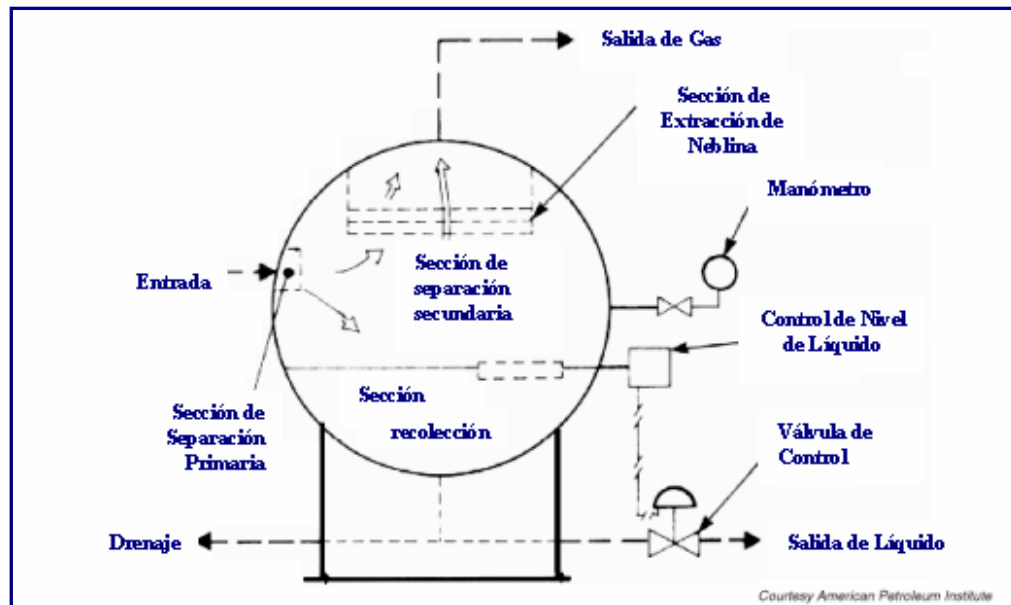


Figura 2.13. Separador esférico.^[1]

2.3.3.7 Consideraciones de operación y mantenimiento para separadores bifásicos.

Inspección periódica

En refinерías y plantas de proceso, es práctica normal inspeccionar todos los recipientes y tuberías presurizados por corrosión y erosión. En los campos de

petróleo, generalmente no se sigue esta práctica, y el equipo es reemplazado después de que falle. Esta política puede crear condiciones peligrosas para el personal de operación y equipos adyacentes. Se recomienda que la inspección periódica sea establecida y seguida para la protección en contra de fallas indebidas.

Instalación de dispositivos de seguridad

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

Cabezales de seguridad (Discos de ruptura)

La descarga de un cabezal de seguridad debe estar abierta sin restricción. La línea de descarga de un dispositivo de seguridad debe estar paralela a un separador vertical y perpendicular al horizontal, de otra manera el separador puede ser expulsado por la fuerza de reacción de la descarga de fluidos. No debe usarse una válvula entre el cabezal de seguridad y el separador debido a que esta puede ser cerrada inadvertidamente. No se debe permitir que se acumule agua cerca del disco de ruptura debido a que puede formar hielo y alterar las características de ruptura del disco. La operación de separadores de petróleo y gas fuera de los límites de diseño e instalar discos de ruptura, no se recomienda.

Las válvulas de alivio de presión pueden corroerse y filtrar o pueden “congelarse” en la posición cerrada. Estas deben ser revisadas periódicamente y reemplazadas sino trabajan en buenas condiciones. Las líneas de descarga, especialmente aquellas con válvulas de alivio de condición completa, deben estar de forma tal que la fuerza de reacción de descarga no mueva el separador.

Extractores de neblina

Algunos extractores de neblina en separadores de gas y petróleo requieren un drenaje o conducto descendente de líquido desde el extractor de neblina hasta la sección de líquido del separador. Este drenaje será una fuente de problema cuando la caída de presión a través del extractor de neblina llegue a ser excesiva. Si la caída de presión del extractor de neblina, medida en pulgadas de petróleo, excede la distancia desde el

nivel de líquido en el separador hasta el extractor de neblina, el petróleo fluirá desde el fondo hacia arriba a través del drenaje del extractor de neblina y saldrá con el gas. Esta condición puede complicarse por un taponamiento parcial del extractor de neblina con parafina u otro material extraño. Esto explica porque algunos separadores tienen capacidades definidas que no pueden ser excedidas sin un conductor de líquido en la salida de gas, y esto también explica porque las capacidades de algunos separadores pueden disminuir con el uso. En años recientes, los separadores de diseños avanzado han utilizado extractores de neblina que no requieren drenajes o conductos de líquidos, estos diseños eliminan esta fuente de problemas (ver figura 2.11).

Bajas temperaturas

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

Fluidos corrosivos

Un separador que maneje fluidos corrosivos debe ser revisado periódicamente para determinar cuando se requerirá un trabajo de reparación. Casos extremos de corrosión pueden requerir una reducción de la presión de trabajo del recipiente. Se recomienda realizar la prueba hidrostática periódicamente, especialmente si los fluidos que están siendo manejados son corrosivos. Ánodos consumibles pueden ser utilizados en los separadores para protegerlos contra la corrosión electrolítica. Algunos operadores determinan el espesor de la pared y del cabezal con indicadores de espesor ultrasónicos y calculan la máxima presión de trabajo permisible del espesor de metal restante. Esto se debe hacer anualmente costafuera y cada 2 a 4 años en tierra firme.

Parafina

Un separador que maneje petróleo de base parafínica necesitará ser limpiado con vapor periódicamente para prevenir el taponamiento y la posterior reducción de su capacidad. Esta reducción en capacidad frecuentemente resulta en el transporte de líquido en el gas o descarga de gas excesivo con el líquido.

Operación de alta capacidad

Cuando los separadores están operando cerca o a su máxima capacidad, deberían ser revisados cuidadosamente y periódicamente para determinar cuándo se está llevando a cabo una separación aceptable.

Golpes de ariete

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

Descarga ahogada de líquido

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

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

Manómetros

Los manómetros y otros dispositivos mecánicos deberían ser calibrados periódicamente. Válvulas de aislamiento deberían ser utilizadas de tal manera que los

manómetros puedan ser fácilmente removidos para pruebas, limpieza, reparación, reemplazo.

Grifos y visores de medición

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

Limpieza de recipientes

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

2.3.4 Calentadores.^[1,5]

Se define como un equipo donde se genera calor que se obtiene de la combustión de combustibles, generalmente líquidos o gaseosos, con el oxígeno del aire; usualmente se suministra aire en exceso. En ellos los gases que resultan de la combustión ocupan la mayor parte del volumen de calentamiento. Este contiene varias cámaras formadas por una serie de tuberías con serpentines y por cuyo interior circula el fluido que se desea calentar con el calor que genera la combustión. Por el interior de la caja circula el fuego generado por los quemadores, el cual es transmitido al crudo que la rodea. Este proceso se realiza en dos o tres etapas. Luego el crudo con el agua caliente es desplazado hasta el tanque de lavado. Aquí también el gas que se suministra por la parte superior del calentador impulsa a la mezcla hasta el tanque de lavado. Este proceso se hace con la finalidad de facilitar la extracción del agua contenida en el petróleo.

Las funciones del calentador son:

1. Calentar la emulsión hasta el punto requerido para conseguir la fácil separación petróleo-agua.
2. Eliminar la mayor parte del gas de la emulsión.
3. Separar cantidades apreciables de agua libre, si se encuentran.

2.3.4.1 Componentes básicos de un calentador de crudo a fuego directo.

Los calentadores de crudo de tipo fuego directo están conformados por una serie de elementos (Ver figura 2.14), cada uno de los cuales posee una determinada función.

1. **Cuerpo del calentador:** está constituido por una estructura metálica cuyas dimensiones dependen del diseño realizado por las empresas fabricantes. Pueden ser horizontales y verticales.

2. **Caja de fuego:** es un tubo en forma de “U” donde se produce la combustión del gas natural que genera el calor para incrementar la temperatura del crudo.

3. **Válvula de venteo de gas:** permite controlar el venteo del gas contenido en la parte interna superior del cuerpo del calentador, con lo cual se logra mantener el nivel de líquido de crudo sometido a tratamiento.

4. **Termoválvula:** es el equipo regulador del paso de gas combustible en función de la temperatura alcanzada por el crudo dentro del cuerpo del calentador.

5. **Elemento sensor de temperatura:** se encarga de transmitirle a la termoválvula la temperatura real del crudo durante el proceso de calentamiento.

6. **Piloto:** salida mínima del gas utilizada durante la etapa de encendido del quemador principal. Permanece encendido ya que posee suministro independiente de gas, esto es con el fin que al apagarse el termostato se reinicie el servicio con total normalidad.

7. **Quemador:** equipo de salida del gas que se mezcla con el aire y produce la llama principal en el interior de la caja de fuego.

8. **Válvula de seguridad:** elemento primario encargado de liberar sobrepresiones.

9. **Disco de ruptura o resistencia:** elemento de respaldo en caso de falla de la válvula de seguridad y se produzca sobrepresión dentro del equipo.

10. **Depurador de gas:** recipiente cilíndrico cuya función es eliminar los líquidos, residuos e impurezas contenidas en el gas que será utilizado como combustible de los pilotos y quemadores.

11. **Chimenea:** está situada en la parte más alta del calentador y su función es canalizar los productos de la combustión.

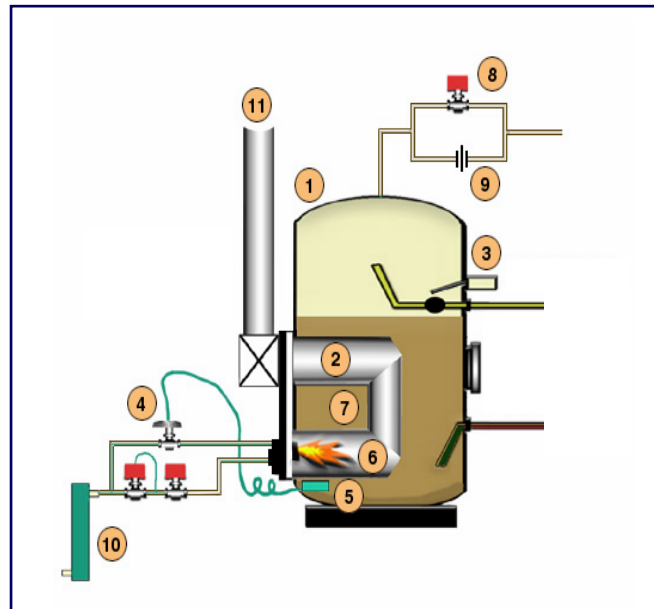


Figura. 2.14. Calentador de crudo.^[5]

2.3.5 Tanques.

2.3.5.1 Tanques de lavado.^[1, 5, 8]

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

Por lo general, antes de entrar a un tanque de lavado, las emulsiones son sometidas a un proceso de separación gas-líquido en separadores convencionales. Durante este proceso se libera la mayor parte del gas en solución. Esto permite que la cantidad de gas que se libera en un tanque de lavado sea relativamente pequeña.

El agua contenida en el crudo se puede separar en el tanque de lavado mediante gravedad. Sin embargo, cuando el agua y el crudo forman emulsiones, es necesario comenzar su tratamiento antes de que ingresen al tanque de lavado. Esto se hace generalmente mediante el uso de calor y/o química demulsificante.

Uno de los parámetros más importantes en el análisis de un tanque de lavado, es el tiempo de retención. Este se define como el tiempo que debe pasar la emulsión en el tanque, para que el petróleo y el agua se separen adecuadamente. Usualmente se

requiere que el petróleo a su salida del tanque de lavado posea un promedio de agua igual o inferior a 1 %. Los tiempos de retención varían entre 4 y 36 horas.

En pruebas pilotos se ha demostrado que la emulsión se canaliza en el tanque si existe una ruta directa entre su entrada y su salida. Cuando esto ocurre, la emulsión no pasa por ciertas regiones del tanque denominadas zonas muertas. En tanques de diámetros apreciables, aún con problemas de canalización, es posible obtener los tiempos de retención requeridos para una deshidratación adecuada. No obstante, para tanques de diámetros menores es necesario construir, en el interior del tanque, sistemas deflectores para solucionar el problema de la canalización. De esta forma se obtienen las mejoras en los tiempos de retención de asentamiento para que el grado de deshidratación sea el requerido.

2.3.5.1.1 Partes de un tanque de lavado

Con generalidad, un tanque de lavado está constituido de las siguientes partes:

1. **El cuerpo del tanque:** es la parte principal de un tanque de lavado, ya que en su interior se realiza el proceso de deshidratación. Los fluidos se agrupan en tres zonas: (ver figura 2.15)

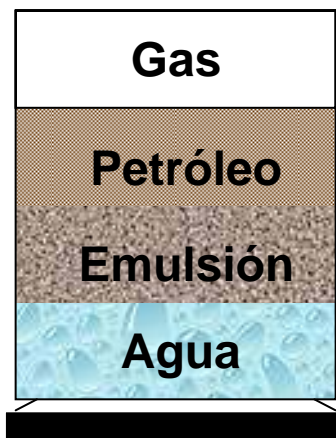


Figura. 2.15. Esquema de las tres zonas de un tanque de lavado.^[8]

La superior formada por petróleo deshidratado, la media constituida por emulsiones y la inferior que contiene agua de lavado.

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

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

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

Las principales funciones de los deflectores son las siguientes:

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

Existen limitaciones técnico-económicas que impiden que los sistemas deflectores usados alcancen eficiencias de asentamiento del orden del 100%. Sin embargo, un patrón de deflectores adecuado ayuda a reducir apreciablemente los costos de inversión en un tanque de lavado, y hace posible la obtención de grados de deshidratación adecuados. Esto justifica la necesidad de realizar pruebas pilotos para las evaluaciones de tanques de lavado.

3. **La línea de alimentación:** es la tubería que transporta la emulsión de agua y petróleo al tubo conductor. El recorrido de esta línea puede presentar las opciones siguientes:

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

4. **El tubo conductor o separador:** es un tubo de gran diámetro, que se extiende desde el tope del tanque hasta una región cercana al fondo. Esta tubería se puede colocar dentro o fuera del tanque.

Cuando se coloca en el interior del tanque de lavado, se aprovecha el calor cedido por el tubo conductor. Sin embargo, en algunas ocasiones debido a fallas mecánicas o problemas de corrosión, se pueden presentar fugas del tubo conductor al tanque de lavado. Este problema se evita instalando el tubo conductor en la parte exterior del tanque de lavado. Es de señalar que esto puede ocasionar pérdidas de calor del tubo conductor al medio ambiente. No obstante, estas pérdidas se pueden reducir mediante el uso de aislantes térmicos.

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

En la mayoría de los diseños, la parte inferior del tubo conductor está provista de un distribuidor de emulsiones. Esto tiene los objetivos siguientes:

- Obtener en el fondo del tanque una distribución de la emulsión lo más uniforme posible.

- Mejorar el contacto entre la emulsión y el agua de lavado.

La caída de presión en la botella es de 30 y 60 lpca hasta alcanzar presión atmosférica. Esto permite liberar la mayor parte del gas remanente en la emulsión que entra al tanque de lavado.

Es importante destacar que el tubo conductor también sirve para amortiguar las variaciones que suelen presentarse cuando el flujo de alimentación no es constante.

El distribuidor debe situarse lo más cercano posible al fondo del tanque, en la zona que contiene el agua de lavado. Sin embargo, debe colocarse a una altura tal que sus funciones no sean obstaculizadas por depósitos de: arena, arcilla y otras sustancias que suelen acumularse en el fondo del tanque.

5. **Sistema de descarga de petróleo:** este sistema está integrado por un envase recolector de petróleo limpio y una línea de descarga que lleva dicho petróleo a los tanques de almacenamiento. (ver fig. 2.16. y 2.17.).

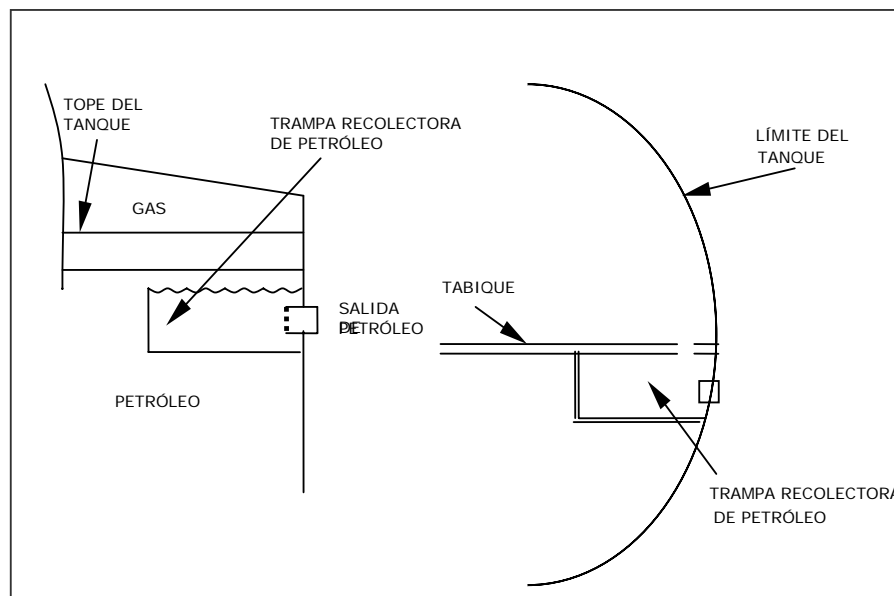


Figura. 2.16. Esquema de la trampa recolectora de petróleo

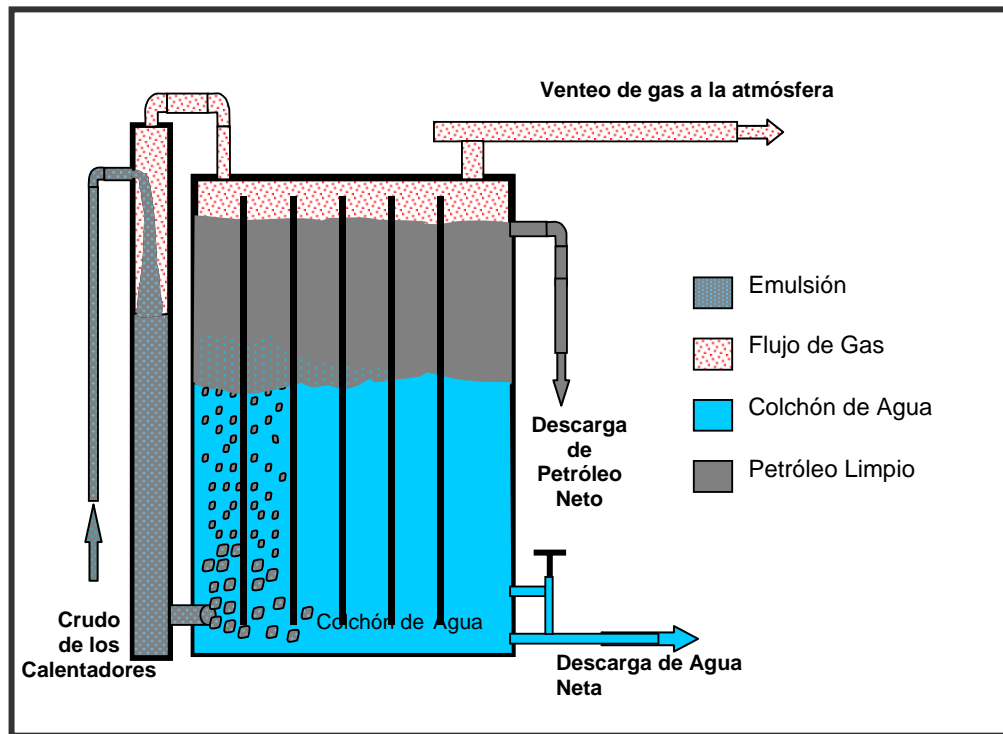


Figura. 2.17. Esquema de un tanque de lavado.^[5]

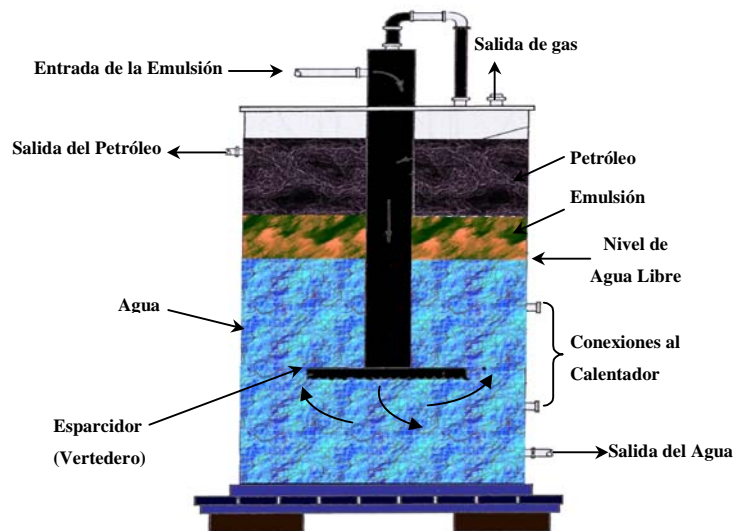


Figura. 2.18. Tanque de lavado convencional.

2.3.5.1.2 Funcionamiento de un tanque de lavado

- La emulsión pasa a la línea de entrada al tubo conductor.
- La parte líquida al liberar el gas en solución, desciende por el tubo conductor y a través del distribuidor llega a la zona de lavado.
- El distribuidor divide la emulsión. La división es lo más fina posible para que el área de contacto entre el agua de lavado y la emulsión sea máxima. Esto promueve la coalescencia.
- La emulsión fluye a través del agua de lavado y sigue su movimiento inclinado ascendente y penetra la zona de emulsión. El ascenso es más lento, permitiendo que una pequeña porción de agua libre remanente se asiente.
- El petróleo por ser más liviano pasa a la zona superior (petróleo deshidratado).
- El petróleo entra al envase recolector y pasa a la línea de descarga que va a los tanques de almacenamiento.

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

2.3.5.2 Tanques de prueba.^[5]

Son recipientes cilíndricos cuya capacidad puede variar de acuerdo al volumen de producción de cada estación. La emulsión agua-petróleo es separada mecánicamente al ser tratada. El proceso consiste en el asentamiento de los fluidos por gravedad (proceso de decantación), en virtud de sus diferentes densidades. El agua por ser más pesada que el petróleo, se asienta en el fondo del tanque. Son utilizados para la medición de los volúmenes producidos por un solo pozo o conjunto de pozos, la cual se realiza mediante el método de aforación de tanques.

2.3.5.3 Tanques de almacenamiento. ^[9, 11, 12, 13]

Los tanques son recipientes generalmente metálicos capaces de almacenar fluidos eficientemente. El diseño y la construcción de estos tanques dependen de las características físico-químicas de los líquidos por almacenar.

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

1. Por su construcción, en empernados, remachados y soldados.
2. Por su forma, en cilíndricos y esféricos.
3. Por su función, en techo fijo y en techo flotante

Los tanques esféricos son utilizados para almacenar productos ligeros como gasolina, propano, etc. Su forma permite soportar presiones mayores de 25 lpc.

Los demás tipos de tanques se utilizan para almacenar petróleo crudo, a presiones cercanas a la atmosférica.

Los tanques cilíndricos, soldados y de techo flotante se encuentran estandarizados en la industria del petróleo.

2.3.5.3.1 Tanques de techo fijo

La mayoría de tanques son de techo fijo. Están instalados sobre el suelo y tienen forma cilíndrica vertical. El techo de este tipo de tanques está soldado al cuerpo, siendo su altura siempre constante.

La altura puede variar desde unos pocos, hasta 30 metros o más. Las dimensiones del diámetro varían entre los mismos valores. La forma del techo es cónica, teniendo instalado válvulas de venteo tipo PV que actúan a presión y a vacío (2-4 onzas/pulg² de presión o vacío). (Ver figura 2.19).

Las pérdidas de crudo por evaporación en estos tipos de tanques son altas debido al espacio vacío que existe entre el techo y el nivel de líquido, que varía conforme cambia este nivel.

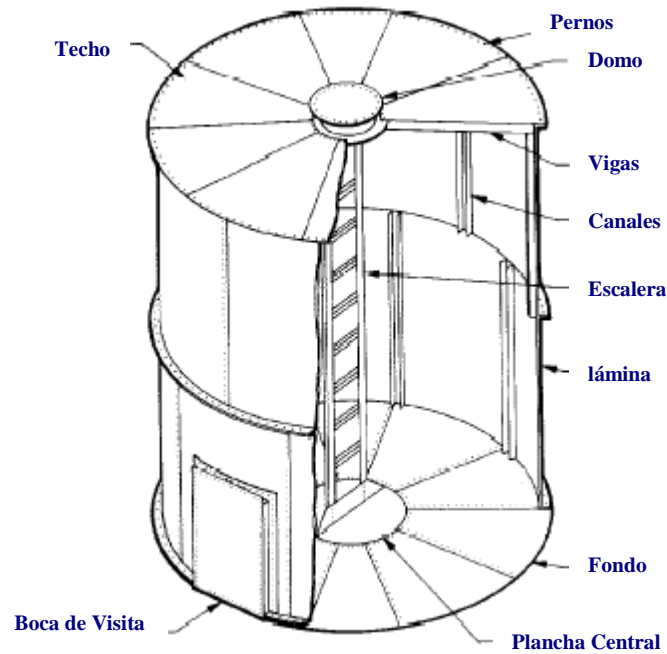


Figura 2.19. Tanque de techo fijo apernado ^[13].

2.3.5.3.2 Tanques de techo flotante externo

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

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

2.3.5.3.2.1 Techo flotante tipo pontón

Estos tanques tienen un pontón anular alrededor del borde y una plataforma de espesor simple en el centro. La superficie superior del pontón tiene inclinación hacia el centro, para facilitar el drenaje del agua de lluvia, mientras que la superficie inferior tiene un ascenso hacia el centro, para permitir la acumulación de los vapores. El tamaño del pontón, depende de las dimensiones del tanque y de los requerimientos de flotación que se tiene.

Además de la flotabilidad, los pontones hacen un aislamiento que evita la acción directa de los rayos solares sobre la superficie del líquido en el espacio anular. La plataforma de espesor simple, deja un espacio libre con la superficie del líquido para acumular los vapores que se forman. Estos vapores forman un colchón aislante que se licúa cuando la temperatura decrece. Los vapores condensados entran a la fase líquida.

Estos tipos de tanques son apropiados para almacenar hidrocarburos con presión de vapor hasta de 12 lpca durante temporadas de verano; durante el invierno, pueden manejar hidrocarburos con presión de vapor aún más altos.

Así mismo, estos tanques tienen facilidades para manejar lluvias hasta de 254 mm en 24 horas.

Los pontones están seccionados de tal modo que el techo no se hundiría si se produjera una rotura en la plataforma central o en otro de los pontones.

Estos techos permiten una excelente protección contra incendios, así como contra la corrosión.

2.3.5.3.2.2 Techo Flotante de doble plataforma

Estos tipos de tanques tienen dos plataformas completas que flotan sobre la superficie del líquido.

La plataforma superior presenta una inclinación hacia el centro del tanque con el fin de permitir el drenaje de las aguas de lluvias hacia el sistema primario y al de emergencia que dispone el tanque.

Este tipo de techo, es el más eficiente de los diferentes tipos de techo flotante que existen en el mercado, debido esencialmente a que entre ambas plataformas existe un espacio lleno de aire que produce un aislamiento efectivo entre la superficie total del líquido y el techo, lo que permite almacenar líquidos de alta volatilidad.

La plataforma superior, que obviamente se encuentra sobre la superficie del líquido, impide que el contenido del tanque llegue al techo del mismo bajo ninguna circunstancia.

El sistema de drenaje de aguas de lluvias que poseen estos tanques, permiten manejar hasta 254 mm de lluvias en 24 horas.

2.3.5.3.3 Tanques de techo flotante interno

Estos tipos de tanques presentan la particularidad, normalmente de disponer un techo fijo y otro interno flotante (figura 2.20).

Generalmente se instala en tanques cuyo techo fijo se encuentra deteriorado o en los casos de requerirse por la necesidad de almacenar productos más volátiles.

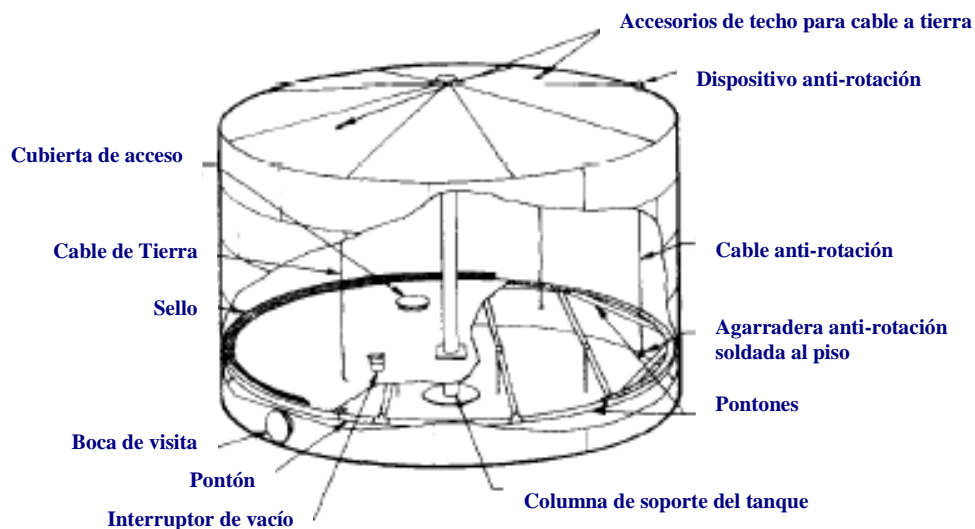


Figura 2.20. Arreglo típico de techo flotante ^[13].

2.3.5.3.4 Accesorios de los tanques de almacenamiento. ^[11]

Todo tanque de almacenamiento necesita distintos accesorios para su eficiente funcionamiento. Entre los cuales se tienen:

Boca de inspección: facilita el acceso al interior de los tanques cuando estos están vacíos, para reparaciones internas, inspecciones programadas y mantenimiento.

Boquillas: son conexiones de entrada y salida ubicadas en el casco y en los respiradores del techo.

Drenaje de agua: casi siempre los crudos y los refinados llevan agua y sedimentos. Al ser almacenados en los tanques, estos sedimentos y el agua, por tener generalmente un peso específico mayor, se acumulan en el fondo del tanque. Para eliminar el agua y los sedimentos es necesario que los tanques estén dotados de un sistema de drenaje que permita fácilmente la eliminación de los mencionados. En los

tanques de techo flotante existe una manguera flexible tipo acordeón, que baja desde el drenaje del techo hasta una boquilla de extracción que se encuentra en la parte inferior del casco del tanque.

Escotillas: están instaladas en la boca de inspección del techo para permitir la medición del líquido contenido en el tanque.

Respiraderos: ubicados en el techo, impiden la acumulación de presiones excesivas dentro del tanque.

Escaleras: se emplean para subir al techo al efectuar mediciones, inspecciones, mantenimiento, etc.

Muros de contención: son muros o taludes anulares a prueba de fuego que deben estar estabilizados para impedir la acción erosiva del viento y de las lluvias, deben tener una capacidad igual o superior al volumen de los tanques rodeados, para atrapar el producto en caso de rotura o derrame.

Protección catódica: los tanques cuya base reposa directamente sobre la tierra, están sujetos a corrosión por las sales de los minerales del suelo. Para impedir ésta, a través de un rectificador se convierte la corriente alterna a corriente directa, que suministra una carga mínima de electricidad, que teniendo un signo opuesto al del suelo, neutraliza el área de contacto.

2.3.5.3.5 Seguridad en tanques de almacenamiento

- **Muro de retención**
- **Rociadores de agua**
- **Protección catódica**
- **Cables de tierra:** se requiere en todos los tanques para impedir la acumulación de electricidad estática para el movimiento del líquido y para descargar a tierra la electricidad de los relámpagos. Son generalmente barras de cobre colocadas en la tierra adyacente al tanque, y se conectan firmemente a una boca de inspección, o directamente al casco del tanque por medio de un cable corto.

2.3.6 Proceso de medición en una Estación de Flujo. ^[3,9, 10, 11, 14]

La medición de los fluidos producidos en una estación de flujo se realiza con la finalidad de conocer la producción general de la estación y/o la producción individual de un pozo o conjunto de pozos.

2.3.6.1 Medición de gas. ^[3,14]

La medición de gas juega un papel importante en la industria del petróleo, ya que permite determinar la cantidad de gas que produce un campo petrolero, así como sus respectivos usos, como inyección para sistemas de recuperación secundaria, combustible, transferencias, levantamiento artificial por gas, ventas a consumidores industriales y domésticos, gas arrojado a la atmósfera. Igualmente, permite determinar la relación de gas petróleo; la cantidad de gas que se produce en un pozo de petróleo, ya sea como gas libre o gas asociado al petróleo, la cantidad de gas que se comprime, etc.

La medición de gas se realiza en varios sitios: a la salida del separador de prueba, en la salida del separador de producción y depurador y en la línea de venteo.

2.3.6.1.1 Métodos de medición de gas natural

Existen varios métodos para realizar la medición del gas, entre los más importantes se tienen:

- Presión diferencial: medidor de placa orificio, tubo pitot, etc.
- Velocidad del fluido: turbinas
- Desplazamiento del fluido: medidor de desplazamiento positivo
- Medidores por Ultrasonido.
- Medidores Másicos: Coriolis.

El más utilizado de estos métodos es el de presión diferencial, cuyo principio de operación se basa en la reducción de la sección en un punto de la tubería de flujo de gas para producir una disminución de presión, después de que el flujo de gas haya pasado a través del elemento primario (placa orificio). La diferencial de presión creada a través del elemento primario, medida en una carta utilizando un registrador

de presión diferencial, está relacionada a la velocidad del gas y mediante ella se puede calcular la tasa de flujo de gas (Ver Apéndice B).

Componentes del sistema de medición de gas por presión diferencial (Medidor tipo orificio)

El medidor consta de un elemento primario, compuesto por la placa orificio y la tubería del medidor, la cual tiene ciertos requerimientos de longitud y ubicación de tomas de presión, y el elemento secundario, que registra la presión diferencial originada por la restricción en la tubería, el cual puede ser mecánico o electrónico.

Placa orificio

Consiste en una placa metálica que presenta un agujero y representa el elemento encargado de generar la restricción al paso del fluido, y se clasifican en concéntricas, excéntricas y segmentales. De estas, las concéntricas son las más utilizadas, instalándose en bridas y cajas de orificio (ver figura 2.21).

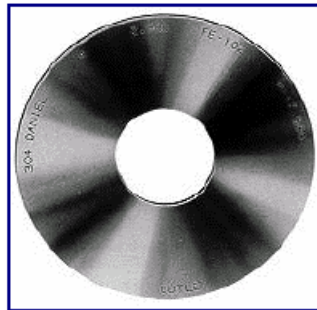


Figura. 2.21. Placa orificio excéntrica ^[14]

Caja porta orificio

Constituye el elemento que sujeta a la placa orificio con el objeto de facilitar su inserción o remoción de la tubería. Se instala en la línea transportadora del gas y posee un mecanismo que permite cambiar la placa orificio con facilidad, ejecutando una maniobra relativamente simple, sin necesidad de parar el proceso. Puede ser un par de bridas o un dispositivo comercial para facilitar su inserción o remoción de la tubería. La función principal de la brida (Figura 2.22.) es sostener la placa de orificio en el centro de la tubería. La brida tiene perforaciones enroscadas en la parte superior e inferior, para conexiones del medidor y purga respectivamente.

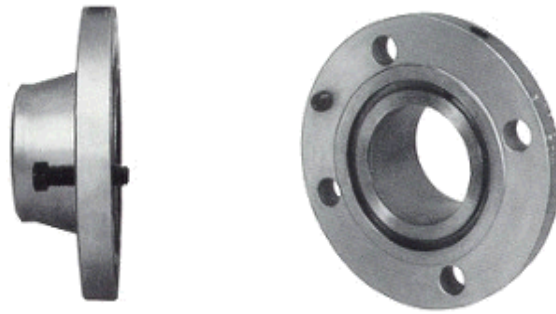


Figura. 2.22. Brida tipo orificio ^[14]

Las bridas siguen siendo el medio más económico que existe para sujetar las placas de orificio en la línea, siempre y cuando no sea necesario cambiarla con frecuencia.

Tubo medidor

El tubo medidor, consta de una cierta longitud de tubería en la cual se coloca la brida de orificio o el porta orificio (ver figura 2.23.).

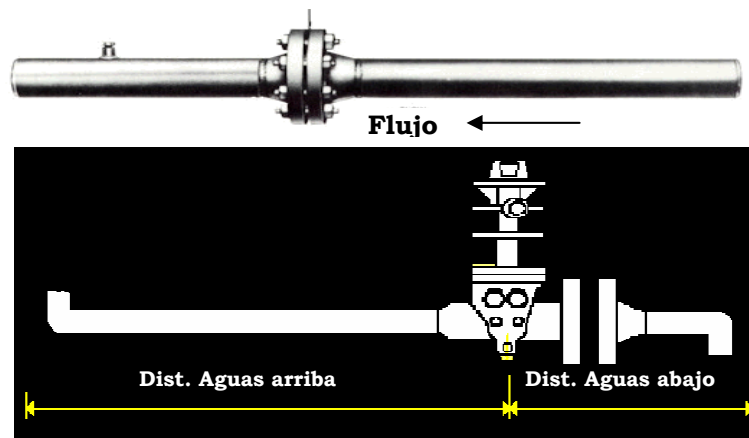


Figura 2.23. Tubo medidor

Registrador de presión

El Registrador de presión es un instrumento que deja impreso en trazos continuos o puntos en una carta (disco) el comportamiento de las variables medidas en función del tiempo. Es utilizado para registrar sobre la cara de un disco de papel, las variaciones de la presión a través de la placa orificio (presión diferencial) y la presión del flujo de gas del sistema (presión estática), necesarias en el cálculo de la cantidad de gas que produce un pozo (figura 2.24).

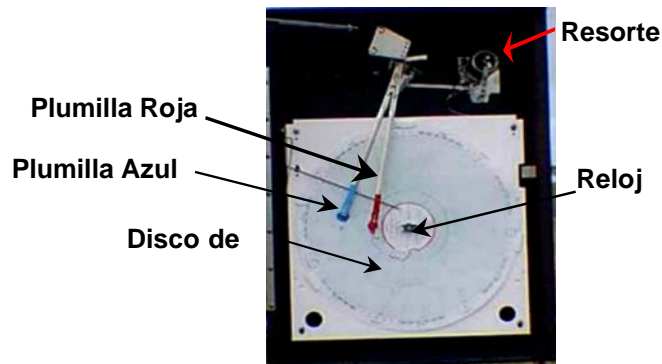


Figura 2.24. Registrador de presión

Registros

Existen diferentes formas y escalas de los registros o cartas utilizadas en la medición de flujo, pero básicamente podemos clasificarlos en gráficos uniformes o lineales y gráficos de raíz cuadrada (ver figura 2.25).

- **Gráficos lineales o uniformes:** la lectura tomada sobre estos registros representa una relación lineal con respecto al diferencial de presión producido por el flujo que en ese instante está fluyendo a través del elemento primario. Estos gráficos se caracterizan porque sus divisiones son uniformes.

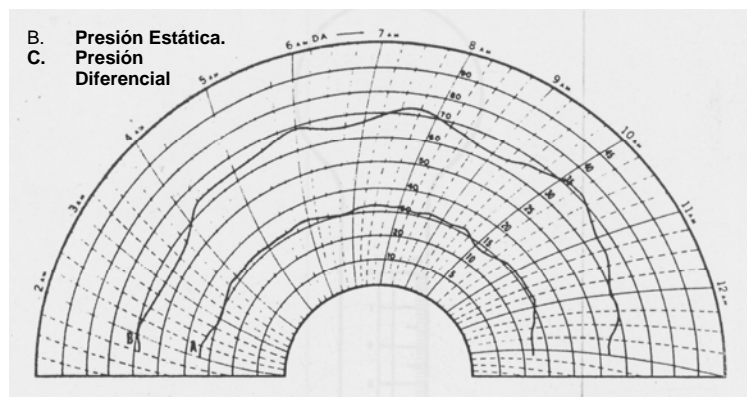


Figura 2.25. Gráfico Lineal [3].

- **Gráficos de raíz cuadrada:** este tipo de gráficos no nos da una indicación directa de la presión diferencial, pero tiene la ventaja de poder indicar, el porcentaje

de flujo que en un momento determinado está circulando a través del elemento primario, multiplicando la lectura por un factor.

$$Factor = \frac{R \text{ Elemento}}{100}$$

Se identifica porque su rango va de 0 a 10 y las divisiones de su escala no son uniformes.

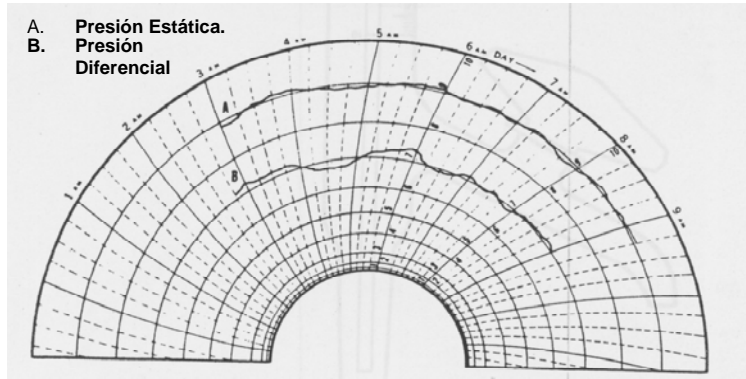


Figura 2.26. Gráfico de raíz Cuadrada [3].

Múltiple (Manifold)

Está conformado por un juego de válvulas que permite aislar o comunicar las dos cámaras existentes en el registrador (alta y baja).

2.3.7 Medición de líquidos. [3, 9, 10, 11]

Existen varios métodos de medición de líquidos, entre los cuales están los siguientes:

- Por aforación
 - Directo.
 - Indirecto.
- Por flotador.
- Conteo por descarga del separador
- Por desplazamiento positivo

En este trabajo se explicará el método de medición por aforación, puesto que es el empleado en la Estación de Flujo Elías 11.

2.3.7.1 Medición por aforación.^[9, 10, 11]

2.3.7.1.1 Conceptos básicos

Punto de referencia: consiste en una marca fija situada en la boca de aforo o en un tubo de medida de un tanque de techo fijo, en la cual se sostiene la cinta mientras se practica un aforo.

Profundidad de referencia: es la distancia vertical entre el punto de referencia y las láminas del fondo, o la placa de nivel cero de un tanque de techo fijo. Esta cifra debe marcarse al troquel en una placa fija (o con pintura) al techo del tanque, cerca de la boca de aforo.

Indicación de la cinta: es la cantidad de cinta mojada (bien sea en la cinta o en la plomada) y está determinada por la marca que deja el nivel del líquido que se mide.

Aforo de apertura: es la medida tomada en un tanque antes de un recibo o una entrega de petróleo o refinado.

Aforo de cierre: es la medida tomada en un tanque después de un recibo o una entrega de petróleo o refinado.

Aforo directo: es la altura del líquido en el tanque, medida desde la superficie de nivel hasta el fondo del tanque, o hasta la placa fija de nivel cero.

Aforo indirecto: es la distancia vertical desde el punto de referencia hasta la superficie de líquido en el tanque.

Asiento en los tanques o acumulaciones: consiste en un material sólido o semisólido que se ha precipitado en el fondo de un tanque, y el cual no se puede extraer en operaciones habituales de bombeo. Estas acumulaciones consisten ordinariamente de arena, limo, cera y emulsión agua-petróleo.

Agua de fondo: es el agua que se encuentra con frecuencia en el fondo de los tanques a un nivel sensible, bien sea por encima o por debajo de las acumulaciones de fondo. Cuando se mantiene cierta cantidad de agua en el fondo de un tanque con el propósito de obtener una lectura más precisa del petróleo, o para evitar que éste se escape por roturas de las láminas del piso, se le llama “colchón de agua”. Un término sinónimo de agua de fondo es “Agua y Sedimentos Libres”.

Pasta detectora de agua: es una pasta que cambia de color al contacto del agua. Cubriendo la plomada y una parte de la cinta con ella, y practicando un aforo directo, se obtiene la altura del agua en el fondo del tanque.

Pasta detectora de gasolina: es una pasta que cambia de color al contacto de la gasolina u otro destilado transparente del petróleo. Cubriendo una parte de la cinta con ella y bajando esta porción cubierta dentro del producto a medir, se encuentra la medida exacta.

Boca de aforo: apertura a través de la cual se hacen mediciones. Tiene una tapa con bisagras que deberá ser cerrada excepto durante la operación de aforar.

Tubo de medidas: es un tubo perforado que se extiende desde el fondo del tanque, al cual se le solda hasta la boca de aforo dentro de la cual no está pegado.

2.3.7.1.2 Elementos de medición

2.3.7.1.2.1 Cinta de medición

Tabla 2.2. Especificaciones de la cinta de medición

Especificación		Descripción
Material		acero o material resistente a la corrosión.
Longitud		continua y con un largo de acuerdo con la altura del tanque que se desea medir.
Ancho		de 9.5 a 12.7 mm de 3/8 a 1/2 pulg.
Espesor		de 0.20 a 0.30 mm ó de 0.008 a 0.012 pulgadas.
Características		carrete o manivela resistentes, montadas en una armazón o caja.
Terminal de cinta	de	provisto con un cierre, resorte u otro sistema que permita fijarse a la plomada. Un cierre de resorte giratorio evita la ruptura de la cinta.
Graduación de la cinta	de	debe estar graduada en metros, cm, y mm con una precisión de 0.32 cm por cada 30,8 m a 60° F (15,56° C), de tal forma que el extremo de la plomada, cuando se fije a la cinta, corresponda al punto cero de la escala.

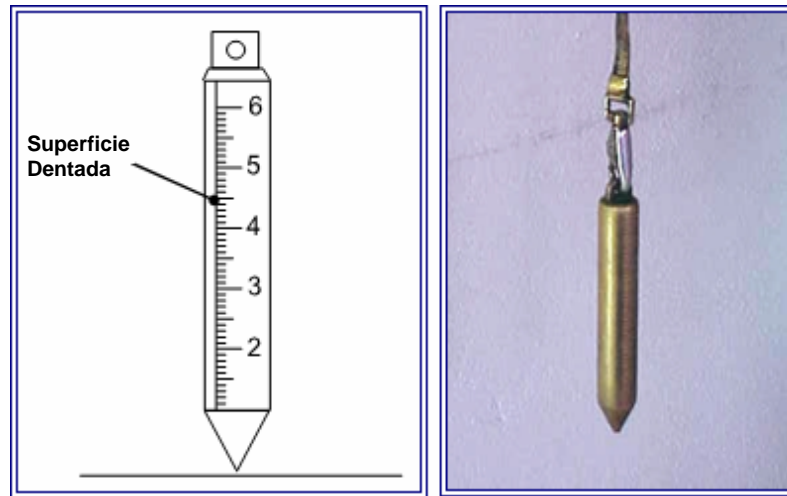


Figura. 2.27. Cinta de medición [11].

2.3.7.1.2.2 Plomadas de medición

Son dispositivos calibradores, de forma: cilíndrica, cuadrada o rectangular (figura 2.28).

Tabla 2.3. Especificaciones de la plomada de medición

Especificación	Descripción
Material	resistente a la corrosión.
Diámetro	1 pulgada (2,54 m).
Orificio y Ojos	integrado a la plomada, preferiblemente reforzado para evitar desgaste.
Escala	con divisiones de al menos 1/8 pulgadas (3.175 mm), con una precisión hasta 0.8 mm y con un cero “0” correspondiente con la punta de la plomada o barra.
Longitud	plomadas cónicas de 6 a 12 pulgadas; tipo barra de 18 pulgadas como mínimo.
Peso orificio	56,8 g (20 onzas)
Puntas	cónica y resistente para evitar deterioros al contacto con otros metales.



Figura. 2.28. Plomadas de medición ^[11].

2.3.7.1.2.3 Pastas de medición de agua libre

Las pastas de medición de agua libre son aquellas que tienen la propiedad de ser afectadas por el agua y no por el aceite; dejando de esta manera una marca visible en la cinta al cambiar de color.

Especificaciones de la pasta de medición de agua libre.

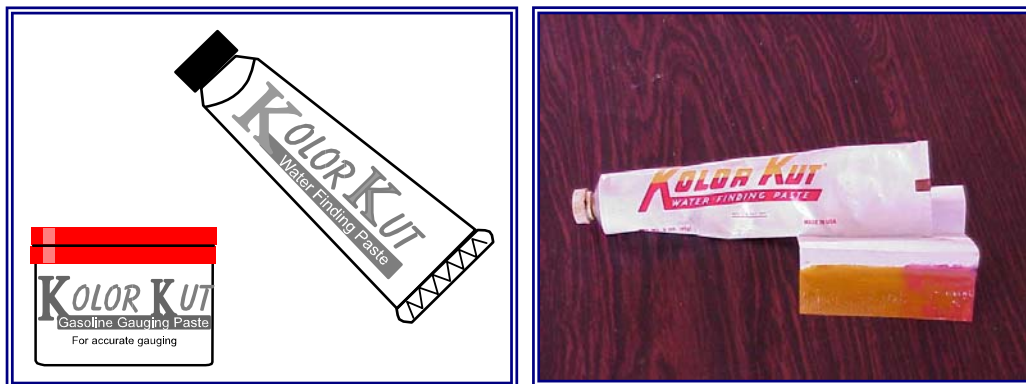


Figura. 2.29. Pastas de medición de agua libre ^[11].

- **Color:** amarillo y se torna rojo brillante al contacto con el agua.
- **Textura:** suave al tacto (debe contener partes líquidas en el envase).

El método estándar para aforar el petróleo y productos del petróleo es la designación ASTM_1085-57T.

Medidas precisas de aforo y temperaturas promedios son necesarias para calcular los volúmenes de petróleo a la temperatura estándar de 60 °F. Las medidas se toman a través de bocas de aforo o mediante vidrios de nivel u otros dispositivos.

Hay dos tipos básicos de procedimiento para obtener medidas: directo e indirecto. Las variaciones de cada uno dependen del tipo de tanque que se vaya a aforar, de su equipo y de los aparatos de aforo.

2.3.7.1.3 Método de medición directa.

El método consiste en bajar una cinta de medida directa con plomada (figura 2.30.) al interior del tanque hasta que la punta de la plomada apenas toque el fondo del tanque, o la placa de nivel cero fijada en el fondo. El nivel de petróleo se determina por la cantidad de cinta mojada, cuya lectura se llama la medida directa. El uso de este método, se limita al aforo de tanques de techo flotante, a la medición de pequeñas cantidades de agua o residuos en cualquier tanque o comportamiento de buque-tanques y a la obtención de aforos aproximados no oficiales en cualquier clase de tanques. El sistema de medición directa es susceptible de tres fuentes de error que deben evitarse:

1. La cinta puede bajarse demasiado, lo cual permite que la plomada se incline dando por resultado una lectura en exceso.
2. La presencia de sedimentos muy pesados puede hacer difícil o imposible alcanzar el fondo del tanque. Si ocurre esto, la lectura de cinta resultará baja.
3. Si la plomada atina a descansar en una cabeza de remache, o en una irregularidad de una lámina del fondo, o en cualquier cuerpo extraño, la lectura de cinta resultará baja.

2.3.7.1.4 Método de medición indirecta

El método consiste en bajar una cinta de medida directa con plomada al interior del tanque, hasta que una parte de la cinta quede en el seno del líquido, deteniéndose se observa la lectura de cinta al nivel del punto de referencia.

Restando la lectura de la cinta en el punto de referencia, de la profundidad de referencia y agregando al residuo la cantidad de cinta mojada, se obtiene el nivel de líquido en el tanque. Este método se usa en todos los tipos de tanques, menos en los equipados con techos flotantes. Con excepción de los errores aritméticos posibles, el método de medición indirecta es de gran precisión.

2.3.7.1.5 Procedimientos

2.3.7.1.5.1 Método de medición directa

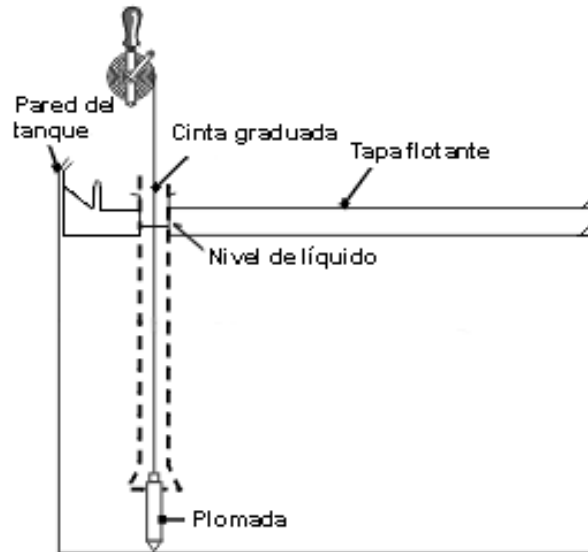


Figura. 2.30. Método de medición directa ¹⁹⁾.

1. Colocarse en la posición correcta para evitar que los vapores que se encuentran en el tanque le den en la cara al abrir la boca de aforo
2. Aterrizar la cinta de medición. Abrir la boca de aforo y asegurarla
3. Sostener el carrete con una mano y bajar la cinta lentamente, hasta que la plomada toque ligeramente el fondo del tanque. Utilizar la altura de referencia como guía. Registrar la altura del nivel de líquido observado en el tanque.
4. Recoger la cinta con el carrete hasta que aparezca la parte donde el líquido dejó la marca que indica su nivel.
5. Anotar con exactitud la medida que se obtiene de la cinta en las unidades que aplique (metros, centímetros, milímetros o pies y pulgadas).
6. Limpiar la cinta con estopa mientras que la retira completamente; dejar caer el líquido dentro de la boca de aforo y evitar que se ensucie el techo.

7. Repetir los pasos 3, 4, 5, 6 hasta que dos medidas coincidan, tomándose estas últimas como medidas oficiales y desechar las otras.
8. Cerrar la boca de aforo para cumplir con las normas de seguridad.
9. Cargar el equipo de tal manera que permita bajar del tanque con una mano libre.
10. Notificar al supervisor cambios o alteraciones en el nivel o cuando éste se aproxime a su máxima medida.

2.3.7.1.5.2 Método de medición indirecta

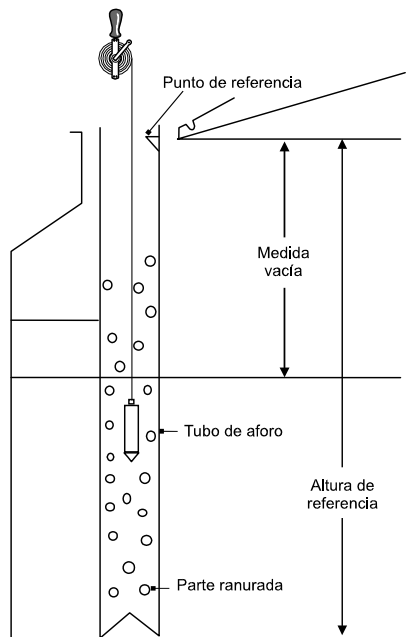


Figura. 2.31. Método de medición indirecta ^[9].

1. Anotar la altura de referencia del tanque.
2. Subir las escaleras de acceso al techo del tanque, siempre tomado del pasamano.
3. Colocarse en la posición correcta para evitar que los vapores que se encuentran en el tanque le den en la cara al abrir la boca de aforo.
4. Aterrizar la cinta de medición. Abrir la boca de aforo y asegurarla correctamente.

5. Introducir la cinta hasta que haya penetrado más o menos de 15 a 20 cm (8 a 10 pulgadas) en el líquido. Utilice pasta detectora de líquido cuando sea necesario.
6. Anotar la medida indicada en el punto de referencia por la cinta (cinta introducida).
7. Recoger la cinta, anotar la medida indicada en la parte mojada de la plomada o la cinta (cinta mojada).
8. Restar la medida obtenida en el paso 7 (cinta mojada) de la medida obtenida en el paso 6 (cinta introducida). Esto corresponde a la medida del espacio vacío del tanque.
9. Restar de la altura de referencia del tanque el resultado obtenido en el paso N° 8. Esta diferencia representa el nivel del líquido.
10. Repetir los pasos 5, 6, 7,8 y 9 hasta que dos medidas coincidan, tomándose estas últimas como medidas oficiales y desechar las otras.

2.3.7.1.6 Medición de agua de fondo (Agua y sedimento libres)

2.3.7.1.6.1 Razones para medir el Agua de Fondo:

11. Para corregir la cantidad de producto medido en el tanque, a fin de compensar el cambio de capacidad del tanque que resulta de la flexión de las láminas del fondo. Esta flexión puede ocurrir cuando el tanque está situado sobre tierra esponjosa. En estos casos debe mantenerse en el tanque una cantidad de agua suficiente para cubrir el fondo y subir algunas pulgadas en las paredes.
12. Para corregir la cantidad de producto medido en el tanque, a fin de compensar el cambio de volumen del agua de fondo como consecuencia de:
 - a) Agua precipitada del crudo o refinado durante los movimientos o entre ellos.
 - b) Escape sin control del agua por las paredes o en el fondo durante los movimientos, o entre ellos o la remoción intencional de agua por medios mecánicos o manuales.

2.3.7.1.6.2 Procedimiento

1. Aplicar en la plomada y en una parte extensa de la cinta la pasta detectora de agua.

2. Bajar lentamente la plomada hasta que perciba que se ha detenido ligeramente. Mantenga la verticalidad de la plomada.

3. Tomar la lectura:

a) Si la cinta introducida coincide con la altura de referencia, la plomada está tocando el fondo del tanque. Emplear el método directo de aforación. Sacar la cinta y determinar el agua libre. La medición de agua libre es determinada por el cambio de color en la pasta.

b) Si la cinta introducida es menor que la altura de referencia, esto se debe a que la plomada ha descansado sobre residuos del fondo o sobre cualquier otro objeto que se haya dejado caer. En este caso realizar un aforo indirecto para determinar el agua

- Enrollar lentamente la cinta, después que la plomada haya estado de 5 a 60 segundos en esa posición, de acuerdo con el tipo de producto.

- Limpiar cuidadosamente la plomada y la parte de la cinta cubierta con la pasta detectora de agua.

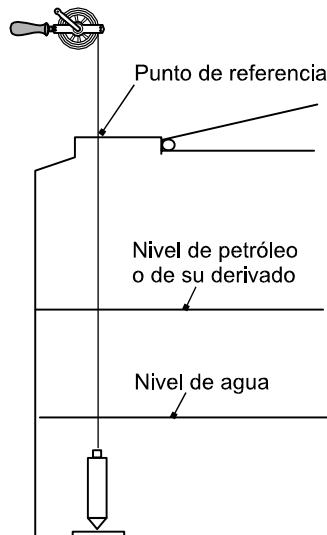


Figura. 2.32. Medición de agua libre ^[9].

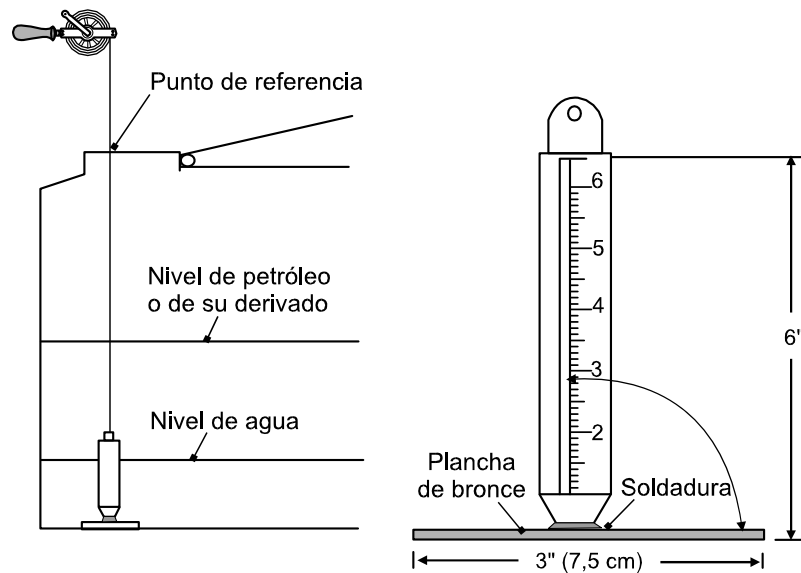


Figura. 2.33. Medición de sedimento en el fondo ^[9].

2.3.8 Bombas. ^[2, 3, 4, 15]

El bombeo puede definirse como la adición de energía a un fluido para moverse de un punto a otro. Los aspectos considerados al momento de escoger un sistema de bombeo radican en el estudio de los siguientes parámetros:

- Caudal de flujo.
- Requerimientos de cabezal.
- Requerimientos de mantenimiento, confiabilidad.
- Viscosidad a temperatura de bombeo y ambiente.
- Requerimientos de control de flujo.

La selección del estilo particular de construcción, dentro de un tipo general de bomba, está influenciada principalmente por:

- Presión de descarga.
- NPSH disponible.
- Temperatura del fluido.

Restricciones de instalación y oportunidades, tales como limitaciones de espacio, montaje en línea, montaje directo de la bomba en un recipiente de proceso, etc.

Una bomba es un transformador de energía. Recibe la energía mecánica, que puede proceder de un motor eléctrico, térmico, etc., y la convierte en energía que un fluido adquiere en forma de presión, de posición o de velocidad. Las bombas pueden clasificarse sobre la base de las aplicaciones a que están destinadas, los materiales con que se construyen, o los líquidos que mueven. Otra forma de clasificarlas se basa en el principio por el cual se agrega energía al fluido, el medio por el cual se implementa este principio y finalmente delinea las geometrías específicas comúnmente empleadas. Esta clasificación se relaciona por lo tanto, con las bombas mismas y no se relaciona con ninguna consideración externa a la bomba o aún con los materiales con que pueden estar construidas.

Tomando en cuenta esta última clasificación, todas las bombas pueden dividirse en dos grandes categorías:

2.3.8.1 Dinámicas

En las cuales se añade energía continuamente, para incrementar las velocidades de los fluidos dentro de la máquina a valores mayores de los que existen en la descarga, de manera que la subsiguiente reducción de velocidad dentro, o más allá de la bomba produce un incremento de presión. Las bombas dinámicas pueden, a su vez, subdividirse en otras variedades de bombas centrífugas y de otros efectos especiales.

2.3.8.2 De desplazamiento positivo.

En las cuales se agrega energía periódicamente mediante la aplicación de fuerza a una o más piezas móviles para un número deseado de volúmenes, lo que resulta un incremento de presión hasta el valor requerido para desplazar el fluido a través de válvulas con aberturas en la línea de descarga.

2.3.8.2.1 Clasificación de las bombas de desplazamiento positivo:

Las bombas de desplazamiento se dividen esencialmente en dos tipos: reciprocantes y rotativas, dependiendo de la naturaleza del movimiento de los miembros que producen la presión. Cada una de estas clasificaciones mayores pueden, a su vez, subdividirse en varios tipos específicos de importancia.

Las bombas de desplazamiento positivo (reciprocantes), por lo general, se clasifican por sus características:

1. Extremo de impulsión, es decir, potencia o acción directa.
2. Orientación de la línea de centros del elemento de bombeo, es decir, horizontal o vertical.
3. Número de carrera de descarga por ciclos de cada biela, es decir, acción sencilla o doble acción.
4. Configuración del elemento de bombeo: pistón, émbolo o diafragma.
5. Número de varillas o bielas de mando, es decir, simplex, dúplex o múltiplex.

Tipo reciprocantes

Las bombas reciprocantes son unidades de desplazamiento positivo que descargan una capacidad definida de líquido durante el movimiento del pistón o émbolo a través de la distancia de carrera. El pistón puede ser accionado mediante vapor, motor de combustión o por un motor eléctrico.

La categoría del tipo reciprocantes tiene como principio el desplazamiento positivo, el cual consiste en el movimiento de un fluido causado por la disminución del volumen de la cámara.

En una bomba reciprocante, el flujo es estable hasta el final de la carrera del pistón, donde el pistón se detiene y regresa. Por lo tanto, el comportamiento del flujo de descarga es pulsante. Estas pulsaciones pueden ser reducidas mediante cámaras de amortiguación en la descarga de la bomba y el uso del cilindro de doble acción.

Todas las bombas reciprocantes tienen una parte que maneja el fluido, comúnmente llamada el extremo líquido, el cual tiene:

1. Un sólido que se desplaza, llamado émbolo o pistón.
2. Un recipiente que contiene al líquido, llamado el cilindro.
3. Una válvula de succión de retención que permite el fluido de la tubería de succión hacia el cilindro líquido.
4. Una válvula de descarga de retención que permite el flujo del cilindro hacia la tubería de descarga.

5. Empaque para sellar perfectamente la junta entre el émbolo y el cilindro y evitar que el líquido se fugue del cilindro.

La capacidad de la bomba varía con el número de émbolos o pistones y pueden clasificarse en simplex, dúplex, triplex, etc.

La bomba se diseña para una velocidad, presión, capacidad y potencia específicas. La bomba puede aplicarse a condiciones de potencia menores que las del punto específico de diseño, pero con sacrificio de la condición más económica de operación.

Tipo tornillo.

Las bombas rotativas de tornillo son unidades de desplazamiento positivo, en el cual el flujo a través de los elementos de bombeo es verdaderamente axial; en lugar de lanzar el líquido como en una bomba centrífuga este tipo de bomba lo atrapa, lo empuja contra la caja fija en forma muy similar a como lo hace el pistón de una bomba recíproca, pero a diferencia de esta última, la bomba rotatoria de tornillo descarga un flujo continuo. Aunque generalmente se le considera como bombas para líquidos viscosos, pueden manejar casi cualquier líquido que este libre de sólidos abrasivos.

Debido a la baja inercia relativa de sus partes en rotación, las bombas de tornillo son capaces de operar a mayores velocidades que otras bombas rotativas o alternativas de desplazamiento comparable.

Las bombas de tornillo como otras bombas rotativas de desplazamiento positivo tienen una característica de flujo que es esencialmente independiente de la presión. Estas bombas se clasifican de acuerdo al número de tornillos que presenten en su diseño o configuración. Estos pueden ser simples o múltiples.

Las bombas de tornillos múltiples se encuentran en una gran variedad de configuraciones y diseños. Todas emplean un rotor conducido engranado con uno o más rotores de sellado. El mismo flujo se establece entre las roscas de los tornillos, y a lo largo del eje de los mismos. Pueden usarse tornillos con roscas opuestas para eliminar el empuje axial en la bomba.

En el mercado se encuentran dos (2) tipos básicos disponibles, la construcción del extremo simple o doble, de las cuales la última es la más conocida.

Debido a que la bomba de tornillo es un dispositivo de desplazamiento positivo, entregará una cantidad definida de líquido por cada revolución de los rotores.

La capacidad real entregada de cualquier bomba rotatoria específica es afectada por:

1. Variación en la velocidad.
2. Variación en las viscosidades.
3. Variación en la presión diferencial.

Debido a la holgura entre los rotores y su alojamiento, las bajas velocidades y las altas presiones el deslizamiento aumenta, lo que resulta en una capacidad reducida para una velocidad dada. El impacto de estas características puede variar ampliamente para los diversos tipos de bombas. El deslizamiento, sin embargo, no se afecta en forma medible por los cambios en la velocidad, no obstante, se produce en un pequeño porcentaje de deslizamiento del flujo total a velocidades altas.

Las bombas de tornillo por sí mismas no originan presión, simplemente transfieren una cantidad de fluido del lado de entrada al lado de salida. La presión desarrollada en el lado de salida es tan sólo el resultado de la resistencia al flujo en la línea de descarga. La característica de la pérdida de un tipo y modelo de bomba en particular es uno de los factores claves que determinan la gama aceptable de operación, en general está bien definido por el fabricante de la bomba.

La viscosidad y la velocidad están íntimamente ligadas y no es posible considerar una sin la otra. La velocidad básica que el fabricante debe considerar es la velocidad axial interna del líquido pasando a través de los rotores. Esa es una función del tipo de bomba, diseño y tamaño. La velocidad de rotación debe reducirse cuando se manejan líquidos de alta viscosidad. Las razones no solo están en la dificultad para llenar los elementos de bombeo, sino también las pérdidas mecánicas que resultan de la acción del corte de los rotores en la sustancia que se maneja. La reducción de estas pérdidas es con frecuencia más importante que las velocidades relativamente altas, aunque las últimas pudieran ser posibles debido a las condiciones de succión.

Las pérdidas internas de potencia son de dos tipos: mecánicas y viscosas. Las pérdidas mecánicas incluyen toda la potencia necesaria para vencer el arrastre de la fricción mecánica de todas las partes en movimiento dentro de la bomba, incluyendo los rotores, cojinetes, engranes, sellos mecánicos, etc. Las pérdidas por viscosidad incluyen toda la pérdida de potencia originada por los efectos de arrastre del fluido viscoso contra todas las partes dentro de la bomba, así como de la acción de corte del mismo fluido. Es probable que la pérdida mecánica sea el mayor componente cuando se opera a bajas viscosidades, mientras que las pérdidas por viscosidad son mayores en condiciones de alta viscosidad.

En general, las pérdidas para un tipo y tamaño de bomba dada, varían con la viscosidad y la velocidad de rotación, pueden o no ser afectadas por la presión, dependiendo del tipo y modelo de bomba bajo consideración. Estas pérdidas, sin embargo, deben estar siempre basadas en la máxima viscosidad que debe manejarse, puesto que serán las más altas en este punto.

2.3.8.3 Bombas de circulación

La bomba de circulación es una herramienta esencial para mantener limpios los fondos de los tanques y para vender el petróleo crudo con un nivel aceptable de % AyS. La mayoría del tiempo la bomba es utilizada para la limpieza del crudo, pero puede también bombear todo el líquido de cualquier recipiente cuando ese recipiente se debe abrir para limpieza o reparación. También se utiliza para bombear el líquido nuevamente dentro de algunos recipientes según sea necesario al colocarlos nuevamente dentro de servicio después de reparaciones. Por medio de la bomba de circulación, la operación de estos recipientes puede ser equilibrada dentro de horas.

2.3.8.4 Bombas de inyección de química

Tiene la función de prevenir la formación y /o eliminar la espuma. Este equipo está constituido por un recipiente que contiene una mezcla de silicón y gasoil, una bomba con su respectivo contador acoplado al recipiente, la cual inyecta esa mezcla en un sitio previamente determinado como el más adecuado para inyectar y contrarrestar formación de espuma en los tanques de la estación. El sitio de inyección de la

química varía de una instalación a otra, dependiendo de las características de los crudos. En algunos casos, la inyección se hace en el múltiple de producción, en otros, antes o después de los separadores de producción y en otros en las tuberías de entrada de los fluidos a los tanques de almacenamiento temporal.

La bomba de inyección de sustancias químicas inyecta los reactivos químicos al sistema a una razón predeterminada que debe ser proporcional a la producción del pozo. Las pruebas en frascos indican la cantidad requerida para el tratamiento adecuado de una determinada cantidad de emulsión de petróleo crudo, por ejemplo, cien barriles. Una vez que esta razón entre el compuesto y la emulsión se ha determinado, es el deber del empleado ajustar la bomba inyectora para agregar la cantidad necesaria.

La mayoría de los diseños del equipo de producción especifican la inyección de compuestos químicos en el cabezal del pozo, o corriente arriba del separador. Por supuesto, la presión a esos puntos de la tubería es más alta que la de la atmósfera.

Por lo tanto, la mayoría de las bombas de inyección de sustancias químicas se fabrican para superar las presiones que comúnmente se encuentran en las líneas de flujo de los pozos de petróleo.

2.4 Gerencia de la Seguridad de los Procesos (GSP).

Para la realización del Manual de Operaciones de la Estación de Flujo Elías 11 se adoptaron las normativas establecidas por la Gerencia de la Seguridad de los Procesos (GSP), tomando como base principal tres de sus elementos más importantes para el cumplimiento de las normas durante la operación de la instalación, como lo son: Información de Seguridad de los Procesos, Procedimientos Operacionales (PRO) y Prácticas de Trabajo seguro (PTS).

A continuación se define y describe cual es la estructura del GSP y de cada uno de sus elementos

2.4.1 Estructura del GSP. ^[16,17]

La gerencia de la seguridad de los procesos (**GSP**) puede definirse como el estándar de gestión que permite prevenir la ocurrencia y/o reducir las consecuencias de los escapes de sustancias tóxicas, reactivas inflamables y/o explosivas que puedan causar accidentes catastróficos. Estructura del GSP.

Está conformado por prácticas gerenciales, dirigidas a la identificación, comprensión y control de los riesgos; es aplicado por las gerencias custodias de las instalaciones, en la fase de diseño, construcción, arranque, operación, mantenimiento y modificación de plantas industriales. Requiere de la implantación y aplicación integrada de los siguientes trece (13) elementos.

- Liderazgo y Compromiso Gerencial
- Información de Seguridad de los Procesos (ISP).
- Análisis de Riesgos de los Procesos (ARP).
- Manejo del Cambio (MDC).

- Procedimiento Operacional (PRO).
- Prácticas de Trabajo Seguro (PTS).
- Seguridad de Contratistas (SDC).
- Integridad Mecánica (IME).
- Respuesta y Control de Emergencia (RCE).
- Adiestramiento (ADI).
- Revisión de Seguridad Pre-arranque (RSP).
- Investigación de Accidentes e Incidentes (IAI).
- Evaluación del Sistema (EDS).

La aplicación e implantación de cada uno de estos elementos esta constituida por una serie de principios y requisitos en función de la variable del proceso involucrada: personal, tecnología e instalaciones (figura 2.34)

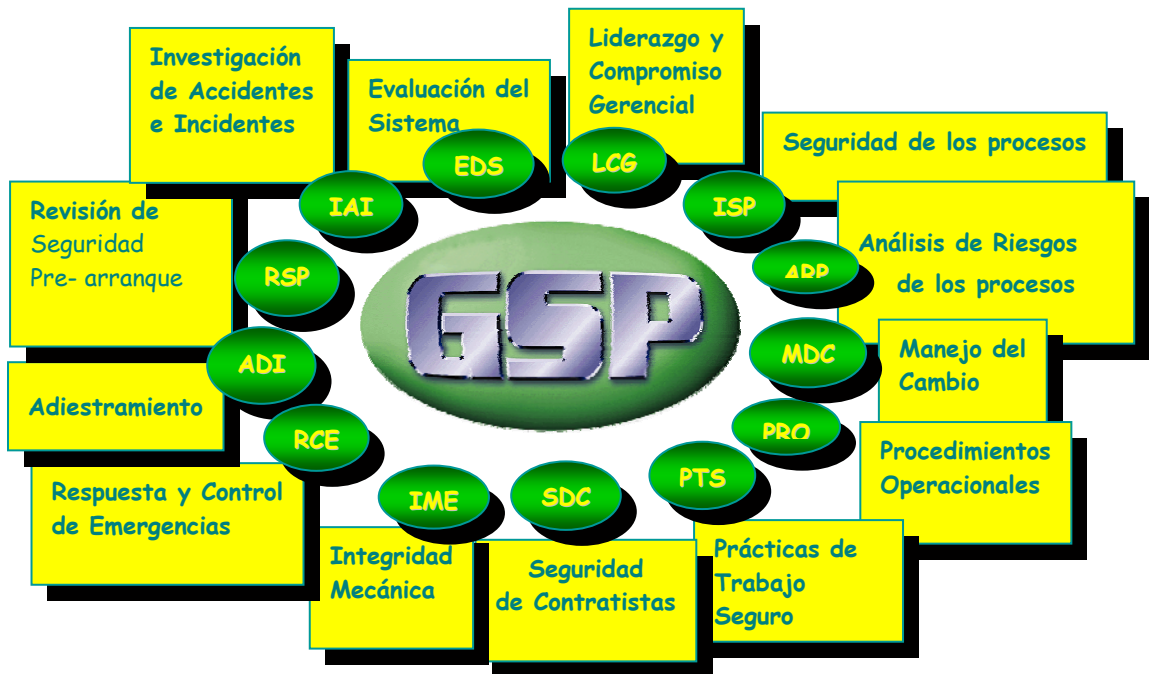


Figura 2.34. Distribución de los elementos del GSP en las variables del proceso.

Para la elaboración del Manual de la Estación de Flujo Elías 11, los elementos del GSP de mayor importancia lo representan: Información de Seguridad de los Procesos (ISP), Procedimiento Operacional (PRO) y Prácticas de Trabajo Seguro (PTS).

2.4.1.1 Información de Seguridad de los Procesos (ISP).

Este elemento tiene por objetivo definir la documentación relativa a la seguridad de los procesos, que debe estar disponible en cada instalación, a fin de garantizar la operación segura de la misma.

La información de seguridad de los procesos se descompone en los siguientes renglones:

- **Sustancias químicas de procesos:** comprende el conjunto de datos que caracterizan a cada uno de los materiales o sustancias que, de una u otra forma, están involucrados en el proceso. Esto incluye no solamente las materias primas y los químicos utilizados en un proceso productivo o los productos principales que se obtienen en él, sino también cualquier material obtenido como subproducto o desecho y cualquier corriente intermedia que forme parte del proceso. El objetivo de disponer de una caracterización de todos estos materiales es fundamentalmente para facilitar la identificación de los riesgos asociados a su manejo, procesamiento o uso. En tal sentido, la información básica que debe formar parte de esta "caracterización" es la siguiente:

- Identificación de la sustancia o material.
 - Propiedades físicas y químicas.
 - Propiedades explosivas y de inflamación.
 - Ingredientes activos y antídotos.
 - Riesgos a la salud (toxicología).
 - Reactividad y Corrosión.
 - Manejo de fugas y derrames.
 - Medidas de protección y
 - Precauciones especiales (manejo, almacenamiento, primeros auxilios y tratamiento médico).
- **Tecnología del proceso:** abarca toda información referente a los procesos que fundamentan la operación de las instalaciones.

La información relacionada con los aspectos de la Tecnología del Proceso comprende:

1. El Diagrama de Flujo del Proceso o PFD.
2. La descripción y química del proceso.
 - Los inventarios máximos de sustancias tóxicas o inflamables en instalaciones o plantas.
 - Los límites de operación segura y
 - La evaluación de las consecuencias de la desviación al operar fuera de esos límites de seguridad operacional.

El **diagrama de flujo** es un esquema simplificado de los procesos, que muestra los equipos mayores, la conectividad y la dirección del flujo. Contiene, además, los balances de masa o describe las condiciones operativas y las tasas de flujos de procesos. En muchos casos, presentan las propiedades de las corrientes involucradas en el proceso.

La **descripción del proceso** es una narrativa que puede acompañarse de tablas y/o gráficos, la cual incluye las características del fluido de alimentación y de los productos, así como la operación a través de la cual se logra la manufactura de ese producto: fraccionamiento o reacción, indicando si ésta es exotérmica o endotérmica, etc.

Los inventarios máximos de productos tóxicos o inflamables deben ser evaluados en instalaciones o plantas. Estos corresponden a los inventarios operativos de las condiciones del proceso. Los valores de éstos son información importante para los análisis de riesgos y los planes de desalojo.

Los **límites de operación segura** constituyen la pieza clave para establecer la ventana segura de operación. Se establece un mínimo y un máximo correspondientes al rango operacional, cuya implicación, al salirse de ellos, puede corresponder a inestabilidad en el sistema, perturbación en la calidad del producto o generación de una condición insegura, que podría eventualmente recuperarse al regresar al rango establecido. En condiciones extremas (operar por debajo del valor mínimo o superar el máximo), se puede afectar la integridad mecánica de los equipos.

Las **consecuencias de la desviación** establecen, identifican y señalan el tipo de riesgo al operar alejados de los límites fijados, tanto en el rango operacional como en el de diseño de los equipos que conforman una instalación o una planta.

- **Diseño de los equipos:** tiene que ver con toda información relacionada con el diseño de los equipos de procesos que conforman una planta o instalación industrial. Esta documentación representa un importante insumo para el desarrollo de los análisis de riesgos, así como para el diseño y operación segura de las instalaciones. La información relacionada con los aspectos del diseño mecánico de las instalaciones está conformada por:

- Materiales de construcción.
- Diagramas de tuberías e instrumentación (P&ID).
- Planos de clasificación eléctrica de áreas.
- Diseño y bases de diseño de los sistemas de alivio.
- Diseño de los sistemas de venteo.
- Descripción / especificaciones de los sistemas de seguridad y de los equipos y tuberías.

Para implantar este elemento de información de seguridad de los procesos se realizaron visitas a la estación de flujo con la finalidad de hacer el levantamiento de dichas estaciones para así elaborar el manual de operación, la lista de equipos y materiales, solicitar a las casas que suministran las sustancias químicas la respectiva hoja MSDS de cada producto en uso y finalmente elaborar los planos de la estación.

2.4.1.2 Análisis de Riesgos de los Procesos (ARP).

Es un procedimiento sistemático y formal para la identificación, evaluación y control de los riesgos de los procesos.

Este elemento comprende los siguientes factores:

Análisis en las instalaciones existentes: debe contener inventarios, tasas de flujo y niveles de riesgo de las sustancias tóxicas, niveles de exposición de riesgos del personal y a terceros, características y complejidad del proceso, instalaciones con

condiciones operacionales severas, instalaciones donde se desarrollan operaciones simultáneas.

Análisis en instalación nueva o modificada: se le debe dar especial consideración a los siguientes aspectos experiencias previas con procesos o instalaciones similares, diseño mientras el análisis está en proceso, análisis periódico, equipo de trabajo y resultado de análisis.

2.4.1.3 Manejo del Cambio (MDC).

Es un procedimiento escrito que se debe desarrollar e implantar para la evaluación y autorización de cualquier cambio en la infraestructura (equipos o su ubicación, líneas, accesorios, etc.), condiciones de operación, tecnología del proceso, mantenimiento; cambios en la organización, en la definición de roles y responsabilidades y en los procedimientos operacionales, de inspección, mantenimiento y planes de respuesta y control de emergencias que puedan afectar la seguridad e integridad física de personas, instalaciones o el ambiente.

Se exceptúan los reemplazos de equipos que cumplen con las especificaciones originales de diseño.

Siempre que ocurran cambios en el personal que supervisa u opera la instalación, se considera que existe un cambio en la organización. Los reemplazos rutinarios por vacaciones, rotación, cambios de guardia, sustituciones temporales, etc., son considerados en los Procedimientos Operacionales, Prácticas de Trabajo Seguro y Adiestramiento por lo que no se requiere acción adicional en cuanto al Manejo del Cambio.

2.4.1.4 Procedimientos Operacionales (PRO).

El propósito principal de los procedimientos operacionales es proveer instrucciones escritas claras y precisas, que reflejen las prácticas vigentes y aseguren su accesibilidad al operador para la realización de las actividades contempladas en cada fase operacional de los procesos industriales en los cuales se desempeña. Tales documentos o instrucciones de trabajo deben indicar los límites operacionales seguros del proceso, con sus respectivos anuncios sobre los peligros o las consecuencias

adversas al producirse las desviaciones en los rangos de control o en los parámetros de la operación; así como los pasos necesarios para corregir las desviaciones que pudieran presentarse, y las previsiones para evitarlas. También, los procedimientos operacionales deben anunciar al operador, por medio de advertencias o precauciones, los peligros potenciales a las personas, al medio ambiente y a las instalaciones, producto de la actividad misma del proceso.

Entre estos procedimientos se encuentran:

- Activar y desactivar separadores general y de prueba.
- Activar y desactivar dosificación de química.
- Activar y desactivar tanques de lavado.
- Activar y desactivar tanques de almacenamiento.
- Activar pozos BCP.
- Activar pozos por bombeo mecánico.
- Cerrar pozos productores (activados con BCP y Bombeo Mecánico).
- Sacar o poner en servicio la estación.

Para establecer estos procedimientos se debe tomar en cuenta las hojas MSDS del producto químico que emplea el proceso, la guía de prácticas de trabajo seguro, los riesgos que se corren al activar o desactivar el equipo o la estación, sistemas de seguridad que posee con su respectivo funcionamiento, las medidas preventivas en caso de accionamiento de los sistemas de seguridad, los límites de operación del proceso y la pericia que poseen los operadores y supervisores de las estaciones.

2.4.1.5 Prácticas de Trabajo Seguro (PTS).

Son procedimientos escritos para la ejecución de actividades no rutinarias en áreas de procesos, que tienen como objetivo "Prevenir los eventos o accidentes severos mayores o catastróficos, asegurándose que los procedimientos apropiados sean ejecutados cuando se estén realizando actividades particularmente peligrosas". Contemplan sistemas de permisos para trabajos en caliente/frío, aislamiento y desenergización de equipos, entrada a espacios confinados, uso de grúas y equipos pesados similares, excavación y apertura de líneas y equipos.

2.4.1.6 Seguridad de Contratistas (SDC).

La implantación de este elemento debe contemplar requerimientos para que las empresas contratistas y su personal, sean debidamente evaluadas, seleccionadas, adiestradas e informadas de los riesgos involucrados y los métodos de trabajo adecuado relacionado con las actividades que realizan, incluyendo procedimientos actualizados para que las contratistas administren un sistema consistente con los requerimientos establecidos por PetroUCV S.A.

2.4.1.7 Integridad Mecánica (IME).

El objetivo principal de este elemento es señalar los requerimientos mínimos a cumplir para el establecimiento e implantación de un sistema que asegure que los equipos críticos existentes en cada una de las instalaciones, sean diseñados, fabricados, instalados, probados, inspeccionados, monitoreados y mantenidos en una forma consistente con las recomendaciones del fabricante o estándares de la empresa. La primera línea de defensa disponible la representa un bloque que lo conforman tres aspectos fundamentales que son: el diseño intrínseco de las instalaciones, siempre que éste se base en la aplicación de un código de diseño aceptado para el tipo de instalación a que se refiera y el empleo de las mejores prácticas de ingeniería; la operación y conservación del proceso tal como fue diseñado y, por último, esta línea de defensa estará respaldada por los sistemas de alivio controlado de las sustancias peligrosas como, por ejemplo, despojadores, "mechurrios" y tanques pulmones o de rebose, diseñados para recibir tales sustancias.

Una segunda línea de defensa la conforman los sistemas de protección contra incendios, los sistemas de drenajes, los muros de contención y los diques, entre otros, los cuales atenuarán o mitigarán los efectos o consecuencias de eventos o emisiones de las sustancias peligrosas que ocurran hacia el ambiente.

2.4.1.8 Respuesta y Control de Emergencias (RCE).

Se debe establecer e implantar planes críticos, específicos por instalación, para una efectiva respuesta y control de las emergencias, independientemente de su magnitud.

Cada instalación debe poseer un centro de control de emergencias, debe cumplir con un adiestramiento y divulgación a su personal y debe desarrollar al menos un simulacro de emergencia al año.

Previo a la elaboración de cualquier plan de respuesta y control de emergencias, es necesario recopilar una serie de información y detalles relacionados con la situación en particular, de tal forma que el producto final represente sin lugar a dudas una herramienta de control efectiva.

2.4.1.9 Adiestramiento (ADI).

Se debe establecer y ejecutar un programa de adiestramiento para todo el personal responsable por la operación y mantenimiento de la instalación, acorde a sus tareas y responsabilidades. Este adiestramiento debe considerar entre otros, una visión general del proceso y sus riesgos, la descripción y funcionamiento de los equipos, los procedimientos operacionales y de mantenimiento, las practicas de trabajo seguro, las medidas de respuesta y control de emergencia, así como cualquier cambio en las instalaciones, tecnología o personal.

2.4.1.10 Revisión de Seguridad Pre-Arranque (RSP)

Para efectuar la verificación final de los equipos o instalaciones nuevas, modificadas o después de un mantenimiento mayor, se implantarán procedimientos adecuados con el objetivo de confirmar que los elementos de seguridad han sido considerados satisfactoriamente y ejecutados.

2.4.1.11 Investigación de Accidentes e Incidentes (IAI).

Tiene como propósito identificar las causas fundamentales que produjeron el accidente o incidente, a objeto de tomar las acciones pertinentes e informar oportunamente a todo el personal involucrado o expuesto para prevenir su recurrencia o la ocurrencia de eventos similares.

2.4.1.12 Evaluación del Sistema (EDS).

Para una implantación y aplicación adecuada del sistema de Gerencia de la Seguridad de los Procesos, se requiere que los once (11) elementos sean evaluados periódicamente para verificar que los requerimientos establecidos en cada uno de

ellos se estén cumpliendo y así medir la efectividad del proceso e identificar oportunidades de mejoras.

La primera auditoria debe ser llevada a cabo al primer (1) año de iniciada la implantación del sistema de Gerencia de Seguridad de los Procesos (GSP); posteriormente cada tres (3) años.

El equipo de auditoria debe estar integrado por un grupo multidisciplinario con experiencia y amplios conocimientos en el proceso involucrado, es recomendable la participación de personal de las de las unidades o gerencias técnicas, de ingeniería, operaciones, mantenimiento y ambiente, higiene y seguridad entre otras.

2.5 Equipos de Instrumentación y Control

2.5.1 Válvulas. ^[18,19]

Muchos tipos de válvulas son utilizadas en los múltiples, pero estas mismas válvulas pueden ser usadas para muchas aplicaciones en la producción petrolera. Una válvula se puede definir como un aparato mecánico con el cual se puede iniciar, detener o regular la circulación (paso) de líquidos o gases mediante una pieza movable que abre, cierra u obstruye en forma parcial uno o más orificios o conductos.

Las válvulas son unos de los instrumentos de control más esenciales en la industria. Debido a su diseño y materiales, las válvulas pueden abrir y cerrar, conectar y desconectar, regular, modular o aislar una enorme serie de líquidos y gases, desde los más simples hasta los más corrosivos o tóxicos. Sus tamaños van desde una fracción de pulgada hasta 30 ft (9 m) o más de diámetro. Pueden trabajar con presiones que van desde el vacío hasta mas de 20000 lb/in² (140 Mpa) y temperaturas desde las criogénicas hasta 1500 °F (815 °C). En algunas instalaciones se requiere un sellado absoluto; en otras, las fugas o escurrimientos no tienen importancia.

La palabra flujo expresa el movimiento de un fluido, pero también significa para nosotros la cantidad total de fluido que ha pasado por una sección determinada de un conducto. Caudal es el flujo por unidad de tiempo; es decir, la cantidad de fluido que circula por una sección determinada del conducto en la unidad de tiempo.

2.5.1.1 Partes básicas de una válvula

- **Cuerpo o Carcaza:** es el que actúa como apoyo de los otros componentes presentes en las válvulas.
- **Un elemento de cierre móvil:** el cual restringe o detiene la magnitud del flujo a través de la válvula.
- **Un vástago o varilla:** es el que gira o mueve el elemento de cierre móvil, sin que se presente fuga.
- **Un bonete:** es el que cubre el orificio del cual sale el vástago.
- **Una caja de empaque:** que es el sello en el punto de entrada del vástago a través del bonete.

2.5.1.2 Categorías de válvulas.

Debido a las diferentes variables, no puede haber una válvula universal; por tanto, para satisfacer los cambiantes requisitos de la industria se han creado innumerables diseños y variantes con el paso de los años, conforme se han desarrollado nuevos materiales. Todos los tipos de válvulas recaen en nueve categorías: válvulas de compuerta, válvulas de globo, válvulas de bola, válvulas de mariposa, válvulas de apriete, válvulas de diafragma, válvulas de macho, válvulas de retención y válvulas de desahogo (alivio).

2.5.1.2.1 Válvulas de compuerta.

La válvula de compuerta es de vueltas múltiples, en la cual se cierra el orificio con un disco vertical de cara plana que se desliza en ángulos rectos sobre el asiento (figura. 2.35).

Recomendada para

Servicio con apertura total o cierre total, sin estrangulación.

Para uso poco frecuente.

Para resistencia mínima a la circulación.

Para mínimas cantidades de fluido o líquido atrapado en la tubería.

Ventajas

- Alta capacidad.

- Cierre hermético.
- Bajo costo.
- Diseño y funcionamiento sencillos.
- Poca resistencia a la circulación.

Desventajas

- Control deficiente de la circulación.
- Se requiere mucha fuerza para accionarla.
- Produce cavitación con baja caída de presión.
- Debe estar cubierta o cerrada por completo.
- La posición para estrangulación producirá erosión del asiento y del disco.

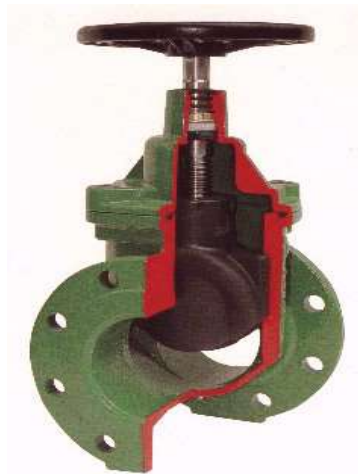


Figura. 2.35. Válvula de compuerta. ^[18]

2.5.1.2.2 Válvulas de tapón

La válvula de tapón es de $\frac{1}{4}$ de vuelta, que controla la circulación por medio de un macho cilíndrico o cónico que tiene un agujero en el centro, que se puede mover de la posición abierta a la cerrada mediante un giro de 90° (figura. 2.36).

Recomendada para

Servicio con apertura total o cierre total.

Para accionamiento frecuente.

Para baja caída de presión a través de la válvula.

Para resistencia mínima a la circulación.

Para cantidad mínima de fluido atrapado en la tubería.

Ventajas

- Alta capacidad.
- Bajo costo.
- Cierre hermético.
- Funcionamiento rápido.

Desventajas

- Requiere alta torsión (par) para accionarla.
- Desgaste del asiento.
- Cavitación con baja caída de presión.

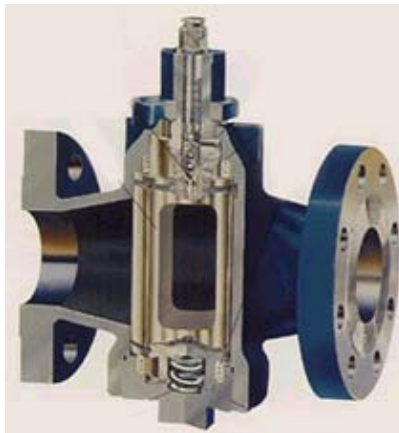


Figura. 2.36. Válvula de tapón.^[18]

2.5.1.2.3 Válvulas de globo

Una válvula de globo es de vueltas múltiples, en la cual el cierre se logra por medio de un disco o tapón que cierra o corta el paso del fluido en un asiento que suele estar paralelo con la circulación en la tubería (figura. 2.37).

Recomendada para

Estrangulación o regulación de circulación.

Para accionamiento frecuente.

Para corte positivo de gases o aire.

Cuando es aceptable cierta resistencia a la circulación.

Ventajas

- Estrangulación eficiente con estiramiento o erosión mínimos del disco o asiento.
- Carrera corta del disco y pocas vueltas para accionarlas, lo cual reduce el tiempo y desgaste en el vástago y el bonete.
- Control preciso de la circulación.
- Disponible con orificios múltiples.

Desventajas

- Gran caída de presión.
- Costo relativo elevado.

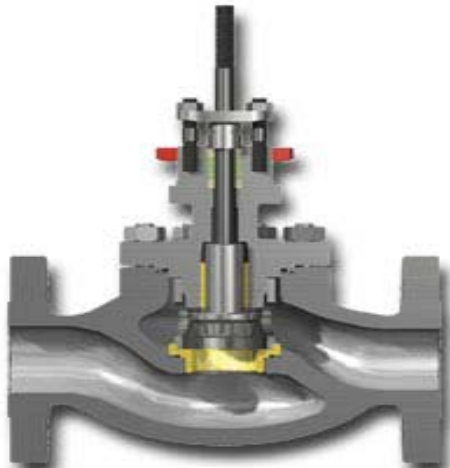


Figura. 2.37. Válvula de globo.^[18]

2.5.1.2.4 Válvulas de bola

Las válvulas de bola son de $\frac{1}{4}$ de vuelta, en las cuales una bola taladrada gira entre asientos elásticos, lo cual permite la circulación directa en la posición abierta y corta el paso cuando se gira la bola 90° y cierra el conducto (figura. 2.38).

Recomendada para

Para servicio de conducción y corte, sin estrangulación.

Cuando se requiere apertura rápida.

Para temperaturas moderadas.

Cuando se necesita resistencia mínima a la circulación.

Ventajas

- Bajo costo.
- Alta capacidad.
- Corte bidireccional.
- Circulación en línea recta.
- Pocas fugas.
- Poco mantenimiento.
- No requiere lubricación.
- Tamaño compacto.
- Cierre hermético con baja torsión (par).

Desventajas

- Características deficientes para estrangulación.
- Alta torsión para accionarla.
- Susceptible al desgaste de sellos o empaquetaduras.
- Propensa a la cavitación.

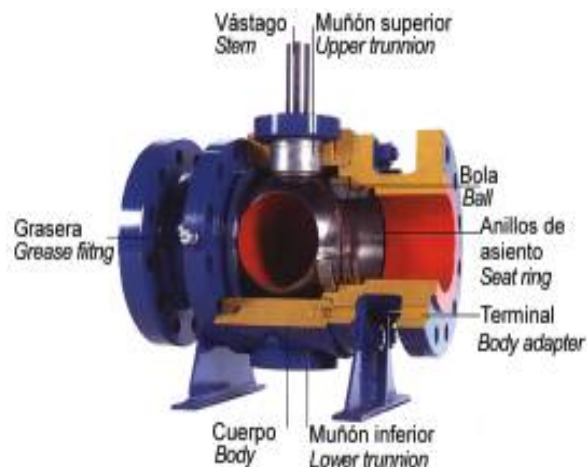


Figura. 2.38. Válvula de bola. ^[18]

2.5.1.2.5 Válvulas de mariposa

La válvula de mariposa es de $\frac{1}{4}$ de vuelta y controla la circulación por medio de un disco circular, con el eje de su orificio en ángulos rectos con el sentido de la circulación (figura. 2.39).

Recomendada para

Servicio con apertura total o cierre total.

Servicio con estrangulación.

Para accionamiento frecuente.

Cuando se requiere corte positivo para gases o líquidos.

Cuando solo se permite un mínimo de fluido atrapado en la tubería.

Para baja caída de presión a través de la válvula.

Ventajas

- Ligera de peso, compacta, bajo costo.
- Requiere poco mantenimiento.
- Numero mínimo de piezas móviles.
- No tiene bolas o cavidades.
- Alta capacidad.
- Circulación en línea recta.
- Se limpia por si sola.

Desventajas

- Alta torsión (par) para accionarla.
- Capacidad limitada para caída de presión.
- Propensa a la cavitación.



Figura. 2.39. Válvula de mariposa.

2.5.1.2.6 Válvulas de diafragma

Las válvulas de diafragma son de vueltas múltiples y efectúan el cierre por medio de un diafragma flexible sujeto a un compresor. Cuando el vástago de la válvula hace descender el compresor, el diafragma produce sellamiento y corta la circulación (figura. 2.40).

Recomendada para

Servicio con apertura total o cierre total.

Para servicio de estrangulación.

Para servicio con bajas presiones de operación.

Ventajas

- Bajo costo.
- No tienen empaquetaduras.
- No hay posibilidad de fugas por el vástago.
- Inmune a los problemas de obstrucción, corrosión o formación de gomas en los productos que circulan.

Desventajas

- Diafragma susceptible de desgaste.
- Elevada torsión al cerrar con la tubería llena.

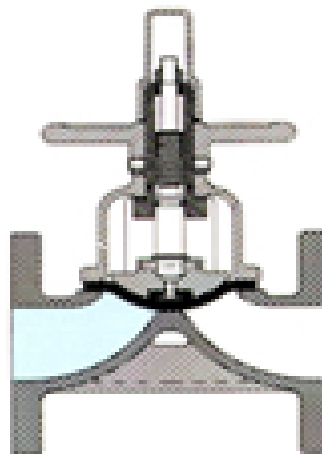


Figura. 2.40. Válvula de diafragma ^[18].

2.5.1.2.7 Válvulas de apriete

La válvula de apriete es de vueltas múltiples y efectúa el cierre por medio de uno o más elementos flexibles, como diafragmas o tubos de caucho que se pueden apretar u oprimir entre sí para cortar la circulación (figura. 2.41).

Recomendada para

Servicio de apertura y cierre.

Servicio de estrangulación.

Para temperaturas moderadas.

Ventajas

- Bajo costo.
- Poco mantenimiento.
- No hay obstrucciones o bolsas internas que la obstruyan.
- Diseño sencillo.
- No corrosiva y resistente a la abrasión.

Desventajas

- Aplicación limitada para vacío.
- Difícil de determinar el tamaño.

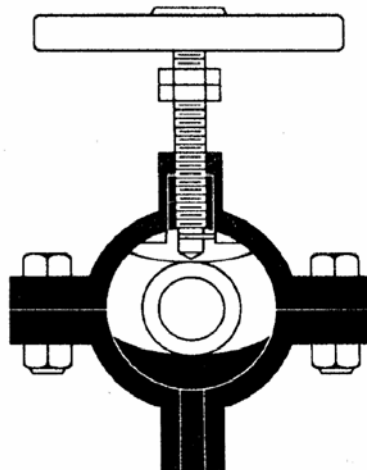


Figura. 2.41. Válvula de apriete.

2.5.1.2.8 Válvulas de retención (check) y de desahogo (alivio)

Hay dos categorías de válvulas y son para uso específico, más bien que para servicio general: válvulas de retención (check) y válvulas de desahogo (alivio). Al contrario de los otros tipos descritos, son válvulas de accionamiento automático, funcionan sin controles externos y dependen para su funcionamiento de sentido de circulación o de las presiones en el sistema de tubería. Como ambos tipos se utilizan en combinación con válvulas de control de circulación, la selección de la válvula, con frecuencia, se hace sobre la base de las condiciones para seleccionar la válvula de control de circulación.

Válvulas de retención (check).

La válvula de retención (figura. 2.42) esta destinada a impedir una inversión de la circulación. La circulación del líquido en el sentido deseado abre la válvula; al invertirse la circulación, se cierra. Hay tres tipos básicos de válvulas de retención: 1) válvulas de retención de columpio, 2) de elevación y 3) de mariposa.

Válvulas de retención de elevación

Una válvula de retención de elevación es similar a la válvula de globo, excepto que el disco se eleva con la presión normal de la tubería y se cierra por gravedad y la circulación inversa.

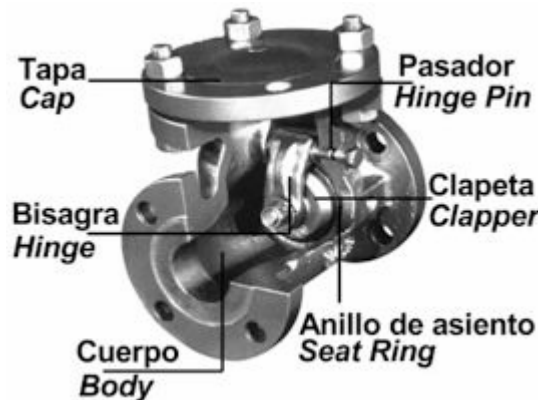


Figura 2.42. Válvula de retención (tipo elevación).^[18]

Recomendada para

Cuando hay cambios frecuentes de circulación en la tubería.

Para uso con válvulas de globo y angulares.

Para uso cuando la caída de presión a través de la válvula no es problema.

Ventajas

- Recorrido mínimo del disco a la posición de apertura total.
- Acción rápida.

Válvulas de retención del columpio.

Esta válvula tiene un disco embisagrado o de charnela que se abre por completo con la presión en la tubería y se cierra cuando se interrumpe la presión y empieza la circulación inversa. Hay dos diseños: uno en "Y" que tiene una abertura de acceso en el cuerpo para el esmerilado fácil del disco sin desmontar la válvula de la tubería y un tipo de circulación en línea recta que tiene anillos de asiento reemplazables.

Recomendada para

Cuando se necesita resistencia mínima a la circulación.

Cuando hay cambios poco frecuentes del sentido de circulación en la tubería.

Para servicio en tuberías que tienen válvulas de compuerta.

Para tuberías verticales que tienen circulación ascendente.

Ventajas

- Puede estar por completo a la vista.
- La turbulencia y las presiones dentro de la válvula son muy bajas.
- El disco en "Y" se puede esmerilar sin desmontar la válvula de la tubería.

Válvula de retención de mariposa

Una válvula de retención de mariposa tiene un disco dividido embisagrado en un eje en el centro del disco, de modo que un sello flexible sujeto al disco este a 45° con el cuerpo de la válvula, cuando esta se encuentra cerrada. Luego, el disco solo se mueve una distancia corta desde el cuerpo hacia el centro de la válvula para abrir por completo.

Recomendada para

Cuando se necesita resistencia mínima a la circulación en la tubería.

Cuando hay cambios frecuentes en el sentido de la circulación.

Para uso con las válvulas de mariposa, macho, bola, diafragma o de apriete.

Ventajas

- El diseño del cuerpo se presta para la instalación de diversos tipos de camisas de asiento.
- Menos costosa cuando se necesita resistencia a la corrosión.
- Funcionamiento rápido.
- La sencillez del diseño permite construirlas con diámetros grandes.
- Se puede instalar virtualmente en cualquier posición.

Válvulas de desahogo (alivio)

Una válvula de desahogo (fig. 2.43) es de acción automática para tener regulación automática de la presión. El uso principal de esta válvula es para servicio no comprimible y se abre con lentitud conforme aumenta la presión, para regularla.

La válvula de seguridad es similar a la válvula de desahogo y se abre con rapidez con un "salto" para descargar la presión excesiva ocasionada por gases o líquidos comprimibles.

El tamaño de las válvulas de desahogo es muy importante y se determina mediante formulas específicas.

Para lograr su objetivo deben cumplir los siguientes pasos:

1. Abrir a la presión a la cual fueron calibradas.
2. Descargar el exceso de flujo causado por la condición de sobrepresión.
3. Cerrar herméticamente una vez que la condición de emergencia o sobrepresión haya terminado, evitando las pérdidas de producto y condición de peligro.

Estas funciones deberán repetirse en forma confiable y consistente cada vez que el proceso lo requiera.

Recomendada para

Sistemas en donde se necesita una gama predeterminada de presiones.

Ventajas

- Bajo costo.
- No se requiere potencia auxiliar para la operación.



Figura. 2.43. Válvula de desahogo (alivio).^[18]

2.5.2 Válvula de control.

La válvula automática de control generalmente constituye el último elemento en un lazo de control instalado en la línea de proceso y se comporta como un orificio cuya sección de paso varía continuamente con la finalidad de controlar un caudal en una forma determinada.

2.5.2.1 Partes de la válvula de control.

Las válvulas de control constan básicamente de dos partes que son: la parte motriz o actuador y el cuerpo.

Actuador: el actuador también llamado accionador o motor, puede ser neumático, eléctrico o hidráulico, pero los más utilizados son los dos primeros, por ser las más sencillas y de rápida actuaciones. Aproximadamente el 90% de las válvulas utilizadas en la industria son accionadas neumáticamente. Los actuadores neumáticos constan básicamente de un diafragma, un vástago y un resorte. Lo que se busca en un actuador de tipo neumático es que cada valor de la presión recibida por la válvula corresponda una posición determinada del vástago. Teniendo en cuenta que la gama usual de presión es de 3 a 15 lbs/pulg² en la mayoría de los actuadores se selecciona el área del diafragma y la constante del resorte de tal manera que un cambio de presión de 12 lbs/pulg², produzca un desplazamiento del vástago igual al 100% del total de la carrera.

Cuerpo de la válvula: este está provisto de un obturador o tapón, los asientos del mismo y una serie de accesorios. La unión entre la válvula y la tubería puede hacerse

por medio de bridas soldadas o roscadas directamente a la misma. El tapón es el encargado de controlar la cantidad de fluido que pasa a través de la válvula y puede accionar en la dirección de su propio eje mediante un movimiento angular. Esta unido por medio de un vástago al actuador.

2.5.3 Discos de Ruptura

2.5.3.1 General

Un dispositivo de disco de ruptura es un artefacto de alivio de presión, sin capacidad de cierre, accionado por la presión estática interna de un recipiente a presión. Su funcionamiento consiste en el rompimiento de un disco interno contenedor de presión.

En la figura 2.44. se puede observar un dispositivo de disco de ruptura.

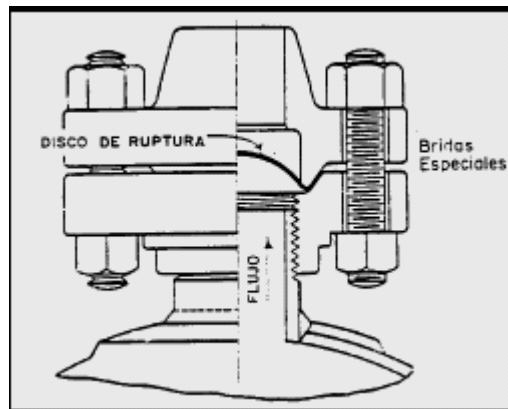


Figura. 2.44. Dispositivo de disco de ruptura

Un disco de ruptura (figura. 2.45.) consiste en una membrana metálica que tiene la función de romperse cuando el sistema sufre una sobrepresión inaceptable. Actúa como un fusible” mecánico. Es el contenedor de presión, el elemento sensible del dispositivo de disco de ruptura.

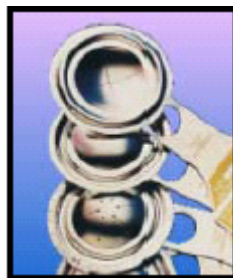


Figura. 2.45. Discos de ruptura

Los discos de ruptura son, probablemente, los dispositivos de protección por alta presión más versátiles. Son los únicos que pueden ser usados en combinación con otros dispositivos de alivio de presión como las válvulas de seguridad. En la figura 2.46. se puede observar un disco de ruptura después de fallar.



Figura. 2.46. Disco de ruptura luego de haber actuado.

2.5.3.2 Ventajas y desventajas del uso de los discos de ruptura

Las ventajas de los discos de ruptura sobre las válvulas de alivio de presión son las siguientes:

1. No existe un pequeño escape de presión previo a la ruptura.
2. Tienen mayor probabilidad de ser más efectivos que una válvula de alivio de presión, para aliviar una presión explosiva.
3. Es menos vulnerable a problemas de corrosión u obstrucción que una válvula de alivio de presión.
4. Tiene mayor capacidad de manejar líquidos de alta viscosidad y líquidos con sólidos en suspensión.
5. Es adecuado para aplicaciones en que se requiere una rápida despresurización en adición a prevenir una sobrepresión.
6. Su costo inicial puede ser menor que el de una válvula de alivio de presión.

Los discos de ruptura presentan las siguientes desventajas:

1. Todo el contenido del sistema protegido se pierde cuando el disco se revienta. Esto requiere una interrupción de las operaciones para reemplazar el disco a

menos que se provea una válvula de bloque aguas arriba del disco. En este caso debe usarse una válvula con dispositivo para bloqueo en posición abierta.

2. La presión de ruptura real puede desviarse en un 5% de la presión establecida. En condiciones de operación el efecto de la fatiga en servicio puede resultar en su falla prematura a presiones más bajas.

3. No puede probarse para determinar la exactitud de su punto de ruptura o los efectos de su servicio una vez que está en operación.

2.5.4 Controles, válvulas, accesorios y características de seguridad para separadores de petróleo y gas.

Controles

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

Válvulas

Las válvulas requeridas para los separadores de petróleo y gas son: la válvula de control de descarga de petróleo, válvula de control de descarga de agua (operación trifásica), válvulas de drenaje, válvula de bloqueo, válvula de alivio de presión, y válvulas para inspección externa de nivel (por visores).

Accesorios

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

2.5.5 Medición de presión

El método más común para medir presión en los equipos es mediante el uso de manómetros. Los manómetros están disponibles en diversos tamaños, gamas de precio y estilos. La figura 2.47. muestran los medidores de presión usados comúnmente en operaciones de producción. La presión causa la expansión de un tubo circular que mueve el indicador a lo largo de la escala. Tales medidores miden lo que es llamado presión manométrica (presión absoluta menos la presión

atmosférica). Los manómetros están disponibles en rangos desde pocas libras por pulgada cuadrada hasta miles de psig.



Figura. 2.47. Medidores de presión.^[4]

2.5.6 Medición de Temperatura

Para la mayoría de las medidas de temperatura en las operaciones de producción, se utilizan termómetros ordinarios. La figura 2.48. muestra un termómetro ordinario. Cuando la temperatura de un recipiente presurizado se está midiendo con un termómetro, no es normalmente deseable exponer el dispositivo directamente al contenido del mismo. En tales casos la temperatura se mide con un termopozo en el cual se inserta un termómetro. La figura 2.49 muestra un termopozo.

Cuando se utilizan quemadores en los calentadores, estos son controlados por dispositivos que detectan la temperatura en el recipiente. A menudo se utiliza un termostato para el control del quemador.

Cada calentador es equipado con un termostato, que consiste de un elemento sensitivo de tipo ampolla conectado a una válvula de control de gas en el quemador. La presión en el tubo reduce el volumen del combustible en el interior del calentador y así reduce la temperatura. El termostato es ajustable a un amplio rango de temperaturas.

El sensor de temperatura es un tubo sellado de metal conectado al termostato con un tubo capilar largo y hueco. El aire en este tubo se expande con el calor y activa las válvulas miniaturas dentro del termostato para controlar la ignición y el flujo del gas combustible.



Figura. 2.48. Termómetro.



Figura. 2.49. Termopozo.

2.5.7 Características de Seguridad para los Separadores de Petróleo y Gas

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

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

- Controles de nivel de líquido alto y bajo

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

- Controles de presión alta y baja

Los Controles de presión alta y baja son instalados en los separadores para prevenir que presiones excesivamente altas o bajas interfieran con las operaciones normales.

Estos controles pueden ser neumáticos, mecánicos y eléctricos y pueden sonar una alarma, accionar una válvula de cierre, abrir un by-pass, o realizar otras funciones pertinentes para proteger el personal, el separador, y equipos adyacentes.

- **Controles de temperatura alta y baja**

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

- **Válvulas de alivio**

Estas válvulas son normalmente instaladas a la presión de diseño del recipiente. Las válvulas de alivio sirven principalmente como una advertencia, y en algunos casos son muy pequeñas para manejar la capacidad de fluido total del separador. Válvulas de alivio de capacidad total pueden ser utilizadas y son particularmente recomendadas cuando no es usado un disco de ruptura en el separador.

- **Disco de ruptura**

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

CAPITULO III

DESCRIPCIÓN DEL ÁREA MAYOR DE SOCORORO.

3 Descripción del AMS

El Área Mayo de Socororo (AMS), posee un área de 270 km² y se encuentra ubicada en las inmediaciones de la población de Pariaguán, Estado Anzoátegui, en el flanco sur de la cuenca oriental de Venezuela, al Suroeste del Área Mayor de Oficina. Dicho bloque comprende los campos petrolíferos de Socororo, Cachicamo y Caricari. Se encuentra limitada al oeste por el campo Budare, al sur por los campos de Petrozuata, al este por el campo Yopales y al noreste por el campo Caracoles. En la figura 3.1 se señala la ubicación geográfica del área.

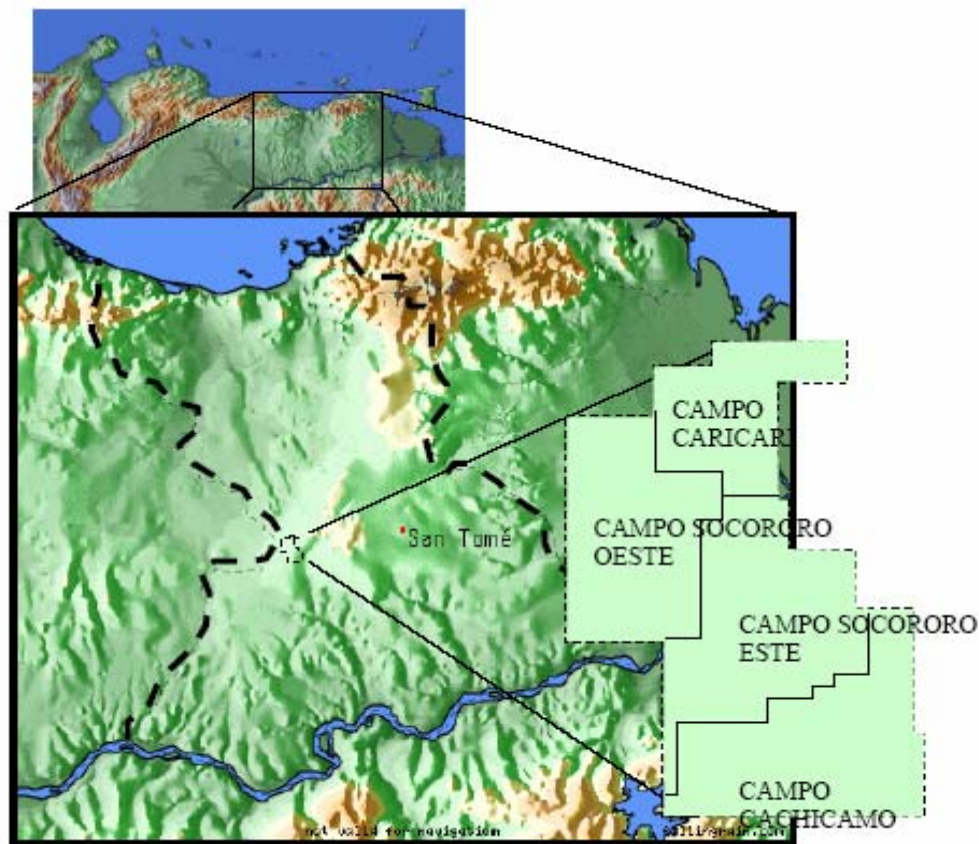


Figura. 3.1. Ubicación geográfica del Area Mayor de Socororo.

3.1 Características de producción del área

Los campos Caricari, Cachicamo y Socororo fueron descubiertos a inicios de la década de los cuarenta y en ellos fueron perforados un total de 93 pozos, 35 de los cuales resultaron secos y fueron abandonados.

En la actualidad se encuentran activos 18 pozos que en conjunto producen un promedio de 1495 BNP según pruebas oficiales realizadas en Diciembre del 2004. Además de esto, se encuentra en proyecto para los próximos meses la reactivación y perforación de 10 pozos adicionales, lo cual permitirá a PetroUCV y a PDVSA generar recursos financieros para la empresa y para la Nación, impulsando el desarrollo de capital intelectual en materia de hidrocarburo apoyándose en el potencial humano y en tecnologías de vanguardia, permitiendo de esta manera el desarrollo social de su área de influencia.

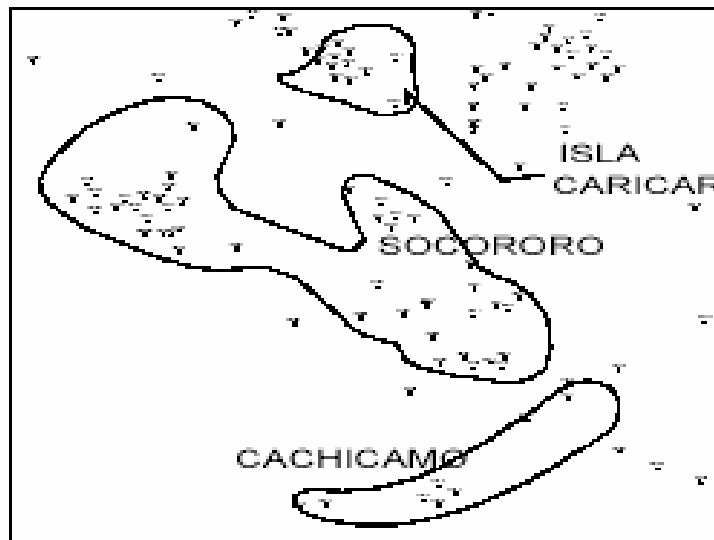


Figura. 3.2. Campos que componen el Área Mayor de Socororo

Algunas de las características del Área Mayor de Socororo se presentan en la tabla 3.1.

Tabla 3.1. Características del Área Mayor Socororo*.	
POES/GOES (MMBN/MMMPCN)	418/278
°API	16
Profundidad media (ft)	3850
Presión Actual (lpca)	1000-1600
Producción promedio/Pozo (BNPD)	86
Potencial Actual (BNPD)	1200
Total de Pozos	101
N° Pozos Activos	18
N° Pozos Aband/Secos	35
N° Pozos Inactivos	48
N° Yacimientos	103 petróleo y 77 gas no asociado

*Datos obtenidos de los estudios del AMS de Corpomene, C.A.

De los 103 yacimientos definidos como contentivos de petróleo, se ha obtenido producción comercial de 57 de ellos, acumulando hasta Diciembre del 2004 unos 12.242.260 Barriles de petróleo, lo que representa solo el 2,9% del total del POES del AMS; esto da una idea del bajo recobro obtenido hasta la fecha.

3.2 Subdivisión del Área Mayor de Socororo

- **Área 1, Socororo Este:** esta área comprende todos los pozos que están asociados a la Estación de Flujo Socororo 1 (SOCEF-1), y que se encuentran ubicados en la zona sur y noreste del campo.
- **Área 2, Socororo Oeste:** Comprende los pozos asociados a la Estación de Flujo Elías 11 (EEF-11) y que se encuentran ubicados en la zona noreste del campo.
- **Área 3, Cachicamo:** Pozos del campo Cachicamo asociados a la Estación de Flujo Cachicamo 1 (CACHEF-1).
- **Área 4, Caricari:** Pozos del campo Caricari asociados a la Estación de Flujo Caricari 1 (CCEF-1).

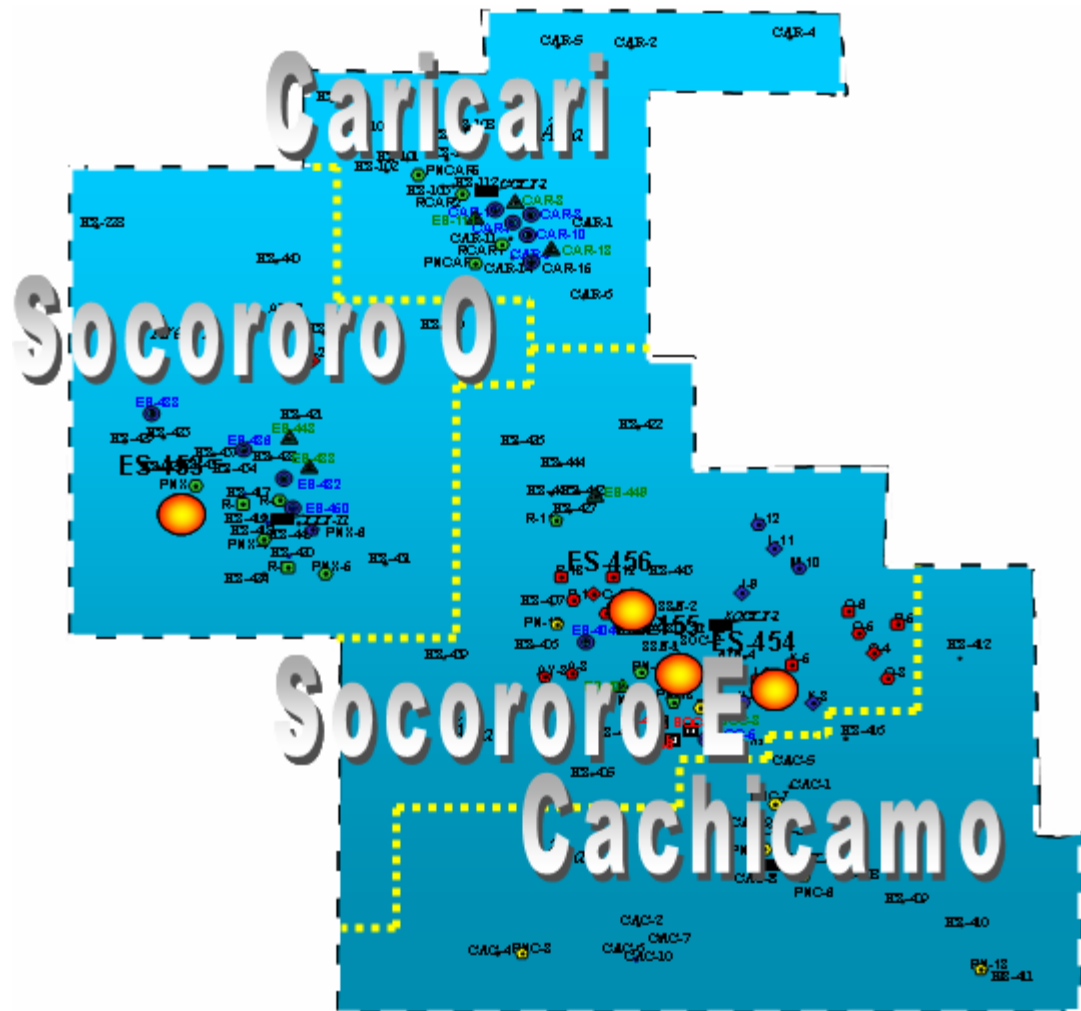


Figura. 3.3. Subdivisión del Área Mayor de Socororo.

3.3 Reservas de hidrocarburos para el año 2000

3.3.1 Reservas probadas

Las reservas probadas originales estimadas de petróleo son 418 MMBN, las de gas asociado (en solución y de capa de gas) son 126 MMMPCN y de gas no asociado son 152 MMMPCN.

3.3.2 Reservas probables

Las Reservas probables originales estimadas de petróleo son 177 MMBN y las de gas asociado (en solución y de capa de gas) de 142 MMMPCN, y no existen de gas no asociado.

3.3.3 Reservas posibles

Las reservas posibles originales estimadas de petróleo son de 164 MMBN, las de gas asociado (gas en solución y gas libre) de 41 MMMPCN y las de gas no asociado corresponden a 12 MMMPCN.

3.4 Aspectos geológicos

3.4.1 Marco estructural

Las características estructurales de estos campos consisten en dos sistemas de fallas predominantes, más o menos perpendiculares entre sí. El primero de estos sistemas de fallas tiene un rumbo NO-SE paralelo al rumbo de las capas (lo que desde el punto de vista de las acumulaciones de hidrocarburos es muy importante ya que constituyen la barrera, buzamiento arriba, para los hidrocarburos en su proceso migratorio), y por general las fallas buzando hacia el sur. El salto de estas fallas varía entre (25-100) pies y predominan los saltos del orden de los 40 pies. El otro sistema de fallas tiene un rumbo SO-NE y las fallas buzando indistintamente hacia el este y hacia el oeste. En este sistema se encuentra la falla principal de Cachicamo, la cual puede considerarse como el elemento estructural más importante en los cuatro campos por la magnitud de su salto, de 70 a 180 pies.

3.4.2 Estratigrafía

Los pozos perforados en el Área Mayor de Socororo atraviesan una columna sedimentaria constituida por las formaciones:

- Mesa
- Las Piedras
- Freites.
- Oficina
- Merecure.
- Grupo Temblador
- Carrizal.

Esta estratigrafía se presenta en la figura 3.4., resaltando la Formación Oficina, donde se encuentran ubicadas las principales arenas productoras del Área Mayor de Socororo, además se agrega registro tipo de la columna sedimentaria del área.

El sistema petrolífero en el Área Mayor de Socororo está conformado por:

- Roca madre: formación Querecual.
- Rocas recipientes: formaciones Merecure y Oficina.
- Sellos: Falla principal de Cachicamo, como elemento estructural más importante en los tres campos, la cual constituye una barrera buzamiento arriba para los hidrocarburos en su proceso migratorio. La formación Oficina, junto con la formación Merecure son las principales unidades productoras de hidrocarburos.

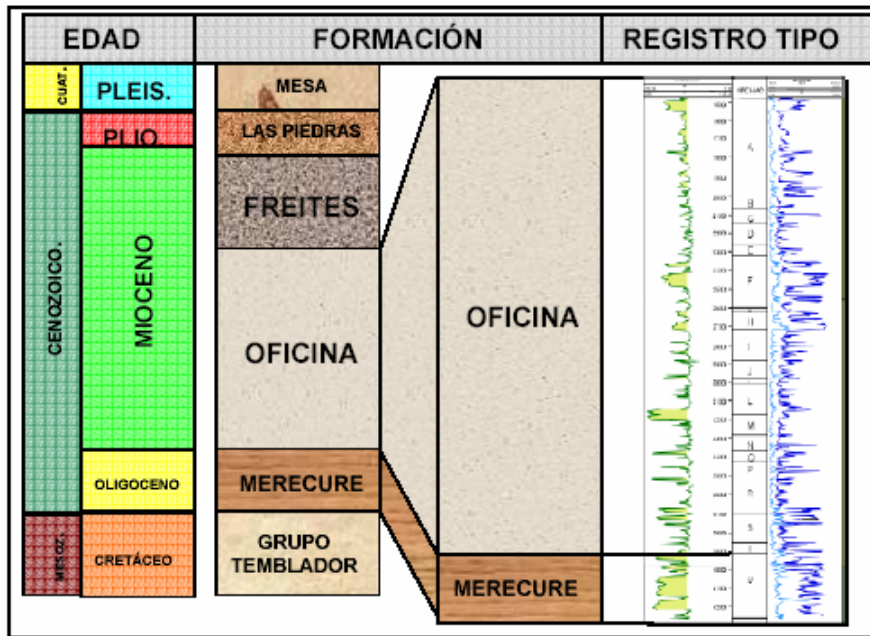


Figura 3.4. Columna estratigráfica del Área Mayor de Socororo

3.5 Características Litológicas de las Formaciones de Interés

3.5.1 Formación Oficina

La Formación Oficina de origen fluvio-deltaico, está constituida estratigráficamente por una secuencia alternada de lentes de arena, limolitas y lutitas. Las arenas por lo

general con espesores variables entre 3 a 18 pies. El espesor de la formación Oficina en el Área Mayor Socororo varía entre 2300 y 3400 pies como consecuencia del adelgazamiento de la secuencia en dirección sur-sureste. La presencia de hidrocarburos en la formación Oficina se ha identificado en la mayor parte de la secuencia y puede decirse que estos hidrocarburos por lo general son gasíferos en la parte superior de la formación (arenas A – arenas J2) y líquidos en la parte inferior (arena J3 – arena U1).

3.5.2 Formación Merecure

La formación Merecure es de origen clástico - basal depositada por corrientes fluviales entrelazadas. Está caracterizada por areniscas muy lenticulares, con estratificación cruzada e intervalos delgados de lutitas de color gris oscuro a negro. En el Área Mayor de Socororo, la formación Merecure está constituida estratigráficamente por una secuencia de cuerpos arenosos (en ocasiones con espesores mayores de 100 pies en su parte media e inferior), interestratificados con lutitas y limolitas delgadas por lo general no mayores de 10 pies. La continuidad lateral de las arenas no es buena como consecuencia de la natural lenticularidad de las mismas. El espesor de Merecure, determinado por muestras en los pozos, está en el orden de los 500 pies. La presencia de hidrocarburos se ha detectado en la mayor parte de la secuencia (arenas U2 – U9), sin embargo, la principal productora de hidrocarburos en el área ha sido la arena U2. Estas formaciones están integradas por una gran cantidad de arenas, que van desde la arena A13 hasta la U3.

CAPITULO IV

4 MARCO METODOLÓGICO

4.1 Tipo de Investigación. ^[24,25]

La investigación, según el propósito que se persigue es *Aplicada*, ya que su principal objetivo es la aplicación inmediata de la teoría y no el desarrollo de la misma. Utiliza los resultados para orientar la toma de decisiones y/o para resolver problemas del entorno, apenas terminado su estudio y presenta las siguientes características: “La teoría obtenida sobre el tema objeto de estudio se lleva a la práctica. La investigación se aplica y se valida el alcance científico y social de sus productos, según la pertinencia eficiencia y efectividad de los resultados que se obtengan mediante su puesta en práctica”. De acuerdo con esto el proyecto de investigación es aplicado, debido a que todas las instrucciones de trabajo elaboradas serán aplicadas en la Estación de Flujo Elías 11 para la operación eficiente de todos los equipos disponibles en la misma. Este estudio no pretende desarrollar nuevas teorías sino aplicar las existentes.

Al mismo tiempo se puede considerar como una *investigación descriptiva* la cual consiste en la caracterización de un hecho, fenómeno o grupo con el fin de establecer su estructura o comportamiento” y sirve para describir, recopilar, analizar e interpretar la situación actual de algún fenómeno en proceso y establecer la estructura de sus componentes básicos. Este proyecto se considera como descriptivo debido a que se analizarán los distintos procesos que son llevados a cabo en la Estación de Flujo Elías 11, para así determinar los parámetros operacionales de todos los equipos

involucrados en cada uno de ellos y proceder a la realización de las instrucciones de trabajo de los mismos.

4.2 Nivel de la Investigación. ^[24,25]

El diseño de investigación fue de Campo No Experimental. De campo, por cuanto la información y los datos fueron recolectados durante inspecciones en campo. La investigación de campo consiste en la recolección de datos directamente de la realidad donde ocurren los hechos, sin manipular o controlar variable alguna y como toda investigación, utiliza un soporte documental, producto de la revisión de literatura alusiva al tema, para ubicar el problema y los resultados en un contexto determinado de la realidad. Permite al investigador tener seguridad de las reales condiciones en que se encuentran los datos, ya que se observa y recaban los datos directamente de la realidad sin obviar las experiencias ya vividas por otros autores y plasmadas en sus trabajos de investigación.

De igual forma, se considera No Experimental, ya que la investigación por medio de la observación realizada en las instalaciones para determinar el estado físico y operacional de cada uno de los componentes del sistema de tratamiento de crudo en la Estación de Flujo Elías 11, se llevó a cabo sin efectuar ningún tipo de variación a las condiciones del sistema, es decir, se observaron los fenómenos tal como se presentaron en su contexto natural..

4.3 Procedimiento Metodológico

4.3.1 Primera Etapa: Revisión bibliográfica

La revisión bibliográfica consistió en la consulta del material referente al tema en estudio, tales como textos, trabajos publicados, informes técnicos, entre otros. Además, se utilizó como material de apoyo los manuales y procedimientos operacionales de otras estaciones, así como también la teoría aportada por la Gerencia de La Seguridad de los Procesos (GSP) y manuales de PDVSA. Esta revisión se llevó a cabo con la finalidad de recopilar una serie de bases teóricas que sustenten los procedimientos utilizados en este trabajo de grado. La consulta bibliográfica se llevó a cabo de manera simultánea con todas las etapas subsiguientes de la metodología.

Para tener una idea más amplia de la literatura consultada el lector podrá referirse a la bibliografía consultada.

4.3.2 Segunda Etapa: Recolección de datos de campo

Como inicio de las etapas de trabajo en campo, se procedió al levantamiento de la información, para lo cual se realizaron visitas periódicas a la Estación de Flujo Elías 11, con la finalidad de revisar el estado físico y ubicación de cada equipo así como recopilar los parámetros de operatividad de los mismos.

Durante las visitas a la estación se procedió al levantamiento a mano alzada de los planos de cada uno de los procesos llevados a cabo en la misma, así como también el de los equipos existentes, para posteriormente proceder a realizar los planos de cada proceso utilizando como herramienta *Microsoft Visio 2003*.

Durante las visitas también se realizó un registro fotográfico al detalle de todos los equipos que conforman la Estación, con la finalidad de tener una mejor visión de la estructura de la misma y de esta forma visualizar las conexiones entre los equipos, realizar el seguimiento de las líneas de flujo, además de tener detalles de los equipos de instrumentación que controlan cada uno de los procesos.

4.3.3 Tercera Etapa: Levantamiento de los diagramas de procesos.

Para realizar el levantamiento de los diagramas de procesos de la Estación de Flujo Elías 11 Se siguió una estrategia de cuatro fases, las cuales se describen a continuación:

Fase 1:

Esta primera fase comprendió el estudio de las normativas aplicadas para la realización de los diagramas de procesos utilizadas por Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA), el Instituto Americano del Petróleo (API siglas en ingles), y la normativa aprobada por el Sistema Internacional (SI), con la finalidad de conocer cual era la simbología utilizada para identificar cada uno de los equipos que conforman la estación, especialmente aquellos de instrumentación y control (Anexo F). Igualmente lo que se buscaba era estandarizar los diagramas y lograr equilibrio en su mayor parte con las normativas mas utilizadas por la empresa petrolera nacional e internacional.

Fase 2:

Una vez cumplida la fase 1, se procedió a clasificar, ordenar y luego cargar toda la información recopilada durante la etapa de recolección de datos en campo, a los programas utilizados (CAD's & VISIO 2003), para la construcción de los dibujos asistidos por computadora, y el posterior inventario realizado totalmente por los mismos paquetes de computación.

Fase 3:

Esta última fase comprendió la revisión y posterior aprobación de cada uno de los diagramas obtenidos para los diferentes procesos que son llevados a cabo en la Estación de Flujo Elías 11. Esto se cumplió mediante reuniones con los distintos departamentos que están directamente relacionados a la parte operativa, tales como, el Departamento de Infraestructura, el Departamento de Operaciones y la Gerencia de Operaciones.

La secuencia anteriormente explicada, fue la estrategia llevada a cabo para la elaboración de los diagramas de proceso de EEF-11. Otra manera de visualizar como fue ejecutada esta etapa (Levantamiento de los Diagramas de Procesos) de la elaboración del manual de operaciones de EEF-11, se presenta en la Figura 4.1.

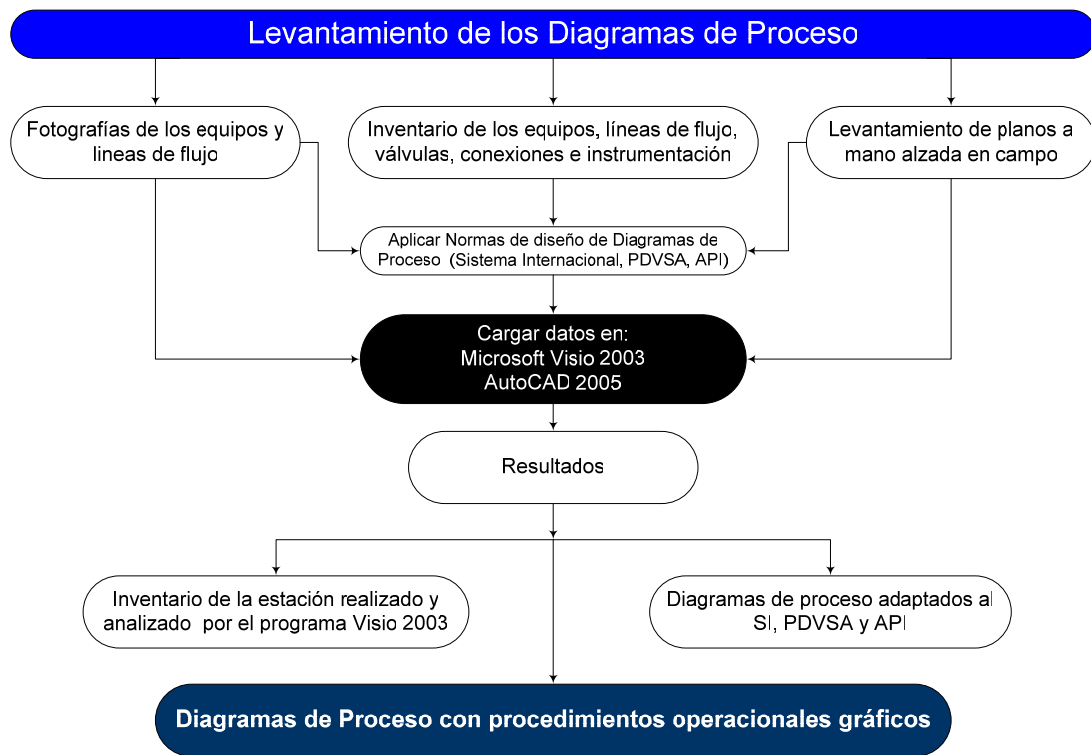


Figura 4.1. Estrategia seguida para la construcción de los diagramas de proceso de la Estación de Flujo Elías 11.

4.3.4 Cuarta Etapa: Elaboración de las instrucciones de trabajo de los equipos de la estación, y construcción del manual.

Antes de proceder a la elaboración de las operaciones se realizó una recopilación y análisis de la información técnica recopilada en campo, la cual comprendía la información referente al tipo, función y uso de cada equipo instalado en la estación, así como también cada una de las variables físicas que determinan las condiciones operativas de los mismos. Estas variables, denominadas de aquí en adelante como parámetros operacionales, comprenden presión, temperatura, nivel, capacidad, energía, entre otras, dependiendo del tipo de equipo y su función.

Con el apoyo del personal calificado; supervisores, operadores y técnicos que laboran en la Estación de flujo, se verificaron los parámetros operacionales de cada uno de los equipos que conforman la instalación, y se establecieron los límites de operación segura de cada uno, así como las posibles consecuencias derivadas de la

operación fuera de estos rangos y las medidas preventivas para evitar tales desviaciones.

Igualmente se identificaron los sistemas de seguridad involucrados en cada proceso que es llevado a cabo en la estación, de tal forma de realizar las instrucciones de trabajo garantizado que sean cumplidas las normativas establecidas por la Gerencia de la Seguridad de los Procesos.

Tomando en cuenta la información establecida por el GSP los procedimientos operacionales de cada equipo comprendieron los siguientes elementos:

- Poner en servicio.
- Sacar de servicio.
- Verificar los parámetros operacionales.

En cuanto a los límites de operación se estableció lo siguiente:

1. Consecuencias de la desviación.
2. Previsiones para evitar la desviación
3. Pasos requeridos para corregir la desviación.
4. Sistemas de seguridad y su funcionamiento.

Luego de realizar el estudio de cada fase operacional se desarrollaron las instrucciones de trabajo de cada equipo, las cuales fueron analizadas y revisadas con un equipo multidisciplinario, tales como, ingenieros de producción, ingenieros de infraestructura, ingenieros de ambiente, supervisores de seguridad, supervisores de campo, instrumentistas, y operadores de campo.

Posteriormente se fusionaron los diagramas de procesos y los procedimientos operacionales, y se crearon los procedimientos operacionales con apoyo gráfico (Diagramas Operacionales), con la finalidad de evitar confusión al momento de ejecutar las instrucciones de trabajo en cada operación, y asegurarse de que sean realizadas de una forma segura.

4.3.5 Codificación de las operaciones y diagramas de proceso

Una vez identificadas las operaciones a realizar, es necesario tener un sistema de codificación para ubicar rápidamente los documentos en el manual de una rápida

manera sencilla, y que a su vez sea flexible con posibilidad para una futura expansión del manual.

Para la codificación de los documentos del manual se adoptó un sistema alfanumérico, compuesto de varias letras y números que permiten relacionar rápidamente la documentación buscada con los códigos.

Los códigos fueron aplicados a los siguientes documentos:

- Operaciones.
- Diagramas de Procesos.
- Diagramas Operacionales.

En las figuras 4.2, 4.3 y 4.4 se puede observar como se elaboraron los códigos para cada uno de los documentos antes mencionados.

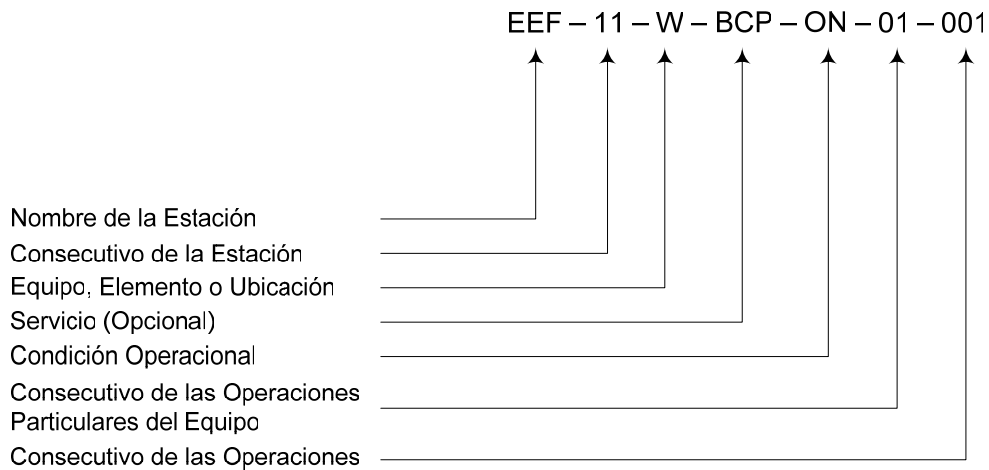


Figura 4.2. Codificación de las Operaciones

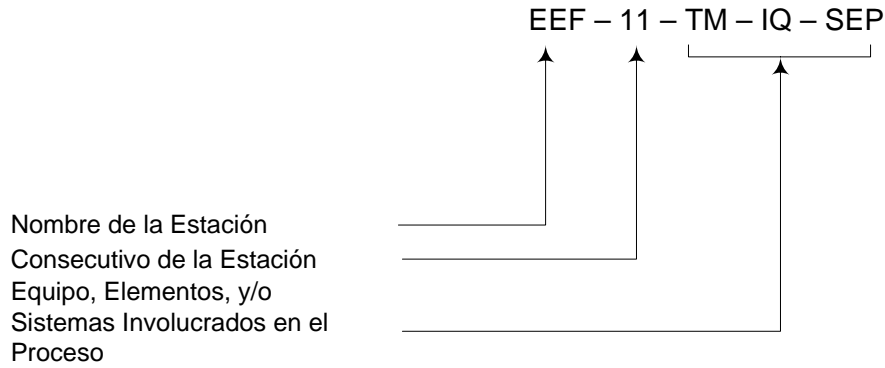


Figura 4.3. Codificación de los diagramas de Proceso

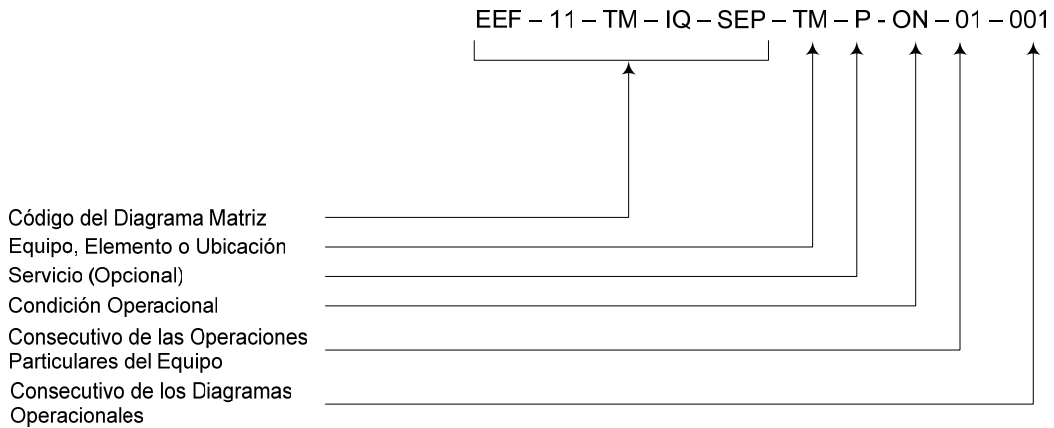


Figura 4.4. Codificación de los diagramas Operacionales gráficos.

Nombre de la Estación:

Nombre asignado a las instalaciones de la estación de flujo.

- EEF: Elías Estación de Flujo

Consecutivo de la estación:

Número secuencial para diferenciar las diferentes estaciones que poseen el mismo nombre.

- Rango [1-15]: 11 (Número asignado a nuestro caso)

Equipos, elementos, ubicaciones y/o sistemas involucrados en el proceso:

Se refiere todos los elementos de mayor importancia del subsistema en cuestión.

- W: Pozo

- RP: Registrador de Presión
- PO: Placa Orificio
- TM: Tubo Múltiple
- SEP: Separador
- C: Calentador
- TK: Tanque
- B: Bomba
- IQ: Inyección de Productos Químicos
- SB: Sala de Bombas
- PT: Patio de Tanques
- LF: Líneas de Flujo

Servicio:

Se refiere al tipo de función que presta el sistema o equipo.

- BCP: Bomba de Cavidad Progresiva
- BM: Bombeo Mecánico
- P: Producción General
- T: Prueba
- L: Lavado
- Q: Química
- A: Almacenamiento
- C: Circulación de Crudo
- T: Transferencia de Crudo
- FSA: Análisis de Muestras de Fluidos

Condición operacional:

Se refiere al tipo de operación a realizar.

- ON: Poner en Servicio un Equipo
- OFF: Sacar de Servicio un Equipo
- IN: Verificar los Parámetros Operacionales de un Equipo

- ALL: Meter/Sacar un elemento de un Equipo o Sistema
- CN: Control o Medición de Niveles en Tanques
- TS: Toma de Muestras

Consecutivo de las operaciones específicas del equipo o sistema:

Número secuencial asignado a las operaciones específicas de un equipo o sistema en particular.

- Rango [01-05]

Consecutivo de las operaciones:

Número secuencial asignado a las operaciones específicas de un equipo o sistema en particular.

- Rango [001-046]

Nota: se tomaron 46 porque son las operaciones realizadas, pero se puede aumentar o disminuir dependiendo de las actualizaciones y revisiones futuras del manual (solo se debe mantener el formato).

Código del diagrama matriz:

Se refiere a los diagramas de procesos (ver Anexo E) que se utilizaron como patrón de partida para realizar los procedimientos operacionales con apoyo gráfico.

- EEF-11-TM-IQ-SEP:
 - ☐ Sistema de recolección y Separación de Crudo-Gas en EEF-11.
- EEF-11-SEP-IQ-LG:
 - ☐ Separación y Manejo del Gas en EEF-11.
- EEF-11-SEP-IQ:
 - ☐ Tren de Separadores de Gas-Líquido.
- EEF-11-C:
 - ☐ Tren de Calentadores.
- EEF-11-PT-LF:
 - ☐ Patio de Tanques.
- EEF-11-SB:
 - ☐ Sala de Bombas en EEF-11.

CAPITULO V

ALCANCE DEL ESTUDIO

5 Infraestructura Actual de EEF-11

La Estación de Flujo Elías 11 (EEF-11) se encuentra ubicada en el campo Socororo Oeste, al norte de la población El Pao, Estado Anzoátegui. Esta instalación actualmente (marzo de 2005) maneja la producción de crudo, agua y gas de un total de 8 pozos activos pertenecientes al Campo Socororo Oeste. También recibe la producción de líquido de la Estación de Flujo Socororo 1 (8 pozos), para un total de 16 pozos activos. Además, se tiene contemplado, a corto plazo, que la estación reciba la producción de crudo y agua de las Estaciones CACHEF-1 y CCEF-1. Estos volúmenes entrarán a la Estación EEF-11 aguas abajo de la descarga de crudo sucio del separador de producción, para, en conjunto con los volúmenes propios de la estación, ser deshidratados y almacenados para su transferencia a la Estación EED-1, operada por PDVSA.

El crudo producido tiene una gravedad promedio de 16°API.

La estación está conformada por los siguientes subsistemas: recolección, separación gas-líquido, calentamiento, deshidratación, almacenamiento, bombeo de crudo e inyección de agua salada.

En el Anexo D se puede observar un Diagrama de Proceso completo de la Estación.

5.1 Pozos asociados a EEF-11

El crudo recibido en la estación proviene de pozos pertenecientes a las áreas 1 y 2 del Área Mayor de Socororo, los cuales producen mediante bombeo mecánico y bombeo de cavidad progresiva. En la Tabla 5.1. se muestran los pozos que están asociados a la estación de Flujo Elías 11. Asimismo en la tabla 5.2 se muestran los pozos manejados por el múltiple de producción de la Estación Socororo 1, su condición a actual y el método de producción mediante el cual producen.

Tabla 5.1. Pozos asociados a la estación de flujo Elías11.(Marzo 2005)

Pozo	Método	Estado
ES-417	Bombeo Mecánico	Activo
ES-420	Bombeo Mecánico	Activo
ES-425	Bombeo Mecánico	Inactivo
ES-428	Bombeo Mecánico	Inactivo
ES-429	Bombeo Mecánico	Inactivo
ES-432	Bombeo Mecánico	Inactivo
ES-433	Bombeo Mecánico	Activo
ES-436	Bombeo Mecánico	Activo
ES-438	Bombeo Mecánico	Inactivo
ES-448	Bombeo Mecánico	Inactivo
ES-450	Bombeo Mecánico	Activo
ES-452	Bombeo de Cavidad Progresiva	Activo
ES-453	Bombeo de Cavidad Progresiva	Activo
ES-457	Bombeo de Cavidad Progresiva	Activo

Tabla 5.2. Pozos asociados a la estación de flujo Socoro 1 (Marzo 2005)

Pozo	Método	Estado
ES-404	Bombeo Mecánico	Activo
ES-446	Bombeo Mecánico	Activo
ES-451	Bombeo de Cavidad Progresiva	Activo
ES-454	Bombeo de Cavidad Progresiva	Inactivo
ES-455	Bombeo de Cavidad Progresiva	Activo
ES-456	Bombeo de Cavidad Progresiva	Inactivo
SOC-03	Bombeo Mecánico	Activo
SOC-04	Bombeo Mecánico	Activo
SOC-05	Bombeo de Cavidad Progresiva	Activo

Ver anexo A para la ubicación de los pozos y de la Estación en el Área Mayor de Socororo.

5.2 Equipos

A continuación se describen los equipos que conforman la Estación EEF-11.

5.2.1 Múltiple de producción.

El múltiple de entrada de la estación EEF-11 tiene capacidad para 20 pozos y está compuesto por tres cabezales de 6" cada uno. Las conexiones de entrada de los pozos son de 3". Actualmente tiene conectadas las líneas de flujo de 13 pozos.

Este múltiple maneja únicamente los pozos del área 2 del Área Mayor de Socororo, algunos de los cuales son manejados a través de la Estación Tubo Múltiple ETM-14, cuya tubería de producción general se conecta al cabezal de salida del múltiple de EEF-11. Igualmente recibe la producción de crudo y agua proveniente de los pozos pertenecientes al área 1, los cuales son manejados a través de la Estación de Flujo Socororo 1.

Las otras áreas (Estaciones CACHEF-1 y CCEF-1) entrarán directamente al sistema de tratamiento de crudo de esta estación, por lo cual no son manejados por el múltiple.



Figura. 5.1. Tubo múltiple de EEF-11.

5.2.2 Separadores.

5.2.2.1 Separadores de producción

Esta estación cuenta con dos separadores de producción de tipo cilindro vertical, de los cuales solo uno se encuentra en condición operativa.

El separador de producción que se encuentra activo es el encargado de efectuar la separación gas-líquido de toda la producción asociada a los pozos activos de área 2 del Área Mayor de Socororo (Campo Socororo Oeste).

A continuación se listan en la tabla 5.3, las características y algunos datos de diseño del separador de producción que se encuentra operativo en la estación, cuyo número de PDVSA es E-688.

Separador E-688:

Tabla 5.3. Características del separador de producción general E-688.

Especificación	Descripción
Compañía	BLACK SIVALLS & BRYSON INC
Serial	23163
Capacidad	5,500 BPD de crudo sucio y 16.5 MPCSD de gas
Presión de diseño	125 lpc
Presión de operación	125 lpc @ 100 °F
Presión de la prueba hidrostática	188 lpc
Espesor de capa	1/4"
Diámetro	48"
Longitud	12'-0"
Presión de Operación	60 lpc

◆ Separador E-75

Este separador se encuentra inactivo. No tiene placa de identificación que permita obtener las características de diseño.

5.2.2.2 Separador de prueba

Esta estación tiene un separador de prueba vertical (E-74):

Compañía: TRUMBLE GAS TRAP.

Serial: 7808.

Los datos de diseño se desconocen.



Figura. 5.2. Separadores de EEF-11.

5.2.3 Calentadores de crudo.

En la Estación EEF-11 se encuentran instalados 3 calentadores de crudo con las siguientes características:

2 Calentadores de 1,5 MMBTU/Hr Marca *H2OIL* y *National Texaco* y uno de 3 MMBTU/Hr, marca *National Texaco*, el cual posee dos cajas de fuego. Estos equipos trabajan con alimentación del gas proveniente de la etapa de separación, luego de haber pasado por un equipo depurador.



Figura. 5.3. Calentadores de EEF-11.

5.2.4 Tanque de lavado.

En la Estación EEF-11 se encuentra instalado un tanque de lavado de crudo de 6.700 barriles de capacidad. La construcción de este tanque es de tipo apernado (ver figura 5.4). Este tanque esta identificado como E – 270.



Figura. 5.4. Tanque de lavado de EEF-11.

5.2.5 Tanques de almacenamiento de crudo

En la Estación EEF-11 se encuentran instalados 3 tanques de almacenamiento de producción de 5.000 barriles de capacidad, y un tanque de almacenamiento de prueba de 1.500 barriles de capacidad (E-1570). Dos de estos son de construcción de tipo apernado (E-5275, E-5276) y uno de tipo soldado (E-5093).



Figura. 5.5. Tanques de almacenamiento de crudo de EEF-11

5.2.6 Planta de inyección de agua salada (PIAS).

Esta Planta actualmente se encuentra fuera de servicio. Cuenta con dos (2) tanques de 24 pies cada uno, para almacenar el agua salada de acuerdo a la producción de la misma en los pozos productores de petróleo. El primer tanque recibirá el agua salada despachada por el tanque de lavado y será utilizado para decantar los posibles sedimentos que vengan con ella. El segundo tanque será utilizado para almacenamiento y posterior inyección del agua a los pozos inyectoros ES-434 y ES 437. A este tanque estará conectada la línea de succión de la Bomba de Inyección, la cual será adquirida por la empresa a mediados del mes de Septiembre. En la Tabla 5.4. se muestran las especificaciones de la bomba que funcionará en la PIAS.

Tabla 5.4. Especificaciones de la bomba de inyección de agua salada.

Especificación	Descripción
Fabricante/Marca	Gardner Denver/Gaso/Similar
Configuración	Triplex
Posición	Horizontal
Tamaño de Succión	4" - ANSI 150#
Tamaño de Descarga	2" - ANSI 1500#
Tamaño de By-pass	1" - ANS I500#
Caudal @ 2 3/4" y Máxima RPM (GPM)	143
Caudal Mínimo/Máximo @ Máxima RPM (GPM)	95 -170
Presión Máxima @ 2 3/4"(lpc)	1625
Presión Mínima/Máxima (lpc)	1365 - 2425
HP Requerido	150
Peso (lbs)	3032 - 5000
Rango de pistón	2 1/4" - 3"
Número de pistones	3
Máxima RPM	370
Stroke del pistón	5"
Carga Máxima pistón (lbs)	9633

En la figura. 5.6. se muestra la configuración de los tanques de almacenamiento de agua salada.



Figura. 5.6. Tanques para almacenamiento de agua salada de EEF-11.

5.2.7 Bomba de circulación de crudo

La bomba de circulación de la estación es una bomba reciprocante de dos pistones y su función es circular desde el fondo de los tanques, la acumulación de sedimentos básicos y agua en el crudo y también es utilizada para drenar la tanquilla. La línea de la bomba es transferida hacia los calentadores para reiniciar el proceso de tratamiento.



Figura. 5.7. Bomba de circulación de crudo de EEF-11.

5.2.8 Bomba de transferencia de crudo

El sistema de bombeo de crudo de la Estación EEF-11 consta de una bomba reciprocante tipo duplex, marca Gardner-Denver, accionada por motor de combustión interna a gas natural. Esta bomba tiene una capacidad de manejo de 6.000 BPD, y es

utilizada para transferir el crudo producido hasta EED-1, mediante una tubería de diámetro de 6 pulgadas con una longitud de 16 Km. En la Tabla 5.5. se muestran las especificaciones de esta bomba. La bomba está ubicada en un galpón abierto, donde cuenta con instalaciones básicas para su funcionamiento: tuberías de suministro de gas natural, y tanques de almacenamiento de agua y aceite.



Figura. 5.8. Bomba de transferencia de crudo de EEF-11.

Tabla 5.5. Especificaciones de la bomba de transferencia de crudo de EEF-11.

Especificación	Descripción
Fabricante/Marca	Gardner Denver/Gaso/Similar
Configuración	Dúplex
Posición	Horizontal
Tamaño de Succión	6" - ANSI 150#
Tamaño de Descarga	4" - ANSI 600#
Tamaño de By-pass	2" - ANSI 600#
Caudal @ 5" y Máxima RPM (GPM)	276
Caudal Mínimo/Máximo @ Máxima RPM (GPM)	91 - 337
Presión Máxima @ 5" (lpc)	574 - 665
Presión Mínima/Máxima (lpc)	550 - 1500
HP Requerido	121
Peso (lbs)	6000 - 6200
Rango de pistón	3" @ 5 1/2"
Número de pistones	2
Máxima RPM	85
Stroke del pistón	10"
Carga Máxima pistón (lbs)	11.270 - 13.100

5.2.9 Bombas de inyección de química

La estación cuenta con dos equipos de inyección de química (figura. 5.7.), una que se encuentra conectada aguas arriba del separador de producción, y otra aguas abajo del mismo, los equipos cuentan con un sistema de inyección por pulsos operados con gas.



Figura. 5.9. Bombas de inyección de química.

5.3 Sistemas para el manejo de fluidos

5.3.1 Manejo del gas

Parte del gas que es producido junto con el petróleo y separado del mismo por medio de los equipos separadores es utilizado como combustible para los equipos instalados en la estación Elías-11, tales como las bombas (de pulsación, circulación y transferencia), válvulas y calentadores. El mismo es transportado hacia el sistema de recolección, por medio de una tubería de 2 pulgadas de diámetro. Adicionalmente se cuenta con una tubería de 4 pulgadas de diámetro que transporta el gas a la fosa de descarga en donde se maneja el exceso de presión en el sistema de gas.

Otra parte del gas es medido y enviado hacia el Sistema de Manejo de Gas, así como también es utilizado para los motores de los Balancines y Bombas de Cavidad Progresiva de los pozos de la zona.

La estación cuenta con equipos de medición del gas del tipo placa orificio, instalados aguas abajo del separador de prueba y aguas arriba de la planta compresora.

Los equipos instalados en la estación que se alimentan con el gas proveniente de la etapa de separación cuentan con equipos depuradores de gas. Uno de ellos está instalado aguas arriba de los calentadores en la línea que alimenta a estos, y otro aguas arriba de las bombas.

El gas que proviene de los tanques de almacenamiento es venteado hacia la atmósfera, debido a que es muy poco el volumen que es emanado en esta etapa.

Cualquier eventualidad que ocurra con cualquiera de los equipos, es decir, cualquier sobrepresión u obstrucción en las válvulas de control en los mismos, estos cuentan con líneas de desvío del gas, que son dirigidas hacia la fosa, ya que no se cuenta con equipos quemadores de gas.



Figura. 5.10. Líneas de manejo de gas.



Figura. 5.11. Depurador de gas.

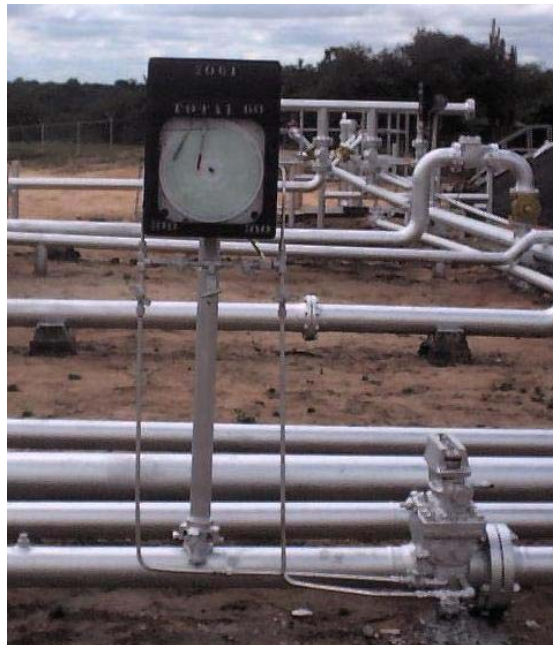


Figura. 5.12. Medición de gas.

5.3.2 Manejo del petróleo

El petróleo recolectado y tratado en la Estación Elías 11, al salir del Tanque de Lavado es dirigido por gravedad hacia el tanque de Almacenamiento principal, en donde al haber un volumen de crudo equivalente al 85 % de su capacidad, es

circulado hacia los otros tanques de almacenamiento de modo tal que no sea sobrepasada la capacidad del tanque principal. Para realizar esto, es utilizada una bomba de circulación del tipo pistón y el sistema de líneas de flujo que conectan a todos los tanques.

Una vez que el crudo cumple con las especificaciones del porcentaje de Agua y Sedimentos ($\% \text{ AyS} < 1$) y gravedad API (>16) es fiscalizado y bombeado hacia la Estación de Descarga Elías-1 (EED-1) operada por Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA). Para ello la estación cuenta con una bomba de transferencia del tipo duplex accionada por un motor de combustión interna a gas natural.

La estación cuenta con una red de tubería interna para el manejo de crudo. La misma conecta la descarga de los separadores de producción y de prueba, los calentadores, el tanque de lavado y los tanques de almacenamiento.



Figura. 5.13. Líneas de flujo.

5.3.3 Manejo del agua

Los volúmenes de agua que se producen y se separan del crudo durante la etapa de Deshidratación, es decir, que provienen del tanque de lavado, son transferidos hacia los tanques del sistema de la Planta de Inyección de Agua Salada (PIAS).

Una vez que el agua sea almacenada en estos tanques será inyectada en una arena bajo especificaciones ambientales, ya que actualmente se descarga hacia la fosa de crudo.

Los tanques de la PIAS son de 24 pies cada uno y, como se dijo anteriormente, estos serán utilizados para almacenar el agua salada de acuerdo a la producción de la misma en los pozos productores de petróleo. El primer tanque recibirá el agua salada despachada por el tanque de lavado y una vez que este lleno, el agua pasará al segundo tanque por rebose del primero. De esta manera los posibles sedimentos que vengan con el agua quedarán en el primer tanque. El primer tanque contará con un control para nivel que estará censado la capacidad del mismo y, una vez que éste alcance el nivel máximo (más o menos 16 pies) mandará a arrancar la bomba para inyectar agua salada a los pozos inyectores (ES-434 y ES-437). Luego cuando el nivel baje más o menos 6 pies el sensor de nivel mandará a parar la bomba.

En caso tal que por cualquier evento los tanques se llenen totalmente, existe una línea en ambos de 6 pulgadas de diámetro, que por rebose pasará el agua a la fosa de la estación.

En la fosa de desechos de la estación también se observan las siguientes líneas:

1. línea de 4" salida de gas o crudo por ruptura de resistencia de calentadores.
2. línea de 4" salida de gas de la válvula Kimray de calentadores.
3. línea de 4" drenaje de calentadores.
4. línea de 4" drenaje de separadores.
5. línea de 4" salida de gas o crudo por ruptura de resistencia de separadores.
6. línea de 6" desgasificación de separadores.

5.3.4 Sistemas auxiliares

Pruebas de pozos

La estación cuenta con un sistema de prueba de pozos conformado por un tubo múltiple de prueba, un separador y un tanque de tipo apernado, cuya capacidad es de 1500 bbls. Los fluidos producidos por los pozos pasan a través del separador gas-líquido, donde ocurre la separación de la fase líquida de la gaseosa. Los líquidos son

almacenados en el tanque, donde el volumen es medido por aforo; una muestra de crudo es tomada y mediante el análisis de laboratorio (ver Apéndice A) se determina el contenido de crudo y de agua en la misma. El gas separado es medido por medio de un sistema de placas de orificio y carta de registro en la cual se determina el volumen de gas producido (ver Apéndice B).



Figura. 5.14. Sistema de Prueba de Pozos.

Toma de muestras

Cuando el crudo sale del tanque de lavado es necesario realizar las pruebas para la determinación del porcentaje de Agua y Sedimentos (%AyS) y la Gravedad API, de modo tal que éste cumpla con las especificaciones exigidas por PDVSA. Para realizar estas pruebas se cuenta un punto de toma de muestras ubicado en la línea de transferencia de petróleo al patio de Tanques de Almacenamiento desde el Tanque de Lavado. En la Figura 5.1. se muestra la ubicación de la toma de muestra en la línea de salida de crudo del Tanque de Lavado.



Figura. 5.15. Toma de muestras de crudo en el tanque de lavado.

CAPITULO VI

RESULTADOS

6 Manual de Operaciones de La Estación de Flujo Elías 11 (EEF-11).

6.1 Propósito del Manual

La preparación de este manual está dirigida a satisfacer la información técnica sobre el proceso operacional de los diversos equipos de producción y tratamiento de crudo de la Estación de Flujo Elías 11. El propósito es suministrarlo como fuente de consulta rápida y sencilla; y, a su vez, como estímulo para el logro de un desenvolvimiento adecuado en las diversas situaciones presentes en el campo, permitiendo realizar las labores diarias de la manera más segura, garantizando un mínimo de riesgo en el aspecto personal, ambiental y material. Para el cumplimiento de este propósito se expone en este capítulo un compendio de los fundamentos básicos de los procesos unitarios de la instalación, información de los fabricantes de equipos, límites de operación – premisas de diseño, consecuencias de las desviaciones en la operación de los mismos y una serie de alternativas como posibles soluciones a esas desviaciones. Todos los procedimientos Operacionales elaborados se encuentran anexos a este Trabajo Especial de Grado en una versión digital.

6.2 Ubicación Geográfica de la Instalación:

La Estación de Flujo Elías 11 (EEF-11) se encuentra ubicada en el campo Socororo Oeste, al norte de la población El Pao, Estado Anzoátegui. La Estación se encuentra ubicada en las áreas operacionales de PetroUCV en las siguientes coordenadas

Norte	973.470,0000
Este	317.690,0000

6.3 Propósito de la instalación:

Esta instalación actualmente maneja la producción de crudo, agua y gas de los pozos activos pertenecientes al área 2 del Área Mayor de Socororo. También recibe la producción de líquido de la Estación de Flujo Socororo 1.

En ella se realiza la separación gas-líquido y deshidratación de los fluidos producidos en el campo Socororo Oeste (área 2) y se tiene previsto también en ella centralizar el proceso de deshidratación del crudo, por lo que se estima recibir en Elías EF-11 la producción de líquido de toda el Área Mayor de Socororo.

6.3.1 Bases de diseño de la instalación:

Volumen a manejar (MBPD).	S/I
Gravedad (Normal) °API	16
Presión de Separación (psig)	60
Temperatura de calentamiento (°F)	170
Capacidad de Almacenamiento (BPD)	15000
Capacidad de Bombeo (MBPD)	8.000
Capacidad de separación de gas (MMPCD)	S/I

S/I: Sin Información.

6.3.2 Descripción del proceso:

El crudo recibido en Elías EF-11 proviene de los pozos activos del Campo Socororo Oeste. Igualmente, recibe la producción de líquido de la Estación de Flujo Socororo 1, la cual entra a la instalación aguas abajo de la descarga de crudo sucio del separador de producción, para, en conjunto con los volúmenes propios de la estación, ser deshidratados y almacenados para su posterior transferencia a la Estación de Descarga Elías-1 (EED-1), operada por PDVSA.

El proceso se inicia en los múltiples de producción, donde el fluido proveniente de los pozos productores entra a una presión de 85 lpc y a una temperatura de 100 °F, seguidamente recibe la inyección de química demulsificante y es enviado a los separadores donde se logra la separación gas-líquido a una presión entre 60 y 80 lpc. Una vez realizado el proceso de separación gas-líquido, la mezcla agua-petróleo pasa

al tren de calentadores donde es sometida a un proceso de calentamiento hasta obtener una temperatura en el rango de 170-180 °F, y posteriormente es dirigida hacia al Tanque de Lavado, donde se efectúa la separación crudo-agua.

El agua proveniente del proceso de Deshidratación será enviada a la Planta de Inyección de Agua Salada para su posterior inyección a los pozos ES-434 y ES-437.

El crudo pasa desde el tanque de lavado, por rebose, hacia Tanque de Almacenamiento, para luego ser bombeado a la Estación de Descarga Elías 1 (EED-1), bajo especificaciones exigidas por PDVSA de 0,5 % AyS y 16 °API.

La instalación muestra los siguientes Subsistemas:

- Un (1) Múltiple de Producción.
- Dos (2) Bombas para Inyección de Química.
- Tres (3) Separadores.
- Tres (3) Calentadores
- Un (1) Tanque de lavado
- Tres (3) Tanques de almacenamiento
- Un (1) Tanque para Prueba.
- Una (1) Bomba de circulación.
- Una (1) Bomba de Transferencia.
- Una (1) Planta de Inyección de Agua Salada.

En el anexo B se puede observar un Esquemático de la Estación.

6.3.3 Rango de Operación:

Tabla 6.2 Parámetros operacionales de la Estación de Flujo Elías 11.

PARÁMETRO	MÁXIMO	MÍNIMO	OPERACIONAL
Temperatura de calentamiento	180	130	170
Caudal (MBPD)	S/I	S/I	S/I
Gravedad API	S/I	S/I	16
% AyS	1	0.3	0.5

S/I: Sin Información.

6.3.4 Consecuencias de la desviación:

- **Presión de separación superior a la establecida:**

1. Provoca una contrapresión al flujo proveniente del múltiple provocando asimismo una disminución en el aporte de producción de los pozos.

2. Tiende a abrir la válvula de alivio del Separador de Producción y/o accionamiento del disco de ruptura, dando paso al crudo hacia el sistema de drenaje a la fosa de desechos de Hidrocarburos, ocasionando pérdida de producción.

3. Puede pasar gas hacia los calentadores por estar el Separador despachando crudo con mayor rapidez.

- **Presión de separación inferior a la establecida:**

1. Originará ahogamiento del Separador con el pase respectivo de líquido al sistema de desgasificación, ocasionando pérdidas de producción.

- **Temperatura de calentamiento superior a la máxima establecida:**

1. Esto causa daño a la caja de fuego, por sobrecalentamiento, reduciendo la vida útil del Calentador.

2. Posible incendio en el calentador.

3. Pérdida de componentes livianos del crudo, disminuyendo la °API.

4. Problemas de tratamiento por evaporación y condensación del agua en el tanque de lavado.

- **Temperatura de calentamiento inferior a la establecida:**

1. Imposibilita que el agua se decante, resultando un crudo fuera de las especificaciones requeridas.

2. Problemas de tratamiento de crudo debido a que no se liberan los gases y no se rompe efectivamente la emulsión agua- petróleo.

- **Caudal superior al establecido:**

1. Ocurrirá embuchamiento de los separadores y calentadores y, por lo tanto, pase de líquido al sistema de desgasificación causando pérdidas de flujo en el tratamiento y por consiguiente pérdida de producción.

2. También disminuirá la temperatura del crudo, pudiendo llegar a ser menor que la mínima, con las consecuencias antes mencionadas.

- **Caudal inferior al establecido:**

1. Se corre el riesgo de que se recaliente el crudo y que los calentadores aumenten su presión de trabajo provocando el rompimiento del disco de ruptura, además de daños en las cajas de fuego de los calentadores y desprendimiento de la mayor cantidad de las fracciones livianas del crudo.

2. El aumento de temperatura del fluido ocasiona agitación en el tanque de lavado, obteniéndose al final, un crudo fuera de especificaciones.

- **Porcentaje de agua y sedimentos (%AyS) superior al establecido:**

1. Si el valor está por encima del valor máximo, se produce crudo fuera de especificación, por lo que aumentará el consumo de química y por ende el costo de tratamiento. Además, se paralizará el bombeo de crudo hacia Elías ED-1

- **Porcentaje de agua y sedimentos (%AyS) inferior al establecido:**

1. Si es menor al máximo, se está consumiendo mayor cantidad de productos químicos que lo realmente requerido, lo que implica que se está incurriendo en gastos innecesarios de tratamiento.

- **Gravedad API superior a la establecida:**

1. Se corre el riesgo de que se recaliente el crudo y se pierdan las fracciones livianas del crudo, ocasionando desviación de los parámetros operacionales cuando es sometido a deshidratación en la estación de flujo Elías 11.

- **Gravedad API inferior a la establecida:**

1. En vista de que el crudo está fuera de especificaciones, se deberá añadir más química y retratar el crudo ya procesado, aumentando el consumo de productos químicos y por ende el costo de tratamiento.

6.3.5 Alternativas:

1. Chequeo diario de la lectura del manómetro de los Separadores; si la presión no se encuentra en el rango establecido (60 psi), efectuar un ajuste en la válvula de control de presión.

2. Chequeo diario de la temperatura en el Calentador para que, esta sea la más aceptada al ser despachado el crudo hacia el Tanque de Lavado (170 °F).

3. Revisión diaria del equipo de separación y deshidratación (Tanque de Lavado), para asegurarse que estén operando en el nivel requerido.
4. Verificar %A y S, a la salida del Tanque de Lavado y si no cumple con las especificaciones, proceder a recircularlo para ser tratado nuevamente.
5. Monitoreo constante de la gravedad API, a la salida del tanque de lavado.

6.4 Subsistemas:

6.4.1 Múltiple de producción (Recolección de crudo):

6.4.1.1 Bases de diseño:

Presión (Psig) 150

6.4.1.2 Descripción del proceso:

En la Estación existe un manifold o tubo múltiple de tres cañones, los cuales son los encargados de recibir el fluido de cierto número de pozos que producen a baja presión. Cada cañón o cabezal tiene un diámetro de tubería de 6" y se identifican como Cabezal de Producción General y de Prueba o Producción Individual, los cuales están interconectados por válvulas a las tuberías tendidas desde los pozos situados en la zona y a las líneas de las estaciones de flujo que llegan hasta la Estación (ETM-14). Además dichas válvulas facilitan la selección del cañón encargado de distribuir el crudo a los separadores ya sea para el recibo de la producción general o para probar los pozos; en este último caso solo debe estar abierto el cabezal de prueba.

En el caso específico de esta Estación, el múltiple recibe la producción de los pozos en forma continua, sin un control de los parámetros operacionales.

6.4.1.3 Rango de operación:

Tabla 6.3. Parámetros operacionales del múltiple de producción.

PARÁMETRO	MÁXIMO	MÍNIMO	OPERACIONAL
Presión (psig)	90	60	80
Temperatura (°F)	100	85	90

6.4.2 Bombas de Inyección de Química.

6.4.2.1 Base de diseño:

Presión (psig) 110

Caudal Nominal (gal/día) 3 (demulsificante); 9 (antiespumante)

6.4.2.2 Descripción del proceso:

Se tienen dos equipos empleados para suministrar la cantidad de química necesaria y así facilitar la ruptura de la emulsión (química demulsificante), además de disminuir la espuma en los tanques de almacenamiento (química antiespumante).

El punto de inyección de la química demulsificante se encuentra a la salida del múltiple de producción de la estación, y la química antiespumante es inyectada a la descarga de crudo del separador general de producción.

6.4.2.3 Rango de operación:

Tabla 6.4. Parámetros operacionales de las bombas de inyección de química

EQUIPO	PARÁMETRO	MÁXIMO	MÍNIMO	OPERACIONAL
BOMBA 1 (Inyección de demulsificante)	Presión de descarga (psig)	110	80	90
	Caudal de inyección (GPD)	2.1	1.9	2.0
BOMBA 2 (Inyección de antiespumante)	Presión de descarga (psig)	110	80	90
	Caudal de inyección (GPD)	1.6	1.4	1.5

6.4.2.4 Consecuencia de la desviación:

Presión mayor que la máxima: Daños en las partes internas de las bombas.

Presión menor que la mínima: No se inyecta la cantidad de química deseada para el tratamiento, provocando la salida de crudo fuera de especificaciones.

Caudal de inyección mayor que el máximo: Gasto innecesario de química, aumentando el costo de producción por barril. Riesgo de causar problemas de sobretreatmento, que implicarían mayores costos de tratamiento.

Caudal de inyección menor que el mínimo: El crudo saldrá fuera de especificaciones, aumentará el costo de tratamiento y se corre el riesgo de parar el bombeo hacia EED-1.

6.4.3 Separadores (Proceso de separación líquido-gas)

6.4.3.1 Bases de diseño:

En Elías EF-11 se encuentran instalados 3 separadores del tipo cilindro vertical, uno de los cuales se encuentra actualmente fuera de servicio (Separador E-75). Son separadores de baja presión (125 psi), y operan en un rango de 60 a 80 psig. Cada uno se identifica del mismo modo que el recolector de tres cabezales; donde el separador general recibe la producción diaria de la Estación y el separador de prueba es utilizado para recibir la producción de un solo pozo con el fin de ser medida.

Tabla 6.5. Bases de diseño de los separadores de EEF-11.

Separador	Uso	Capacidad		Presión de Diseño (psig)
		BNPD	MMPCPD	
E-688	Producción	5500	16.5	125
E-75	Producción	S/I	S/I	125
E-74	Prueba	S/I	S/I	125

S/I: Sin Información.

6.4.3.2 Descripción del proceso:

Los equipos de separación son los encargados de recibir el crudo emulsionado desde el múltiple de producción para luego ser separados mediante el proceso de separación gas-líquido; el gas sale por el tope y es enviado hacia al sistema de manejo de gas, y la mezcla líquida queda en la parte inferior siendo descargada por una línea de 6" hacia los calentadores (previa inyección de química demulsificante). Aguas abajo de la línea de salida de gas se tiene una válvula reguladora de presión que mantiene la presión del separador en 60 psig.

Se consideran la presión y el nivel de fluido como los parámetros más importantes a controlar en estos equipos

6.4.3.3 Rango de operación:

Tabla 6.6. Parámetros operacionales de los separadores de EEF-11.

SEPARADOR	PARÁMETRO	MÁXIMO	MÍNIMO	OPERACIONAL
Producción (E-688)	Nivel de líquido (Pies)	3'-11"	2'-1"	3'
	Presión Separación (Puig)	80	50	60
Prueba (E-74)	Nivel de líquido (Pies)	S/I	S/I	S/I
	Presión Separación (Puig)	80	55	60

S/I: Sin Información.

6.4.3.4 Efectos de la desviación en separadores:

▪ **Presión superior a la establecida.**

1. Provoca contrapresión hacia los pozos productores de crudo disminuyendo su capacidad productora.
2. Accionamiento de la válvula de seguridad y/o ruptura de los discos de resistencia por sobrepresión.
3. Origina filtraciones por las bridas de válvulas y deterioro de empaaduras.
4. En este último caso, ocurre derrame de crudo, ocasionando con el tiempo corrosión en las líneas.

▪ **Presión inferior a la establecida.**

1. Aunque no constituye un gran riesgo en el separador es necesario una inspección rigurosa a cada pozo para identificar las posibles fallas y cerciorarse de las condiciones en que se encuentran fluyendo.
2. Se retiene el fluido dentro del separador provocando su descontrol, lo que origina pérdidas de producción (producción diferida).
3. Separación incompleta, arrastre de líquido (Sobrellenado).

- **Nivel superior al establecido.**

1. Se descarga y envía el crudo al sistema de gas combustible de los calentadores, debido a fallas en el control de nivel.
2. Puede presentarse el riesgo de retenerse el fluido en el equipo, ocasionando ruptura del disco de resistencia.

- **Nivel inferior al establecido.**

1. Paso de gas a los calentadores que ocasiona su paro por aumento de la temperatura.
2. Problemas en el tratamiento por agitación en el tanque de lavado.
3. La válvula para la descarga del fluido se conservará cerrada hasta recuperar el nivel requerido.

6.4.3.5 Alternativas:

1. Revisar el funcionamiento de las válvulas reguladoras de presión (válvulas desgasificadoras).
2. Chequeo diario de las condiciones a la cual fluye el pozo (presión de casing y cabezal), para verificar su Tasa de Producción.
3. Revisar las líneas para corroborar si el fluido pasa a través de ellas con mínima restricción debido a taponamiento, producto de las incrustaciones, lo cual conlleva a tratar el crudo con químicos anti-incrustante. La revisión debe hacerse por lo menos una vez al año.
4. Chequeo diario de la lectura del manómetro en el separador y, en caso de duda, efectuar cualquier ajuste en la válvula de control de presión para mantener la presión deseada.
5. Chequeo constante del control de nivel (observar cristal de nivel), para asegurarse de que el equipo esté operando en el nivel requerido.
6. Sacar de servicio el separador para corregir las fallas (ver Parte AI).
7. Verificar estado de las líneas y/o conexiones de gas y detectar fugas.
8. Verificar que los instrumentos estén en condiciones apropiadas de operación.

Parte AI**Sacar de servicio un separador.****Procedimiento:**

1. Desviar a otro separador la producción proveniente del múltiple de producción.
2. Cerrar la válvula manual instalada en la línea de entrada de fluido al separador.
3. Cerrar válvula manual instalada en la línea de descarga de líquidos.
4. Abrir la válvula manual instalada en la línea de drenaje del separador; cerrarla una vez desalojado el líquido.
5. Cerrar la válvula manual instalada en la línea de recolección de gas, para impedir la entrada del mismo al separador.
6. Abrir nuevamente la válvula manual instalada en la línea de drenaje para despresurizar el separador.
7. Monitorear presión del equipo para verificar despresionamiento de la unidad.
8. Una vez constatada la despresurización del Separador, entregar a mantenimiento.

Poner en servicio un separador.***Procedimiento:***

1. Abrir válvula manual instalada en la línea de descarga de líquido del separador.
2. Abrir válvula manual instalada en la línea de recolección de gas, para presurizar el separador.
1. Abrir válvula manual de entrada de crudo al separador, observar tanto el cristal de nivel como la lectura del manómetro.
3. Cerrar válvula manual de drenaje del separador.
4. Abrir válvula manual del múltiple correspondiente al separador.
5. Ajustar la presión por medio de la válvula Kimray neumática que va hacia la fosa (válvula desgasificadora).
6. Ajustar nivel del separador.

6.4.4 Calentadores (Tratamiento Térmico):

6.4.4.1 Bases de Diseño:

Caudal Nominal (MBPD)	S/I
Máxima Presión de Operación (Psig)	30
Presión de Diseño (Psig)	S/I
Temperatura Máxima de Diseño (°F)	200
Capacidad Calorífica (MMBTU/Hr)	6

S/I: Sin Información.

6.4.4.2 Descripción del proceso:

En el tratamiento de las emulsiones de petróleo, la fuente de energía de gran importancia la constituye el calor; siendo así el calentamiento, un proceso auxiliar para acelerar la separación entre el crudo, agua y sólidos; su aplicación más común se efectúa a través de calentadores. Estos equipos son diseñados para romper el petróleo emulsionado y a su vez eliminar parte del gas presente, facilitando la decantación del agua y de los sólidos en el tanque de lavado, con la finalidad de obtener petróleo limpio.

En EEF-11, existen tres calentadores de fuego directo instalados en serie, para lograr una mejor y mayor transferencia de calor respecto al volumen tratado. Estos equipos manejan una temperatura de entrada y salida de crudo en un rango de 90°F y 180°F; El rango de presión en el cual operan es de 18 psig a 22 psig.

Es importante el control de la temperatura en estos equipos, ya que un aumento en exceso puede ocasionar la evaporación de los componentes más volátiles y livianos presentes en el crudo, reduciendo de esta manera la gravedad y el volumen del mismo.

Los parámetros a controlar en un calentador son la presión y la temperatura.

6.4.4.3 Rango de operación:

Tabla 6.7. Parámetros operacionales de los calentadores de EEF-11.

EQUIPO	PARÁMETRO	MÁXIMO	MÍNIMO	OPERACIONAL
Calentador 1	Presión (psig)	30	18	22
	Temperatura (°F)	115	90	100
	Caudal (BPD)	S/I	S/I	S/I
Calentador 2	Presión (psig)	20	12	15
	Temperatura (°F)	140	120	130
	Caudal (BPD)	S/I	S/I	S/I
Calentador 3	Presión (psig)	20	15	18
	Temperatura (°F)	180	130	170
	Caudal (BPD)	S/I	S/I	S/I

S/I: Sin Información.

6.4.4.4 Efectos de la desviación presente en los calentadores:

- **Presión de gas en la caja de fuego superior a la establecida.**
 1. Apagado de la caja de fuego por falta de oxígeno.
- **Presión de gas en la caja de fuego inferior a la establecida.**
 1. Disminución de la temperatura deseada para el tratamiento.
- **Presión de gas en el calentador superior a la establecida.**
 1. Rompimiento del disco de ruptura del calentador.
- **Temperatura superior a la normal de Operación.**
 1. Colapso o posible ruptura de la caja de fuego.
 2. Posible incendio en el calentador.
 3. Pérdida de componentes livianos del crudo, disminuyendo la °API.
 4. Problemas de tratamiento por evaporación y condensación del agua en el tanque de lavado.

- **Temperatura inferior a la normal de operación.**

1. Elevado cantidad de incrustaciones en la caja de fuego.
2. Termostato calibrado por debajo de la temperatura requerida.
3. Cajas de fuego apagadas o en bajo fuego.
4. Presencia de líquido en el gas combustible.
5. Combustión incompleta por exceso de aire o de gas.

- **Caudal superior al establecido:**

1. Ocasiona un menor tiempo de retención en el calentador provocando que el crudo no alcance la temperatura deseada.

2. Impide la ruptura de la emulsión agua-petróleo

- **Caudal inferior al establecido:**

1. Aumenta la temperatura, en caso de fallar el termostato, causando posibles daños a la caja de fuego.

6.4.4.5 Alternativas:

- **Presión de la caja de fuego.**

1. Verificar presión de suministro de gas supply.
2. Ajustar regulador de presión de gas (de 15 a 25 psi).

- **Presión del calentador superior a la establecida**

1. Verificar presión de suministro de gas.
2. Ajustar regulador de presión de gas para corregir la falla de alta presión en el calentador.

3. Verificar varillaje de las válvulas kimray.
4. Controlar la salida de fluido del separador en forma manual por medio del by-pass de la válvula de control de salida de líquidos hacia los calentadores.

5. Operar la válvula de control de gas Sacar de servicio el calentador siguiendo el procedimiento descrito en la Parte A-II.

- **Presión inferior a la establecida.**

1. Ajustar la válvula de control de gas del calentador hasta lograr la presión normal de trabajo.

2. Suministrar gas al equipo a través de la conexión de gas supply (parte superior del equipo), hasta lograr la presión deseada.

3. Revisar la línea de salida de gas, los platos de seguridad (resistencia) y la válvula de seguridad para cerciorarse de algunas fallas que pudieran existir.

4. En el caso de ruptura de la copa de seguridad, se debe sacar de servicio el equipo para su reemplazo respectivo (ver Parte A-II), además es importante chequear la presión en los demás calentadores que se encuentran trabajando.

▪ **Temperatura superior a la normal de operación.**

1. Inspeccionar el control de temperatura (termostato) del calentador, para comprobar si está operando bajo la temperatura requerida.

2. Revisar la válvula de control de salida de líquido del separador hacia el calentador para cerciorarse de la cantidad de crudo que está entrando.

▪ **Temperatura inferior a la normal de operación.**

1. Inyectar un inhibidor de incrustación en la entrada al separador.

2. Retirar de servicio el equipo para ser limpiado, ajustado, reparado o reemplazar alguna pieza en el caso de:

- a. Cajas de fuego con acumulación de costras, materias corrosivas, herrumbre.
- b. Cajas de fuego colapsadas.

3. Abrir en ocasiones el drenaje del fondo, para eliminar la acumulación de materias como sedimentos y sólidos presentes.

Parte A-II

Procedimiento para sacar de servicio un calentador

1. Cerrar la válvula de gas combustible que alimenta al calentador.

2. Abrir la válvula que da paso directo al crudo hacia el próximo calentador (válvula de desvío o by-pass), o hacia el tanque de lavado (en caso de ser el último calentador).

3. Cerrar la entrada de crudo.

4. Cerrar la salida de crudo.

5. Cerrar la válvula instalada en la línea desgasificadora.

6. Abrir la válvula de descarga hacia la fosa o descargar con Vaccum.
7. Observar las condiciones de presión, temperatura y nivel en el calentador, para asegurarse de que esté despresionado, frío y vacío por completo.
8. Proceder a reparar o corregir fallas.

Poner en servicio un calentador.

Procedimiento:

1. Cerrar la válvula de descarga hacia la fosa.
2. Abrir la válvula desgasificadora.
3. Abrir la salida de crudo.
4. Abrir la entrada de crudo.
5. Cerrar válvula de paso directo (by-pass).
6. Observar la presencia de crudo en el Cristal, cerrar entonces la válvula que da el pase directo del crudo.
7. Abrir la válvula que alimenta de gas al equipo.
8. Si se observa normalidad en el equipo, proceder a encender el o los pilotos de los quemadores.
9. Ajuste del Termostato y entrada de aire y gas, hasta observar una llama azul con rasgos amarillos (mezcla óptima)
10. Observar la presión y temperatura en el equipo.

6.4.5 Tanque de lavado (Deshidratación del crudo)

6.4.5.1 Bases de diseño:

Presión de Diseño (Psig)	15
Caudal Nominal (BPD)	S/I
Espesor del Techo (mm)	S/I
Espesor del Fondo (mm)	S/I
Espesor de Pared (mm)	S/I
Diámetro (pies)	S/I
Temperatura (°F)	200
S/I: Sin Información.	

6.4.5.2 Descripción del proceso:

El tanque de lavado es utilizado para concluir el proceso de deshidratación del petróleo emulsionado. Este equipo opera mediante el principio de gravedad diferencial, es decir, por ser el agua y los sólidos más pesados que el petróleo, se asientan en el fondo del Tanque, quedando el petróleo limpio en la parte superior.

En Elías EF-11, se realiza este proceso en un Tanque de 32 pies de altura y 6.700 barriles de capacidad, el cual es alimentado a través de una línea de 8" de diámetro proveniente de los calentadores, en un rango de temperatura de 150 °F a 180 °F.

El crudo emulsionado entra al Tanque de Lavado por medio de una tubería conductora, donde ocurre cierta liberación de gas remanente y luego desciende por el dispersador hasta una "regadera" de más o menos 6'; allí la emulsión fluye con relativa facilidad en un movimiento inclinado-ascendente provocado por el arreglo de baffles o desviadores, incrementándose de esta forma el tiempo de retención; luego penetra a la zona de emulsión donde el ascenso es más lento, lo cual da lugar a que una pequeña porción de agua libre remanente, se asiente. El petróleo por ser más liviano que la emulsión, pasa a la zona superior constituida por petróleo deshidratado. De esta manera el petróleo limpio pasa, por rebose, a la línea de descarga que va al Tanque de Almacenamiento cumpliendo las especificaciones exigidas. El crudo manejado por esta estación tiene un promedio de agua igual o inferior a 1%. Las variables a controlar en este equipo son la temperatura, caudal y nivel de agua.

6.4.5.3 Rango de operación:

Tabla 6.8. Parámetros operacionales del tanque de lavado.

PARÁMETRO	MÁXIMO	MÍNIMO	OPERACIONAL
Caudal (BPD)	S/I	S/I	S/I
Temperatura (°F)	170	110	150
Nivel de Agua (pies)	18	14	16

S/I: Sin Información.

6.4.5.4 Efectos de la desviación presente en el tanque de lavado:**▪ Temperatura superior a la normal de operación.**

1. Causa agitación dentro del Tanque (por ebullición), lo que ocasiona un grado de deshidratación inapropiado.

▪ Temperatura inferior a la normal de operación.

1. No hay una separación satisfactoria del crudo emulsionado dentro del Tanque, resultando fuera de especificaciones.

2. La tendencia a la formación de espuma es mayor.

▪ Caudal superior al normal de operación.

1. Origina un tiempo de reposo insuficiente para decantar el agua con la tendencia a salir un crudo fuera de especificaciones.

▪ Caudal inferior al normal de operación.

1. Aumenta el tiempo de reposo en el tanque de lavado disminuyendo el volumen de crudo a bombear.

6.4.5.5 Alternativas:**▪ Temperatura superior e inferior a la normal de operación.**

1. Control de la temperatura a la salida del calentador, para que la temperatura de la emulsión desplazada hacia el Tanque de Lavado sea la más conveniente para que el proceso de deshidratación se efectúe con normalidad.

2. Chequeo diario de los calentadores para cerciorarse de su funcionamiento.

▪ Caudal superior al normal de operación.

1. Inspeccionar la línea de salida de agua del Tanque de Lavado para verificar la posible existencia de incrustaciones; lo que ocasiona taponamiento en ella.

2. Inspeccionar la Regadera por posible obstrucción.

3. Drenar el Tanque por la válvula de fondo (si es necesario).

4. Revisar válvula Kimray de un separador, con posibilidad de estar abierta; se enviaría exceso de gas al calentador y este al Tanque de Lavado.

5. Sacar de servicio al Tanque de Lavado, por posible caída de baffle; esta situación se soluciona pasando el crudo a los Tanques de Almacenamiento; estos

actuarán como Tanques de Lavado y luego se procede a la reparación de dicho Tanque de Almacenamiento.

- **Caudal inferior al normal de operación.**

1. Calibrar el equipo para mantener estabilizado el nivel de agua y así obtener el petróleo limpio (en este caso es recomendable solicitar el apoyo de la unidad de instrumentación).

2. Revisar válvula Kimray de un calentador, con posibilidad de permanecer cerrada.

6.4.6 Patio de tanques (Almacenamiento del crudo):

6.4.6.1 Bases de diseño:

Existen en la Estación tres tanques encargados especialmente para el almacenamiento del crudo, cuya capacidad es de 5.000 bbls. Los tanques son utilizados para almacenar crudo en especificaciones 16 °API y 0,5 % AyS

Nivel Máximo (pies) 26' 2" * (E-5275); 25' 11 3/8" * (E-5276)

Presión de Diseño (psig): 15

Diámetro (pies) 38' 7 5/8"

* Esta medida incluye la boca de aforo.

6.4.6.2 Descripción del proceso:

El Patio de Tanques de la estación de Flujo Elías 11, consta de cuatro tanques para el depósito de crudo, su capacidad varía dependiendo de las necesidades del líquido a almacenar. Uno de los tanques tiene una capacidad de 1.500 barriles, y es utilizado para efectuar las pruebas de pozo, con el fin de estimar el volumen de líquido que produce un pozo en un determinado intervalo de tiempo.

Los tanques restantes son de 5.000 barriles de capacidad cada uno, con un nivel de operación de 16 a 24 pie de altura establecido para crudo.

Se emplean para almacenar el crudo tratado, el cual es fiscalizado midiendo su cantidad y calidad conforme a las especificaciones requeridas: 16 °API – 0.5 % agua y sedimentos básicos para su respectivo bombeo a EED-1.

Estos tanques disponen de una línea de entrada de crudo transferido desde el tanque de lavado y una línea de salida de crudo conectada a la línea de succión de la bomba que despacha la producción limpia a la Estación de Descarga Elías 1 (EED-1.); se incluyen otras líneas auxiliares como: una tubería para venteo del gas, una tubería para toma de Vaccum, otra para la succión de la bomba de circulación y una para el drenaje.

Uno de los parámetros a controlar en un Tanque de Almacenamiento es el nivel de fluido.

6.4.6.3 Rango de operación:

Tabla 6.9. Parámetros operacionales de los tanques de almacenamiento.

PARÁMETRO	MÁXIMO	MÍNIMO	OPERACIONAL
Nivel (bbl)	4950	200	1400

6.4.6.4 Efectos de la desviación en Tanques de Almacenamiento:

- **Nivel superior al establecido.**

1. Se produce un derrame de crudo en el patio de tanques, lo que resulta pérdida de producción y contaminación del medio ambiente.

- **Nivel inferior al establecido.**

1. Si el nivel en los tanques es menor al mínimo y la bomba de transferencia se encuentra activa, se reduce la presión de succión de la misma, provocando cavitación y daños internos por quedar operando en vacío.

6.4.6.5 Alternativas.

1. Estar pendiente de medir diariamente el tanque de almacenamiento para cerciorarse del nivel presentado.

2. Es necesario bombear el crudo cuando se alcance el nivel requerido.

3. El agua asentada en el fondo del Tanque de Almacenamiento debe circularse al Sistema de Calentamiento.

6.4.7 Bomba de circulación de crudo:

6.4.7.1 Descripción del proceso:

Su propósito es mantener en condiciones limpias el crudo presente en los tanques; es decir, recircular desde el fondo de estos, la acumulación de sedimentos básicos y agua en el crudo e igualmente es útil para drenar la tanquilla. Esta línea es transferida hacia los calentadores para reiniciar el proceso de tratamiento.

6.4.8 Bomba de transferencia de crudo (Bombeo de crudo deshidratado)

6.4.8.1 Bases de diseño:

Presión Máxima de Descarga (Psig)	S/I
Presión Mínima de Descarga (Psig)	S/I
Caudal Máximo (MBPD)	S/I
Caudal Nominal (MBPD)	S/I

S/I: Sin Información.

6.4.8.2 Descripción del proceso:

Una vez que el crudo cumpla con las especificaciones exigidas, es enviado a la sala de bomba para ser transferido a través de una línea de descarga de 6" de diámetro, Esta bomba opera en un rango de presión de 15 a 30 psig.

La variable más importante a controlar en el equipo es la presión.

6.4.8.3 Rango de operación:

Tabla 6.10. Parámetros operacionales de la bomba de transferencia de crudo.

PARÁMETRO	MÁXIMO	MÍNIMO	OPERACIONAL
Caudal (MBPD)	S/I	S/I	S/I
Presión de Succión (psig)	25	10	20
Presión de Descarga (psig)	855	200	500

S/I: Sin Información.

6.4.8.4 Efectos de la desviación presente en la bomba:**▪ Presión de succión superior a la normal operación.**

1. Las bombas son susceptibles de cavitarse, lo que origina tres efectos nocivos durante su operación:

- a. Disminuye su eficiencia.
- b. El elemento impulsor del pistón tiende a dañarse.
- c. Produce ruido y vibraciones molestas.

Todo esto conduce a parar la bomba, ocasionando el llenado del Tanque de Almacenamiento y derrame de crudo en el patio de tanques.

▪ Presión de descarga inferior a la mínima establecida.

1. Una presión de descarga menor a la mínima impediría la descarga de la bomba.

▪ Presión de descarga superior a la máxima establecida.

1. Puede ocasionar daño de los elementos internos de la bomba (válvulas y pistones) y un colapso de la línea o fallas en los equipos, corriendo el riesgo de una pérdida de producción por derrame.

6.4.8.5 Alternativas.

1. Chequeo diario de la bomba para evitar en lo posible presiones bajas.
2. Verificar el ajuste y buen funcionamiento de la válvula de seguridad

CAPÍTULO VII

ANÁLISIS DE RESULTADOS

Identificación y análisis de los sistemas de extracción y manejo de fluidos.

El estudio inicial realizado estuvo basado en reconocer e identificar el proceso de manejo y procesamiento de crudo desde el punto de vista de ingeniería; el estudio consistió en un análisis detallado de la información suministrada por los departamentos directamente relacionados con el manejo de la producción, y la información del personal custodio del campo, tales como, ingenieros de producción e infraestructura, supervisores de campo, operadores de campo, instrumentistas, entre otros, ya que los mismos están estrechamente relacionados al proceso de manejo de fluidos en campo. Una vez procesada toda la información recopilada, se identificaron dos grandes sistemas que encierran todo lo relacionado al manejo y procesamiento de los fluidos producidos; tales sistemas son los siguientes:

1. Extracción de Fluidos
2. Manejo de Fluidos

Primer Sistema: Extracción de Fluidos

Una vez que el fluido sale del cabezal del pozo se debe contar con un sistema para la recolección del mismo, y que además se encargue de distribuirlo a los siguientes subsistemas que comprenden la estación de flujo. El múltiple de la estación es el encargado de realizar esta función, y es por medio de éste que el fluido producido es enviado al sistema de separación líquido-gas, donde son separados el crudo y el gas, para luego, cada uno por separado, ser distribuidos a sus respectivos sistemas de manejo. El múltiple también es el encargado de dirigir la producción de un pozo en particular hacia el sistema de prueba de pozos, con la finalidad de determinar los volúmenes de crudo y gas producidos por el mismo.

Al analizar el sistema de extracción de fluidos y con base en lo dicho anteriormente se pudo identificar tres subsistemas relacionados directamente a la extracción de fluidos, tales subsistemas son los siguientes:

- Recolección de Fluidos
- Prueba de Pozo
- Manejo del Gas

Segundo Sistema: Manejo de Fluidos

Una vez que la producción total del área es recolectada por medio del sistema adecuado (pozo, líneas de flujo, estación de flujo), es necesario aplicar tratamientos para la limpieza del crudo, ya que este trae consigo otros fluidos e impurezas tales como agua salada, gas, arena y, en algunos casos, finos que hacen que el crudo no pueda ser entregado directamente a Petróleos de Venezuela S. A. (PDVSA), ya que el mismo debe cumplir con las especificaciones exigidas de porcentaje de agua y sedimento (%AyS) y Gravedad API para su transferencia a la Estación Elías 1. Es por ello que se hace necesario someter al crudo a diferentes etapas para su tratamiento y cumplir con las exigencias requeridas. El sistema de manejo de fluidos que se lleva a cabo en la Estación de Flujo Elías 11, comprende las siguientes etapas:

- Separación Líquido-Gas
- Deshidratación
- Almacenamiento
- Disposición de Agua

Una vez analizado el manejo y procesamiento de crudo en Elías Estación de Flujo 11, podemos agrupar los sistemas que comprenden el manejo de la producción, en un diagrama de flujo como el que se presenta abajo (ver Figura 7.1) para facilitar el entendimiento de los sistemas y sus respectivos subsistemas:

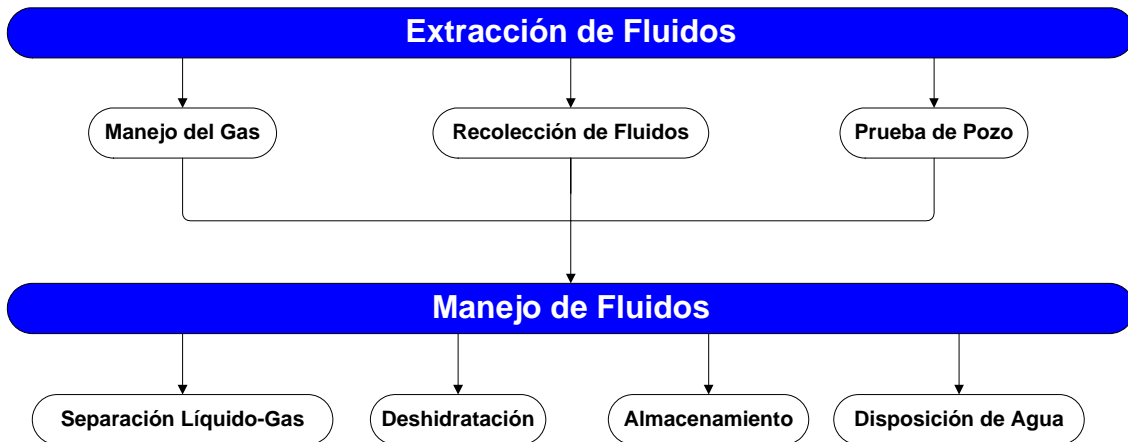


Figura 7.1. Sistemas de extracción y manejo de fluidos.

Operaciones en los distintos subsistemas del proceso de extracción y manejo de fluidos.

Pudieron ser identificadas cada una de las etapas por las que debe pasar el crudo producido para su tratamiento y posterior entrega a la estación de descarga Elías 1, y se desarrollaron los procedimientos para la ejecución de trabajos en cada uno de los equipos involucrados en dichas etapas o subsistemas.

Estas etapas se enumeran a continuación:

1. Etapa de recolección (Figura 7.2).
2. Etapa de separación (Figura 7.3).
3. Etapa de medición de petróleo (Figura 7.4).
4. Etapa de deshidratación del petróleo (Figura 7.5).
5. Etapa de Almacenamiento del Petróleo (Figura 7.6)
6. Etapa de Bombeo (Figura 7.7)

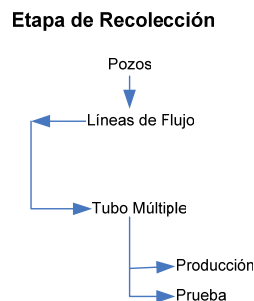


Figura 7.2. Etapa de recolección

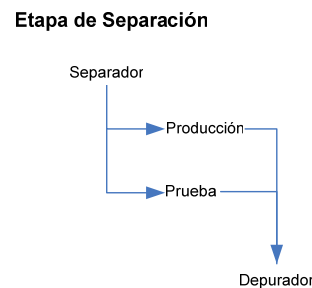


Figura 7.3. Etapa de separación

Etapa de Medición de Petróleo

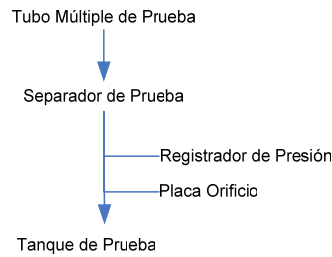


Figura 7.4. Etapa de medición de petróleo

Etapa de Deshidratación de Petróleo

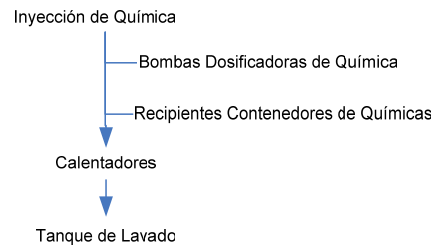


Figura 7.5. Etapa de deshidratación del petróleo

Etapa de Almacenamiento



Figura 7.6. Etapa de Almacenamiento del Petróleo

Etapa de Bombeo

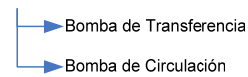


Figura 7.7. Etapa de Bombeo

Las operaciones fueron visualizadas para cada subsistema que conforma la estación, y fueron divididas en sistemas, como se puede observar en las figuras 7.8 y 7.9.

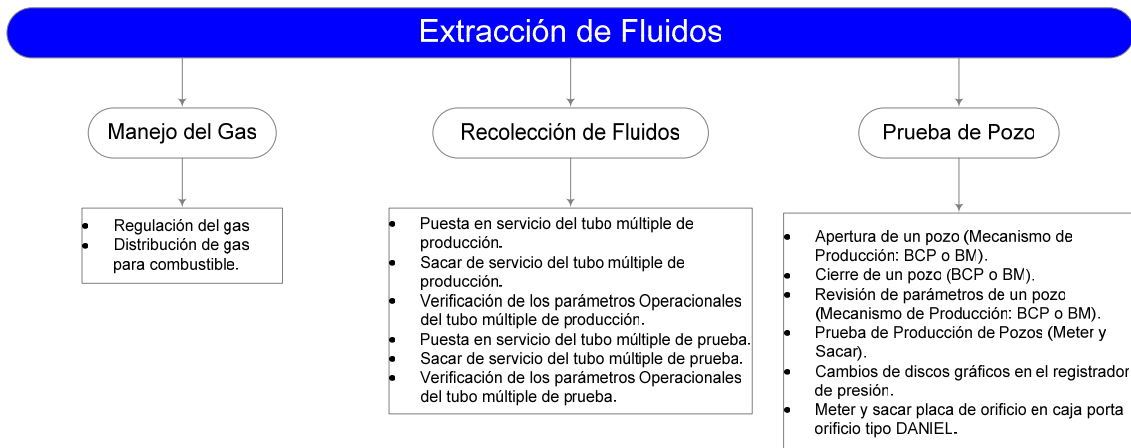


Figura 7.8. Operaciones de la Fase Extracción de Fluidos.

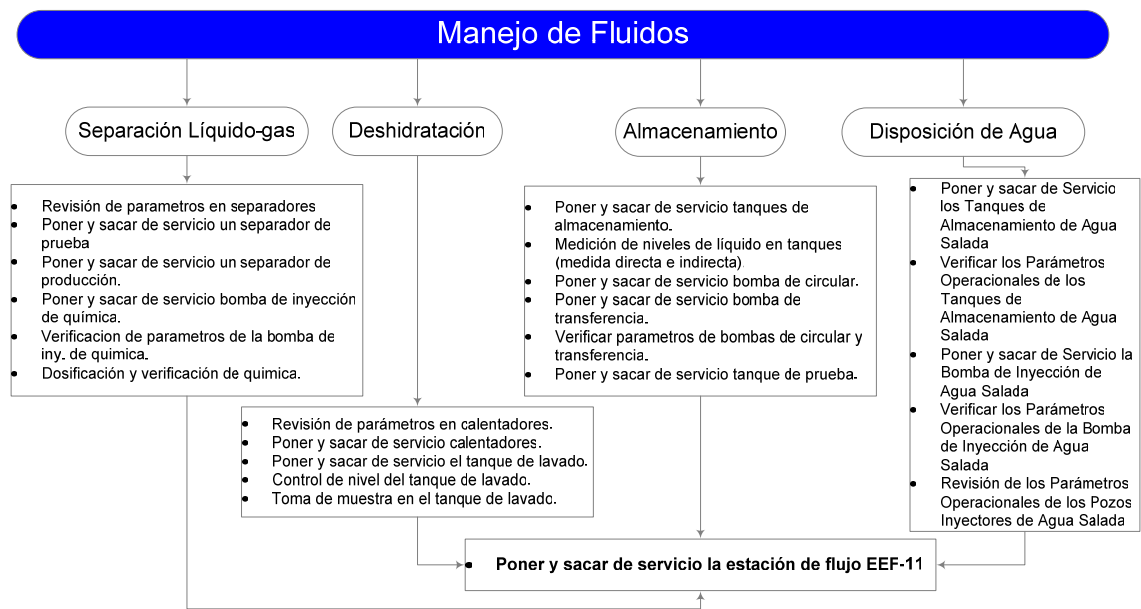


Figura 7.9. Operaciones de la fase Manejo de Fluidos.

Es importante destacar que esto corresponde a una visualización de las operaciones que deben ser ejecutadas en la estación de flujo Elías 11 para el correcto funcionamiento de la misma.

Las operaciones correspondientes a la disposición del agua salada no fueron ejecutadas debido a que la planta de inyección de agua salada (PIAS) no se encontraba operativa para el momento del desarrollo de este trabajo.

La operación de Análisis de Muestras de Fluidos, la cual incluye las actividades de determinación del porcentaje de Agua y Sedimentos y la determinación de la gravedad API del crudo, no es ejecutada por el operador de PetroUCV S.A, debido a que actualmente no cuenta con los equipos necesarios para realizarla (centrífuga e hidrómetro). Esta operación es realizada directamente por el operador de PDVSA.

Igualmente la actividad de Determinación de la Temperatura del crudo en los tanques, incorporada en la operación de Medición de Nivel de Líquido en Tanques, no es realizada por el operador, ya que no posee el termómetro especial utilizado para tal fin.

Los calentadores de la estación no cuentan con los puntos para la toma de muestras de crudo, operación importante para la determinación, mediante el análisis de estas, del grado de efectividad del proceso de calentamiento aplicado al crudo.

Aunque las operaciones antes mencionadas no son realizadas por el personal que labora en la estación, fueron incluidas en el Manual de manera tal que al momento de ser adquiridos los equipos se cuente con las instrucciones de trabajo para que sean llevadas a cabo.

Luego del estudio y análisis de los subsistemas que conforman la instalación, los procedimientos operacionales desarrollados fueron aquellos que se muestran en las Tablas 7.1 y 7.2.

En total fueron elaborados 46 procedimientos operacionales.

En la Figura 7.10 se puede observar como quedó estructurada cada operación.

Tal estructura fue elaborada teniendo como referencia los manuales de procedimientos operacionales pertenecientes a la U.E.Y Liviano PDVSA, los cuales fueron consultados durante la revisión bibliográfica. Es importante destacar que esta estructura, y el formato como tal utilizado para la elaboración de cada operación cumplen con las reglas y recomendaciones establecidas por la ISO 9000 en su aparte 10013, para la elaboración de manuales de normas y procedimientos, normativa utilizada por PDVSA.

En referencia a la información de seguridad, igualmente se siguieron las pautas establecidas por la Gerencia de Seguridad de los Procesos para la elaboración de cada uno de las operaciones, tomando en consideración los elementos de Información de Seguridad de los Procesos (ISP), Prácticas de Trabajo Seguro (PTS) y Procedimientos Operacionales (PRO).

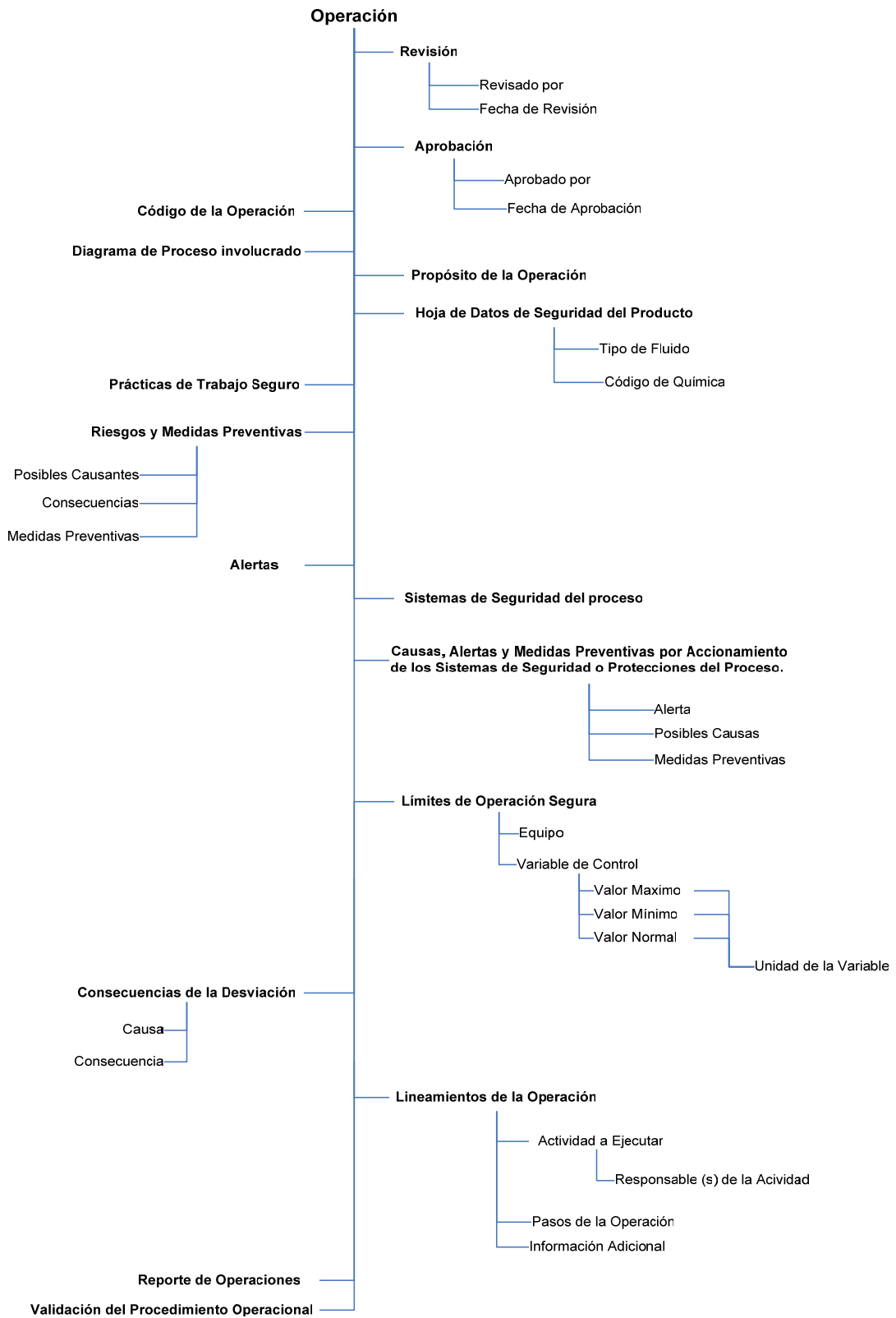


Figura 9.10. Estructura de las Operaciones

Tabla 7.1. Operaciones de la fase Extracción de Fluidos

Fase	Sistema	Equipo o Ubicación	Nombre de la operación
Extracción de Fluidos	Prueba de Pozo	Pozos	Apertura de Pozos cuyo Método de Producción es Bombeo de Cavidad Progresiva.
			Cierre de Pozos cuyo Método de Producción es Bombeo de Cavidad Progresiva.
			Apertura de Pozos cuyo Método de Producción es Bombeo Mecánico.
			Cierre de Pozos cuyo Método de Producción es Bombeo Mecánico.
			Prueba de Producción de Pozos
		Registrador de Presión	Cambio de Discos Gráficos de Registradores de Presión en Elías-EF-11.
			Meter/Sacar Placa de Orificio en Válvula Porta Orificio Tipo Daniel en Elías-EF-11
	Recolección de Fluidos	Tubo Múltiple	Puesta en Servicio del Tubo Múltiple de Producción de Elías-EF-11.
			Sacar de Servicio el Tubo Múltiple de Producción General de Elías-EF-11.
			Verificar los Parámetros Operacionales del Tubo Múltiple de Producción de Elías-EF-11.
			Puesta en Servicio del Tubo Múltiple de Prueba de la Elías-EF-11.
			Sacar de Servicio el Tubo Múltiple de Prueba de Elías-EF-11.
Verificar los Parámetros Operacionales del Tubo Múltiple de Prueba de Elías-EF-11.			

Tabla 7.2. Operaciones de la fase Manejo de Fluidos.

Fase	Sistema	Equipo o ubicación	Nombre de la operación
Manejo de Fluidos	Separación Líquido-Gas	Separadores	Puesta en Servicio del Separador de Producción de Elías-EF-11.
			Sacar de Servicio el Separador de Producción de Elías-EF-11.
			Verificar los Parámetros Operacionales del Separador de Producción de Elías-EF-11.
			Puesta en Servicio del Separador de Producción de Elías-EF-11.
			Sacar de Servicio el Separador de Prueba de Elías-EF-11.
			Verificar los Parámetros Operacionales del Separador de Prueba de Elías-EF-11.
	Deshidratación	Calentadores	Puesta en Servicio de los Calentadores de Elías-EF-11.
			Sacar de Servicio los Calentadores de Elías-EF-11.
			Verificar los Parámetros Operacionales de los Calentadores de Elías-EF-11.
			Toma de Muestras en la Línea de Salida de Fluidos de los Calentadores de Elías-EF-11.
		Tanque de Lavado	Puesta en Servicio del Tanque de Lavado de Elías-EF-11.
			Sacar de Servicio el Tanque de Lavado de Elías-EF-11.
			Verificar de los Parámetros Operacionales del Tanque de Lavado de Elías-EF-11.
			Control del Nivel de Agua en el Tanque de Lavado de Elías-EF-11.
			Toma de Muestras de Crudo en el Tanque de Lavado de Elías-EF-11.
		Bomba de Inyección de Química	Puesta en Servicio de las Bombas Dosificadoras de Química de Elías-EF-11.
			Sacar de Servicio las Bombas Dosificadoras de Química de Elías-EF-11.
			Verificar los Parámetros Operacionales de las Bombas Dosificadoras de Química Elías-EF-11
			Dosificación y Verificación de Niveles de Productos Químicos

Tabla 7.2 (Cont...) Operaciones de la fase Manejo de Fluidos.

Fase	Sistema	Equipo o Ubicación	Nombre de la operación
Manejo de Fluidos	Almacenamiento	Tanques de Almacenamiento	Puesta en Servicio de los Tanques de Almacenamiento de Elías-EF-11.
			Sacar de Servicio los Tanques de Almacenamiento de Elías-EF-11.
			Verificar los Parámetros Operacionales de los Tanques de Almacenamiento de Elías-EF-11.
			Medición de Nivel de Líquido en los Tanques de Almacenamiento de Elías-EF-11.
		Tanque de Prueba	Puesta en Servicio del Tanque de Prueba de Elías-EF-11.
			Sacar de Servicio el Tanque de Prueba de Elías-EF-11.
			Verificar los Parámetros Operacionales del Tanque de Prueba de Elías-EF-11.
		Bomba de Circulación	Puesta en Servicio de la Bomba de Circulación de Elías-EF-11.
			Sacar de Servicio la Bomba de Circulación de Elías-EF-11.
			Verificar los Parámetros Operacionales de la Bomba de Circulación de Elías-EF-11.
		Bomba de Transferencia	Puesta en Servicio de la Bomba de Transferencia de Elías-EF-11.
			Sacar de Servicio la Bomba de Transferencia de Elías-EF-11.
	Verificar los Parámetros Operacionales de la Bomba de Transferencia de Elías-EF-11.		
	Análisis de Muestras	Análisis de Muestras de Fluidos	

Elaboración de los diagramas de procesos

La adecuación reciente de la Estación de Flujo Elías 11, con el propósito de aumentar su capacidad de almacenamiento y deshidratación, trajo consigo la modificación de la estructura inicial de la misma, de forma tal que muchos equipos fueron reemplazados por otros de mayor capacidad para de esta manera, manejar la creciente producción proveniente de los pozos nuevos y los rehabilitados y, asimismo recibir la producción de las otras estaciones de flujo pertenecientes al AMS. Tales modificaciones no contaban con diagramas que explicaran los procesos que se llevan a cabo en la estación, tales como el proceso de recolección de fluidos, separación gas-líquido y líquido-líquido, almacenamiento, tratamiento químico, bombeo, entre otros. Igualmente no se contaba con diagramas de instrumentación y tuberías.

Mediante la metodología seguida en este trabajo se logro diseñar cada uno de los diagramas de procesos que permiten conocer y entender los diferentes subsistemas que conforman la estación de flujo Elías 11.

Igualmente se obtuvieron procedimientos operacionales gráficos, los cuales incluyen en detalle la ubicación exacta del punto donde será ejecutado cada paso de la operación, con el fin de evitar confusión y una mala ejecución de la actividad.

El procedimiento grafico, como tal, es un diagrama de proceso al cual se le incorporo la operación dentro de la hoja del diagrama, con una numeración de cada uno de los pasos a realizar en la actividad. Un ejemplo se puede observar en la figura 7.11.

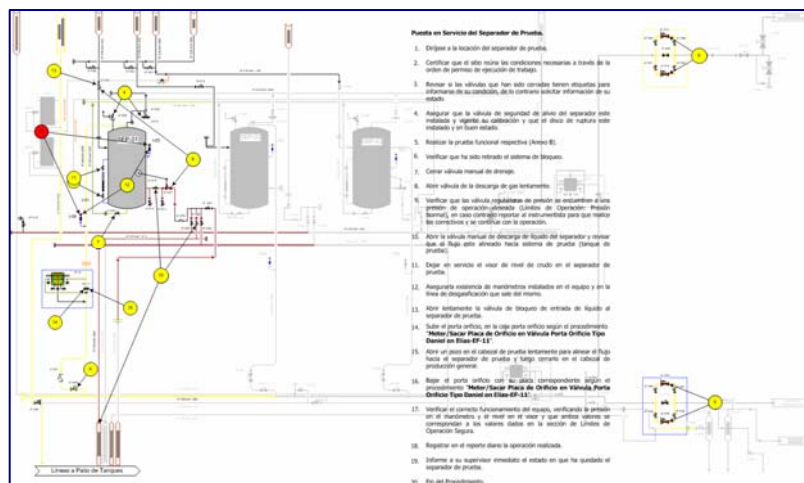


Figura 7.11 Vista reducida de un procedimiento operacional con apoyo gráfico (Puesta en servicio del separador de prueba de Elías-EF-11).

En Total fueron realizados 37 procedimientos operacionales con apoyo gráfico (Diagramas operacionales). En las Tablas 7.3, 7.4, 7.5, 7.6 y 7.7 se observan los diagramas elaborados con sus respectivos códigos divididos por sistemas.

Tabla 7.3. Códigos de los procedimientos operacionales con apoyo gráfico. Sistema: Prueba de pozos.

Nombre de la Operación	Código de la Operación	Código del Diagrama Operacional
Apertura de Pozos cuyo Método de Producción es Bombeo de Cavidad Progresiva.	EEF-11-W-BCP-ON-01-001	-
Cierre de Pozos cuyo Método de Producción es Bombeo de Cavidad Progresiva.	EEF-11-W-BCP-OFF-02-002	-
Apertura de Pozos cuyo Método de Producciones Bombeo Mecánico.	EEF-11-W-BM-ON-01-003	-
Cierre de Pozos cuyo Método de Producción es Bombeo Mecánico.	EEF-11-W-BM-OFF-02-004	-
Prueba de Producción de Pozos	EEF-11-W-T-WT-01-005	-
Cambio de Discos Gráficos de Registradores de Presión en Elías-EF-11.	EEF-11-RP-ALL-01-006	PH-RP-ALL-01-001
Meter/Sacar Placa de Orificio en Válvula Porta Orificio Tipo Daniel en Elías-EF-11	EEF-11-PO-ALL-02-007	PH-PO-ON-01-002
		PH-PO-OFF-02-003

Tabla 7.4. Códigos de los procedimientos operacionales con apoyo gráfico. Sistema: Recolección de fluidos.

Nombre de la Operación	Código de la Operación	Código del Diagrama Operacional
Puesta en Servicio del Tubo Múltiple de Producción General de Elías-EF-11.	EEF-11-TM-P-ON-01-008	EEF-11-TM-IQ-SEP-TM-P-ON-01-004
Sacar de Servicio el Tubo Múltiple de Producción General de Elías-EF-11.	EEF-11-TM-P-OFF-02-009	EEF-11-TM-IQ-SEP-TM-P-OFF-02-005
Verificar los Parámetros Operacionales del Tubo Múltiple de Producción de Elías-EF-11.	EEF-11-TM-P-IN-03-010	EEF-11-TM-IQ-SEP-TM-P-IN-03-006
Puesta en Servicio del Tubo Múltiple de Prueba de Elías-EF-11.	EEF-11-TM-T-ON-01-011	EEF-11-TM-IQ-SEP-TM-T-ON-01-007
Sacar de Servicio el Tubo Múltiple de Prueba de Elías-EF-11.	EEF-11-TM-T-OFF-02-012	EEF-11-TM-IQ-SEP-TM-T-OFF-02-008
Verificar los Parámetros Operacionales del Tubo Múltiple de Prueba de Elías-EF-11.	EEF-11-TM-T-IN-03-013	EEF-11-TM-IQ-SEP-TM-T-IN-03-009

Tabla 7.5. Códigos de los procedimientos operacionales con apoyo gráfico. Sistema Separación líquido-gas

Nombre de la operación	Código de la operación	Código del Diagrama Operacional
Puesta en Servicio del Separador de Producción de Elías-EF-11.	EEF-11-SEP-P-ON-01-014	EEF-11-TM-IQ-SEP-SEP-P-ON-01-010
Sacar de Servicio el Separador de Producción de Elías-EF-11.	EEF-11-SEP-P-OFF-02-015	EEF-11-SEP-IQ-SEP-P-OFF-02-011
Verificar los Parámetros Operacionales del Separador de Producción de Elías-EF-11.	EEF-11-SEP-P-IN-03-016	EEF-11-SEP-IQ-SEP-P-IN-03-012
Puesta en Servicio del Separador de Prueba de Elías-EF-11.	EEF-11-SEP-T-ON-01-017	EEF-11-SEP-IQ-LG-SEP-T-ON-01-013
Sacar de Servicio el Separador de Prueba de Elías-EF-11.	EEF-11-SEP-T-OFF-02-018	EEF-11-SEP-IQ-LG-SEP-T-OFF-02-014
Verificar los Parámetros Operacionales del Separador de Prueba de Elías-EF-11.	EEF-11-SEP-T-IN-03-019	EEF-11-SEP-IQ-LG-SEP-T-IN-03-015

Tabla 7.6. Códigos de los Procedimientos Operacionales Gráficos. Sistema Deshidratación

Nombre de la operación	Código de la operación	Código del Diagrama Operacional
Puesta en Servicio de los Calentadores de Elías-EF-11.	EEF-11-C-ON-01-020	EEF-11-C-C-ON-01-016
Sacar de Servicio los Calentadores de Elías-EF-11.	EEF-11-C-OFF-02-021	EEF-11-C-C-OFF-02-017
Verificar los Parámetros Operacionales de los Calentadores de Elías-EF-11.	EEF-11-C-IN-03-022	EEF-11-C-C-IN-03-018
Toma de Muestras en la Línea de Salida de Fluidos de los Calentadores de Elías-EF-11.	EEF-11-C-TS-04-023	-
Puesta en Servicio del Tanque de Lavado de Elías-EF-11.	EEF-11-TK-L-ON-01-024	EEF-11-PT-LF-TK-L-ON-01-019
Sacar de Servicio el Tanque de Lavado de Elías-EF-11.	EEF-11-TK-L-OFF-02-025	EEF-11-PT-LF-TK-L-OFF-02-020
Verificar de los Parámetros Operacionales del Tanque de Lavado de Elías-EF-11.	EEF-11-TK-L-IN-03-026	EEF-11-PT-LF-TK-L-IN-03-021
Control de Nivel de Agua en el Tanque de Lavado de Elías-EF-11.	EEF-11-TK-L-CN-04-027	-
Toma de Muestras de Crudo en el Tanque de Lavado de Elías-EF-11.	EEF-11-TK-L-TS-05-028	EEF-11-PT-LF-TK-L-TS-05-022
Puesta en Servicio de las Bombas Dosificadoras de Química de Elías-EF-11.	EEF-11-B-Q-ON-01-029	PH-B-Q-ON-01-023
Sacar de Servicio las Bombas Dosificadoras de Química de Elías-EF-11.	EEF-11-B-Q-OFF-02-030	PH-B-Q-OFF-02-024
Verificar los Parámetros Operacionales de las Bombas Dosificadoras de Química Elías-EF-11	EEF-11-B-Q-IN-03-031	PH-B-Q-IN-03-025
Dosificación y Verificación de Niveles de Productos Químicos	EEF-11-B-Q-CN-04-032	PH-B-Q-CN-04-026

Tabla 7.7. Códigos de los procedimientos operacionales con apoyo gráfico. Sistema: Almacenamiento

Nombre de la operación	Código de la operación	Código del Diagrama Operacional
Puesta en Servicio de los Tanques de Almacenamiento de Elías-EF-11.	EEF-11-TK-A-ON-01-033	EEF-11-PT-LF-TK-A-ON-01-027
Sacar de Servicio los Tanques de Almacenamiento de Elías-EF-11.	EEF-11-TK-A-OFF-02-034	EEF-11-PT-LF-TK-A-OFF-02-028
Verificar los Parámetros Operacionales de los Tanques de Almacenamiento de Elías-EF-11.	EEF-11-TK-A-IN-03-035	EEF-11-PT-LF-TK-A-IN-03-029
Medición de Nivel de Líquido en los Tanques (Almacenamiento o Prueba) de Elías-EF-11.	EEF-11-TK-A-CN-036	-
Puesta en Servicio del Tanque de Prueba de Elías-EF-11.	EEF-11-TK-T-ON-01-037	EEF-11-PT-LF-TK-T-ON-01-030
Sacar de Servicio el Tanque de Prueba de Elías-EF-11.	EEF-11-TK-T-OFF-02-038	EEF-11-PT-LF-TK-T-OFF-02-031
Verificar los Parámetros Operacionales del Tanque de Prueba de Elías-EF-11.	EEF-11-TK-T-IN-03-039	EEF-11-PT-LF-TK-T-IN-03-032
Puesta en Servicio de la Bomba de Circulación de Elías-EF-11.	EEF-11-B-C-ON-01-040	PH-B-C-ON-01-033
Sacar de Servicio la Bomba de Circulación de Elías-EF-11.	EEF-11-B-C-OFF-02-041	PH-B-C-OFF-02-034
Verificar los Parámetros Operacionales de la Bomba de Circulación de Elías-EF-11.	EEF-11-B-C-IN-03-042	-
Puesta en Servicio de la Bomba de Transferencia de Elías-EF-11.	EEF-11-B-T-ON-01-043	PH-B-T-ON-01-035
Sacar de Servicio la Bomba de Transferencia de Elías-EF-11.	EEF-11-B-T-OFF-02-044	EEF-11-SB-B-T-OFF-02-036
Verificar los Parámetros Operacionales de la Bomba de Transferencia de Elías-EF-11.	EEF-11-B-T-IN-03-045	PH-B-T-IN-03-037
Análisis y Toma de Muestras de Fluidos	EEF-11-FSA-01-046	-

Análisis de las desviaciones en la operación de los diferentes subsistemas de la Estación

En la estación de Flujo Elías, para la obtención de un crudo con las especificaciones requeridas por PDVSA, es fundamental controlar los parámetros de operación de cada una de los equipos involucrados en los procesos llevados a cabo en la misma, con el objeto de garantizar una operación eficiente y segura.

Para esto existe un rango de operación de parámetros que limitan la operación de campo, tal que, si se opera la estación fuera de estos rangos, se producen considerables inconvenientes.

El crudo tratado en la estación de Flujo posee una gravedad API promedio de 16 y debe ser tratado para separarlo del agua y eliminar los problemas de espuma, para de esta manera cumplir con la especificación exigida por PDVSA de un porcentaje de agua y sedimentos menor o igual a 1%. Es por ello que podemos decir que uno de los parámetros operacionales más importantes que debe ser controlado es la Temperatura. Una temperatura menor que la mínima implicaría que el proceso de eliminación de agua no sea efectivo y se tenga que tratar nuevamente el crudo saliente por medio de las bombas de circulación; una temperatura mayor que la máxima provocaría desprendimiento de los componentes livianos del crudo, afectando su calidad, además de causar daños por sobrecalentamiento al Calentador causando la suspensión del tratamiento químico.

El caudal manejado y la presión de trabajo también constituyen parámetros que deben ser vigilados para garantizar la operación eficiente y segura de cada uno de los equipos de la estación.

Si existiera un caudal mayor que el máximo establecido se presentarían recargas tanto en los separadores como en los calentadores, es decir, se filtraría líquido al sistema de venteo y por lo tanto pérdidas de producción; además, se correría el riesgo de que se sobrecaliente el crudo y se intensifique la presión de trabajo en los calentadores. Por otro lado si el caudal es menor que el mínimo, aumenta la temperatura del fluido y la presión de los calentadores; causando rompimiento del disco de ruptura, produciendo un crudo fuera de especificaciones.

Recolección de información referente a los procesos y descripción de los equipos instalados en la Estación de Flujo

Durante las visitas realizadas a la estación se pudo recopilar la información referente a cada equipo instalado, sus accesorios y los equipos de instrumentación y control asociados a ellos.

Se pudo realizar una descripción detallada de cada equipo y establecer su función dentro de la estación.

Durante las visitas se pudo comprobar que varios sistemas y/o equipos no cuentan con algunos elementos o dispositivos de seguridad, y otros no cuentan con determinados accesorios, pero se puede afirmar que la falta de dichos elementos no ha afectado la operatividad de los equipos; es decir, que desde su puesta en servicio no se ha presentado ningún tipo de problema operacional.

- Ninguno de los equipos mencionados a continuación cuenta con el sistema puesta a tierra:

- Tubo Múltiple.
- Separador de Producción.
- Separador de Prueba.
- Calentadores.
- Tanques de almacenamiento.
- Tanque de Prueba.

- El múltiple de la estación no posee las conexiones para la incorporación de los equipos medidores necesarios para la determinación de sus parámetros operacionales y, no cuenta con válvulas de seguridad.

- Se pudo observar que el separador de Prueba no posee el visor de nivel.

- Los calentadores de la estación no poseen válvulas de seguridad y no cuentan con las conexiones para la toma de muestra de crudo.

- Los Tanques de Almacenamiento E-5275 y E-5276 no cuentan con las válvulas de alivio presión/vacío que permitan la respiración normal del tanque cuando ocurren cambios en la temperatura o movimientos del fluido saliendo o entrando.

En las visitas realizadas a la estación se tomó nota de los parámetros de operación de cada uno de los equipos, información que fue suministrada por el personal que labora en la instalación (operadores, mecánicos y supervisores de campo). Cabe destacar que mucha de la información está basada en la experiencia del personal y no constituyen parámetros exactos, debido a que no se cuenta con la información precisa de los parámetros de diseño de los equipos.

La mayoría de los equipos no cuentan con las etiquetas de identificación y no existen registros de fabricación u otro documento que permita conocer estos datos, debido a

que estos equipos fueron fabricados hace mucho tiempo y ya se encontraban en sitio al momento que PetroUCV S.A inició el proyecto de reactivación del Área Mayor de Socororo. Toda esta información es de suma importancia para poder dimensionar y calibrar los dispositivos de alivio de presión de los equipos separadores, calentadores y de los tanques de almacenamiento, y de esa manera certificar que cada uno cuente con un sistema de seguridad confiable.

Debido a que no se cuenta en la estación con equipos medidores de flujo para líquido no se conoce con certeza el caudal de fluido que pasa por cada uno de los equipos. Este es uno de los parámetros de operación más importante ya que se debe cuidar para que no sean sobrepasadas las capacidades de los equipos y de esta manera evitar problemas operacionales tales como derrames en tanques, enbuchamiento de separadores, entre otros.

La información referente a los productos químicos no se encuentra disponible en la instalación y tampoco pudo ser obtenida directamente con los suplidores debido a problemas de comunicación.

Igualmente no se cuenta con la tabla de calibración del Tanque E – 5093.

Una vez realizados los diagramas de procesos de la Estación se pudo obtener, mediante el programa Visio 2003, un inventario de cada uno de los equipos mayores, accesorios, válvulas, equipos de instrumentación y control y líneas de flujo instalados en la estación. (Ver Anexo C).

CONCLUSIONES

- Este Trabajo Especial de Grado constituye la primera documentación referente a los procesos de manejo de fluido y equipos involucrados en ellos, y servirá de referencia para posteriores trabajos relacionados con la Estación de Flujo Elías 11.
- El Manual de Operaciones de la Estación de Flujo Elías 11 le permitirá a PetroUCV, S.A, preparar y capacitar al personal que opera en la instalación para tener una visión integral sobre las actividades diarias de trabajo y disponer de la información básica sobre todos los peligros que afectan dicho proceso.
- El Manual de Operaciones, servirá de soporte para cumplir con los requisitos de la documentación exigidos por la Norma ISO 9000, ya que el mismo es requisito indispensable para documentar el sistema de Gestión de la Calidad.
- Los procedimientos operacionales para cada equipo, , son de vital importancia ya que suministran información acerca de las sustancias químicas presentes en la operación, riesgos, sistemas de seguridad, causas de alarmas, variables a controlar y las medidas preventivas necesarias para que el supervisor u operador ejecute en forma segura y eficiente la acción de desactivar o activar los equipos o la estación. Mediante su implantación y divulgación se puede lograr la disminución de los riesgos de accidentes, incrementando la confiabilidad operacional en la estación.
- Los diagramas de proceso elaborados permiten constatar la existencia y ubicación de los equipos, tuberías e instrumentación asociados a cada subsistema de la estación.
- La codificación de las operaciones y los diagramas de procesos permite la ubicación rápida de cada uno de estos documentos dentro del Manual.
- Los procedimientos operacionales con apoyo gráfico, le proporcionarán al personal que labora en la estación, un apoyo visual a la hora de realizar las operaciones de manera tal de evitar confusiones con respecto a la ubicación de los equipos, válvulas e instrumentos a ser manipulados. Cabe destacar que este tipo de apoyo es la primera vez que se añade a un Manual de Procedimientos Operacionales.

- El Manual de Operaciones constituye una herramienta, pero no una solución a los problemas que se puedan presentar en la instalación

RECOMENDACIONES

Recomendaciones generales

1. Crear conciencia a los operadores, supervisores, técnicos y todo el personal que labora en la estación acerca del uso indispensable del Manual de Operaciones, de manera tal que sea implantado y así incrementar el rendimiento y eficiencia de las actividades a ejecutar en la misma.

2. Mantener la actualización, verificación y certificación del manual con la finalidad de mantener informado a los empleados en caso de que ocurra algún cambio dentro de la estación bien sea por innovaciones tecnológicas o cambios operativos y de esta manera mantener su vigencia y evitar que se mantengan documentos que no se ajusten a la realidad.

3. Realizar un seguimiento a la aplicabilidad del manual, de manera tal de conocer cuales son los beneficios aportados por el mismo, y cuales son los posibles cambios que se pueden realizar para su mejora, tomando en cuenta la opinión de cada una de las personas involucradas.

4. Verificar la aplicación de las medidas de seguridad en todos los equipos que conforman la estación, y también revisar y supervisar los equipos de seguridad en el área operacional con la finalidad de evitar algún incidente con consecuencias a los empleados y a la empresa.

5. Exigir a los suplidores, la Hoja de Datos de Seguridad de Materiales o Sustancias (MSDS) usadas en el proceso. Estas hojas podrán usarse para cumplir con los requerimientos de información de los materiales o sustancias peligrosas, a objeto de facilitar la identificación de riesgos químicos y físicos por parte del personal de la instalación, contratistas y terceros.

6. Actualizar los diagramas de procesos anualmente o cada vez que sea reemplazado algún equipo perteneciente a la instalación, para verificar la normalización de los parámetros operacionales y poder identificar los puntos de control del proceso.

7. Coordinar la integración del personal a proyectos de desarrollo y optimización de medición mediante la aplicación de mejores prácticas y la incorporación de tecnología de punta.

8. Realizar un Análisis de Riesgos en la instalación y elaborar un Plan de Respuesta y Control de Emergencias, a objeto de salvaguardar la integridad física del personal que labora en la estación, proteger los equipos, las instalaciones; así como también, evitar impactos negativos al ambiente.

9. Elaborar un Manual de Procedimientos para el mantenimiento de la Estación. A continuación se sugieren algunas recomendaciones para el mantenimiento de los equipos, las cuales fueron recopiladas mediante diálogos con el personal que labora en la estación.

Recomendaciones para los equipos

1. Realizar la evaluación de las capacidades de los equipos actualmente instalados en la estación, e igualmente realizar pruebas de integridad en los equipos existentes, a fin de verificar y evaluar las condiciones operacionales de los mismos.

2. Mantener bien impresos los números de identificación de cada pozo en el múltiple de producción, para facilitar su visualización.

3. Mantener las válvulas del múltiple bien engrasadas, para facilitar las operaciones de cierre y apertura de las mismas.

4. Garantizar / Coordinar que se cumplan los programas de calibración y certificación de los equipos de medición de crudo, agua y gas.

5. Instalar una (1) válvula de seguridad en cada cañón del Tubo Múltiple con descarga hacia la fosa calibrada a una presión de 110 psi.

6. Realizar el aterramiento de los siguientes equipos:

- Tubo Múltiple
- Los calentadores
- Los tanques de almacenamiento, así como el tanque de prueba
- Separador de producción E-688
- Separador de Prueba E-74

7. Instalar válvulas de seguridad en cada uno de los calentadores de la estación. Estas deberán ser ubicadas en la misma línea donde se encuentran los discos de ruptura y ser calibradas a una presión de operación de 30 a 35 psi.

8. Instalar válvulas de Presión–Vacío en los tanques de almacenamiento E–5275 y E–5276.

9. Realizar las conexiones para la toma de muestras en cada uno de los calentadores.

10. Adquirir el equipo de centrifugación y la botella para realizar análisis de muestras de crudo en el tanque de lavado y tanques de almacenamiento.

11. Construir un desvío desde los calentadores hacia al tanque de prueba o tanque auxiliar (tanque que fungirá como tanque de lavado) para así poder desviar la producción

Recomendaciones para el mantenimiento de los equipos

1. Drenar el separador cada 7 días por un período de 2 minutos o hasta que se observe una disminución en la presión de operación de 2 psi. Esta operación debe ser realizada con el propósito de desplazar posibles sedimentos depositados en el fondo del separador.

2. Drenar los calentadores 2 minutos cada 7 días o hasta que se observe una disminución en la presión de operación de 1 psi. Esta operación tiene 2 propósitos:

- Desplazar los posibles sedimentos que se encuentren depositados en el fondo de los calentadores.

- Desalojar el agua del calentador.

3. Establecer un programa de mantenimiento rutinario para los sistemas de medición, a fin de mantener su correcta operatividad.

4. Mantener un inventario de partes y equipos de la infraestructura de la estación, de manera que se pueden efectuar las reparaciones y/o reemplazos necesarios surgidos con la puesta en marcha del plan de mantenimiento sugerido.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. Contreras C. Marvin J. (2004). **Evaluar y Diagnosticar las Condiciones de Operación de la Estación de Tratamiento de Crudo BARED-10-Distrito San Tome**. Informe de Pasantías. Universidad Rafael Urdaneta, Maracaibo.
2. Arocha P. Otman A. (2004). **Estudio Comparativo Técnico-Económico entre Estación de Flujo Convencional y Estación de Flujo con Tecnología Multifásica en el campo Caricari**. Trabajo Especial de Grado. Universidad Central de Venezuela, Caracas.
3. Cepet, 1992. **Ingeniería de Manejo y Procesamiento de Crudo**.
4. Langston Leslie V (2003). **The Lease's Pumpers Manual**. The Commission on Marginally Producing Oil and Gas Wells of Oklahoma.
5. Naranjo C., Erwin A. (2004). **Optimización de las Instalaciones de Producción del Convenio Operativo de la Empresa PetroUDO S.A., Área Jobo-02, Morichal Estado Monagas**. Trabajo Especial de Grado. Universidad de Oriente, Maturín.
6. Busto Trina I. y Zamora M. Oswaldo N. (2002). **Evaluación del Sistema de Manejo de Fluidos en Superficie para el Área Mayor de Socororo**. Trabajo Especial de Grado. Universidad Central de Venezuela, Caracas.
7. Smith Vernon H. (2001). **Oil and Gas Separators**. Petroleum Engineering Handbook. Chapter 12. Meriand Corp. Houston.
8. **Tanques de Lavado y Tratadores Térmicos**. Procesos de Separación monofásico y multifásico. Presentación de Power Point. PDVSA.
9. Ing. Luis Escobar H. **Medición de Crudo en Tanques. Problemas y Tratamiento de Espuma. Pérdidas Por Evaporación**. Consultores Esconpet, S.A.
10. **Aforación de Tanques de Almacenamiento**. Aforo de Tanques. Presentación de Power Point. CIED PDVSA.
11. Hurtado, Luisa (2004). **Metodología para la Cuantificación y Clasificación Cualitativa de las Mermas de crudos en los Patios de Tanques y Terminales de Embarques de PDVSA-Oriente**. Trabajo Especial de Grado. Universidad Central de Venezuela, Caracas.

12. Woodruff John (1968). **Crude Oil Tanks: Construction, Strapping, Gauging and Maintenance**. API Manual. The University of Texas at Austin, Texas.
13. Smith Vernon H. (2001). **Oil Storage**. Petroleum Engineering Handbook. Chapter 11. Meriand Corp. Houston.
14. Rondón C., Cindy A. (2004). **Medición de Flujo de Gas en el Distrito Norte, Estado Monagas**. Trabajo Especial de Grado. Universidad Central de Venezuela, Caracas.
15. Millán, J., 2002, **Diseño de un Sistema de Bombeo de Flujo Multifásico, para el manejo de Crudo Pesado Merey de 15,5 °API en el Campo Melones Oeste, Distrito San Tomé**. Tesis de Grado, Facultad de Ingeniería, Universidad de Oriente
16. Rivero R. Engly N. (2000). **Implantación de la Gerencia de la Seguridad de los Procesos para la Estación de Flujo AREF-2 y las Estaciones de Descarga ARED-4, BARED-4 Y BARED-8**. Trabajo Especial de Grado. Universidad Nacional Experimental “Antonio José de Sucre”, Barquisimeto.
17. PDVSA. (1998). **Gerencia de Seguridad de los Procesos – Lineamientos Corporativos**. Manual de Seguridad Industrial Volumen I.
18. Villanueva, Ramón y otros (2004). **Charla sobre los diferentes tipos y modelos de válvulas que se utilizan en la Industria Petrolera**. Taller de válvulas. Presentación de Power Point. PDVSA San Tomé.
19. Skinner. D.R. **Well Site Facilities: Water Handling, Storage, Storage, Instrumentation and Control Systems**. Introduction to Petroleum Production. Volumen 3. Gulf Publishing Company.
20. Wallace J. Frank and Others (1961). **Well Testing**. API Manual. Dallas, Texas.
21. LeFeber R. B. and Others (1974). **Treating Oil Field Emulsions**. API Manual. Dallas, Texas.
22. Padilla C., Hander J. (2002) **Determinación de los volúmenes de pérdidas de vapores condensables emitidos durante el proceso de Deshidratación, en las Estaciones de Tratamiento GED-2, GED-6, SED-2, CHED-4, OED-18 pertenecientes a la U.E.Y. Liviano/San Tomé**. Trabajo Especial de Grado. Universidad de Oriente. Núcleo Anzoátegui.
23. HERNÁNDEZ, R. **Metodología de la Investigación Científica**. Editorial Limusa. México, México: MC Graw- Hill (1998).

24. TAMAYO Y TAMAYO, M. (1998). **El Proceso de la Investigación**. Editorial Limusa, México.
25. PDVSA (1983). **Preparación de Diagramas de Proceso**. Procedimiento de Ingeniería. Manual de Ingeniería de Procesos. Volumen 15.
26. Instrument Society of America (1992). **Instrumentation Symbols and Identification ISA-S5.1**. ISA USA. 72 p.
27. Van Dillewijn, Jasper C (2003). **Norma Internacional ISO 9000-2000**. Documentación del Sistema de Gestión de la Calidad (Manual de la Calidad y otros documentos). Caracas: AADEM, C.A.
28. PDVSA. Distrito San Tomé (2002). **Listado de Actividades. Operaciones de Extracción y Manejo de Fluidos**.
29. Ing. Suhail Díaz. (2001). **Instrucciones Operacionales OED-11**. UEY Liviano. PDVSA. Distrito San Tomé.
30. Gerencia UEY Liviano (2001) **Elías Estación de Flujo EEF-15**. Procedimientos Operacionales de Motores y Bombas. PDVSA. Distrito San Tomé.
31. Azócar, Elbano (2000). **Estación de Descarga Guara 14**. Manual de Operación Instalación: Guara-14. UEY Liviano/Mediano. Distrito San Tomé. PDVSA Exploración y Producción.
32. Azócar, Elbano (2001). **Estación de Flujo Budare II**. Manual de Operación Instalación: Budare II. UEY Liviano/Mediano. Distrito San Tomé. PDVSA Exploración y Producción.
33. Carry R., Stalin D. y Moreno Jesús. (2001). Estación de Descarga MED-15. Procedimientos Operacionales. UEY-Pesado-Oeste. Distrito San Tomé. PDVSA Exploración y Producción.
34. Hernández, Elio y López, Carlos (2002). Estación de Descarga Leona-13. Procedimientos Operacionales. UEY-Pesado-Oeste. Distrito San Tomé. PDVSA Exploración y Producción.
35. Ing. Hugo Arellano (2004), **Cálculo del coeficiente para medidores de orificio**. Universidad de Oriente.

Apéndice A.1 Norma para la determinación del Agua y Sedimentos en crudos y aceites combustibles. Método de Centrífuga.

% Agua y Sedimentos.

PDVSA	ASTM	COVENIN
1010	D 1796 - 96	422-82

Aparato: Centrífuga capaz de girar 2 o más probetas a una velocidad que puede ser controlada para producir una fuerza centrífuga relativa (RCF) entre 500 y 800 en el fondo de dichas probetas.

Baño: El baño puede ser un calentador al seco o líquido de suficiente profundidad para sumergir las probetas de centrífuga en posición vertical hasta la marca de 100 ml. Debe tener dispositivos para mantener la temperatura a 120 F.

Solvente: Deberá usarse tolueno, conforme a las especificaciones ASTM D –32. Este solvente deberá estar saturado de agua a temperatura ambiente. Esto se consigue añadiendo 2 ml de agua a 100 ml de solvente y agitando, pero se deberá dejar en reposo el tiempo necesario para tener la seguridad de que el tolueno esté libre del agua en suspensión.

Muestra: La muestra deberá ser representativa del material en cuestión y la porción usada para la prueba deberá ser verdaderamente representativa de la muestra misma. Esto requiere de una agitación vigorosa de la muestra antes de transferirla a la probeta. Muestras frías deberán calentarse para facilitar la mezcla.

Procedimiento

1. Llenar las dos probetas de centrífuga hasta la marca de 50 ml de solvente.
2. Añadir a las probetas crudo hasta llegar a 100 ml.
3. Agitar bien.
4. Leer el menisco nuevamente y asegurarse de que hay 100 ml.
5. Agitar la probeta hasta que su contenido este bien mezclado.
6. Sumergir las probetas en baño de maría por promedio de 10 minutos.
7. Asegurarse de que la temperatura final en las probetas sea menor de 100 F.

8. Calentar las probetas hasta 140 F si hay presencia de parafinas no bajar la temperatura menos de 125 F.
9. Invertir las probetas para asegurarse que la mezcla petróleo – solvente esté perfectamente homogénea (si es necesario agitarlos, proceda ya que la presión de vapor a 140 F es el doble que a 100 F y las probetas podrían explotar).
10. Colocar las probetas en las copas de la centrífuga manteniendo equilibrio entre ellas.
11. Deje caer la tapa y centrifúguelas a una rata suficiente para producir una fuerza centrífuga relativa entre 500 y 800 en el fondo de las probetas por un lapso de tiempo de entre 3 y 10 minutos, dependiendo del tipo de muestras.
12. Sacar las probetas.
13. Leer el contenido de agua y sedimentos diferenciando cada uno de sus componentes (agua, barro, arena).
14. Calcular el porcentaje de la siguiente forma. Si usó una sola probeta para la muestra multiplique por dos.

Nota: Algunos petróleos pueden requerir otros tipos de solventes. Esto dependerá del acuerdo entre el vendedor y los compradores del crudo.

Apéndice A.2 Norma para la determinación de la gravedad API del petróleo y sus productos.

Gravedad API del petróleo Método ASTM D-1298.

PDVSA	ASTM	COVENIN
0060	D 4057 - 88	833-82

Este método permite determinar valores exactos de densidad, gravedad específica y gravedad API, y sus productos son necesarios para la conversión de los volúmenes medidos a volúmenes a la temperatura patrón de 60 F.

La densidad, gravedad específica y gravedad API son factores que rigen la calidad del crudo: los precios del crudo generalmente son ajustados según la gravedad API.

Temperatura de la prueba: La gravedad por el método del hidrómetro es más exacta cuando se determina a una temperatura cercana a los 60 F. Sin embargo puede determinarse a temperaturas entre 18 y 195 F, dependiendo del tipo de muestra.

Procedimiento

1. Colocar la muestra en un cilindro limpio evitando la formación de burbujas de aire en la superficie de dicha muestra. Si esto sucede elimínelos usando un trozo de papel filtro.
2. Colocar el cilindro en sitios libres de corrientes de aire.
3. Cerciorarse de que la temperatura del medio no varíe más de 5 F. En caso de que la temperatura de la habitación sea muy alta o muy baja deberá usar un baño de temperatura constante para hacer las determinaciones de gravedad.
4. Dejar que el hidrómetro baje dentro del líquido. Evite mojar con petróleo la parte superior del hidrómetro.
5. Agite el termómetro hasta recoger una temperatura constante.
6. Cuando el hidrómetro flote libremente haga la lectura de la gravedad en el punto donde el líquido corta la escala del hidrómetro observando la lectura al formar una línea horizontal desde sus ojos hasta el mencionado punto en la escala del hidrómetro.

Nota: Cuando se observan gravedades en líquidos opacos (petróleo negro y otros) normalmente se lee en el tope del menisco que se forma en el punto de corte de la escala. Esa lectura en el tope del menisco debe ser corregida ya que la lectura debe ser hecha en la superficie real del líquido (en las lecturas hechas en crudos del Oriente de Venezuela, se ha observado una corrección de 0.1).

Apéndice A.3. Evaluación de Antiespumantes.^[9]

El tratamiento y control de la espuma en los crudos se realiza normalmente, mediante destrucción química de la espuma, inyectando algún producto antiespumante mezclado con un diluyente como el gasoil o kerosén, a la corriente de crudo en los múltiples de producción en las estaciones de flujo. Los costos de este tratamiento son elevados; con el fin de reducirlos y mejorar el tratamiento es necesario disponer de un equipo de simulación a nivel de laboratorio que permita identificar la identificación del antiespumante apropiado para el tipo de crudo que se maneja en una estación de flujo y evaluar periódicamente la efectividad del mismo.

La evaluación de los antiespumantes se realiza en el laboratorio mediante la utilización de un equipo que consta de los siguientes elementos:

1. Compresor de Aire
2. Filtro de Aire
3. Válvula de Aguja
4. Válvula Reguladora
5. 2 Manómetros
6. Rotámetro
7. Difusor
8. Cilindro calibrado
9. Baño Termostático

El equipo permite inducir la espuma de crudo artificialmente; poniendo en funcionamiento el compresor de aire, el aire comprimido es obligado a fluir por un filtro para eliminar la humedad y cualquier impureza que pueda actuar como elemento estabilizador de la espuma; seguidamente el aire pasa a través de una válvula reguladora de flujo, de un manómetro (manómetro 1), rotámetro y manómetro (manómetro 2), este último permite apreciar la caída de presión en el rotámetro; finalmente el aire fluye a través de un tubo de vidrio que penetra en el crudo y en cuyo extremo inferior tiene una piedra porosa (difusor), donde es pulverizado para entrar en contacto con el crudo y producir espuma.

Con el Equipo instalado, se procede a obtener muestras representativas del crudo con las cuales se realizarán pruebas para la evaluación de los productos antiespumantes

Principios para la realización de las Pruebas en el Laboratorio

- a) Los productos químicos antiespumantes se evalúan a dosis diferentes, recomendadas por las compañías suplidoras.
- b) Se simula durante la prueba la temperatura a la cual se encuentran los crudos en las estaciones de flujo (durante el día y durante la noche), ya que generalmente la efectividad de los químicos antiespumantes y la facilidad de creación o ruptura de la espuma de los crudos es función de la temperatura.
- c) Se debe evitar la formación de burbujas grandes, ya que gasifican la muestra y tienden a disolver la espuma formada, dando resultados erróneos. Esto se logra mediante un difusor con poros muy pequeños y con dirección de flujo del aire pulverizado hacia arriba.
- d) Las pruebas deben ser realizadas con aire, por ser menos soluble en el crudo que el gas natural, la espuma formada es más estable, dando resultados más confiables.

Procedimientos para la Realización de las Pruebas en el Laboratorio

Una vez escogidos los posibles productos químicos antiespumantes y sus dosis con propiedades de control de espuma, se realiza el procedimiento que a continuación se describe:

1. Verter 250 a 300 ml de crudo sin antiespumante en el cilindro graduado, manteniendo el baño a la temperatura deseada. Registrar el volumen y la temperatura.
2. Burbujear aire hasta formar un volumen deseado de espuma. Registrar el flujo de gas, el volumen de espuma, la presión del aire y el tiempo de generación de la espuma.
3. Con una jeringa de laboratorio agregar el antiespumante diluido, casi instantáneamente a la capa de espuma.

4. Se registra el volumen de la espuma en ml y el tiempo en segundos. Para ver el volumen debe limpiarse ligeramente la pared del cilindro graduado con la varilla de vidrio.
5. El cilindro se lava con kerosén utilizando un cepillo apropiado y se enjuaga con agua y alcohol.
6. El difusor se lava llenándolo completamente con cloroetano y haciéndolo fluir a través de la piedra pulverizada ayudado con el aire comprimido, luego se enjuaga con agua y finalmente se seca con acetona.
7. Introducir las lecturas registradas al computador para obtener gráficos de volumen versus tiempo de disipación y datos de interés, que permitan realizar un buen análisis del rendimiento de los productos antiespumantes que se encuentran en evaluación.

Apéndice B Cálculo del coeficiente para medidores de orificio.^[35]

Cálculo del Volumen de gas (PCS/hr)

$$Q \equiv \sqrt{hw} \times \sqrt{Pf} \times Fb \times Fpb \times Ftf \times Fpv \times Fg \times Fr \times Y \times Ftf \times Fm \times Fa \times Fwl \quad (1)$$

$$Q \equiv C' \times \sqrt{hw} \times \sqrt{Pf} \quad (2)$$

Donde:

hw = Presión diferencial a través del orificio, medida en pulgadas de agua a 60 °F.

Pf = Presión estática, en lpca.

Fpb = Factor básico de orificio.

Ftf = Factor de temperatura de flujo.

Fpv = Factor de supercompresibilidad.

Fg = Factor de gravedad específica.

Fr = Factor del Número de Reynolds.

Y = Factor de expansión.

Ftb = Factor de temperatura base.

Fm = Factor manométrico.

Fa = Factor de expansión térmica del orificio.

Fwl = Factor de localización de la medición.

C' = Constante de flujo de orificio

Uso de discos de lectura directa (raíz cuadrada)

Estos discos registran la raíz cuadrada de la presión diferencial (Lectura diferencial -

Ldif) y la raíz cuadrada de la presión estática absoluta (Lectura estática – Lest).

La relación entre las presiones y las lecturas diferencial y estática, viene dada por las siguientes ecuaciones:

$$hw \equiv \frac{Ldif^2 \times Rdif}{100} \quad (3) \quad \text{y} \quad Pf \equiv \frac{Lest^2 \times Re\ sorte}{100} \quad (4)$$

Donde:

Resorte = Rango de presión máximo, en lpc

Rdif = Rango diferencial máximo, en pulgadas de agua

Al reemplazar las ecuaciones 3 y 4 en 2, se obtiene:

$$Q \equiv C' \times M \times Lest \times Ldif \quad (5) \quad \text{Con}$$

$$M \equiv \frac{\sqrt{Re\ sorte \times Rdif}}{100}$$

Como el volumen de gas resultante de la ecuación 5 está en PCS/hr y se requiere en MMPCSD (millones de pies cúbicos estándar por día) debe multiplicarse por 24 y dividir por 1.0000.000. Luego la ecuación resultante es:

$$Q \equiv C' \times M \times 24 \times 10^{-6} \times Lest \times Ldif \quad (6)$$

Por lo tanto el Factor diario (Fd) del punto de medición viene dado por:

$$Fd \equiv C' \times M \times 24 \times 10^{-6}$$

CÁLCULO DE LOS FACTORES

Factor de temperatura base

$$Ftb = \frac{460 + TemperaturaBase^{\circ} F}{520} = 1$$

Cambia la temperatura base de 60 °F a otra base deseada.

Factor de presión base

$$Fpb = \frac{14.73lpca}{Pr esiónBase(lpca)} = \frac{14.73}{14.7} = 1.002$$

Cambia la presión base de 14.73 psia a otra base deseada.

Factor manométrico

$$Fm = 1$$

Solo aplica para medidores de mercurio.

Factor de localización de medición

$$F_{wl} = 1$$

Factor de temperatura de flujo

$$F_{tf} = \sqrt{\frac{520}{T_f(^{\circ}F) + 460}}$$

Donde T_f es la temperatura del flujo.

Este factor cambia la temperatura supuesta de 60 ° F a la temperatura de flujo T_f .

Factor de gravedad específica

$$F_g = \sqrt{\frac{1}{G}}$$

Donde G es la gravedad específica del gas, obtenida del análisis cromatográfico.

Factor de expansión térmica del orificio

$$F_a = 1 + [0.000185 \times (T_f - 68)]$$

La temperatura de flujo “ T_f ” en ° F.

Este factor corrige el efecto de contracción o expansión metálica de la placa orificio.

Factor del Número de Reynolds

$$F_r = 1 + \frac{E}{12835 \times d \times K \times \sqrt{h_w \times P_f}}$$

$$K = \frac{0.604}{\sqrt{1 - \beta^4}}$$

Corrige el factor básico de orificio al Número de Reynolds del flujo actual.

Factor de expansión

Compensa el efecto de los cambios de densidad del gas originados por el paso a través del orificio.

Para tomas en brida, aguas arriba de la placa orificio.

$$Y = 1 - (0.41 + 0.35 \times \beta^4) \times \frac{X_i}{k_i}$$

$$X_i = \frac{hw}{27.707 \times Pf}$$

$$k_i = \frac{C_p}{C_v} = 1.3$$

$$\beta = \frac{d}{D}$$

Donde “d” es el diámetro del orificio y “D” el diámetro interno de la línea donde se encuentra instalado el medidor, ambos en pulgadas. Beta (β) es la relación entre ambos.

“Pf” y “hw” ya fueron definidos y se calculan por:

$$hw \equiv \frac{Ldif^2 \times Rdif}{100}$$

$$Pf \equiv \frac{Lest^2 \times Re\ sorte}{100}$$

Los valores resultantes de Pf y hw se emplean también para el Factor del Número de Reynolds. Es de hacer notar que, generalmente, los valores de Lectura estática (Lest) y Lectura diferencial (Ldif) empleados para el cálculo de “Pf” y “hw” son valores promedio de lo registrados en los discos de lectura directa (raíz cuadrada) o valores deseables en el registro.

Factor básico de orificio

$$Fb = 338.178 \times d^2 \times K_0$$

$$K_0 = \frac{K_e}{1 + \frac{15 \times E}{d \times 10^6}}$$

$$K_e = 0.5993 + \frac{0.007}{D} + (0.364 + \frac{0.076}{\sqrt{D}}) \times \beta^4 + 0.4 \times \left[1.6 - \frac{1}{D}\right]^5 \times \left[\left(0.07 + \frac{0.5}{D}\right) - \beta\right]^{\frac{5}{2}} - \left[0.009 + \frac{0.034}{D}\right] \times [0.5 - \beta]^{\frac{3}{2}} + \left[\frac{65}{D^2} + 3\right] \times [\beta - 0.7]^{\frac{5}{2}}$$

$$E = d \times (830 - 5000 \times \beta + 9000 \times \beta^2 - 4200 \times \beta^3 + B)$$

$$B = \frac{530}{D^{0.5}}$$

Factor de supercompresibilidad

Se requiere para corregir la desviación del comportamiento del gas de la ley de los gases ideales.

$$A = \frac{3 - m \times n^2}{9 \times m \times \pi^2}$$

$$m = 0.0330378 \times \tau^{-2} - 0.0221323 \times \tau^{-3} + 0.0161353 \times \tau^{-5}$$

$$n = \frac{0.265827 \times \tau^{-2} + 0.0457697 \times \tau^{-4} - 0.133185 \times \tau^{-1}}{m}$$

$$\pi = \frac{P_{adj} + 14.7}{1000}$$

$$\tau = \frac{T_{adj}}{500}$$

$$P_{adj} = P \times Fp$$

$$T_{adj} = (Tf + 460) \times Ft$$

$$Fpv = \frac{\sqrt{\frac{A}{C} - C + \frac{n}{3 \times \pi}}}{1 + \left(\frac{0.00132}{\tau^{3.25}}\right)}$$

“P” es la presión de flujo manométrica (lpcm) y “Tf” la temperatura de flujo ° F.

“P_{adj}” es la presión ajustada y se obtiene, según la ecuación, multiplicando la presión manométrica “P” por el factor de ajuste de presión “F_p”. Nótese que el valor resultante de “P_{adj}” es una presión manométrica.

“T_{adj}” es la temperatura absoluta ajustada (T_{adj}) y se obtiene, según la ecuación, multiplicando la temperatura de flujo absoluta (° Rankine) por el factor de ajuste de temperatura “F_t”.

Los factores “F_p” y “F_t” tienen que ser calculados, siendo los métodos más empleados el Método de Estándar A.G.A. y el Método de Análisis.

1.- Método Estándar A.G.A.

Este método es aplicable cuando el gas natural no excede una gravedad específica de 0.75, un contenido de 15% molar de CO₂ y un 15% molar de N₂. Consecuentemente está limitado a mezclas de gases que no contengan grandes concentraciones de hidrocarburos pesados.

$$F_p = \frac{156.47}{160.8 - 7.22 \times G + M_c - 0.392 \times M_n}$$

$$F_t = \frac{226.29}{99.15 + 211.9 \times G - M_c - 1.681 \times M_n}$$

Donde:

G = gravedad específica del gas

M_c = porcentaje molar de CO₂ en el gas

M_n = porcentaje molar de nitrógeno

2.- Método de Análisis

Este método de presión y temperatura ajustada provee resultados más precisos sobre un amplio rango de composiciones de gas natural. Es el método más aplicable cuando el gas natural tiene una gravedad específica mayor que 0.75 y es el mejor método cuando el gas contiene porcentajes apreciables de H₂S, O₂ y He.

$$Fp = \frac{671.4}{sPc}$$

$$Ft = \frac{359.46}{sTc}$$

Donde sPc y sTc son la presión y la temperatura pseudocríticas del gas, en lpca y °R respectivamente, obtenidos del análisis cromatográfico.

Nota: En CENTINELA se utiliza el Método de Análisis.

Para calcular el valor de “C” incluido en el factor de supercompresibilidad se tiene:
En las dos ecuaciones anteriores sólo se desconoce la ecuación para el cálculo de “F”,

$$C = \left(b + \sqrt{b^2 + A^3} \right)^{\frac{1}{3}}$$

$$b = \frac{9 \times n - 2 \times m \times n^3}{54 \times m \times \pi^3} - \frac{F}{2 \times m \times \pi^2}$$

para lo cual se tienen diferentes ecuaciones atendiendo a ocho rangos de presión y temperatura del flujo de gas.

1. Rango de presión: 0 a 2000 lpca y Rango de temperatura: 85 a 240 °F

$$\pi = 0 - 2$$

$$\tau = 1.09 - 1.4$$

2. Rango de presión: 0 a 1300 lpca y Rango de temperatura: -40 a 85 °F

$$F_1 = 1 - 0.00075 \times \pi^{2.3} \times e^{-20(\tau-1.09)} - 0.0011 \times (\tau - 1.09)^{0.5} \times \pi^2 \times \left[2.17 + 1.4 \times (\tau - 1.09)^{0.5} - \pi \right]^2$$

$$\pi = 0 - 1.3$$

$$\tau = 0.84 - 1.09$$

3. Rango de presión: 1300 a 2000 lpca y Rango de temperatura: -20 a 85 °F

$$\pi = 1.3 - 2$$

$$\tau = 0.88 - 1.09$$

$$F_3 = 1 - 0.00075 \times \pi^{2.3} \times (2 - e^{-20(1.09-\tau)}) + 0.455 \times \left[\begin{array}{l} 200 \times (1.09 - \tau)^6 - 0.03249 \times (1.09 - \tau) \\ + 2.0167 \times (1.09 - \tau)^2 - 18.028 \times (1.09 - \tau)^3 \\ + 42.844 \times (1.09 - \tau)^4 \end{array} \right] \\ \times (\pi - 1.3) \times [1.69 \times 2^{1.25} - \pi^2]$$

4. Rango de presión: 1300 a 2000 lpca y Rango de temperatura: -40 a -20 °F

$$\pi = 1.3 - 2$$

$$\tau = 0.84 - 0.88$$

$$F_4 = 1 - 0.00075 \times \pi^{2.3} \times (2 - e^{-20(1.09-\tau)}) + 0.455 \times \left[\begin{array}{l} 200 \times (1.09 - \tau)^6 - 0.03249 \times (1.09 - \tau) \\ + 2.0167 \times (1.09 - \tau)^2 - 18.028 \times (1.09 - \tau)^3 \\ + 42.844 \times (1.09 - \tau)^4 \end{array} \right] \\ \times (\pi - 1.3) \times [1.69 \times 2^{1.25+80 \times (0.88-\tau)^2} - \pi^2]$$

5. Rango de presión: 2000 a 5000 lpca y Rango de temperatura: -40 a -20 °F

$$\pi = 2.0 - 5.0$$

$$\tau = 0.84 - 0.88$$

$$F_5 = F_4 - y$$

6. Rango de presión: 2000 a 5000 lpca y Rango de temperatura: -20 a 85 °F

$$\pi = 2.0 - 5.0$$

$$\tau = 0.88 - 1.09$$

$$F_6 = F_3 - y$$

7. Rango de presión: 2000 a 5000 lpca y Rango de temperatura: 85 a 200 °F

$$\pi = 2.0 - 5.0$$

$$\tau = 1.09 - 1.32$$

$$F_7 = F_1 - y$$

8. Rango de presión: 2000 a 5000 lpca y Rango de temperatura: 200 a 240 °F

$$\pi = 2.0 - 5.0$$

$$\tau = 1.32 - 1.40$$

$$F_8 = F_7 - U$$

Donde:

$$y = A \times (\pi - 2) + A1 \times (\pi - 2)^2 + A2 \times (\pi - 2)^3 + A3 \times (\pi - 2)^4$$

$$A = 1.7172 - 2.33123 \times \tau - 1.56796 \times \tau^2 + 3.47644 \times \tau^3 - 1.28603 \times \tau^4$$

$$A1 = 0.016299 - 0.028094 \times \tau + 0.48782 \times \tau^2 - 0.728221 \times \tau^3 + 0.27839 \times \tau^4$$

$$A2 = -0.35978 + 0.51419 \times \tau + 0.16453 \times \tau^2 - 0.52216 \times \tau^3 + 0.19687 \times \tau^4$$

$$A3 = 0.075255 - 0.10573 \times \tau - 0.058598 \times \tau^2 + 0.14416 \times \tau^3 - 0.054533 \times \tau^4$$

$$U = (\tau - 1.32)^2 \times (\pi - 2) \times [3 - 1.483 \times (\pi - 2) - 0.1 \times (\pi - 2)^2 + 0.0833 \times (\pi - 2)^3]$$

Nota: “e” es la base del logaritmo Neperiano e igual a 2.718281828

Observaciones:

1. Para ejecutar estos cálculos debe alimentarse la siguiente información:
 - Diámetro del orificio (d), en pulgadas
 - Diámetro interno de la línea donde se encuentra instalado el medidor (D), en pulgadas.
 - Lectura diferencial (Ledf)
 - Rango diferencial del medidor, en pulgadas de agua.
 - Presión manométrica de Flujo (PSIG).
 - Resorte (R), en lpc.
 - Temperatura de Flujo del gas (Tf) en °F.
 - Gravedad específica del gas.
 - Presión pseudocrítica del gas (sPc), en lpca.
 - Temperatura pseudocrítica del gas (sTc), °R.

Apéndice C Dimensionamiento de Separadores Verticales.^[6]

Para el dimensionamiento de separadores se deben considerar los siguientes aspectos:

Densidad de los fluidos a separarse:

a) Densidad del líquido

$$\rho_l = \frac{\rho_w \cdot Q_w + \rho_o \cdot Q_o}{Q_w + Q_o}$$

b) Densidad del gas en el separador

$$\rho_g = \frac{P_{sep} \cdot M_g}{R_{gas} \cdot Z_{gas} \cdot T_{sep}}$$

Tasa de gas a condiciones de Separación

$$Q_{g\ SEP} = Q_{g\ CN} \cdot \left(\frac{P_{CN} \cdot T_{SEP} \cdot Z_{SEP}}{P_{SEP} \cdot T_{CN} \cdot Z_{CN}} \right)$$

Flujo másico total a la entrada del Separador

$$\dot{m}_T = \dot{m}_l + \dot{m}_g = (Q_o + Q_l) \cdot \rho_l + Q_g \cdot \rho_g$$

Fracción de líquido que entra al separador

$$\lambda = \frac{Q_l}{Q_l + Q_g}$$

Densidad de la mezcla a la entrada del separador

$$\rho_m = \frac{\rho_l \cdot Q_l + \rho_g \cdot Q_g}{Q_l + Q_g} \quad \text{o} \quad \rho_m = \rho_l \cdot \lambda + \rho_g \cdot (1 - \lambda)$$

Factor de Separación

$$F_{SEP} = \frac{\dot{m}_l}{\dot{m}_g} \cdot \sqrt{\frac{\rho_g}{\rho_l}}$$

Máxima Velocidad de Diseño de Vapor

$$V_{max} = K_v \cdot \sqrt{\frac{\rho_l - \rho_g}{\rho_g}}$$

Diámetro mínimo requerido

$$A_{min} = \frac{Q_g}{V_{max}} \quad D_{min} = \sqrt{\frac{4 \cdot A_{min}}{\pi}}$$

Volumen de Operación

$$V_{op} = Q_l \cdot t_{ret}$$

10. Altura de Líquido de Operación

$$H_l = \frac{4 \cdot V_{op}}{\pi \cdot D^2}$$

11. Dimensionamiento de las Boquillas del Separador

Para diseñar las boquillas (entrada y salida) del separador, es necesario estimar las velocidades máxima y mínima del fluido, para así determinar los diámetros mínimo y máximo que pueden tener las boquillas. La selección se hace tomando un diámetro que esté en el rango de los diámetros calculados.

El separador tendrá tres boquillas: una de entrada de la mezcla y dos de salida (salida de gas y salida de líquido). Las ecuaciones para el diseño de las mismas estarán en función de la densidad del fluido que pasará a través de ellas (mezcla bifásica, líquido y gas).

En general las ecuaciones son:

Diámetro mínimo de la Boquilla

$$1. \quad V_{MAX_{boq}} = \frac{100}{\sqrt{\rho_{fluido}}}$$

$$2. \quad A_{min} = \frac{Q_{fluido}}{V_{MAX_{boq}}}$$

$$3. \quad D_{min} = \sqrt{\frac{4 \cdot A_{min}}{\pi}}$$

Diámetro Máximo de la Boquilla

$$1. \quad V_{MIN_{boq}} = \frac{60}{\sqrt{\rho_{fluido}}}$$

$$2. \quad A_{max} = \frac{Q_{fluido}}{V_{MIN_{boq}}}$$

$$3. \quad D_{max} = \sqrt{\frac{4 \cdot A_{max}}{\pi}}$$

Capacidad real de manejo de gas del separador

La capacidad de manejo de gas del separador vertical esta dada por:

$$Q_g = \left(\frac{\pi}{4}\right) \cdot D^2 \cdot \left(K_v \sqrt{\frac{\rho_o - \rho_g}{\rho_g}}\right) \cdot \left(\frac{P_{SEP} \cdot T_{CN} \cdot Z_{CN}}{P_{CN} \cdot T_{SEP} \cdot Z_{SEP}}\right)$$

GLOSARIO DE TÉRMINOS

Agente emulsionante: el agente emulsionante es una sustancia que permite que la emulsión se haga estable o permanente, actuando en forma de una película envolvente.

Ajustes de una válvula de seguridad: se dan dos ajustes típicos:

- El de la presión del retorno, que hace que la válvula se cierre a una presión más baja que cuando se abre.
- Para alivio de la presión que es una función que proviene de la compresión del resorte.

Alcance de un instrumento: es la diferencia algebraica entre los valores superior e inferior de medida del instrumento.

Análisis Cromatográfico: técnica de separación de los componentes de una mezcla, en la cual las muestras que se analizan deben ser vaporizadas previamente

Ánodo: elemento positivo en un elemento de protección catódica desde el cual fluye electricidad y corroe. Puede también referirse como ánodo de sacrificio.

API: American Petroleum Institute, formada en 1917 para organizar la industria petrolera, a fin de ordenar la demanda de petróleo durante la primera guerra mundial. Es una organización sin fines de lucro, que sirve para coordinar y promover el interés de la industria petrolera con gobiernos y otros.

Área: división geográfica de mayor escala, donde se realizan operaciones de exploración y/o producción.

Baffles. Láminas de metal que controlan el flujo de fluidos dentro de los recipientes.

Barril: es una cantidad equivalente a 42 galones de los Estados Unidos, medida a una temperatura de 60 grados Fahrenheit bajo una atmósfera de presión.

Bombeo por Cavidades Progresivas (BCP): método de levantamiento artificial que utiliza una bomba de cavidades progresivas constituida por un estator y un rotor. El rotor es accionado desde la superficie por un sistema impulsor que transmite el movimiento rotativo a la sarta de Cabillas la cual, a su vez, se encuentra conectada al rotor. El Estator es el componente estático de la bomba.

Bombeo Mecánico: método de levantamiento artificial por bombeo utilizado en crudos pesados. Está compuesto principalmente por una bomba de subsuelo de desplazamiento positivo de acción recíproca, a la que se le suministra energía por medio de una sarta de cabillas.

Calibración: es el conjunto de actividades u operaciones que establecen, bajo condiciones específicas de relación entre valores indicados mediante un instrumento de medición o mediante un sistema de medición.

Campo: proyección en superficie del conjunto de yacimientos de hidrocarburos con características similares y asociados al mismo rasgo geológico.

Caudal: es el flujo por unidad de tiempo; es decir, la cantidad de fluido que circula por una sección determinada del conducto en la unidad de tiempo.

Centipoises (cp): Unidad de viscosidad

Coalescencia: Es la unión de las gotas en una emulsión para formar gotas más grandes, dando lugar finalmente a la formación de la capa de líquido.

Combustibles: definidos como aquellos productos con temperatura mayor a 37.7 ° C pero menor a 93.3 ° C

Condiciones de Operación: condiciones a las que se encuentra sujeto el desempeño del medidor. Estas condiciones generalmente corresponden a presión y temperatura.

Corrosión electrolítica:

Costa fuera:

Cromatografía: es el resultado de la composición de un fluido obtenido mediante técnicas de análisis espectral de las emisiones o absorciones de energía.

Cromatógrafo: Equipo utilizado para realizar la cromatografía de gases.

Decantación: agrupación de gotas de agua diminutas para formar una de mayor tamaño y acelerar la precipitación al fondo del recipiente.

Densidad: es la cantidad de masa de una sustancia contenida en una unidad de volumen, a una temperatura dada.

Deshidratación de petróleo crudo: la deshidratación de crudo o tratamiento de aceite consiste en la remoción de agua, sales, arenas, sedimentos y otras impurezas del petróleo crudo. Dependiendo del tipo de aceite y de la disponibilidad de recursos

se combinan cualquiera de los siguientes métodos típicos de deshidratación de crudo:

1. tratamiento químico
2. tiempo de retención
3. calentamiento.

Emulsión: es un sistema heterogéneo formado por la mezcla de dos líquidos inmiscibles, es decir líquidos que se mezclan bajo condiciones normales, donde uno de los líquidos está disperso en el otro en forma de pequeñas gotas y es estabilizado por un agente emulsionante.

Espuma: es definida como un sistema coloidal formado por gas (o mezcla de gases) íntimamente disperso en un líquido viscoso (crudo).

Estranguladores: dispositivos que se colocan después de la válvula de brazo y pueden ser de diferentes diámetros. Se usan en los pozos para:

- Evaluar la producción del pozo.
- Controlar la energía del gas para prolongar la vida del pozo.
- Controlar la producción de arena y agua.
- Hacer fluir el pozo en forma controlada.

Fiscalización: es el acto en el que se establece la medición de cantidades y calidades de manera automatizada y certificadas por el MEM, a ser utilizadas para el cálculo del pago de impuestos y regalías.

Flujo: expresa el movimiento de un fluido, pero también significa la cantidad total de fluido que ha pasado por una sección determinada de un conducto. Es la variable de procesos más difícil de medir, ya que se debe inferir a partir de un diferencial de presión, una rotación de turbina, etc.

Formación: se refiere a estratos rocosos homogéneos de cualquier tipo, usados particularmente para describir zonas de roca penetrada durante la perforación.

Gasoil: aceite combustible extraído por destilación del petróleo bruto a una temperatura entre 250 °C y 350 °C.

Gravedad API: escala arbitraria para caracterizar la densidad relativa (gravedad específica) del petróleo y sus derivados. Su relación con la densidad relativa es la siguiente:

$$^{\circ}API = \frac{141.5}{\text{densidad relativa (gravedad específica)}_{15.6/15.6^{\circ}C}} - 131.5$$

Gravedad específica: relación entre el peso de un volumen dado de crudo a la temperatura de 60 °F y el peso de un volumen igual de agua destilada a la misma temperatura.

Hidratos: son una combinación física entre agua y otras moléculas que produce un compuesto sólido con apariencia similar a la de los cristales del hielo.

Hidrómetro: Instrumento que sirve para medir el peso, la densidad y la fuerza de los líquidos.

Instrumento: es un dispositivo empleado para determinar el valor o magnitud de una cantidad o variable.

Instrumento de Medición: consiste en un equipo capaz de detectar los cambios de una variable con un mecanismo que convierta esos cambios en una información lógica en forma de reporte.

Instrumentación: es la rama que estudia un grupo de variables para lograr un control técnico de un proceso.

Medición: es la comparación contra un patrón con el objetivo de determinar el valor de una variable, sobre la base de un procedimiento predeterminado.

Medición de flujo: se puede definir como la medición de partículas moviéndose suavemente, que llenan y conforman el interior de una tubería, en una corriente ininterrumpible, para determinar la cantidad que fluye.

Nafta: es uno de los productos de la destilación del petróleo.

NPSH (Net Positive Suction Head): Es el diferencial de presión que existe entre la presión de succión y la presión de vapor del líquido, expresada en términos de altura de líquido.

Oleoducto: tuberías cilíndricas de diferentes diámetros utilizadas para el transporte de crudo.

Operador: custodio de la instalación; responsable de la integridad física y operativa de la infraestructura vinculada con su área de acción.

Parafinas: hidrocarburos saturados normales, que son consistentes con la fórmula C_nH_{2n+2}

Patio de Tanques: instalaciones que almacenan los volúmenes de los líquidos producidos por una estación de flujo.

Petróleo: mezcla líquida de muchas sustancias, principalmente compuestas de hidrógeno y oxígeno. El petróleo crudo varía en apariencia desde incoloro hasta completamente negro, tiene una capacidad calorífica entre 18,300 a 19,500 Btu por libra y una gravedad específica entre 0.78 y 1.00 (correspondiente a 50° API y 10° API, respectivamente). De acuerdo a su gravedad se clasifican en:

- ✓ Crudo Liviano > 30° API.
- ✓ Crudo Medio 22-30° API.
- ✓ Crudo Pesado < 22° API.

Pozo: hueco profundo que se hace en la tierra para sacar petróleo. Es revestido con una tubería especial y luego completado con las sartas o tuberías de producción a través de las cuales fluirá el petróleo.

Potencial de Producción: tasa máxima de petróleo de los pozos que puede ser extraído de los yacimientos a las condiciones actuales

Presión atmosférica: la presión atmosférica es ejercida por la atmósfera terrestre y equivale a nivel del mar a 760 mm de mercurios absolutos o 14.7 psi.

Presión Diferencial: caída de presión que se produce en el gas cuando atraviesa la placa de orificio. Se mide en pulgadas de agua.

Presión estática: es la presión del gas en el tubo medidor. Por cuanto este valor cambia constantemente se debe registrar en una carta para sacar el promedio de la presión existente durante todo el lapso en el cual se está midiendo el caudal. Este valor es uno de los parámetros que se utiliza para hacer los cálculos.

Presión: se define como la fuerza normal ejercida por el fluido por unidad de área, sobre las paredes del recipiente que lo contiene. Si la fuerza se mide en N (Newton) y el área en m^2 la unidad de presión será el Pascal, Pa., pero la unidad más común en el sistema Ingles es la libra fuerza por pulgada cuadrada, psi.

Probeta: tubo de cristal cerrado por un extremo.

Producción Fiscalizada: volumen de crudo medido en los tanques o refinerías (puntos de fiscalización) en presencia de representantes del MEM en base a la cual PDVSA, paga el impuesto de explotación.

Rango de un instrumento: Son los valores inferior y superior para el cual fue diseñado.

Rehabilitación de pozos (RA/RC): operación programada que se realiza con fines de restablecer y/o mejorar la capacidad del intervalo productor de un pozo, o de cambiar el horizonte de producción por otro ubicado a mayor o menor profundidad. Presenta el esfuerzo requerido para ejecutar trabajos de estimulaciones, reparaciones, cañoneo y/o terminación a pozo.

Separación crudo/agua: procedimiento mediante el cual el crudo es separado del agua, a través de los procesos físicos químicos y mecánicos.

Sistema de protección catódica: sistema contra el proceso de corrosión, en el cual la estructura metálica protegida se convierte en eléctricamente negativa.

Sistema Puesta a Tierra: Es un conjunto de elementos diseñados y conectados entre sí, para crear un camino de baja resistencia a tierra ante descargas eléctricas atmosféricas, corrientes de sobre-tensión y cortocircuito y cargas electrostáticas, con el fin de proteger la integridad física de personas e instalaciones.

Tiempo de retención: tiempo mínimo que los fluidos deben permanecer en el recipiente (separador/tanque de lavado) para lograr un proceso adecuado de separación.

Tolueno: Hidrocarburo líquido, análogo al benceno, empleado como solvente para la determinación del % AyS de una muestra de crudo.

Válvula de contrapresión (Backpressure valve): válvula diseñada para regular la presión aguas debajo de ella.

Válvula de venteo: es una válvula que permite el desalojo del gas a la atmósfera, cuando la presión del equipo está por encima de su presión de calibración.

Venteo: Es el gas arrojado a la atmósfera por paros imprevistos de los equipos de compresión o por falta de capacidad o ausencia de los sistemas de recolección, compresión y distribución del gas o por cualquier otra razón operacional.

Viscosidad: resistencia de un líquido al movimiento o flujo; normalmente se abate al elevar la temperatura.

Yacimiento: acumulación de petróleo y/o gas en roca porosa tal como arenisca. Un yacimiento petrolero normalmente contiene tres fluidos (petróleo, gas y agua) que se separan en secciones distintas debido a sus gravedades variantes. El gas siendo el más ligero ocupa la parte superior del yacimiento, el petróleo la parte intermedia y el agua la parte inferior.

ABREVIATURAS Y SÍMBOLOS

% AyS: porcentaje de agua y sedimentos.

°C: Grados Celsius

°F: Grados Fahrenheit

AMS: Área Mayor Socororo

API: American Petroleum Institute. “Instituto Americano de Petróleo”

ASME: American Society of Mechanical Engineers. “Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos”.

ASTM: American Society for Testing Materials. Sociedad Americana para Pruebas de Materiales”.

BCP: Bombeo de Cavidad Progresiva.

BM Bombeo Mecánico.

BNP Barriles Normales de Petróleo

BPD Barriles de Petróleo por Día

Btu: “Brittish Technical Unit”. Unidad de calor en el sistema técnico ingles.

CACHEF-1: Cachicamo Estación de Flujo 1

CCEF-1: Caricari Estación de Flujo 1

cm: centímetro (unidad de longitud).

CO₂: Dióxido de Carbono.

COVENIN

cp: centipoises.

EED-1: Elías Estación de Descarga 1

EEF-11: Elías Estación de Flujo 11

ETM-14: Estación Tubo Múltiple 14

FR: factor de recobro [%].

ft/s: pies por segundo.

ft: pies (unidad de longitud).

Gal/d: galones por día.

GOES: Gas Original en Sitio [MMPCN].
g: gramos (unidad de masa).
H₂S: Sulfuro de Hidrógeno
Km: Kilómetro
Lpc: libras por pulgadas cuadradas.
Lpca Libras por pulgadas cuadradas absoluta.
Lpcm: Libras por pulgadas cuadradas manométrica.
M: metro (unidad de longitud).
Mg: miligramos (unidad de masa).
ml: mililitros (unidad de volumen).
mm Hg: milímetros de Mercurio.
mm: milímetros (unidad de longitud).
MMBN 1×10⁶ Barriles Normales
MMMPCN 1×10⁹ Pies Cúbicos Normales
MMPCSD millones de pies cúbicos estándar por día
MSDS Hoja de Datos de Seguridad del Producto
m: metros (unidad de longitud)
Np: petróleo producido [BN].
Onzas/pulg²: onzas por pulgadas cuadrada (unidad de presión)
P: presión [lpca].
PCS/h: pies cúbicos estándar por hora.
PDVSA Petróleos de Venezuela, Sociedad Anónima
Pe Presión Estática, Lpc
Pi: presión inicial [lpca].
POES Petróleo Original en Sitio, BN
Pulg: pulgadas (unidad de longitud)
Ra / Rc Rehabilitación / Reacondicionamiento
RGP: Relación Gas-Petróleo
SOCEF-1: Socororo Estación de Flujo 1
SSU: Saybolt Seconds Universal (unidad de viscosidad).

Anexo A
Ubicación de Pozos en el
Área Mayor de Socororo

Anexo B
Esquemático de la Estación de Flujo Elías 11

Anexo C

**Inventario de Equipos Mayores, Tuberías, Válvulas,
Accesorios y Conexiones de Equipos de EEF-11**

Anexo D
Diagrama de Procesos de EEF-11

Anexo E

Diagramas de procesos de EEF-11

1. Sistema de Recolección
2. Sistema de Separación Líquido-Gas
3. Sistema de Manejo de Gas
4. Sistema de Calentamiento
5. Sistema de Almacenamiento
6. Sistema de Bombeo

Anexo F
Simbología Utilizada en los
Diagramas de Procesos

Anexo G
Manual de Operaciones de EEF-11
(Versión Digital)