

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE PETRÓLEO
PORTADAS



**“ANÁLISIS DEL IMPACTO ECONÓMICO EN EL PROCESO DE
REFINACIÓN Y EQUIPOS DE PRODUCCIÓN, DEBIDO AL ALTO
CONTENIDO DE AZUFRE EN LA SEGREGACIÓN MESA 30 PRODUCIDA
AL NORTE DE MONAGAS”**

REALIZADO POR:

LEIDYS COROMOTO MORALES

C.I: 13.340.118

MARY DE JESÚS MORALES

C.I: 13.340.119

**TRABAJO DE GRADO PRESENTADO ANTE LA UNIVERSIDAD DE
ORIENTE COMO REQUISITO PARCIAL PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO DE PETRÓLEO**

PUERTO LA CRUZ, MARZO DE 2011

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE PETRÓLEO



**“ANÁLISIS DEL IMPACTO ECONÓMICO EN EL PROCESO DE
REFINACIÓN Y EQUIPOS DE PRODUCCIÓN, DEBIDO AL ALTO
CONTENIDO DE AZUFRE EN LA SEGREGACIÓN MESA 30 PRODUCIDA
AL NORTE DE MONAGAS”**

PRESENTADO POR:

LEIDYS COROMOTO MORALES

C.I: 13.340.118

MARY DE JESÚS MORALES

C.I: 13.340.119

REVISADO POR:

ING. RAYDA PATIÑO MsC
ASESOR ACADÉMICO

ING. LUÍS BASTARDO
TUTOR EXTERNO

PUERTO LA CRUZ, MARZO DE 2011.

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE PETRÓLEO



El jurado hace constar que asigna a esta tesis la calificación de:

ING. RAYDA PATIÑO MsC
ASESOR ACADÉMICO

ING. JAIRO URICARE ESP.
JURADO PRINCIPAL

ING. OLY GUERRA MsC
JURADO PRINCIPAL

PUERTO LA CRUZ, MARZO DE 2011.

RESOLUCIÓN

De acuerdo con el artículo 41 del reglamento de trabajos de grado de la Universidad de Oriente:

“Los trabajos de grados son de exclusiva propiedad de la universidad y sólo podrán ser utilizados para otros fines con el consentimiento del consejo de núcleo respectivo, quien lo participará al concejo universitario”.

DEDICATORIA

A Dios todo Poderoso, por guiarme en todo momento.

A mi Madre y mi Padre (†), por darme la vida y enseñame valores morales y principios.

A Boanerges R (†), por ayudarme en el inicio de mi carrera.

A Edgar R, por estar siempre a mi lado en todo momento y apoyarme incondicionalmente.

A mi familia: Hermanos y hermanas, sobrinos, primos, etc, por apoyarme en todo momento y estar siempre pendiente de mi.

LEIDYS MORALES

DEDICATORIA

A mi Dios Todopoderoso, quien me dio la vida y la libertad de ser una persona capaz de valorar la vida y los triunfos que comienzo a celebrar a partir de este momento. Oh! Querido Dios! Mil gracias por estar conmigo en todos los momentos de mi vida.

Gracia Señor, por tener la gran suerte de venir de unos padres ejemplares como mi mamá y mi papá, que en todos los momentos me han apoyado y han creído en mi, aunque mi querido y siempre recordado padre ya se nos fue, siento su apoyo y sus bendiciones desde el paraíso y también esta triunfando igual que yo, mis hermanos, sobrinos y el resto de mi linda familia.

De igual manera a Rafael B. Rengel por haberme encaminado y ayudado a estudiar esta importante carrera. Que desde el paraíso esta celebrando y dándome sus bendiciones.

Le dedico este triunfo a mis padres, hermanos, amigos y a toda mi familia incluyendo a **Rengel**, por darme siempre la esperanza de graduarme de Ingeniero de Petróleo.

Gracias Dios, por tus bendiciones! Y que siempre me acompañes.

MARY MORALES

AGRADECIMIENTO

A Dios y la Virgen María, por ser mis fieles compañeros y escucharme en todo momento.

A mi Madre y Padre (†), por darme buenos ejemplos y brindarme la oportunidad de iniciarme como profesional.

A Edgar R, porque en los momentos más difíciles me brinda su apoyo incondicional y me da inspiración para seguir superándome.

A toda mi familia, por ayudarme incondicional, que dios los bendiga siempre.

A mi asesor industrial Ing. Luís Bastardo, por brindarme su apoyo incondicional y dedicarme su valioso tiempo y sabiduría durante todo el desarrollo de mi tesis, Gracias por ayudarme a lograr esta meta.

Ing. Alexis Marcano, por brindarme su ayuda incondicional durante el desarrollo de mi tesis.

A mi asesor académico, Ing. Rayda Patiño por brindarme su apoyo, experiencia y tiempo, para el desarrollo de este trabajo.

A mi jurado: Ing. Jairo Uricare, por dedicarme su valioso tiempo y brindarme su ayuda, muchas gracias.

A mi jurado: Ing. Oly Guerra por aportarme parte de sus conocimientos, durante el desarrollo de esta tesis, gracias por ayudarme.

Al Ing. Cesar Flores, por brindarme su apoyo durante el desarrollo de mi tesis. Que dios te cuide en todo momento.

Al Sr. Simón L, Ing. Yoe G, Supervisores y Operadores del campo Furrial (Este), por brindarme toda su colaboración y apoyo.

Al Sr. Héctor R, William A, José D, Suraima y todo el personal del Laboratorio de la Refinería de Puerto La Cruz, por brindarme toda su colaboración y apoyo.

A Boanerges R (†) por haberme apoyado en parte de mi carrera.

LEIDYS MORALES

AGRADECIMIENTO

Agradezco a mi Dios y la virgen: Por ser mi guía y fortaleza y con su bondad y amor me ha guiado y acompañado en el buen camino de la vida, ¡Si Dios está conmigo, quien contra mi!

A mi madre: Por ser una mujer admirable, llena de buenas intenciones hacia los demás. Te amo mamá!. **A toda mi familia:** De quienes No faltó una palabra de aliento, una llamada, una bendición y que confiaron en que lograría esta meta. Los quiero mucho!

A mi padre: Por haber sido un hombre de conducta intachable que me guió y me enseñó valores y por haberme dado amor.... Te quiero papá!

A la Universidad de Oriente: Por ser esta la máxima casa de estudio. Orgullosa me siento de haber logrado este sueño en tus aulas. A los profesores que en ella trabajan y tienen la gran labor de formar profesionales; particularmente a los profesores :Mención especial al Prof. **Jairo U, A la Prof. Oly G.** y, por supuesto, a la Prof. **Rayda P.** mi tutor académico que también hizo posible esta meta..

Al Ing. Luis Bastardo: Mi tutor industrial, por brindarme la oportunidad de trabajar en equipo en este importante trabajo y apoyarme en todos los momentos y poder subir el último escalón para obtener el título de Ingeniero de Petróleo.

Al Ing. Alexis M.: Por brindarme la ayuda en los momentos que la necesitaba, disponías de tu tiempo para explicarme y para asesorarme. Muchas gracias. Mil gracias! No tengo como pagarte.

A los Ings: Simón L, Yoe G. Ángel G. y Manuel Y. y Operadores: Gracias por recibirme en múltiple 1, por el trato maravilloso y apoyo que me han dado

Al Sr: Héctor R., José D., Williams A., Osvaldo F., Cesar F., Daniel R., la Sra. Suraima y demás personas que laboran en el Laboratorio de la Refinería de Puerto La Cruz, por recibirme con mucho cariño y apoyarme.

MARY MORALES

RESUMEN

Se evaluó el contenido de azufre total en el crudo que forma la Segregación Mesa 30 producida al Norte de Monagas, hasta llegar a La Refinería de Puerto la Cruz. Con el propósito de conocer las variaciones de este parámetro. Esta evaluación se hizo mediante una revisión histórica de datos de análisis rutinario realizado al crudo de la línea de 26", reportados en el Sistema de Laboratorio Sllims de la Refinería de Puerto La Cruz, para los años 2008, 2009 y 2010, debido a que una parte de el, es exportado y otra parte alimenta a la Unidad de Destilación Atmosférica (DA-1). Se evaluaron las diferentes líneas asociadas a dicha Segregación mediante análisis de laboratorio a través de la norma ASTM-D 2622, con el fin de verificar donde se presentaba el mayor valor de azufre (% p/p), las cuales excedieron, en su mayoría, el límite de especificación establecido, es decir, 1% p/p de contenido de azufre para evitar daños por corrosión y pérdidas de material (tubería). Resultando con mayor contenido de azufre (1.22 % p/p) la línea de flujo 16" A, ubicada en el múltiple- 1 del Campo Furrial (Este), a la entrada de producción a Jusepin -2, una vez conocido este valor se analizaron los 27 pozos asociados a esta línea, de los mismos 19 pozos el (70,37 %) resultaron con valores de azufre mayor a 1%, es decir, fuera de especificaciones. La cantidad de azufre presente en el crudo es importante, porque es responsable del efecto corrosivo, debido a que genera problemas de corrosión interna en las líneas de transporte de flujo y limita la eficiencia de los equipos de proceso. El contenido de azufre, difiere entre 0.1 y 0.2 (% p/p), en las líneas de flujo asociadas a la segregación Mesa 30 con respecto al límite de especificación, a pesar de esta diferencia no se han reportado problemas de corrosión en dichas líneas hasta la fecha en estudio. En la Refinería de Puerto La Cruz no se pudo evaluar el consumo de los catalizadores en función del tiempo en el proceso de la Unidad de Craqueo Catalítico Fluidizado (FCC), debido al alto contenido de azufre presente en la alimentación a dicha planta, porque no fue posible obtener la información para el período en estudio.

ÍNDICE

	Pág.
RESOLUCIÓN.....	iv
DEDICATORIAS.....	v
AGRADECIMIENTOS.....	vii
RESUMEN.....	ix
ÍNDICE.....	x
LISTA DE FIGURAS.....	xv
LISTA DE TABLAS.....	xvii
CAPÍTULO I. INTRODUCCIÓN	
1.1. Planteamiento del Problema.....	1
1.2. Objetivo General.....	2
1.3. Objetivos Específicos.....	2
CAPÍTULO II. MARCO TEÓRICO	
2.1. Antecedentes.....	4
2.2. Ubicación Geográfica del Área en Estudio.....	5
2.2.1 Estructura.....	6
2.2.2 Estratigrafía y Sedimentología.....	6
2.2.3 Formación Naricual.....	6
2.2.4 Yacimiento Naricual Superior.....	6
2.2.5 Yacimiento Naricual Inferior.....	7
2.2.6 Intervalo Cretácico.....	7
2.2.7 Yacimiento Cretáceo.....	7
2.3. Fundamentos Teóricos.....	8
2.3.1 Petróleo. Definición.....	8
2.3.2 Composición del Petróleo.....	9
2.3.3. Factores que Determinan la Composición del Crudo.....	9
2.3.4 Clasificación de los Hidrocarburos.....	10

	Pág.
2.3.4.1 Hidrocarburos Saturados.....	10
2.3.4.2 Alifáticos.....	10
2.3.4.3 Alicíclicos.....	11
2.3.4.4 Hidrocarburos Insaturados.....	11
2.3.4.5 Alquenos /Olefinas.....	12
2.4 Bases de Crudos.....	12
2.4.1 Crudos de Base Nafténica.....	12
2.4.2 Crudos de Base Parafínica.....	13
2.4.3 Crudos de Base Asfáltica.....	13
2.4.4 Crudos de Base Mixta o Intermedio.....	14
2.5. Clasificación de los Crudos de Acuerdo a su Gravedad °API.....	14
2.6. Propiedades Físicas de los Hidrocarburos.....	15
2.6.1 Densidad.....	15
2.6.1.1 Factores que afectan la densidad de los crudos.....	15
2.6.2 Densidad relativa.....	15
2.6.3. Gravedad °API.....	16
2.6.3.1. Factores que afectan la gravedad °API.....	16
2.7. Facilidades de Superficie.....	16
2.8. Recolección y Almacenamiento de Crudos.....	16
2.9. Clasificación de los Hidrocarburos por Segregación.....	17
2.9.1 Segregaciones Comerciales.....	17
2.9.2 Segregaciones Operacionales.....	18
2.10 Azufre.....	18
2.11 Contenido de Azufre.....	18
2.12. La corrosión.....	19
2.12.1. Clasificación de la Corrosión.....	19
2.12.2 Corrosión en la Industria del Petróleo y el Gas.....	20
2.12.3Corrosión por CO ₂	20

	Pág.
2.12.4 Corrosión por H ₂ S.....	20
2.12.5 Corrosión por Efecto Combinado de CO ₂ y H ₂ S.....	20
2.13 Aspectos Generales de una Estación de Flujo.....	21
2.13.1 Componentes básicos de una estación de flujo.....	21
2.13.1.1 Sistema de Distribución.....	21
2.13.1.1.1 Líneas de Flujo Superficiales.....	22
2.13.1.1.2 Múltiples de Producción.....	22
2.13.1.1.3 Válvulas.....	23
2.13.1.2 Sistema de Separadores.....	23
2.13.1.2.1 Funciones de los separadores.....	24
2.13.1.2.2 Depuradores gas.....	24
2.13.1.3 Sistema de Tanques.....	25
2.13.1.3.1 Funciones que cumplen los tanques de almacenamiento.....	25
2.13.1.4 Sistema de bombeo.....	26
2.13.1.4.1 Tipos de bombas más usados en la Industria.....	26
2.13.1.4.1.1 Bombas Centrífugas.....	26
2.13.1.4.1.2 Bombas Reciprocantes.....	27
2.14 Estación de Descarga.....	27
2.14.1 Áreas de las Estaciones de Descargas.....	28
2.15 Descripción del Proceso de Explotación del Campo Furrial (Este).....	28
2.16 Manejo y Procesamiento de Crudo en la Estación Principal Jusepín-2 (EPJ2)	29
2.17 Descripción de los Procesos de Producción.....	31
2.17.1 Separación y Estabilización.....	32
2.17.2 Tanques de Estabilización.....	35
2.17.3 Plantas y Miniplantas Compresoras.....	36
2.17.4 Mechurrio.....	37
2.17.5 Despojadores de Líquido.....	38
2.17.6 Planta de Deshidratación Segregación El Furrial.....	38

	Pág.
2.17.7 Capacidad de la Planta de Deshidratación.....	39
2.17.8 Proceso de Deshidratación.....	40
2.17.9 Tratamiento Químico.....	43
2.18 Refinación del petróleo.....	43
2.18.1 Procesos de Refinación.....	44
2.19 Descripción de la Unidad Proceso DA-1.....	44
CAPÍTULO III. DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN	
3.1 Descripción de las Condiciones Operacionales de: Pozos, estaciones de flujo, estaciones de descargas, centros de almacenamiento y transporte de crudo, estaciones de rebombeo ₁ , rebombeo ₂ y proceso de refinación que maneja Mesa 30.....	47
3.2 Clasificación de las muestras de crudo a través de la prueba ASTM D-2622 en el Laboratorio de La Refinería de Puerto la Cruz.....	48
3.3 Chequeo de los problemas operacionales que puede ocasionar el contenido de azufre en los equipos de proceso.....	60
3.4 Presentación de las estadísticas de los últimos tres años del contenido de azufre en la Segregación Mesa 30.....	60
3.5 Establecimiento de las soluciones en caso de que el porcentaje (%) de azufre en las muestras de crudo sea mayor a los requeridos por los equipos y proceso de refinación.....	61
CAPÍTULO V. DISCUSIÓN DE RESULTADOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	
4.1 Descripción de las Condiciones Operacionales de: Pozos, estaciones de flujo, estaciones de descargas, centros de almacenamiento y transporte de crudo, estaciones de rebombeo ₁ , rebombeo ₂ y proceso de refinación que maneja Mesa 30.....	62
4.2 Clasificación de las muestras de crudo a través de la prueba ASTM D-2622 en el Laboratorio de la Refinería de Puerto La Cruz.....	65
4.3 Chequeo de los problemas operacionales que puede ocasionar el contenido de azufre en los equipos de proceso.....	72

	Pág.
4.4 Presentación de las estadísticas de los últimos tres años del contenido de azufre en la Segregación Mesa 30.....	73
4.5 Establecimiento de las soluciones en caso de que el porcentaje (%) de azufre en las muestras de crudo sea mayor a los requeridos por los equipos y proceso de refinación.....	77
CONCLUSIONES.....	79
RECOMENDACIONES.....	81
BIBLIOGRAFÍA.....	83

LISTA DE FIGURAS

FIGURAS	Pág.
FIGURA 2.1. Ubicación del Campo Furrial en el Estado Monagas, Venezuela.....	5

FIGURA 2.2. Línea de flujo.....	22
FIGURA 2.3. Múltiple de Producción.....	22
FIGURA 2.4. Válvula.....	23
FIGURA 2.5. Separador de Gas/ Líquido.....	24
FIGURA 2.6. Tanques de almacenamiento de crudo.....	25
FIGURA 2.7. Bombas de Succión de Crudo.....	26
FIGURA 2.8. Estación de Descarga.....	27
FIGURA 2.9. Esquema de recolección de crudo. Pozos del área Este y Centro del Furrial.....	29
FIGURA 2.10. Filosofía de operación actual de la Estación Principal Jusepín 2 (EPJ-2).....	31
FIGURA 2.11. Proceso de producción de los módulos I, VI y VII.....	32
FIGURA 2.12. Módulo de JOM.....	34
FIGURA 2.13. Tanques de Estabilización de la EPJ-2.....	35
FIGURA 2.14. Sistema de seguridad de los módulos de producción de la EPJ-2..	37
FIGURA 2.15. Planta de Deshidratación Segregación El Furrial.....	39
FIGURA 2.16. Deshidratador Electrostático.....	42
FIGURA 2.17. Diagrama de la DA-1.....	46
FIGURA 3.1. Esquema de recolección de crudo, de los múltiples y pozo del campo Furrial.....	49
FIGURA 4.1. Pozo en estudio ubicado en el campo Furrial (Este).....	61
FIGURA 4.2. Esquema del recorrido del crudo por estaciones y recepción de crudo.....	63
FIGURA 4.3. Continuación del recorrido del crudo por estaciones y recepción de crudo.....	64
	Pág.
FIGURA 4.4 Variación del contenido de azufre en función de acidez total, de pozos en estudio del campo Furrial (Este).....	70
FIGURA 4.5. Variación del Contenido de azufre en función de gravedad °API, de pozos en estudio del campo Furrial (Este).....	

	71
FIGURA 4.6. Variación del contenido de azufre en función de % A y S, de pozos en estudio del campo Furrial (Este).....	72
FIGURA 4.7 Variación del contenido de azufre en función del tiempo, año 2008..	74
FIGURA 4.8 Variación del contenido de azufre en función del tiempo, año 2009..	75
FIGURA 4.9 Variación del contenido de azufre en función del tiempo, año 2010..	75
FIGURA A.1 Gravedad °API en función del tiempo.....	98
FIGURA A.2 Agua (%v/v) en función del tiempo.....	98
FIGURA B.1 Gravedad °API en función del tiempo.....	119
FIGURA B.2 Agua (% v/v) en función del tiempo.....	119
FIGURA C.1 Gravedad °API en función del tiempo.....	136
FIGURA C.2 Agua (% v/v) en función del tiempo.....	136

LISTA DE TABLAS

TABLAS	Pág.
TABLA 2.1. Distribución de la alimentación de la EPJ-2.....	30

TABLA 2.2. Distribución de tanques.....	36
TABLA 4.1. Análisis de Muestras de las principales líneas de flujo que forma la Segregación Mesa 30, proveniente del Norte de Monagas.....	65
TABLA 4.2. Análisis de muestras tomadas en las líneas de flujo de los múltiples N° 1, 2, 3, 4,5 del campo Furrial (Este).....	66
TABLA 4.3. Caracterización de los 27 pozos asociados a la línea de 16” A ubicada en el Múltiple 1 del Campo Furrial (Este).....	67
TABLA 4.4. Resumen estadístico de: % A y S, Azufre (% p/p), de los 27 pozos en estudio.....	68
TABLA 4.5. Resumen estadístico basado en los datos de los apéndices: A, B y C.....	77
TABLA A.1. Data obtenida del sistema de laboratorio Segregación Mesa 30, Línea de 26” año 2008.....	86
TABLA B.1. Data obtenida del sistema de laboratorio Segregación Mesa 30, Línea de 26” año 2009.....	99
TABLA C.1. Data obtenida del sistema de laboratorio Segregación Mesa 30, Línea de 26” año 2010.....	120
TABLA D.1. Presupuesto para el reemplazo de un kilómetro de tubería, T-54.....	137

CAPÍTULO I

1.1 Planteamiento del Problema

Una de las consideraciones más relevantes en la producción de hidrocarburos, es el transporte de un fluido que contiene altas concentraciones de sulfuro de hidrógeno (H_2S) y dióxido de carbono (CO_2), además de una fase acuosa inherente al hidrocarburo; siendo éstas condiciones básicas la causa de la corrosión. Las variantes condiciones de operación como: Temperatura, presión, características hidrodinámicas del fluido y patrones de flujo; la presencia en menor o mayor grado de compuestos como: H_2S , CO_2 , agua, cloruros, y de elementos sólidos, pueden activar mecanismos de fallas en materiales y equipos, tales como: Fatiga, sobreesfuerzos, desgastes y/o corrosión externa o interna, en sus diferentes formas; que afectan el desempeño de los materiales para preservar su función contenedora o cualquier otra de las cuales son responsables, causando eventos imprevistos de falla.

La corrosión es la destrucción de un material por interacción química, electroquímica o metalúrgica entre el medio y el material. Generalmente, es lenta pero de carácter persistente. Su principal causa es la inestabilidad de los metales en sus formas refinadas; los mismos tienden a volver a sus estados originales (estado termodinámico estable) a través de los procesos de corrosión. Éste es uno de los problemas más serios en la industria petrolera, el Área Norte de Monagas no escapa de ello.

La corrosión viene asociada a una serie de inconvenientes que pueden afectar gravemente la integridad de los equipos así como su utilidad, lo que se traduce en reparación o reemplazo obligatorio y no programado de los mismos, contratación de mano de obra extra, paradas o diferimiento de la producción por ende, aumento en los costos de mantenimiento; situaciones que de no ser evitadas o controladas a tiempo, representan no sólo una pérdida económica importante sino una amenaza potencial a la seguridad humana y ambiental.

A fin de prevenir eventos inesperados que interfieran en el proceso de refinación de crudos en la Refinería de Puerto la Cruz, se hace necesaria la evaluación de la concentración de azufre en muestras de crudos producidas en el Norte de Monagas, con el fin de prevenir la corrosión interna en las instalaciones de superficie, de forma de monitorear, corregir y/o controlar dicho problema. Por tal razón, surgió este estudio, con el propósito de evaluar las líneas de flujo que parten desde pozos productores a las estaciones de flujo: Muri, Musipan, Carito, COA (mediano), centro de almacenamiento y transporte de crudo Jusepín (El Furrrial), Centro de Almacenamiento y Transporte de Crudo Tejero hasta el Terminal de Almacenamiento y Embarque Guaraguao (TAEG), perteneciente a Mesa 30, debido a que el crudo de dicha segregación ha resultado en muchas oportunidades con un contenido de azufre mayor al requerido por el mercado ($> 1\%$) y, por ende, se requiere de una prevención futura ya que esto podría generar grandes gastos económicos a la industria petrolera.

La eficiencia en el transporte de fluidos corrosivos bajo condiciones de flujo, a través de sistemas de tuberías, requiere de una selección cuidadosa de los materiales, una ejecución confiable de los mecanismos y actividades de control y monitoreo que garanticen la integridad mecánica de las instalaciones, la preservación del medio ambiente y la seguridad del personal en el ambiente de trabajo.

1.2 Objetivo General

Analizar el Impacto Económico en el Proceso de Refinación y Equipos de Producción, Debido al Alto Contenido de Azufre en la Segregación Mesa 30 Producida al Norte de Monagas.

1.3 Objetivos Específicos

1. Describir las Condiciones Operacionales de: Pozos, estaciones de flujo, estaciones de descargas, centros de almacenamiento y transporte de crudo,

estaciones de rebombeo₁, rebombeo₂ y proceso de refinación que maneja Mesa 30.

2. Clasificar las muestras de crudo a través de la prueba ASTM D-2622 en el Laboratorio de la Refinería de Puerto La Cruz.
3. Chequear los problemas operacionales que puede ocasionar el contenido de azufre en los equipos de proceso.
4. Presentar las estadísticas de los últimos tres años del contenido de azufre en la Segregación Mesa 30.
5. Establecer las soluciones en caso de que el porcentaje (%) de azufre en las muestras de crudo sea mayor a los requeridos por los equipos y proceso de refinación.

CAPÍTULO II

2.1 Antecedentes

En el año 1990, **Johnson B**, según sus estudios realizados los compuestos de azufre están contenidos de forma natural en el crudo que sirve de materia prima para fabricar combustibles derivados del petróleo. Concluye que los compuestos de azufre pueden reducir la eficiencia y limitar la capacidad de almacenamiento de oxígeno (que mide el rendimiento de los catalizadores) de los convertidores catalíticos utilizados en los automóviles. La mayor parte de la gasolina que se vende en Estados Unidos tiene un nivel de azufre relativamente elevado.

La media nacional de azufre en la gasolina convencional (no reformulada) era de aproximadamente 350 partes por millón (ppm), y una cuarta parte de las muestras superaba los 500 partes por millón (ppm). Los niveles de azufre de los combustibles diesel eran incluso superiores. En la gasolina reformulada, los niveles típicos son de 150 partes por millón (ppm).^[1]

En el año 2007, **Díaz M**, según su estudio realizado se han visualizado cambios de la calidad del gas producido, así como también incrementos en la formación y arrastre de líquidos. Estos cambios comprenden incrementos de sulfuro de hidrógeno (H₂S), dióxido de carbono (CO₂) y agua (H₂O) en las corrientes, lo que produce un impacto en el sistema de recolección de los campos e incide directamente en la integridad de las tuberías y equipos, ocasionando problemas por eventos imprevistos de fallas, lo que significa una gran pérdida económica, así como un peligro inminente a la seguridad humana y ambiental.

Aunado ésto al aumento esperado en la producción, se hace necesario realizar una evaluación al sistema de recolección (líneas de flujo, válvulas multipuerto, líneas de recolección y equipos de prueba de pozos), a fin de determinar el impacto de las corrientes ácidas sobre el mismo y su incidencia en la integridad de las tuberías,

válvulas multipuerto y equipos asociados y, seleccionar las medidas de corrección, control y/o prevención más adecuadas.^[2]

En el año 1998, **Porcayo C**, según sus investigaciones el combustóleo mexicano se caracteriza por su alta viscosidad y elevados contenidos de azufre y vanadio. Esta particularidad determina una problemática característica en los generadores de vapor que utilizan este combustible. Particularmente, se han identificado problemas relacionados con los procesos de combustión, de corrosión de materiales utilizados en zonas de alta y baja temperatura, de contaminación por emisión de gases y partículas suspendidas, al igual que alteraciones del patrón de flujo térmico en los generadores de vapor entre otros.^[3]

2.2 Ubicación Geográfica del Área en Estudio

El campo Furrial (Este), El Corozo y Amarilis, se encuentra ubicado geográficamente a 25 kilómetros al Nor-Oeste de la Ciudad de Maturín, Estado Monagas, en el Oriente de Venezuela, Ver Figura 2.1, aquí se muestran los campos productores de crudo del Nor-Oeste del Edo. Monagas.^[4]

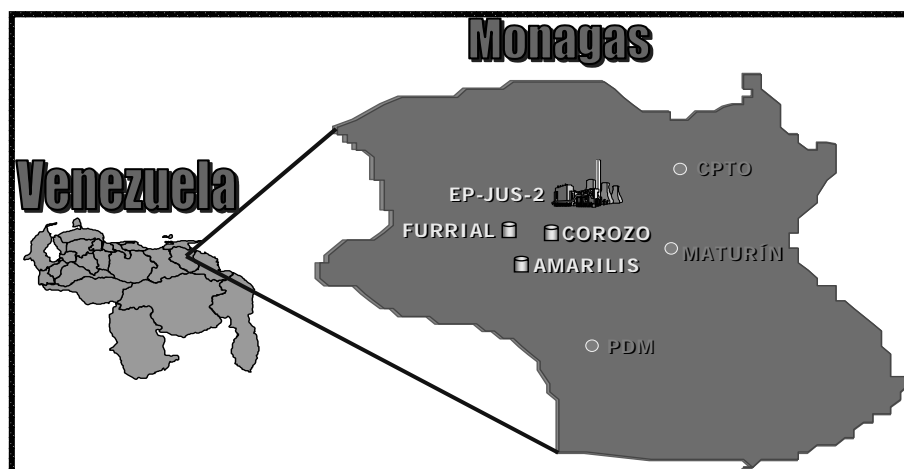


Figura 2.1 Ubicación del Campo Furrial en el Estado Monagas, Venezuela.

[Fuente: PDVSA, Gerencia Jusepin]

2.2.1 Estructura

El Campo Furrrial se extiende en un área aproximada de 31.250 acres (12.647 hectáreas). Se puede describir como un anticlinal ligeramente asimétrico de extensión Sur-Oeste y Nor-Oeste, orientado hacia el Norte con 70° al Este, con un buzamiento variable entre 15° y 21° en el flanco Sur y en el flanco Norte entre 18° y 25°. ^[5]

2.2.2 Estratigrafía y Sedimentología

La estratigrafía del Campo El Furrrial se caracteriza por ser una columna de sedimentos que excede los 16.000' de espesor y cuya edad abarca desde el Cretácico Temprano hasta el Reciente, en donde se reconocen en orden descendente las formaciones La Mesa, Las Piedras, La pica, Carapita, Naricual, Areo y Los Jabillos.

Los yacimientos bajo estudio, compuestos esencialmente por areniscas limpias, se encuentran dentro de capas que pertenecen a niveles estratigráficos que van desde el más profundo denominado Cretáceo (posiblemente Mastrichtiense) hasta el nivel Oligoceno y parte del Mioceno Inferior (Formación Naricual). Estos yacimientos, por razones operacionales están identificados informalmente como yacimientos los Jabillos, Naricual Inferior y Naricual Superior. ^[5]

2.2.3 Formación Naricual

Se subdivide en dos miembros, el Naricual Superior e Inferior, separados por un intervalo lutítico de aproximadamente unos 80 pie de espesor. ^[5]

2.2.4 Yacimiento Naricual Superior

El espesor total del yacimiento Naricual Superior varía desde 700 pie al Sur-Oeste, zona Oeste y área de Carito-Mulata, hasta 900 pie en el área de FUL Norte. Se ubica en la primera arena que se encuentra en contacto concordante con la base de la secuencia lutítica, de edad Mioceno, correspondiente a la formación Carapita, y su base coincide con el tope del yacimiento Naricual Inferior. Las arenas que conforman

el yacimiento Naricual Superior son de granulometría variable de media a gruesa, limpias, de origen fluvio deltaico, a plataforma interna, con cemento arcilloso silicio y a veces carbonático. Desde un punto de vista genérico son arenas subarcósicas que se pueden desarrollar en niveles individuales cuyos espesores abarcan desde unos pie hasta 120-150 pie.

El yacimiento que es de edad Oligoceno tardío comprende una gran diversidad de depósitos sedimentarios, los cuales están bastante relacionados con la calidad de roca. ^[5]

2.2.5 Yacimiento Naricual Inferior

El espesor de este miembro, tiene una tendencia general a incrementar hacia al norte entre 500 y 800 pie, de edad Cretácico Superior (Maestrichtiese) a Paleoceno-Eoceno. De base a tope comienza con un apilamiento de arenas finas con cierta influencia de mareas, interpretadas como depósitos de barras y canales probablemente estuarinos. Por encima de esta secuencia y en contacto discordante se observa un apilamiento de canales fluviales o distributarios, separados por arcillas de bahías interdistributarias.

La secuencia transgresiva compuestas por canales estuarinos y barras de desembocadura. La sección de Naricual Inferior termina con un nivel glauconítico por encima del cual se localiza un sistema de barras de anteplaya. ^[5]

2.2.6 Intervalo Cretácico

Operacionalmente Areo, es de Edad Cretácico Superior (Campaniense o Maestrichtiense) y está compuesto principalmente por lutitas y limolitas grises de plataforma interna, con cierto contenido fósil y algunos niveles de arenas transgresivas. ^[5]

2.2.7 Yacimiento Cretáceo

Operacionalmente los Jabillos, que comprende sedimentos de edad Cretácico superior (campaniense) que corresponden a una secuencia depositada en un ambiente predominante fluvio/deltaico con influencia de marea y está de un apilamiento de canales fluviales que pasan hacia un ambiente más litoral.

Desde el punto de vista sedimentológico, está compuesto en gran parte por un sistema de canales fluviales o distributarios con predominancia de nivel arenosos, con tamaño de granos fino a medio y con moderada a buena selección; sin embargo, la energía de estos canales se estima sean menos intensa que la correspondiente a Naricual Superior.

Los canales fluviales y/o distributarios se interpretan como coalescentes tanto vertical como lateralmente y no parecieran poseer un espesor constante, ésto puede conllevar a una variabilidad en las características de los cuerpos sedimentarios y en consecuencia a una heterogeneidad de la roca yacimiento. ^[5]

2.3 Fundamentos Teóricos

2.3.1 Petróleo. Definición

La palabra petróleo proviene del latín petroleum petrum: Piedra;Oleum: Aceite), que significa aceite de piedra. El petróleo es un capricho natural, es una mezcla de compuestos de aparente sencillez en su composición química llamados hidrocarburos.

El petróleo es un fluido que surge de un proceso casi eterno llevado a cabo en formidables laboratorios subterráneos; por lo que constituye un producto no renovable, y puede existir en tres formas físicas como: Líquido, Sólido y Gaseoso. La diferencia entre los mencionados estados de la materia se debe a las distancias relativas que existen entre los átomos o las moléculas del sistema que se estudie. Por

ejemplo en el estado sólido, las partículas se encuentran muy cerca unas de otras, tanto que prácticamente no existen movimientos a nivel microscópico, en el estado líquido la separación en forma muy restringida y en el estado gaseoso las partículas están tan separadas entre sí que el movimiento individual es libre, y solo se restringe en cierta forma por las colisiones entre las partículas.^[6]

2.3.2 Composición del Petróleo

Desde el punto de vista elemental, la mayoría de los petróleos muestran la siguiente composición:

Carbono: De 83 a 87 % en Peso

Hidrogeno: De 11.4 a 14.8 % en Peso

Azufre, Nitrógeno, Oxígeno y Metales: De 0.5 a 5 % en Peso

Entre los compuestos de azufre son significativos: El sulfuro de hidrógeno (H_2S), los mercaptanos (RSH), los sulfuros (PSR) y los disulfuros (RSSR). Estos compuestos de azufre, además de su carácter corrosivo, poseen un olor sumamente desagradable, indeseable en los productos obtenidos del petróleo.

Los compuestos de oxígeno (ácidos Nafténicos) y de nitrógeno (amoníaco, amina, etc.) también contribuyen a aumentar la acidez y mal olor de los crudos y productos. Los metales contenidos en los crudos, dificultan y encarecen los procesos de refinación a que son sometidos dichos crudos. Entre los metales más frecuentes presentes en los petróleos crudos se encuentran el hierro, vanadio y níquel.^[6]

2.3.3. Factores que Determinan la Composición del Crudo

En general las diferencias en composición que presentan los crudos vienen determinadas por el tipo de kerogeno, el cual depende del tipo de materia orgánica que le dio origen, su historia geológica particular, el grado de soterramiento, procesos

de biodegradación, así como también procesos de desasfaltación natural y otros factores como la migración del crudo, entre otros influyen en la composición del petróleo crudo. [6]

2.3.4 Clasificación de los Hidrocarburos

Los componentes del petróleo pueden dividirse en: Hidrocarburos, compuestos oxigenados, compuestos de azufre, compuestos nitrogenados, compuestos resinosos y asfálticos y compuestos metálicos. Como hidrocarburos, todos los demás compuestos presentes en el petróleo son sustancias orgánicas que contienen carbono. Los componentes resinosos y asfálticos contienen oxígeno y se trata como clase especial por sus propiedades físicas. Los átomos de carbono forman el esqueleto de los hidrocarburos. Su número y disposición o arreglo determinan la clase de hidrocarburos que se tiene. Los átomos de carbono pueden combinarse en forma de una cadena larga; con ramificaciones laterales; en forma de anillo; de dos o más anillos, y combinaciones de cualquiera de estos tipos. Estos se clasifican en familias o series, de acuerdo con el arreglo o disposición que tienen los átomos de carbono dentro de la molécula del hidrocarburo. Los hidrocarburos del petróleo son: Parafínicos (alcanos), cicloparafinas (cicloalcanos y nafténos), olefínicos y aromáticos. [6]

2.3.4.1 Hidrocarburos Saturados

Los hidrocarburos saturados son la principal clase de compuestos encontrados en el petróleo y en la mayoría de los derivados. En su estructura poseen enlaces simple C-C (con los otros enlaces saturados con átomos de Hidrógeno). Las moléculas pueden ser ordenadas en diversas configuraciones: [6]

2.3.4.2 Alifáticos

Los nombres comunes para este tipo de compuestos son alcanos e iso-alcanos. La industria del petróleo se refiere a estos compuestos como parafinas e, isoparafinas

respectivamente. De cadenas lineales o ramificados, con la fórmula general, C_nH_{2n+2} .^[6]

✓ **Hidrocarburos Parafínicos** (C_nH_{2n+2})

Cuando los átomos de carbono están extendidos en una cadena, los hidrocarburos reciben el nombre de hidrocarburos parafínicos. La familia parafínica tiene un rango desde un átomo de carbono (CH_4) hasta 40 átomos de carbonos.^[6]

✓ **Hidrocarburos con Cadena Ramificada o “Isoparafinas”** (C_nH_{2n+2})

Los isómeros estructurales son compuestos que presentan la misma fórmula condensada pero diferente distribución de los átomos en la cadena hidrocarbonada. El alcano butano (C_4H_{10}) tiene dos formas de unir los átomos de carbono por lo cual posee dos isómeros estructurales que se conocen como el Butano Normal y el Isobutano.^[6]

2.3.4.3 Alicíclicos

Estos compuestos son hidrocarburos saturados que contienen uno o más anillos los cuales pueden también contener cadenas unidas saturadas. Son también llamados cicloalcanos. La industria del petróleo los denomina comúnmente naftalenos o cicloparafinas. Compuestos cíclicos con la fórmula general: C_nH_{2n} .^[6]

✓ **Ciclo Parafinas o Naftenos**

Una cadena de tres o más átomos de carbono saturados se puede doblar para formar un hidrocarburo cíclico circular. Estos hidrocarburos se llaman “Ciclo- Parafinas” pero también reciben el nombre de “Naftenos” o “Hidrocarburos Nafténicos”.^[6]

2.3.4.4 Hidrocarburos Insaturados

Esta clase de compuestos tiene al menos dos átomos de carbono en la molécula unidos por un enlace doble o triple ($C=C$ para alquenos, y $C\equiv C$ para alquinos).

Estos compuestos no se encuentran en el petróleo crudo y son producidos principalmente en procesos de Craqueo en la producción.^[6]

2.3.4.5 Alquenos /Olefinas

Estos compuestos pueden ser cadenas lineales, ramificados o compuestos cíclicos. La fórmula general es: C_nH_{2n} .^[6]

✓ **Hidrocarburos Olefínicos** (C_nH_{n2})

Esta serie está generalmente ausente en los crudos, pero se produce mediante procesos de refinería como la desintegración (haciendo moléculas pequeñas de las grandes).

Estas moléculas relativamente inestables mejoran la calidad antidetonante de la gasolina, aunque no tan eficazmente como las iso-parafinas.^[6]

✓ **Hidrocarburos Aromáticos o Serie Bencénica** (C_nH_{2n-6})

Los compuestos aromáticos son una clase especial de hidrocarburos insaturados. Estos hidrocarburos son muy importantes, debido a que poseen un octanaje elevado sirven para elaborar una diversidad de productos químicos.^[6]

2.4 Bases de Crudos

En vista de la inmensa variedad de petróleos crudos conocidos, se les ha clasificado en cuatro grupos, en función a ciertas propiedades, que los refinadores conocen con el nombre de base. Cada grupo tiene ciertas características físicas y químicas.^[6]

2.4.1 Crudos de Base Nafténica

Por lo general, contienen una proporción relativamente grande de fracciones volátiles, es decir, compuestos que se evaporan con facilidad y en algunos casos aislados son tan livianos que son casi gasolina pura, presentan poco o ninguna parafina, pero sí material asfáltico en grandes proporciones. Estos crudos se encuentran generalmente en Rusia, Perú, en los yacimientos petrolíferos de los Estados Unidos, en el estado de California y en la Costa del Golfo de México.

Los petróleos crudos de base nafténica son los que tienen un mayor contenido de ciclo parafina (nafténos) y de aromáticos que los parafínicos, aunque estos últimos hidrocarburos son predominantes se caracterizan por su mediano o bajo índice de

viscosidad (según el proceso de refinación utilizado), menores puntos de fluidez y generalmente por una menor estabilidad a la oxidación.^[6]

2.4.2 Crudos de Base Parafínica

Contiene parafina y muy poco o ningún material asfáltico, son aptos para obtener gasolina de bajo octanaje. Las parafinas livianas nos dan buenos aceites combustibles para uso doméstico que no producen humo cuando se queman. Las parafinas más pesadas, contienen cristales blancos y blandos, que cuando son aislados y refinados forman el producto común que llamamos cera parafínica. Los yacimientos de Pennsylvania, West Virginia, son ejemplos de esta clase de crudo, en Venezuela podemos nombrar el crudo Santa Rosa y San Joaquín.^[6]

2.4.3 Crudo de Base Asfáltica

Tienen una estructura química sumamente compleja y no muy bien entendida, contiene además de hidrógeno y carbono una considerable cantidad de azufre y metales. Su nombre les proviene del hecho de que los residuos resultantes de la destilación al vacío de dichos crudos, constituyen sustancias sólidas a temperatura ambiente muy parecida a asfaltos naturales, los cuales se utilizan en la pavimentación de carreteras y trabajos de impermeabilización. Los ejemplos más conocidos de estos crudos están en México y Venezuela. Los petróleos crudos de base asfáltica son del producto de la destilación al vacío de fracciones residuales. También se obtienen como subproducto durante la desasfaltación de fracciones lubricantes pesadas (aceite residual sin parafina); en ambos casos, puede necesitar destilación posterior al vacío para obtener el grado de viscosidad y penetración requerido en los productos comerciales. Existe una variedad de grados de asfalto y entre los principales se cuenta:

- ✓ Asfalto de penetración (cemento asfáltico)
- ✓ Asfalto diluido con solventes (disolubles)
- ✓ Asfaltos emulsionados (con agua)

- ✓ Asfaltos duros y Asfaltos oxidados (con aire)

Los crudos asfálticos contienen poca o ninguna parafina, pero sí material asfáltico en grandes proporciones. Estos crudos son utilizados para la producción de aceites lubricantes. [6]

2.4.4 Crudos de Base Mixta o Intermedio

La mayoría de los crudos Venezolanos, están compuestos de hidrocarburos Parafínicos, Nafténicos y Asfálticos, en proporciones tan balanceadas que no sería correcto ponerlos en ninguna de las tres clases anteriores. [6]

2.5. Clasificación de los Crudos de Acuerdo a su Gravedad API

En Venezuela para clasificar los crudos se fundamenta en su densidad relativa, la cual se mide según sean más livianos o más pesados que el agua. La mayoría de los crudos tienen densidades menores de 1 g/cm^3 o sea que flotan en el agua, por ser menos densos que ésta. Mientras más liviano es un crudo, mejor es su calidad y mayor es su precio. En la industria petrolera es muy común expresar la densidad relativa de un crudo o su gravedad específica en grados API, unidad creada por el "American Petroleum Institute". En esta escala, cuanto más ligero es un petróleo, mayor es su gravedad API y cuanto más pesado es el crudo, menor será su gravedad API). Para efectos de fiscalización, el Ministerio de Energía y Petróleo (MENPET) clasifica los crudos del modo siguiente, atendiendo a su °API:

- ✓ **Condensados Naturales:** Son crudos cuya gravedad @ $15,6 \text{ }^\circ\text{C}$ ($60 \text{ }^\circ\text{F}$), es igual o mayor de $50 \text{ }^\circ\text{API}$.
- ✓ **Petróleos Livianos:** Son aquellos cuyas gravedades @ $15,6 \text{ }^\circ\text{C}$ ($60 \text{ }^\circ\text{F}$), están comprendidas entre $30,0$ y $49,9 \text{ }^\circ\text{API}$.
- ✓ **Petróleos Medianos:** Son aquellos cuyas gravedades @ $15,6 \text{ }^\circ\text{C}$ ($60 \text{ }^\circ\text{F}$), están comprendidas entre $22,0$ y $29,9 \text{ }^\circ\text{API}$.

- ✓ **Petróleos Pesados:** Son crudos cuyas gravedades @ 15,6 °C (60 °F), están comprendidas entre 14,0 y 21,9 °API.
- ✓ **Petróleos Extra - Pesados:** Son crudos cuyas gravedades @ 15,6 °C (60 °F), son iguales o menores de 13,9 °API.^[6]

2.6. Propiedades Físicas de los Hidrocarburos

2.6.1 Densidad

Es una relación de masa por unidad de volumen. Las densidades de los gases son bastante difíciles de medir, siendo uno de los sistemas utilizados el de la balanza de Edward, en el cual se compara el peso de un bulbo lleno de aire con el peso del mismo bulbo cuando se encuentra lleno del gas de densidad desconocida.^[7]

2.6.1.1 Factores que afectan la densidad de los crudos

- ✓ **Temperatura:** La densidad de una sustancia disminuye lentamente cuando aumenta la temperatura, salvo a temperaturas de transición de una fase a otra en condiciones en las cuales cambia la estructura molecular como disociación y asociación química. Cuando aumenta la temperatura en un fluido, la densidad disminuye y por ende el crudo aumenta su gravedad API.^[7]
- ✓ **Presión:** La compresibilidad isotérmica es una medida de la influencia de las variaciones de la presión sobre la densidad, en general, la compresibilidad de los líquidos disminuye lentamente cuando aumenta la presión trayendo como consecuencia un aumento en la densidad, haciendo que el crudo fluya de una manera más lenta.^[7]

2.6.2 Densidad relativa

Es una relación entre la densidad de un fluido y la densidad de un fluido patrón, ambas medidas a las mismas condiciones de presión y temperatura.^[7]

2.6.3. Gravedad API

Es una escala empírica desarrollada por el Instituto Americano del Petróleo, la cual es usada en la industria del petróleo tomando una temperatura de 60 °F. En este sistema al agua se le asigna un valor arbitrario de 10 °API.^[7]

2.6.3.1. Factores que afectan la gravedad API

- ✓ **Presión:** Puede ser considerada casi independiente de la presión, motivado a que ésta es función de la gravedad específica que a su vez es función de la densidad.^[7]
- ✓ **Temperatura:** Un aumento de la temperatura puede generar una pérdida considerable de hidrocarburos que posean un bajo punto de ebullición y esto trae como consecuencia que se produzca una reducción en la masa contenida en el cilindro ocasionando errores en la lectura del hidrómetro.^[7]

2.7. Facilidades de Superficie

El objetivo fundamental de las facilidades de superficie en operaciones de producción es de transportar los fluidos producidos por los pozos y separar los mismos en sus tres componentes básicos: crudo, gas y agua.^[7]

2.8. Recolección y Almacenamiento de Crudos

En la mayoría de los campos petroleros existe un sistema integrado por oleoductos y centros de recolección y almacenamiento de crudos. Las dimensiones del sistema dependen principalmente de las propiedades propias del campo, su ubicación, número y características de los pozos. La ubicación deseable de los centros de recolección y almacenamiento deben considerar: el volumen de fluidos que se producen, las características de los pozos y distancias que los separa, el programa de desarrollo, etc.

El factor económico es esencial en la selección y ubicación de las estaciones de flujo. Así por ejemplo, se pueden hacer estudios sobre la adición de una estación

para un número reducido de pozos y compararlos con la creación de nuevas líneas de flujo para servir a todos los pozos sin incrementar las estaciones de flujo. A medida que un campo se desarrolla, se hace necesario construir nuevos centros de recolección.

Sin embargo, las nuevas instalaciones deben ser justificadas. Las líneas de flujo y los sistemas de recolección y almacenamiento están destinados a los mismos fines en la mayoría de los campos. Una vez que el conjunto crudo-agua-gas-sedimento sale del cabezal del pozo, fluye a las estaciones más cercanas.

En la estación de flujo se efectúa la separación gas-líquido. El gas fluye a estaciones compresoras o a otro destino. El líquido pasa a los depósitos de recolección de esa estación, de allí es enviado posteriormente a plantas de tratamiento para su deshidratación, desalación, remoción de sedimentos y estabilización según los casos.

Finalmente, se envía a los depósitos principales en el Patio de Tanque. La totalidad de la producción del campo se almacena en los patios de tanques y de allí a los terminales de embarque. ^[7]

2.9. Clasificación de los Hidrocarburos por Segregación

Una **Segregación**: Es el crudo producido en un área operacional proveniente de los pozos perforados en diferentes yacimientos con características especiales. Se clasifican en: ^[8]

2.9.1 Segregaciones Comerciales

Son mezclas específicas de crudos estables en su composición y propiedades que se hacen con fines comerciales. Las segregaciones le permiten a la industria la

flexibilidad necesaria para lograr mayor capacidad y eficiencia en la obtención de productos y asegurar la mayor captación de mercados internacionales. ^[8]

2.9.2 Segregaciones Operacionales

Son aquellos crudos con características físico-químicas similares y/o compatibles recolectados y tratados en sistemas independientes para luego ser refinados y así obtener productos de calidad y especificaciones comerciales definidas. ^[8]

2.10 Azufre

El azufre, es un metaloide de color amarillo, insípido, que se quiebra con facilidad y que por frotación se electriza y da un olor agrio característico. Se funde a baja temperatura y al arder desprende anhídrido sulfuroso. Su símbolo es S. ^[9]

2.11 Contenido de Azufre

Cuando se destila un crudo, los derivados de azufre tienden a concentrarse en las fracciones más pesadas dejando las fracciones más livianas con un contenido relativamente bajo de azufre.

El límite de tolerancia de las concentraciones de azufre depende del tipo de compuesto y del uso final de la fracción, lo que da mayor importancia a las pruebas de contenido de azufre. El contenido de azufre, está estrictamente limitado por especificaciones en la mayoría de los productos de petróleo.

Para cumplir con las especificaciones y eliminar el exceso de azufre se requieren generalmente procesos complejos de refinación, aunque se pueden alcanzar los mismos resultados efectuando una mezcla con una base de bajo contenido de azufre. Aunque las fracciones más ligeras de petróleo son por naturaleza de bajo contenido de azufre, las especificaciones son más estrictas. El precio del petróleo está directamente relacionado a los niveles de azufre, mientras mayor es su contenido

menor será el costo del crudo por barril, debido a la necesidad de aplicar tecnologías para disminuir el azufre y adecuarlo posteriormente a las exigencias del mercado.

Atendiendo al contenido total de azufre, los crudos se clasifican en:

- **De alto azufre:** Cuando contienen más del 2% peso de azufre total.
- **De medio azufre:** Contenido de azufre total comprendido entre 0,1 y 2% peso.
- **De bajo azufre:** Si el contenido de azufre es inferior a 0.1% peso.

El contenido de azufre, puede ser determinado por diferentes métodos, entre los cuales se cuentan: azufre por espectrometría de Rayos X (ASTM D-2622), Azufre método de alta temperatura (ASTM D-1552), Azufre mediante método de la bomba (ASTM D-129) Aplica al petróleo crudo y a todos sus derivados gaseosos y líquidos.
[10]

2.12. La corrosión

La corrosión puede definirse como la destrucción de un material por interacción química, electroquímica o metalúrgica entre el medio y el material. Generalmente es lenta, pero de carácter persistente, sin embargo puede ser controlado. Su principal causa es la inestabilidad de los metales en sus formas refinadas; los mismos tienden a volver a sus estados originales a través de los procesos de corrosión.^[11,12]

Aunque la corrosión es por lo general indeseable, hay casos donde puede ser utilizada para un fin específico. Los procesos de anodizado, la limpieza de óxidos formados en la superficie de hierros y aceros y las baterías, son algunos ejemplos donde este fenómeno se ha dirigido para producir y no para destruir.^[13]

2.12.1. Clasificación de la Corrosión

La corrosión ha sido clasificada de diferentes maneras. Un método la divide en: Corrosión a baja temperatura y corrosión a alta temperatura. Otro, la separa en:

Corrosión por combinación directa u oxidación y corrosión electroquímica; otra la divide en: Corrosión húmeda y corrosión seca. ^[14]

2.12.2 Corrosión en la Industria del Petróleo y el Gas

Un problema frecuente en el manejo de fluidos multifásicos es el fenómeno de corrosión que ocurre debido a las reacciones de los gases corrosivos, como el dióxido de carbono (CO_2) y el sulfuro de hidrógeno (H_2S), con el agua libre o condensada. La corrosión está directamente relacionada con las condiciones de operación, características del fluido, concentración de H_2S y CO_2 , cantidad de agua, temperatura y presión. Así mismo, con parámetros como los componentes presentes en el agua de formación, velocidades y patrones de flujo, que pueden definir en gran medida la intensidad del daño interno. La corrosión es un problema indeseable y no controlarla puede ocasionar deterioro de costosos equipos e instalaciones, incrementando el índice de fallas de equipos ^[15]

2.12.3 Corrosión por CO_2

El dióxido de carbono (CO_2) es uno de los elementos presentes en los fluidos que provoca graves daños en la industria petrolera. Frecuentemente, produce fallas severas en los dispositivos, equipos y sistemas de las instalaciones, en las áreas básicas de la producción de petróleo y gas, y todas sus formas de manejo y almacenaje. ^[16]

2.12.4 Corrosión por H_2S

El sulfuro de hidrógeno (H_2S) es otro de los componentes que se presenta con frecuencia, aunque en concentraciones menores. Posee un olor desagradable y es incoloro; químicamente es más activo que el CO_2 y cuando se encuentra en altas concentraciones, al gas natural se le denomina gas agrio. ^[15]

2.12.5 Corrosión por Efecto Combinado de CO₂ y H₂S

El gas proveniente de los pozos de producción presenta mezclas en concentraciones variables de H₂S, CO₂ y otros contaminantes. La presencia de alguno de estos agentes, en medio acuoso, es capaz de producir graves daños por corrosión, pero la combinación de los mismos puede acelerar o disminuir la velocidad de corrosión y la criticidad del daño esperado. Es importante el efecto del H₂S en la corrosión por CO₂ y su comportamiento, ya que pueden formarse películas, producto de la corrosión en forma competitiva entre el sulfuro de hierro (FeS) y carbonato de hierro (FeCO₃), lo que puede, en función de la temperatura, concentración del agente corrosivo y presión, acelerar o disminuir la velocidad de corrosión. Por esta razón, se considera importante definir cuál de los mecanismos de corrosión (por CO₂ o por H₂S) es predominante, antes de determinar el comportamiento de la velocidad de corrosión en un sistema determinado.^[15]

2.13 Aspectos Generales de una Estación de Flujo

Una estación de flujo representa las primeras facilidades de superficie, cuya función es fundamental en las operaciones de producción y consta de un conjunto de equipos interconectados que permiten recibir la producción de petróleo proveniente de los pozos ubicados en su vecindad, separar las distintas fases de este fluido multifásico, las mide periódicamente, almacenar temporalmente el crudo desgasificado y finalmente hace la distribución de los distintos fluidos. Las funciones de una estación de flujo recolectora son: recolectar la producción de los diferentes pozos a 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 y proporcionar un sitio de almacenamiento provisional de petróleo. ^[8]

2.13.1 Componentes básicos de una estación de flujo

2.13.1.1 Sistema de Distribución

Es el sistema que comprende las líneas de flujo superficiales, el múltiple y el conjunto de válvulas que se encuentran en las tuberías o líneas de flujo que enlazan el múltiple y los separadores, los separadores y los tanques con las bombas. [8]

2.13.1.1.1 Líneas de Flujo Superficiales

Son aquellos sistemas de manejo que transportan el flujo en forma bifásica desde los pozos hasta un punto de convergencia denominado múltiple. Se refiere a la tubería que conecta el cabezal de un pozo con su respectiva estación de flujo, la figura 2.2 representa líneas de flujo superficiales. [8]



Figura 2.2 Línea de flujo. [Fuente: Campo Furrial (Este)]

2.13.1.1.2 Múltiples de Producción

Es la parte del sistema de producción en el cual se mezcla la producción de varios pozos antes de ser enviada a los trenes de separación de gas- petróleo. Consiste en varios tubos colocados en forma horizontal, paralelos uno con respecto a los otros mediante los cuales la mezcla petróleo-gas se recolecta en un solo tubo para ser enviada a los separadores, tal como se muestra en la Figura 2.3. [8]



Figura 2.3 Múltiple de Producción. [Fuente: Campo Furrial (Este)]

2.13.1.1.3 Válvulas

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, éstas generalmente están compuestas por tres partes, el cuerpo el cual debe ofrecer la adecuada resistencia a las presiones no sólo del fluido sino también de los componentes internos.

El obturador, que es el elemento móvil y que tiene como función primordial abrir, restringir o bloquear la sección de paso del fluido. Por último, los mecanismos de accionamiento que pueden ser manuales, hidráulicos, neumáticos o eléctricos. Las válvulas permiten, cerrar o dejar pasar el fluido, prevenir el contraflujo, regular y desahogar presiones, regular o estrangular el fluido, en la figura 2.4, se muestra una válvula de seguridad. ^[8]

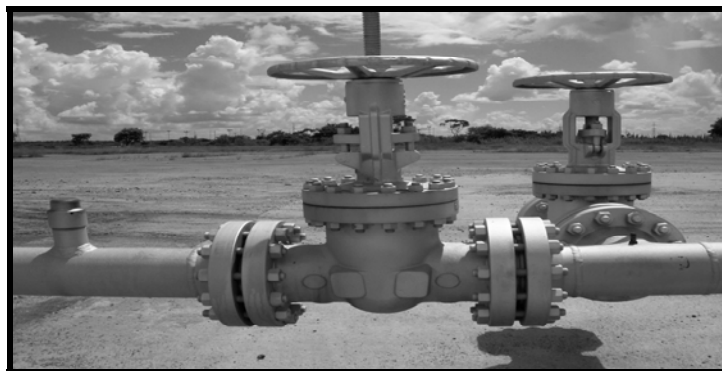


Figura 2.4 Válvula. [Fuente: Campo Furrial (Este)]

2.13.1.2 Sistema de Separadores

Comprende el conjunto de separadores existentes en una estación de flujo. Constituyen los equipos principales en el proceso de separación y pueden describirse como recipientes presurizables, diseñados para llevar a cabo la separación de las distintas fases de una mezcla fluida que ingresa en su interior. Ver figura 2.5. ^[8]

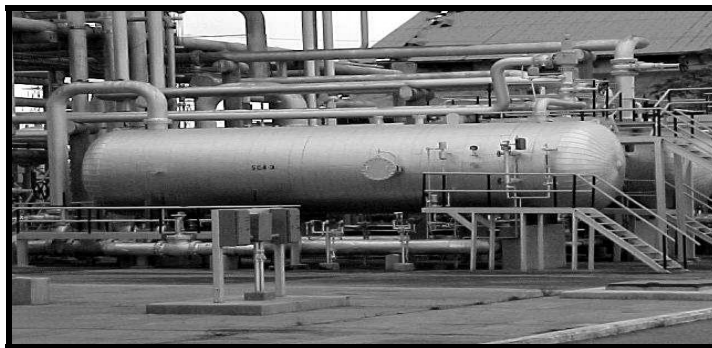


Figura 2.5 Separador de Gas/ Líquido. [Fuente: PDVSA, Gerencia Jusepin]

2.13.1.2.1 Funciones de los separadores

- Permitir una primera separación entre los hidrocarburos, esencialmente líquidos y gaseosos
- Recolectar las partículas presentes en la fase gaseosa, con lo cual se logra una mejor separación de los fluidos.
- Liberar parte de la fracción de gas en solución, que aun pueda permanecer en la fase líquida, para así obtener crudo libre de gas.
- Realizar la descarga de petróleo y gas por separado, para evitar que se puedan volver a mezclar parcial o totalmente ^[8]

2.13.1.2.2 Depuradores gas

Son equipos fundamentales en el proceso previo a la distribución del gas fuera de la estación. Estos pueden definirse como recipientes a presión, que se utilizan

básicamente para remover pequeñas cantidades de líquido de una mezcla predominantemente gaseosa, proveniente del tren de separación. Los depuradores son separadores no convencionales, que no poseen capacidad para hacer una separación gas/líquido eficiente, cuando los volúmenes de líquidos son muy altos. También es función de este recipiente recoger el líquido proveniente de cualquier mal funcionamiento de los separadores. ^[8]

2.13.1.3 Sistema de Tanques

Los tanques son recipientes metálicos de forma cilíndrica destinados al almacenamiento temporal de líquidos o gases procedentes de los pozos. Algunas funciones que desempeñan los tanques son: proveer una capacidad de almacenamiento provisional, realizan la última etapa de separación a presión atmosférica (Patm), actuar como tanques de sugerencia, es decir, estabilizan el crudo; de tal forma que reducen la turbulencia del fluido antes de llegar éste a las bombas, mejorando así su eficiencia, en la figura 2.6 se muestra un tanque de almacenamiento crudo.



Figura 2.6 Tanques de almacenamiento de crudo. [Fuente: Estación Principal Jusepin -2]

Los tanques más usados en facilidades de superficie de producción petrolera pueden clasificarse según su función:

- Tanque para el almacenamiento de crudo sucio o limpio.
- Tanques para probar pozos.

En la clasificación anterior no se incluye los tanques de lavados, ya que su diseño es especial, y su propósito no es almacenar crudos. ^[8]

2.13.1.3.1 Funciones que cumplen los tanques de almacenamiento

- Realizan la última etapa de separación a presión atmosférica.

- Provee una capacidad de almacenamiento provisional.
- Suelen actuar como tanques de surgencia, de tal forma que reduce la turbulencia del fluido, antes de llegar este a la bomba, mejorando así su eficiencia. ^[8]

2.13.1.4 Sistema de bombeo

Tiene como función principal suministrarle al fluido la energía necesaria para llegar por medio del oleoducto a los tanques de almacenamiento provisional, este sistema comprende las bombas y los motores utilizados para accionarlos. Entre las bombas más utilizadas en la industria se encuentran:

- Bombas Centrífugas: son para fluidos livianos a medianos.
- Bombas Reciprocantes: son para fluidos viscosos.

A este arreglo se le agregan ciertos dispositivos que facilitan las operaciones de producción tales como: calentadores o calderas, enfriadores y equipos auxiliares, en la figura 2.7 se muestra una sala de bombas. ^[8]

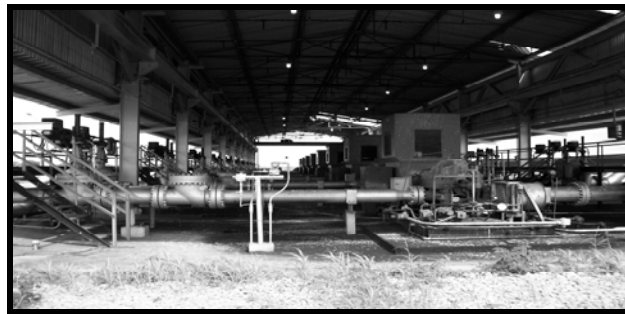


Figura 2.7 Bombas de Succión de Crudo. [Fuente: Estación de Rebombeo 1]

2.13.1.4.1 Tipos de bombas más usados en la Industria

2.13.1.4.1.1 Bombas Centrífugas

Una bomba centrífuga es un tipo de bomba hidráulica que transforma la energía mecánica de un impulsor rotatorio en energía cinética y potencial requerida. Aunque la fuerza centrífuga producida depende tanto de la velocidad en la periferia del

impulsor como de la densidad del líquido, la energía que se aplica por unidad de masa del líquido es independiente de la densidad del líquido. Las bombas centrífugas tienen un uso muy extenso en la industria ya que son adecuadas casi para cualquier servicio. Son comunes las que tienen capacidades entre 5000 y 6000 galones por minuto. Las cargas pueden ser hasta de 500 a 600 pie con motores eléctricos de velocidad estándar. Es la más adecuada para manejar más cantidad de líquido que la bomba de desplazamiento positivo. [8]

2.13.1.4.1.2 Bombas Reciprocantes.

Llamadas también alternativas, en estas máquinas, el elemento que proporciona la energía al fluido lo hace en forma lineal y alternativa. Son aquellas a las cuales se le agrega energía periódicamente mediante la aplicación de fuerza a uno o más límites móviles de un número deseado de volúmenes que contiene un fluido, lo que resulta en un incremento directo en presión hasta el vapor requerido para desplazar el fluido a través de valores o aberturas en las líneas de descarga. Estas bombas son utilizadas para fluidos viscosos. [8]

2.14 Estación de Descarga.

Es el lugar donde converge el petróleo proveniente de las estaciones de flujos, siendo su función principal la deshidratación del mismo para luego ser enviados a los patios de tanques. Ver figura 2.8, estas estaciones reciben crudo de estaciones de flujo y de pozos individuales. [8]



Figura 2.8 Estación de Descarga. [Fuente: Patio de Tanques Tejero]

2.14.1 Áreas de las Estaciones de Descargas

- **Área de Separación:** Consta de separadores y su función principal es separar crudo del gas contenido. En esta sección, también se inyecta química anti-emulsificante, para facilitar la separación crudo agua.
- **Área de Calentamiento:** Consta de calentadores u hornos y su función es calentar el crudo para la posterior separación del agua del mismo.
- **Área de Deshidratación:** Consta de tanques de lavado de diversas capacidades, para separar el agua del crudo.
- **Área de almacenamiento:** Consta de tanques, los cuales son utilizados para almacenar el crudo listo para su transferencia.
- **Área de bombeo:** Consta de bombas (rotativas, de tornillo o reciprocantes) utilizadas para la transferencia del crudo almacenado al patio de tanques, donde posteriormente será transferido para su venta.
- **Planta de agua salada:** Tiene como propósito recolectar, almacenar e inyectar el agua salada generada como consecuencia del proceso de tratamiento de crudo a los pozos inyectoros.^[8]

2.15 Descripción del Proceso de Explotación del Campo Furrial (Este)

En la Gerencia de Operaciones Distrito Furrial, el proceso de producción de fluidos consta de dos fases, una fase de extracción y recolección de fluidos, la cual se lleva a cabo en los campos productores el Furrial (Este), y una fase de manejo y procesamiento del mismo a través de los proceso de separación crudo-gas, estabilización y deshidratación de crudo, que se realiza en las instalaciones de la Estación Principal Jusepín 2 (EPJ-2) ubicada en el Complejo Jusepín donde se recibe el crudo del campo Furrial (Este), con una infraestructura asociada a la fase de extracción de crudo constituida por 106 pozos activos. La explotación de los pozos de los campos El Furrial (Este), El Corozo y Amarilis, y la fase de manejo y procesamiento de crudo es canalizada por la Superintendencia de Producción

Maturín. La producción de estos campos converge primeramente en seis (6) múltiples localizados estratégicamente en el campo Furrial (Este), los cuales son: MPF-1 (Múltiple Furrial 1), MPF-2, MPF-3, MPF-4, MF-Macolla-8 y El Corozo. Ver figura 2.9.

El procesamiento de esta producción se lleva a cabo en la Estación Principal Jusepín 2 (EPJ-2), ubicada en las afueras del Pueblo de Jusepín, al Nor-Oeste de la Ciudad de Maturín, la cual cuenta con ocho (8) módulos de producción (I, II, III, IV, V, VI, VII y VIII) para la separación del crudo y gas, tres (3) módulos de prueba (JOM, Módulo II y IV de prueba) para el monitoreo de los pozos . [4]

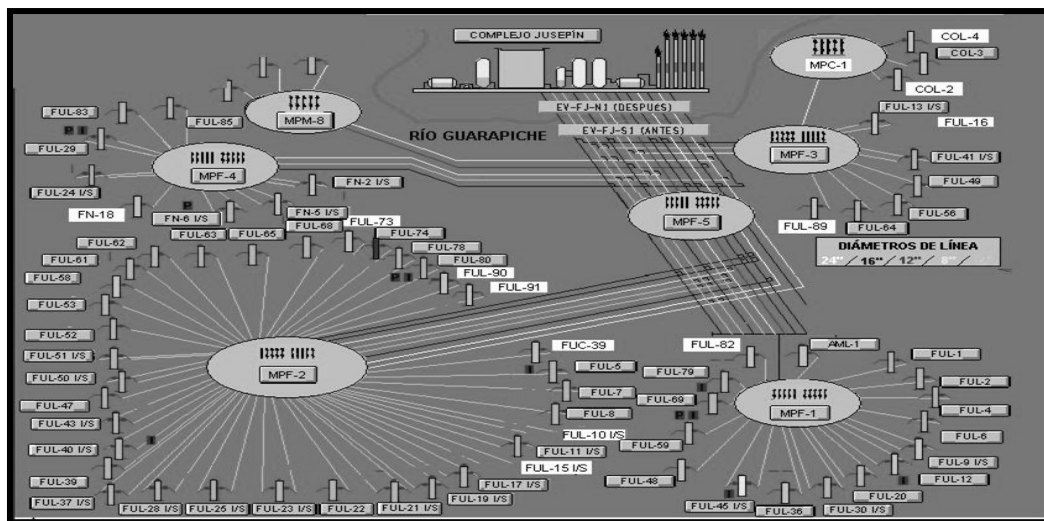


Figura 2.9. Esquema de recolección de crudo. Pozos del área Este y Centro del Furrial. [Fuente: PDVSA, Gerencia Jusepín]

2.16 Manejo y Procesamiento de Crudo en la Estación Principal Jusepín-2 (EPJ-2)

El sistema de líneas troncales esta conformada por 14 oleoductos laterales (6" prueba, 6"media, 6"JOM, 8"JOM, 8"mojado, 12"mojado, 16"A/B/C/D/E/F/ y 24" los cuales manejan producción humedad (corte de agua > 0.7%) Ver figura 2.9.

En el múltiple de entrada a la EPJ-2 la producción es distribuida en los 8 módulos de producción (I, II, III, IV, V, VI, VII y VIII) de acuerdo a la presión (500, 120 ó 45 psig). Ver Tabla 2.1, distribución de la producción en los siete módulos de producción.

En los módulos de producción se ejecutan los procesos de separación gas/líquido. El gas es enfriado y depurado, para ser enviado posteriormente a las Plantas Compresoras de Jusepín. El crudo ya desgasificado, es enfriado y enviado a los tanques de estabilización 10.001/2/3/4/5/6.

El crudo es enviado posteriormente a la Planta de Deshidratación a fin de deshidratar el agua emulsionada en crudo, una vez que el crudo obtiene un contenido de AyS <0.7% es enviado a Patio de Tanque Jusepín-2 para su fiscalización y comercialización.^[4]

Tabla 2.1. Distribución de la alimentación de la EPJ-2.^[4]

Módulos	Etapas de separación (psig)	Capacidad (Mbbbl/d)	Manejo de crudo
I	120/45	56	Húmedo
II	120/45	35	Húmedo
III	120/45	35	Húmedo
IV	120/45	80	Húmedo
V	500/120/45	80	Húmedo
VI	120/45	80	Húmedo
VII - VIII	120/45	80	Húmedo

En la figura 2.10, se representa un croquis de la filosofía de producción que actualmente posee la EPJ-2, a fin de comprender mejor el proceso.^[4]

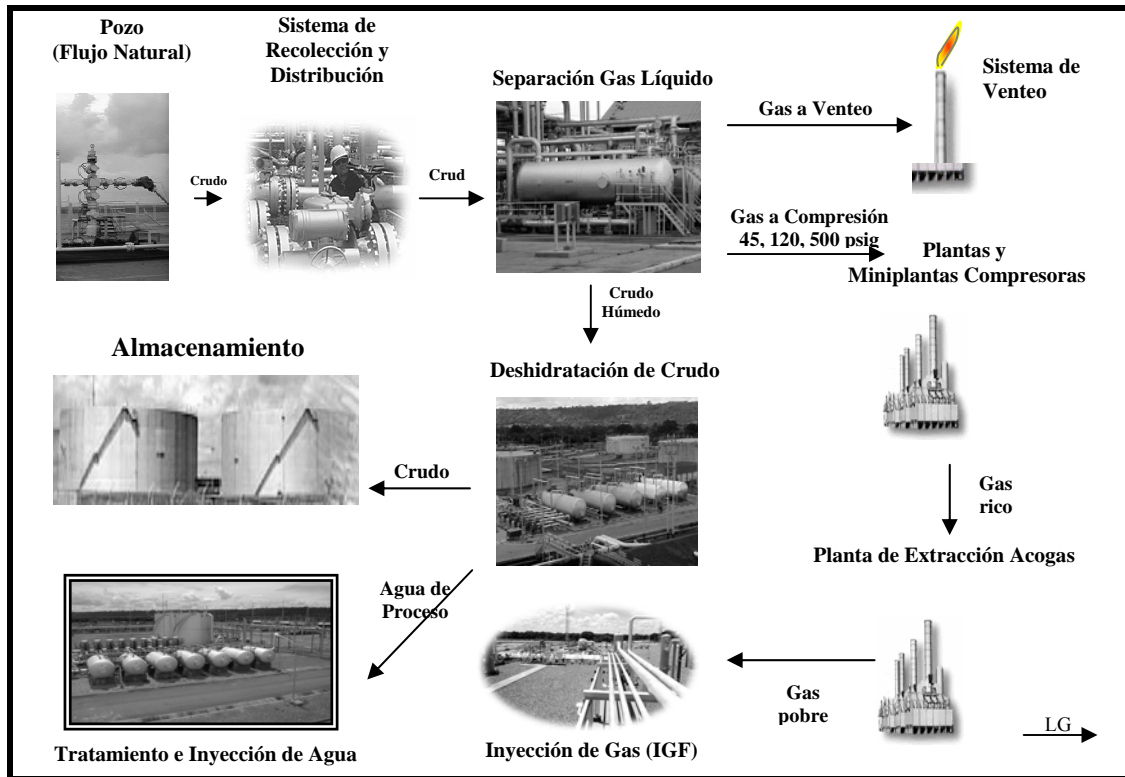


Figura 2.10 Filosofía de operación actual de la Estación Principal Jusepín 2 (EPJ-2). [Fuente: PDVSA, Gerencia Jusepin]

2.17 Descripción de los Procesos de Producción.

En el manejo y procesamiento de crudo que se lleva a cabo en la EPJ-2 se tiene los siguientes procesos de tratamiento de crudo y gas:

1. Separación de gas/líquido.
2. Depuración del gas.
3. Enfriamiento de crudo y gas.
4. Estabilización de crudo.
5. Deshidratación del agua emulsionada en crudo.
6. Tratamiento químico del crudo y gas.
7. Sistema de automatización y control de operaciones.^[4]

2.17.1 Separación y Estabilización

Este proceso se lleva a cabo en los 8 módulos de producción de la Estación de la siguiente manera. [4]

a. Módulo I, II, III, IV, VI, VII y VIII de Producción

Estos módulos reciben el crudo con alto contenido de agua e inicia su recorrido en los separadores verticales de media presión, que trabajan a 120 psig, en ellos, el gas se separa del crudo y cada fase continúa su recorrido. Ver figura 2.11. El Crudo que sale del separador de media, ingresa al separador de baja presión, el cual opera 35 psig. El Gas que sale por la parte superior del separador se dirige hacia el enfriador de media presión (120 psig), donde se disminuye su temperatura a fin de condensar la mayor cantidad de gas, para que cuando éste llegue al depurador (D1-2, D6-2 Y D7-2 en caso del módulo I, VI y VII, respectivamente), las fracciones más pesadas del gas sean extraídas y quede el gas seco, el cual se enviará a las Plantas y Miniplantas Compressoras. [4]

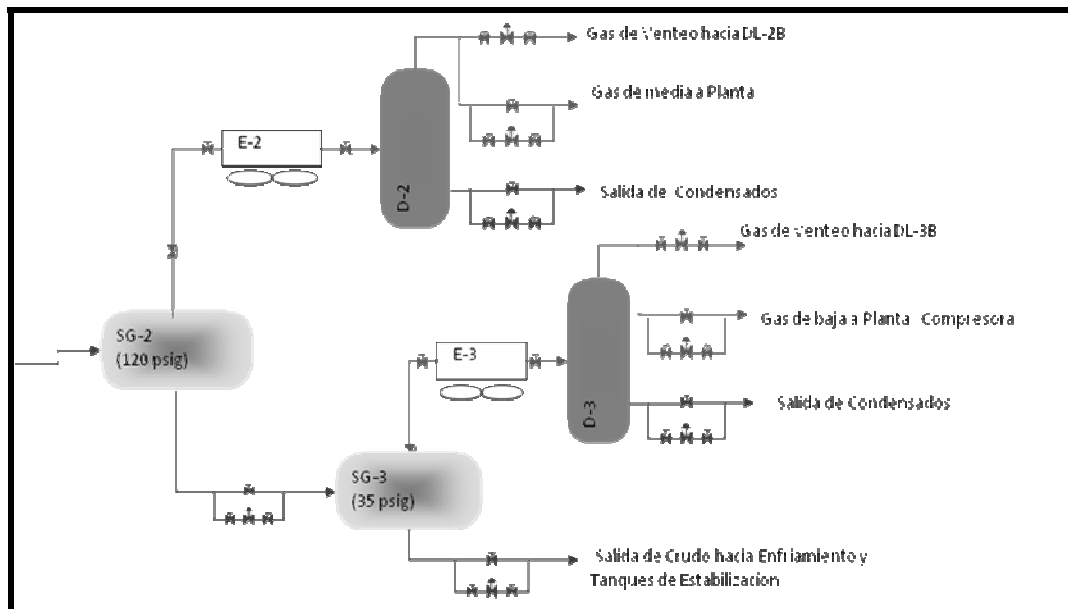


Figura 2.11. Proceso de producción de los módulos I, VI y VII. [Fuente: PDVSA, Gerencia Jusepin]

En el separador de baja presión también se extrae gas del crudo. El gas retirado por la parte superior del separador se dirige hacia el enfriador de baja presión, en donde, condensa parcialmente para posteriormente extraerle el líquido en los depuradores D1-3A y D1-3B para el caso del módulo I y D4-3 y D5-3 en caso del gas del módulo VI y VII, el gas remanente es enviado a la Planta Compresora y los líquidos extraídos son enviados a los Tanque de Estabilización.

Los depuradores poseen a su vez, una línea de venteo que se utiliza como herramienta de seguridad en caso de ocurrir una sobrepresión en el equipo, cuando no se puede enviar gas hacia las Plantas Compresoras por fallas o falta de capacidad en las mismas; el gas venteado que sale por la válvula de seguridad transportado primeramente hasta un despojador, en el que se extraen nuevamente los líquidos que posteriormente son enviados al Tanque de Estabilización y el gas seco remanente se envía al mechurrio para quemarlo.

Los depuradores D1-3A y D1-3B son utilizados además por los separadores de baja presión de los Módulos II, III y JOM.

El crudo proveniente de los separadores es enfriado hasta 140 °F a fin de mantener la eficiencia en los deshidratadores electroestáticos, quienes se encargan de separar la emulsión de agua en crudo que presenta este crudo húmedo. Una vez enfriado es enviado al Tanque de Estabilización 10.001/2/3/4/5/6, y de allí al proceso de deshidratación para luego ser transportado a los Tanques de Almacenamiento para su fiscalización y comercialización.^[4]

b. Módulo V

El módulo realiza la separación en tres etapas (alta, media y baja presión). El proceso comienza en los separadores de alta presión a 500 lpc, seguidamente se incorpora a los de media presión a 120 lpc, posteriormente por los de baja presión a 35 lpc y

finalmente es sometido a un proceso de enfriamiento a 120°F a fin de recuperar la mayor cantidad de líquido antes de que llegue a la etapa de estabilización.

El gas que sale del depurador de alta y baja presión, es enviado a las Plantas Compresoras, a diferencia del proveniente del depurador de media presión que se envía tanto a las Plantas como a las Miniplantas Compresoras. [4]

c. Módulo JOM, Módulo II y IV de prueba

El Módulo Jusepín-Orocual-Manresa mejor conocido como Módulo JOM, solía recibir el crudo proveniente de los pozos ubicados en esos campos. Sin embargo, actualmente se utiliza al igual que el Módulo II y IV de prueba para efectuar las pruebas de los pozos productores del Furrial Este, Corozo y Amarilis.

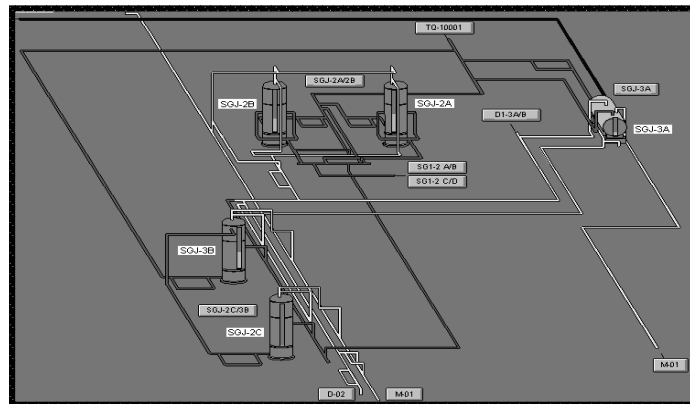


Figura 2.12 Módulo de JOM. [Fuente: PDVSA, Gerencia Jusepin]

En el módulo JOM el proceso de monitoreo de pozos comienza cuando el fluido llega del múltiple de distribución principal a tres separadores verticales de mediana presión (SGJ-2A/B/C). Ver figura 2.12, los cuales trabajan entre 145 y 140 lpcm, a una temperatura de 140 °F y tienen una capacidad total de manejo de fluido de 23 MBPD.

En éstos se separa el gas del crudo, el gas es enviado al depurador D-02 ubicado detrás del módulo, donde además se recibe gas de Boquerón para destinarlo en conjunto hacia las plantas o miniplantas compresoras; y el crudo por su parte, es dirigido a los separadores de baja presión donde el mismo se termina de separar. Los separadores de baja presión (SGJ-3A/B) con los cuales cuenta este módulo son dos, uno de tipo vertical y otro horizontal, los cuales trabajan a 45 lpcm y su capacidad total de procesamiento es de 23.0 MBPD. El gas obtenido del separador de baja es enviado a los depuradores D1-3A y D1-3B ubicados en el Módulo I, y el crudo al tanque de estabilización 10.001.^[4]

2.17.2 Tanques de Estabilización

La Estación Principal Jusepín 2 cuenta con seis (6) tanques estabilizadores (10.001, 10.002, 10.003, 10.004, 10.005 y 10.006), cada uno de ellos ubicado aguas abajo del proceso de separación primaria y de enfriamiento de la fase líquida de cada módulo de producción. Ver figura 2.13. La finalidad de los mismos, es ofrecer mediante un tiempo de retención, una etapa de estabilización de las fases presentes en la corriente líquida, una vez que ha pasado por un proceso termodinámico y termoquímico violento en la etapa previa de separación y enfriamiento descrita anteriormente.^[4]

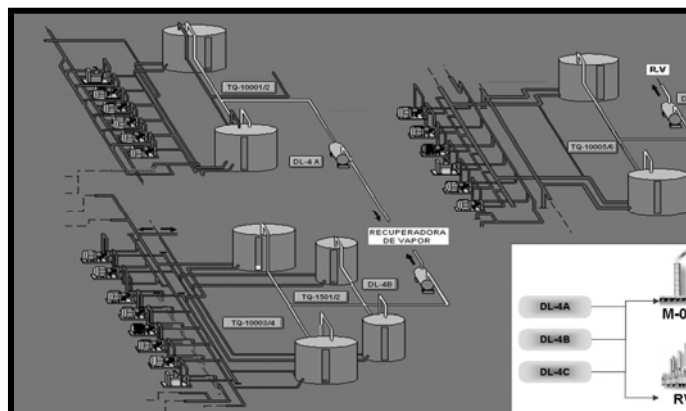


Figura 2.13 Tanques de Estabilización de la EPJ-2. [Fuente: PDVSA, Gerencia Jusepin]

Estos tanques se encuentran distribuidos de la siguiente manera como se muestran en la tabla 2.2.

Tabla 2.2 Distribución de tanques. ^[4]

Tanques	Recibe Producción	Característica del fluido
10.001 y 2	Módulo I, II, III y JOM	Húmedo
10.003 y 4	Módulo IV y V	Húmedo
10.005 y 6	Módulos VI, VII y VIII	Húmedo

El gas liberado en los Tanques de Estabilización, se envía a un despojador de líquido específico para el mismo (DL-4A/B/C), en donde se le extrae gran parte del condensado que arrastró consigo.

Este líquido es incorporado nuevamente a los Tanques de Estabilización, y el gas es transportado a la Planta Recuperadora de Vapor, la cual cumple con dos funciones: La primera, es darle mayor presión al gas para que pueda llegar a la Planta Compresora, y la segunda, es extraerle las últimas gotas de líquido residual que se puedan retirar (éstas son retransportadas al Tanque de Estabilización). ^[4]

2.17.3 Plantas y Miniplantas Compresoras

El sistema de producción de Jusepín contiene además, una serie de plantas y miniplantas compresoras, que se encargan de recoger el gas que libera el proceso de separación, aumentarle la presión, acondicionarlo y enviarlo a los gasoductos para su comercialización a través del Complejo Muscar ubicado en el Distrito Punta de Mata.

[4]

2.17.4 Mechurrio

Por motivos de seguridad, es necesario tener encendidos unos mecheros a los cuales se debe alimentar con una pequeña cantidad de gas. El objetivo de los mismos, es que en el caso de una sobrepresión en alguno de los equipos que manejan gas, se abra la válvula de seguridad correspondiente a dicho equipo y se libere a través de ella el exceso de gas hacia el mechero, donde es quemado a fin de disminuir el riesgo de tener una atmósfera explosiva en la EPJ-2, de esta manera se alivia la presión en los equipos.

En condiciones de operación normal, los mecheros deberían quemar sólo el gas necesario para mantenerse encendidos. Además, dicho gas debe ser pobre (gas seco), es decir, carente de componentes pesados, ya que éstos han sido retirados aguas arriba en el proceso. Actualmente, la estación cuenta con seis (6) mechurrios (M-01, M-02, M-03, M-05 Y M-06) los cuales corresponden al sistema de seguridad de los siguientes módulos. Ver figura 2.14. [4]

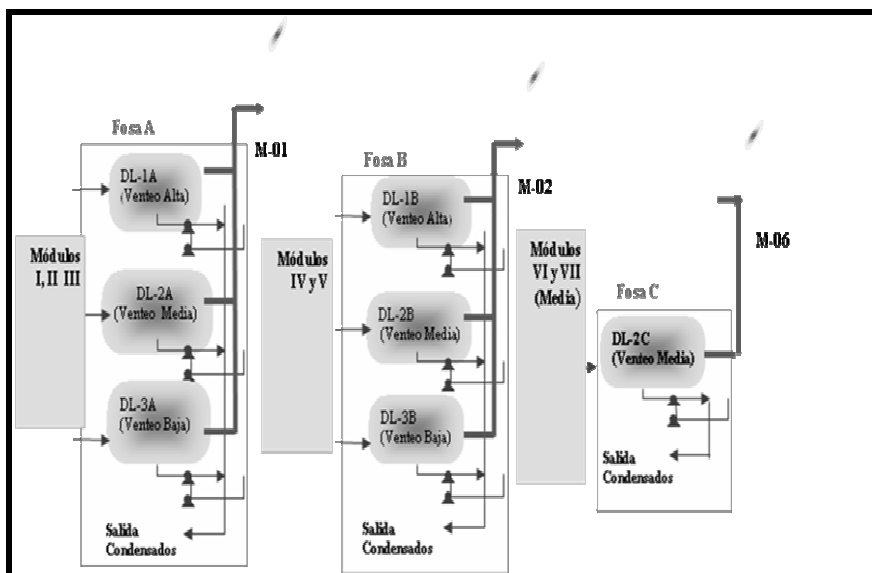


Figura 2.14 Sistema de seguridad de los módulos de producción de la EPJ-2.

[Fuente: PDVSA Gerencia Jusepin]

2.17.5 Despojadores de Líquido

Los despojadores son empleados para la extracción del líquido del gas de venteo proveniente de los depuradores y separadores de los módulos de producción, en la actualidad la EPJ-2 cuenta con diez (10) despojadores de líquido (DL-1A, 2A, 3A, 1B, 2B, 3B, 2C, 4A, 4B y 4C), de los cuales la Superintendencia de Maturín es responsable de los primeros siete y los DL-4A/B/C/D, son responsabilidad de la de Superintendencia de Planta Compresora. Los Despojadores (DL-1A, 2A, 3A, 1B, 2B, 3B, 2C) de líquidos manejan el gas proveniente de los separadores de gas/líquido y depuradores de los módulos, a fin de extraerle el líquido condensado al gas de venteo que se envía a los mechurrios donde es quemado.

El líquido retenido se envía a los separadores trifásicos y posteriormente a los Tanques de Estabilización. A diferencia de estos el despojador DL- 4A/B/C que procesan el gas remanente de los Tanques de Estabilización envían el líquido extraído nuevamente a los Tanques de Estabilizadores y el gas lo envía a las recuperadores de vapor.^[4]

2.17.6 Planta de Deshidratación Segregación El Furrial

La Planta de Deshidratación, ubicada en la Estación Principal Jusepín 2, justo al lado de Patio de Tanques Jusepín 1, procesa el crudo proveniente del sistema de bombeo de los Tanques de Estabilización 10.001/2/3/4/5 y 6, mediante una conexión a la línea de descarga de las bombas P-100, P-200 Y P-300 (A/B/C/D/E y auxiliar).

El crudo deshidratado es almacenado en los tanques de 150 MBLS ubicados en el Patio de Tanques de Jusepín (PTJ-2), para luego ser enviado a Patio de Tanques Travieso (PTT). El proceso de deshidratación comienza en los múltiples de campo, los cuales son los primeros puntos de inyección de química del sistema de producción, esto con la finalidad de que al llegar el crudo a la planta ya exista cierta separación de fases en la corriente.^[4]

2.17.7 Capacidad de la Planta de Deshidratación

Esta planta actualmente maneja una capacidad de 420 MBD de crudo y 182MBD de agua, distribuido uniformemente en 6 deshidratadores electrostáticos cada uno con capacidad de 60MBD de crudo y 26MBD de agua, cuenta además con 2 tanques de lavado con capacidad de 55.000 barriles cada uno, 12 Bombas centrífugas de las cuales 6 manejan crudo y las restantes manejan agua. Ver figura 2.15. Desde hace algunos años la inyección de agua se ha estado implementando en los pozos a fin de ocupar los espacios vacíos dejados por el petróleo y el gas extraídos y mantener la presión del yacimiento o formación productora, con el objeto de obtener el mayor porcentaje de aporte de crudo de la formación. Esto produce el envejecimiento rápido de los pozos, en el sentido que se acerca más rápidamente el contacto agua-petróleo a los mismos, y por ende, se comienza a incrementar la tasa de producción de agua, lo cual implica que el petróleo producido sea más sucio y se incrementen los requerimientos de deshidratación en la planta. Debido a que la irrupción de agua en los pozos del Campo Furrial ha sido gradual a través del tiempo, la Planta de Deshidratación ha estado en capacidad de manejar diferentes volúmenes de producción hasta la fecha. No obstante, tomando en consideración que la planta fue diseñada en un principio para cubrir los requerimientos desde 1994 hasta 1999, y tomando en cuenta además, que el frente de agua en algunos pozos ha avanzado rápidamente.^[4]

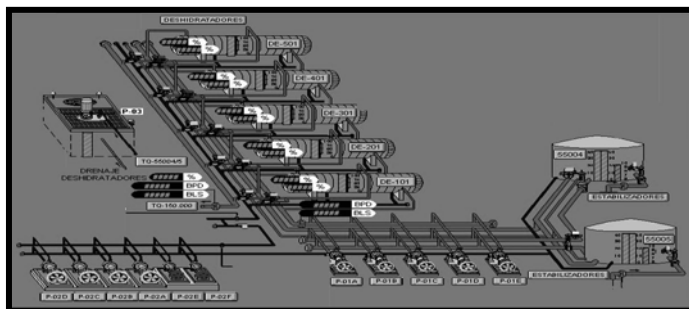


Figura 2.15 Planta de Deshidratación Segregación El Furrial. [Fuente: PDVSA, Gerencia Jusepin]

2.17.8 Proceso de Deshidratación

Una vez que el crudo se ha estabilizado en los Tanques 10.001/2/3/4/5/6, es impulsado por un tren de bombas centrífugas de 40 MBD, cada una con una presión de descarga de 60 lpcm, a través de una línea de 16” y otra de 20” de diámetro, las cuales se incorporan a línea de 20” que descarga en los tanques de lavado 55.005 y 55.004 .Ver figura 2.16.

El proceso de deshidratación en la EPJ-2 se inicia en estos tanques de lavado, los cuales están compuestos a su vez, por un tanque concéntrico. El espacio anular entre estos dos tanques mantiene un colchón de agua en la parte inferior, a través del cual ingresa la mezcla de petróleo y agua proveniente de los tanques de estabilización (10.001/2/3/4/5/6) con la finalidad de lavar el crudo.

El principio fundamental de esta separación del agua emulsionada en crudo, es debido a que por densidad y empuje el crudo sube, mientras que por gravedad el agua baja, y de esta manera el petróleo al subir desborda las paredes del tanque interno, lo llena, y se despoja del agua libre, la cual queda en el colchón de agua y es drenada posteriormente por la parte inferior del tanque externo.

El nivel de crudo en el tanque externo es controlado con el caudal procesado en los deshidratadores mediante la regulación de la velocidad de las bombas P-01-A/B/C/D/E/F, manteniendo el nivel de operación de los tanque (externo e interno) en 21 pie.

El nivel de la interfase (agua-petróleo) es controlado por las bombas P-02-A/B/C/D/E/F manualmente o de forma remota desde la sala de control de deshidratación, y se mantiene su nivel de operación en un rango de 5 a 10 pie como cotas mínimas y máximas y 7 pie como nivel de operación. El arranque, parada y

regulación de los hertz de estas bombas se hace de forma automática, o bien, de forma manual a través de pulsadores locales.

Del tanque 55.005 y 55.004 salen dos líneas, una de agua y otra de crudo:

Línea de Crudo Emulsionado: Esta línea de 20" de diámetro, sale del tanque interno de los tanques de lavado hacia los cinco deshidratadores electrostáticos (DE-101, DE-201 y DE-301, DE-401, DE-501, DE-601, DE-701) mediante seis bombas centrífugas (P-01 A/B/C/D/E/F) de iguales características de funcionamiento y con capacidad cada una para manejar hasta 72 MBD de crudo emulsionado. El % A y S del crudo que entra a los deshidratadores es 1.7 a 2.0 % y sale con 0.2 a 0.4 %, en condiciones normales de operación.

Línea de Agua: Esta línea de 20" de diámetro, sale del tanque interno de los tanques de lavado 55.005 y 55.004 y los deshidratadores hacia la Planta de Tratamiento de Agua (SAEN) mediante seis (6) bombas centrífugas con capacidad de manejo de 13 MBD cada una.

Es importante resaltar que el agua que sale del deshidratador es recirculada hacia los tanques 55.005 y 55.004 para separarse del crudo remanente que aún pueda contener, y de allí, se dirige hacia la Planta de Tratamiento de Aguas Efluentes (SAEN), que tiene una capacidad de 50 MBLS. El deshidratador tiene una salida directa a SAEN, pero sólo es utilizada en casos de emergencia o por motivos de cambios operacionales, esta maniobra operacional requiere de la supervisión continua por parte de los custodio de la planta, en vista a que se podría estar enviado residuos de crudo y contaminar el agua que se bombea hacia SAEN.

Los deshidratadores electrostáticos tienen una capacidad de manejo de fluidos de 86 MBPD, 60 MBLS de crudo y 26 MBLS de agua, a una temperatura de 140 °F.

El deshidratador posee un transformador en su parte superior, que se encarga de llevar el voltaje al nivel de consumo del equipo, un banco de válvulas toma muestras, conectadas a diferentes alturas del deshidratador, en los que se extraen los fluidos de las fases componentes. La diferenciación de alturas permite tomar muestras de la desemulsión de crudo y agua en diferentes fases del proceso, desde la muestra a la entrada del proceso hasta la de las dos salidas. Ver figura 2.16.

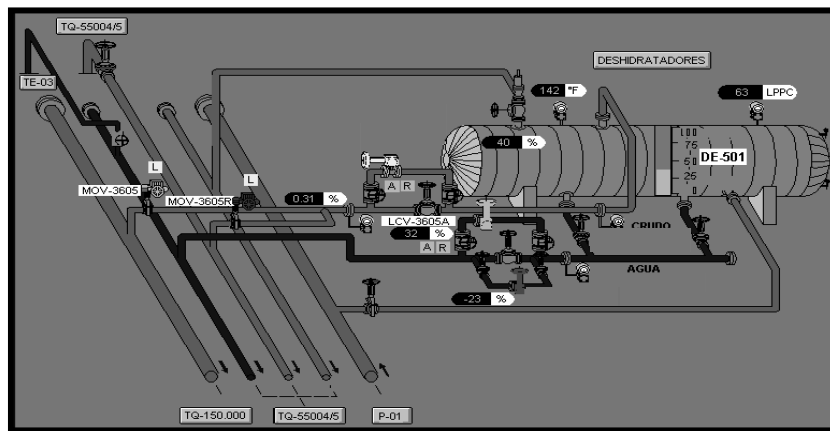


Figura 2.16 Deshidratador Electrostático. [Fuente: PDVSA, Gerencia Jusepin]

El deshidratador mantiene el nivel de interfase en 40 % de agua y 60 % de crudo. También posee dos sensores que miden las cantidades de agua y sedimentos, esta medición pasa a un analizador, que suministra la señal de temperatura y el porcentaje de agua a la salida del deshidratador. Por último, tiene sistema de seguridad conformado por una línea de venteo por la que se descarga crudo en caso de emergencia por alta presión, el crudo desalojado durante la sobrepresión del equipo es recirculado a los tanques de lavado 55.004 y 55.005.

Los deshidratadores electrostáticos envían el crudo hacia el Patio de Tanques de Almacenamiento de Jusepin mediante la presión remanente (de 62 a 64 lpc) que conserva el mismo al salir del equipo.

Los fluidos recolectados de las válvulas toma muestras y de los drenajes de sedimentos del fondo de los deshidratadores, son enviados al igual que los efluentes líquidos de toda la instalación, a la fosa API de 24.000 barriles de capacidad, donde se separa el agua que se envía a SAEN, del crudo dirigido hacia el múltiple del módulo I.

2.17.9 Tratamiento Químico

En Jusepín se utilizan principalmente cuatro tipos de productos químicos, para colaborar con el mantenimiento de los equipos y mejorar la producción. Éstos son:

A. Dispersante de Asfáltenos: Este químico es inyectado a la entrada de los separadores gas/líquido, y tiene como función mantener en suspensión los asfáltenos existentes en el crudo.

B. Antiespumante: Éste es inyectada al igual que el dispersante de asfáltenos, a la entrada de los separadores gas/líquido y se utiliza para evitar la formación de espuma en el crudo.

C. Químico Anticorrosivo: Es inyectado en la tubería de los enfriadores de gas para evitar la corrosión originada por el H₂S.

D. Desemulsificante: Se utiliza para colaborar con el rompimiento de la emulsión de agua petróleo, a fin de facilitar la separación de ambas fases. Esta química es inyectada a nivel del multiple 1, ubicado en el campo Furrial.^[4]

2.18 Refinación del petróleo.

La refinación comprende una serie de procesos de separación, transformación y purificación, mediante los cuales el petróleo crudo es convertido en productos útiles con innumerables usos, que van desde la simple combustión en una lámpara hasta la fabricación de productos intermedios, que a su vez, son la materia prima para la obtención de otros productos industriales. Las diferentes formas son separadas en altas columnas llamadas columnas de fraccionamiento. Cada forma de petróleo, llamada fracción, es una mezcla de hidrocarburos (sustancias compuestas solamente

por carbono e hidrógeno). Estas fracciones varían de pesadas (con grandes moléculas) a livianas. ^[8]

2.18.1 Procesos de Refinación

La industria de refinación de petróleo encierra una serie de procesos físicos y químicos a los que se somete el petróleo crudo para obtener de él por destilación y transformación química, los diversos hidrocarburos o las familias de hidrocarburos. ^[4]

Los procesos de refinación del petróleo pueden clasificarse en dos grandes grupos:

- ✓ **Separación:** Consiste en separar el crudo en diferentes fracciones de petróleo, de acuerdo con su temperatura de ebullición. Para ello emplea procesos físicos como: destilación atmosférica y destilación al vacío. ^[4]
- ✓ **Conversión:** Consiste en transformar unos componentes del petróleo en otros mediante reacciones químicas, por acción del calor y en general, con el uso de catalizadores. Son procesos de conversión, entre otros, la reformación y la desintegración o craqueo; ambos procesos cambian la estructura molecular de los hidrocarburos, originalmente presentes en el petróleo. ^[8]

2.19 Descripción de la Unidad de Proceso DA-1

La Unidad de Destilación Atmosférica DA-1 fue diseñada para procesar 44 MBD de crudo con una gravedad promedio de 30 °API. Sin embargo, debido a la mejora realizada en la unidad, se procesa actualmente 80 MBD. Los crudos que conforman la dieta típica a la planta son: Mesa T-54 de 30 °API. La unidad consta de los siguientes equipos: Un desalador eléctrico, una torre preflash (FA-4), una fraccionadora principal, cinco despojadores, dos hornos, uno de tiro natural de 19 MBD y el otro de tiro forzado de 72 MBD, una torre despropanizadora, una torre fraccionadora de nafta e intercambiadores de calor y equipos rotativos. La instrumentación de la unidad es electrónica y se controla desde una búnker central. El crudo se precalienta hasta

440°F en el tren de intercambiadores de calor antes de entrar a los hornos BA-1 y H-751, de donde emerge a 735°F - 740°F.

El crudo parcialmente vaporizado pasa a la columna de destilación DA-1 donde ocurre la separación física de cada una de las fracciones de acuerdo al punto de ebullición de las mismas. En el tope se inyecta amoníaco gas para controlar el pH del agua del tambor acumulador (FA-1), amina filmica como inhibidor de corrosión y adicionalmente se inyectan 42 GPM agua de lavado para remover las sales de cloruro de amonio.

Los productos de esta unidad se distribuyen de la siguiente manera:

a. Gas de Tope: Se comprime y se envía al sistema de gas de Refinería o se procesa directamente en los hornos BA-1 y H-75.

b. Gasolinas: Se envía a la Unidad 051 para su fraccionamiento en nafta liviana (DPN) y nafta intermedia (RTB).

c. Naftas: Se envía a la fraccionadora de Nafta DA-8 para obtener mezclas de Nafta Liviana y Nafta Pesada. Con la filosofía operacional de “Maximización de Destilados”, la Nafta pesada se incorpora a la corriente de Diesel Pesado o en la corriente de Jet, mientras que la Nafta Liviana va al sistema de Naftas. Con la filosofía operacional de “Maximización de Naftas”, la corriente de Nafta Total (Nafta Liviana + Nafta Pesada) se envía al sistema de Naftas.

d. Jet y Destilados: La unidad de proceso puede operar bajo dos esquemas: Jet y Diesel Liviano. Todos los cortes pueden ser utilizados para mercado interno y/o exportación. Actualmente se produce Jet, que es enviado a la planta de tratamiento para su comercialización como combustible de aviación.

e. Diesel Pesado: Es enviado a tanques para utilizarse como alimentación a la Unidad Hidrotratadora de Diesel, con aproximadamente 0.7 a 0.9 % azufre en peso.

f. Gasóleo: Se utiliza en su totalidad como insumo para la planta de FCC.

g. Residual: Residual para exportación (2,0%S – 2,2%S). Ver figura 2.17 ^[16]

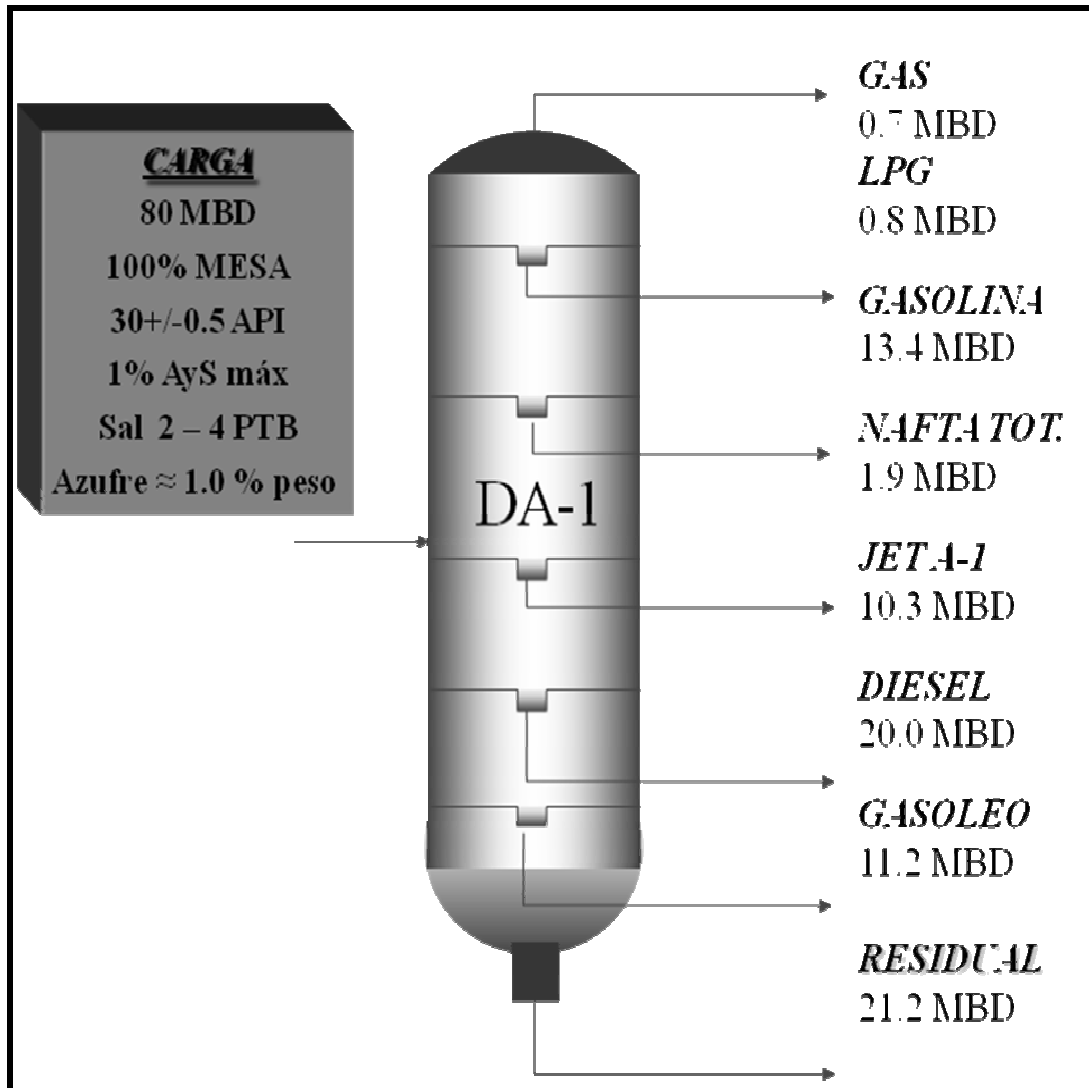


Figura 2.17 Diagrama de la DA-1. [Fuente: PDVSA, Refinación]

CAPÍTULO III

3.1 Descripción de las Condiciones Operacionales de: Pozos, estaciones de flujo, estaciones de descargas, centros de almacenamiento y transporte de crudo, estaciones de rebombeo₁, rebombeo₂ y proceso de refinación que maneja Mesa 30.

Se desarrolló por medio de visitas a campo, donde se observó físicamente el recorrido que realiza el crudo de la Segregación Mesa 30 por las diferentes estaciones de flujo, Patio de Tanque Tejero hasta llegar a la Refinería de Puerto La Cruz.

La mezcla de los fluidos que constituyen la Segregación Mesa 30 formada en Patio de Tanques Tejero (PTT), se constituye de la siguiente manera; una parte de la producción proviene de las estaciones de flujo: Muri, Musipan, Carito, COA (mediano), y el resto de la producción de Patio de Tanques Jusepin (PTJ), proveniente del campo Furrial (Este), en este campo se encuentran cuatro múltiples de producción general, luego estos múltiples se unen al múltiple cinco por donde pasan las diferentes líneas de producción: 16”A, 16”B, 16”C, 16”D, 16”E, 16”F, 24”, 12” y 6” Media de diámetro, estas corrientes de flujo llegan al múltiple de entrada a la Estación Principal Jusepin -2 (EPJ-2).

El fluido después de su producción pasa por una serie de tratamientos químicos para acelerar la separación de las fases (gas, petróleo y agua). Una vez que el crudo sale del pozo llega a los múltiples de producción general ubicados en las estaciones, de aquí es enviado a los trenes de separadores gas/ líquido, el gas sale por el tope de los separadores por diferencia de densidad, luego pasa al depurador dejando los residuos de crudo que se escapan después de la separación, el gas una vez depurado se envía a la planta de compresión donde se comprime y luego es almacenado en tanques, mientras que el líquido es enviado a los tanques de almacenamiento temporal para ser sometido a la última etapa de separación a presión atmosférica, en estos tanques también se reduce la turbulencia del fluido mejorando la eficiencia de las

CAPÍTULO III

DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN

bombas con el fin de suministrarle la energía necesaria a los fluidos en el transporte por medio de oleoductos, hasta llegar a los tanques de almacenamiento ubicados en el Patio de Tanques Tejero y luego es bombeado a la Refinería de Puerto La Cruz. Aquí el agua es drenada para alcanzar las especificaciones de calidad del crudo exigidas para su uso en la Industria, una vez drenada, es enviado a través de la línea de 26" de diámetro (troncal 54), pasando por Rebombeo 1, donde se le suministra la energía necesaria al fluido que viaja por dicha tubería hasta la llegada a la Refinería de Puerto La Cruz.

3.2 Clasificación de las muestras de crudo a través de la prueba ASTM D-2622 en el Laboratorio de la Refinería de Puerto La Cruz.

Fue imprescindible realizar pruebas previas de azufre y acidez a muestras representativas de crudo proveniente del Norte de Monagas que conforma la Segregación Mesa 30. Para verificar cual de las líneas que transportan el crudo de dicha Segregación presentaba el mayor valor de azufre, las muestras fueron tomadas en el siguiente orden: Muestra N° 1 línea de Salida de PTT a la Refinería de Puerto La Cruz, Muestra N° 2 línea de entrada a PTT de las estaciones: Muri y Musipan, Muestra N° 3 Línea de entrada a PTT de Carito y COA (Mediano) , Muestra N° 4 Línea de entrada a PTT de PTJ, Muestra N° 5 Línea de salida de PTJ a PTT, Muestra N° 6, Línea de salida de COA (mediano) a PTT, Muestra N° 7 Línea de salida de Carito a PTT, Muestra N° 8 Línea de salida de Musipan a PTT, Muestra N° 9 Línea de salida de Muri a PTT , Muestra N° 10 Línea de entrada de producción de Furrial (Este) a PTJ, luego fue necesario analizar muestras de crudo a las líneas: 16" A, 16" B, 16" C, 16" D, 16" E, 16" F, 24", 12" y 6" de media , asociadas al múltiple de entrada de producción a Jusepin. Ver figura 3.1.

Finalmente se analizó el crudo de los pozos asociados a la línea de 16" A, donde fue necesario realizar análisis de: Gravedad °API, % Agua y Sedimento, Acidez Total (Mg KOH/gr) y Azufre (% peso/peso), ya que el hidrocarburo

CAPÍTULO III DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN

proveniente de esta zona se caracteriza por ser un crudo con alto contenido de azufre mayor a 1 % peso/peso (% p/p), siendo este parámetro de calidad muy importante de controlar debido a que altos valores de azufre incide sobre el manejo y rendimiento de los equipos y por ende en las especificaciones de comercialización.

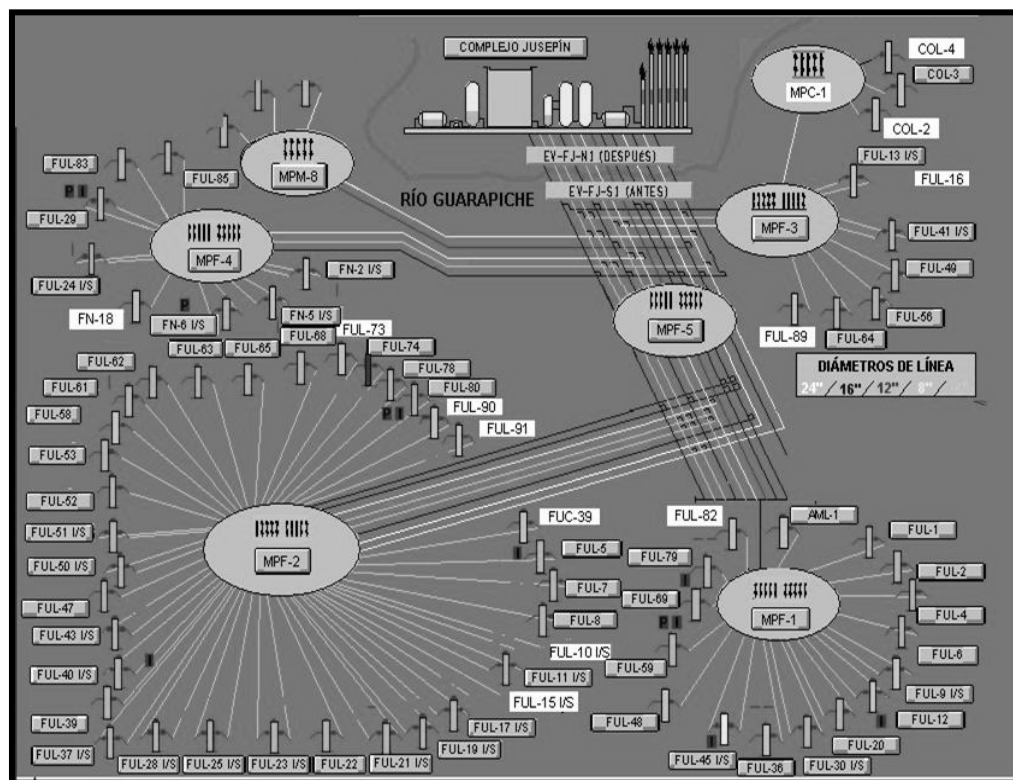


Figura 3.1 Esquema de recolección de crudo, de los múltiplos y pozo del campo Furrial. [Fuente: PDVSA, Gerencia Jusepin]

3.2.1 Gravedad °API (método del hidrómetro ASTM D-1298)

3.2.1.1 Descripción de la prueba:

Los grados °API denotaron la fluidez de los crudos, siendo esta una escala empírica relacionada con la gravedad específica (60 °F) del petróleo y sus derivados. Es de

CAPÍTULO III

DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN

suma importancia para el control y cargamentos de petróleo crudo y la obtención de sus derivados, esta prueba se realiza por el método del Hidrómetro (ASTM D-1298).

3.2.1.2 Materiales, Reactivos o Sustancias, Equipos y Procedimiento.

- **Materiales:**

Cilindro de ensayo de vidrio o plástico, el diámetro interno del cilindro debe tener por lo menos 25 mm mayor que el diámetro externo del hidrómetro. La altura debe ser tal que cuando el hidrómetro flote en la muestra quede un espacio de por lo menos 25 mm entre la parte inferior del hidrómetro y el fondo del cilindro.

- **Reactivos o sustancias:**

N/A

- **Equipos :**

1. Baños termostáticos, marca STANHOPE- SETA, capaces de mantener la temperatura constante durante el ensayo (± 0.25 ° C) y sus dimensiones deben ser tales que el cilindro de la porción de la muestra quede completamente inmerso por debajo del líquido de la superficie.
2. Hidrómetros de vidrio con escala graduado en ° API desde 19 hasta 31 con error de escala de ± 0.1 °API.
3. Termómetro de mercurio ASTM 12 °F con escala de -5 °F a 215 ° F, error permisible de ± 0.25 °F y subdivisiones de 0.5 °F.
4. Agitadores marca EBERBACH modelo 6000.

- **Procedimiento:**

1. Se homogenizó la muestra y transfirió cuidadosamente a un cilindro limpio y estabilizado a la temperatura de la prueba; evitando salpicaduras. Asegurándose que el cilindro se encontrara sobre una superficie plana y en un lugar libre de corrientes

CAPÍTULO III

DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN

de aire donde la temperatura del medio no cambió en más de 2°C durante el tiempo que duró la prueba.

2. Se eliminaron las burbujas de aire con un pedazo de papel de filtro antes de introducir el hidrómetro en la muestra.

3. Se introdujo el termómetro en la muestra, realizando movimientos verticales y circulares para asegurar la uniformidad de la temperatura.

4. Se tomó la lectura y se registró como la temperatura inicial de la muestra con aproximación al 0,5 °F.

5. Se retiró el termómetro, se introdujo el hidrómetro dentro de la muestra y se soltó lentamente hasta llegar a una posición de equilibrio. Evitando que el vástago del hidrómetro se mojara por encima del nivel al cual flota libremente ya que afecta la lectura.

6. Se dejó el tiempo suficiente para que el hidrómetro llegara a su posición de equilibrio y para que todas las burbujas lleguen a la superficie. Se eliminaron las burbujas como se indica en ítem 2.

7. Cuando el hidrómetro alcanzó libremente su nivel de flotación, sin tocar las paredes del cilindro, se registró la lectura de la escala del hidrómetro con aproximación de (0,02) del valor de división de la escala. Esta lectura se registró como la gravedad observada, dicha lectura se realiza como se indica en el paso siguiente.

8. Después de registrar la lectura de la escala del hidrómetro, se retiró cuidadosamente el hidrómetro y se insertó nuevamente el termómetro, agitando la muestra con movimientos verticales del termómetro, luego se procedió a tomar la lectura de la temperatura al 0,5° F más cercano asegurándose que la columna de mercurio se encontrara totalmente sumergida y se registro el valor de la temperatura como la temperatura final.

9. Finalmente se reportó el valor a 15,6 °C (60 °F).

CAPÍTULO III

DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN

3.2.2. % de agua y sedimento por centrifugación en crudo por el método ASTM D-4007.

3.2.2.1 Descripción de la prueba:

El % de agua y sedimento es un parámetro determinante en el control de producción y mercadeo del crudo, por ende debe ser removido hasta más a menos valores 1 %, debido a que grandes cantidades de agua y sedimento presente en los crudos tiende a la formación de la corrosión en las tuberías que transportan el fluido y puede ocasionar fatiga en los equipos de proceso. Por tal motivo es necesario determinar pruebas de laboratorio como controles para el uso de crudos.

3.2.2.2 Materiales, Reactivo o Sustancias, Equipos y Procedimiento.

- **Materiales:**

1. Termómetro. Valor máximo de división 2°C
2. Tubos de centrifuga de 100 ml
3. Tapones de corcho o de goma o tapas de poliuretano
4. Botella con tapas roscada y dispensador
5. Servilletas
6. Soporte para tubos de centrifuga

- **Reactivos o sustancias:**

1. Tolueno grado analítico saturado con agua a 60 °C
2. Demulsificante
3. Solvente (nafta, kerosene, etc.)
4. Agua destilada

- **Equipos:**

1. Baño de María
2. Centrifuga

CAPÍTULO III

DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN

3. Bloque de calentamiento de tubos de centrifuga

- **Procedimiento:**

1. Se tomaron dos tubos de centrifuga y se añadieron 50 ml de tolueno; saturado con agua, para ello se usó una pipeta de igual capacidad.
2. Se completó con muestra hasta la marca de 100 ml. Directamente desde el recipiente de muestra previamente agitado.
3. Se añadió con una pipeta o dispensador volumétrico 0,2 ml de la solución demulsificante al 25 % volumen/volumen (% v/v) en la probeta.
4. Se tapó herméticamente ambas probetas utilizando tapones de corcho, se agitó hasta que el solvente y la muestra quedaron bien mezclados.
5. Se aflojaron un poco los tapones y se colocaron las probetas en el bloque de calentamiento a 60°C por 15 minutos.
6. La centrifuga se precalentó 10 minutos antes de introducir las probeta.
7. Se retiraron las probetas del bloque para agitarlas nuevamente.
8. Se colocaron los tubos en la centrifuga en lados opuestos, para establecer una condición de equilibrio.
9. Se retiraron los tapones para luego seguir instrucciones para la manipulación de la centrifuga.
10. Se fijó el motor a 1600 r.p.m. y se levantó cuidadosamente la tapa para introducir los tubos en posiciones opuesta, para establecer una condición de equilibrio.
11. Se bajó la tapa de la centrifuga y se esperó el cierre automático de la misma.
12. Se presionó la tecla STAR para comenzar el proceso de centrifugación durante 10 minutos aproximadamente.
13. Una vez terminado el análisis, se presionó el interruptor con la palabra OPEN, se levantó la tapa cuidadosamente y se procedió a retirar los tubos, luego se cerró la tapa nuevamente.

CAPÍTULO III

DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN

14. Se leyó el valor directamente en cada tubo, inmediatamente después de terminar el análisis.

15. Se llevó el tubo a la centrífuga sin agitar la muestra y se repitió los pasos 8, 9, 11, y 12 hasta que los volúmenes permanecieron constantes.

16. Se analizaron los resultados obtenidos tomando en cuenta lo siguiente:

- La diferencia entre las lecturas de ambos tubos no debe ser mayor a 0,025 ml.
- Para el resto de las lecturas la mayor diferencia permitida entre las dos lecturas (probeta #1 y probeta #2) es de una subdivisión de los dos tubos. Expresando la suma de las dos lecturas obtenidas y aceptadas según el punto anterior, como el % de agua y sedimento.

17. Finalmente se reportó el valor.

3.2.3 Determinación del número de acidez total por titulación potenciométrica en productos del petróleo por el método ASTM D-664.

3.2.3.1 Descripción de la prueba:

La acidez presente en el crudo puede generar problemas en el proceso de refinación del petróleo, los ácidos pueden producir corrosión. El número ácido se utiliza como una guía en el control de calidad de las formulas de aceite lubricantes. También, algunas veces, es utilizado como una medida de la degradación del lubricante en uso.

3.2.3.2 Materiales, Reactivos o Sustancias, Equipos y Procedimiento.

- **Materiales:**

1. Agitador mecánico de velocidad variable.
2. Agitador magnético.
3. Soporte de titulación.
4. Vaso de titulación de 250 ml de capacidad, hecho de vidrio de borosilicato o de otro material conveniente.

CAPÍTULO III

DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN

5. Electrodo medidor de vidrio: Electrodo de pH estándar, utilizado para titulaciones no acuosas.
6. Electrodo de referencia de Ag/AgCl: Electrodo lleno con solución 1M-3M de LiCl.
7. Balanza digital.

- **Reactivos o sustancias:**

1. Solución alcohólica de hidróxido de potasio 0,1 mol/L.
2. Solución alcohólica de ácido clorhídrico 0,1 mol/L.
3. Solvente de Titulación.
4. Preparación de Soluciones.
5. Electrolito de cloruro de litio 1M-3M.
6. Soluciones amortiguadoras de pH 4 y 11.
7. Agua destilada.
8. Agua acidificada con HCl de pH (4,5-5,5).

- **Equipos:**

1. Titulador automático: Potenciómetro con un rango de trabajo de -2000 a 2000 mv y un error de medición de $0,0001$ mv marca Metrohm modelo 626.
2. Bureta automática con cilindro de 20 ml, resolución de 0,02 ml y un error absoluto de $\pm 0,03$ ml, marca Metrohm, modelo 665.

- **Procedimiento:**

- ✓ **Normalización del Equipo:**

1. Se sumergieron los electrodos limpios y secos en las soluciones amortiguadoras acuosas pH 4 y pH 11.

CAPÍTULO III

DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN

2. Se agitó cada una de las soluciones amortiguadoras aproximadamente 5 min., manteniendo la variación de la temperatura de las soluciones en menos de 2°C, durante el tiempo que duró la medición.
3. Se reportó la lectura del potencial en soluciones amortiguadoras pH 4 y pH 11. Estas lecturas se logran con el uso de las teclas "**meas**" y luego pulsar la tecla "**go**".

✓ **Titulación de Blanco:**

Se realizó el análisis de un blanco usando 125 ml de solvente de titulando con KOH.

✓ **Titulación de la Muestra:**

1. Se agitó la muestra en su envase original y se pesó en el envase de titulación de 250 ml la cantidad de muestra (20 grs).
2. Se añadió 125 ml de solvente de titulación (KOH).
3. Se colocó el envase de titulación sobre el agitador de velocidad variable que se encontraba unido al soporte de titulación.
4. Se colocó dentro del envase de titulación un agitador magnético y se ajustó la posición de los electrodos de tal manera que este quedó sumergido hasta la mitad.
5. Se encendió el agitador y se ajustó a una velocidad suficiente para producir una agitación vigorosa, sin salpicar y sin introducir aire a la muestra.
6. Se colocó en el equipo de titulación automático la unidad de intercambio que contiene el envase con la solución de hidróxido de potasio 0,1 mol/ L alcohólico y la bureta. La punta de la bureta debe estar sumergida 25 mm en el líquido del envase de titulación.

Nota: Se consideró que el cilindro de la bureta automática se encontrara completamente lleno con la solución de KOH alcohólico 0,1 mol/L.

7. Se puso en funcionamiento el equipo de titulación automática Metrohm 626 mediante los siguientes pasos:

CAPÍTULO III

DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN

- ✓ Se seleccionó el método a utilizar pulsando la tecla "**user methods**" ubicada en el panel frontal del equipo, apareciendo en la pantalla "**recall**" inmediatamente se pulsó el número 1 que corresponde al método del número de acidez y luego presionó la tecla "**enter**".
 - ✓ Apareció en la pantalla "**get u**".
 - ✓ Al presionar la tecla "**smp1 size**" apareció "**C00=**" y se introdujo el peso de la muestra en gramos, luego presionó la tecla "**enter**".
 - ✓ Se presionó la tecla "**meas**" hasta que aparezca "**meas u**" luego se presionó la tecla "**go**" y se esperó hasta que se estabilizó el voltaje.
 - ✓ Se presionó la tecla "**stop**", luego se pulsó la tecla "**go**" y el equipo comenzó el análisis.
7. Una vez finalizado el análisis, se pulsó "**repor**", luego la tecla 5, se presionó "**enter**" y se imprimió el reporte con la lectura del análisis.
8. Se registraron los resultados obtenidos indicando el número ácido determinado, es decir, número ácido total.
9. Se procedió a realizar el cálculo manualmente a través de la siguiente ecuación:
- Número de acidez**, (mg de KOH/g) = (A - B) x M x 56, 1/W.

Donde:

A: Volumen (ml) de solución alcohólica de KOH.

B: Volumen (ml) correspondiente a "A" para la titulación del blanco.

M: Concentración de la solución alcohólica de KOH (mol/L).

W: Peso de la muestra en gramos.

10. Finalmente se reporto el valor.

CAPÍTULO III

DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN

3.2.4 Contenido de azufre por espectrometría de rayos x método (ASTM D-2622).

3.2.4.1 Descripción de la prueba:

El contenido de azufre en peso presente en el crudo es altamente corrosivo, está estrictamente limitado por especificaciones en la mayoría de los productos de petróleo. Para eliminar el exceso de azufre presente en el petróleo se requiere de procesos complejos de refinación, por tal motivo el precio del petróleo está directamente relacionado a los niveles de azufre presente en el mismo, es decir, mientras mayor es el contenido de azufre en el crudo, menor será el costo por barril, debido a la necesidad de aplicar tecnologías para disminuir el azufre y adecuarlo posteriormente a las exigencias del mercado.

3.2.4.2 Materiales, Reactivos o Sustancias, Equipos y procedimiento:

- **Materiales:**

1. Cápsulas de plásticos para FRX, 32 mm de diámetro por 23 mm de altura.
2. Películas Mylar de 6.0 micrones para FRX.

- **Reactivos o sustancias:**

1. Sulfuro de di-n-butilo, de alta pureza, con análisis certificado y fabricado especialmente para ser utilizado como material de calibración para este método.
2. Aceite Blanco, que contenga menos de 2 mg/Kg de azufre.
3. Materiales de referencia certificados (MRC) con valores de concentración de azufre dentro del rango de determinación de este método.
4. Helio de 99,99% de pureza.
5. Mezcla Argón- Metano (10% Metano-90% Argón).
6. Materiales de referencia de azufre en matriz de aceite mineral preparado en el laboratorio.

CAPÍTULO III

DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN

- **Equipos:**

1. Espectrómetro de Rayos X Axios Petro PW 4400 con dispersión de longitud de onda, con tubo de rayos x con ánodo de cromo (Cr) y ventana lateral, un generador de rayos X de 3 KW, con un máximo de voltaje de 60 KV y corriente de 125 mA, detector de flujo de gas con intervalo de energía de 0,11 KeV hasta 17 KeV.7

- **Procedimiento:**

1. Se colocaron 12 ml de muestra en la capsula de plástico para FRX. Luego se ajustó la película Mayler.
2. Se preparó del equipo de fluorescencia de rayos X Axios Petro PW-4400 y se aseguró que el mismo se encontrara en condiciones óptimas.
3. Se hizo doble click para entrar a la aplicación super Q manager.
4. Se accedió a mensure and Analyse y luego se hizo doble click en open simple changer para acceder a la aplicación measure and analyse, en el cual se abrió la ventana Super Q – Logon, donde en las opciones User y password, se escribió en mayúscula las letras QA, luego ok.
5. Se abrió la ventana medida y análisis, en esta ventana, se hizo click en la option open sample changer, para que se activara la ventana sample changer – overview online batch.
6. Se hizo click, en Edit Measurement, para colocar la data de la muestra que se va a analizar, como sigue:
En location, colocar la posición de la muestra.
En type, seleccionar la opción Routine.
7. Se accedió al comando over view, para regresar a la ventana Sample changer y se hizo click en measure, para que el equipo iniciara la corrida de la muestra.
8. Se esperó que finalizara el análisis.
9. Se reportaron los resultados como azufre total.

CAPÍTULO III

DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN

NOTA: La lista de materiales, sustancias, equipos y herramientas utilizadas son propiedad de PDVSA y se encuentran ubicados en las instalaciones de la Refinería Puerto La Cruz. La licencia de uso del Sistema de Laboratorio (SQLLIMS), también es propiedad de PDVSA.

3.3 Chequeo de los problemas operacionales que puede ocasionar el contenido de azufre en los equipos de proceso.

Se realizaron entrevistas no estructuradas a Ingenieros Supervisores y Operadores, presentes en las siguientes estaciones de flujo: COA, Carito, Musipan, Muri, de igual forma en Patios de Tanque Tejero (PTT), Patio de Tanque Jusepin (PTJ), Estaciones de Rebombeo (1 y 2) y en la Unidad de Destiladora Atmosférica (DA-1) ubicada en la Refinería Puerto La Cruz, con el fin encontrar problemas operacionales causados por el alto contenido de azufre (% p/p) en los equipos de procesos, que se encuentran en los lugares antes mencionados y hasta los momentos no se han reportado problemas de corrosión directamente relacionados con el azufre en los equipos de proceso ni en las líneas que transportan el crudo de la Segregación Mesa 30.

3.4 Presentación de las estadísticas de los últimos tres años del contenido de azufre en la Segregación Mesa 30.

Consistió en la recopilación de datos de laboratorio donde se observaron los siguientes parámetros: agua Karl Fischer (% v/v), gravedad °API y azufre (% p/p) del crudo en estudio correspondiente a la línea de 26" de diámetro (Segregación Mesa 30), utilizando la información de análisis rutinarios realizados al crudo de dicha segregación, reportados durante el periodo (2008, 2009 y 2010), en el sistema de laboratorio de la Refinería Puerto La Cruz.

Después de recaudada y tabulada la información se procedió a representar por medio de gráficas el comportamiento de dichos parámetros en función del tiempo.

CAPÍTULO III

DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN

Con el propósito de conocer las variaciones en los valores de los parámetros antes mencionados.

3.5 Establecimiento de las soluciones en caso de que el porcentaje (%) de azufre en las muestras de crudo sea mayor a los requeridos por los equipos y proceso de refinación.

Luego de haber analizado las posibles causas que puede ocasionar variaciones del contenido de azufre en el crudo de la segregación Mesa 30, en base a las pruebas realizadas a las muestras tomadas en diferentes puntos del recorrido de los fluidos que constituyen esta segregación, de la mezcla final que llega a Patio de Tanque Tejero (PTT), luego es recibida en la Refinería de Puerto La Cruz. Partiendo de esta información se establecieron las incidencias que puede causar el crudo de dicha segregación, en las unidades de proceso de la Refinería Puerto La Cruz: Destilación Atmosférica (DA-1) y Craqueo Catalítico, de manera de plantear las recomendaciones y posibles soluciones a los problemas que pueden ser ocasionados por estos cambios.

CAPÍTULO IV

4.1 Descripción de las Condiciones Operacionales de: Pozos, estaciones de flujo, estaciones de descargas, centros de almacenamiento y transporte de crudo, estaciones de rebompeo₁, rebompeo₂ y proceso de refinación que maneja Mesa 30.

Actualmente los 27 pozos en estudio, ubicados en el campo Furrial (Este), se caracterizan por encontrarse a grandes profundidades (13000' hasta 17000'), poseer altas presiones (5500-6200 Lpc), altas temperaturas (250- 350 °F) y gravedades °API entre 16,5 y 26.7. La producción de estos pozos se obtiene por flujo natural, como se muestra en la figura 4.1.



Figura 4.1. Pozo en estudio ubicado en el campo Furrial (Este). [Fuente: Campo Furrial (Este)]

En la Estación Principal Jusepin -2 (EPJ-2), se encuentra ubicado el múltiple de entrada de producción del campo Furrial (Este), esta estación recibe 399.7 MBD aproximadamente de dicho campo, Ver figura 4.2, luego envía 360 MBD de crudo

con 0.5 de % A y S a la estación de descarga y Centro de almacenamiento y transporte de crudo Patio de Tanque Tejero (PTT).

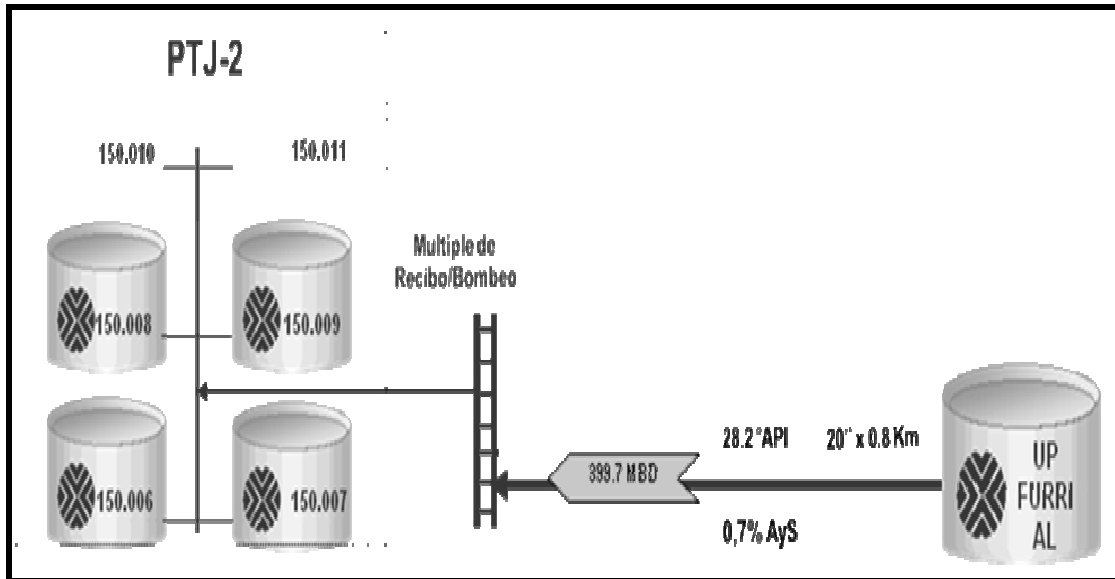


Figura 4.2 Esquema del recorrido del crudo por estaciones y recepción de crudo. [Fuente: PDVSA, Refinación]

En la figura 4.3. Se muestra el recorrido físico que realiza el crudo desde estaciones de flujo que conforman la Segregación Mesa 30. Dicho crudo es transportado por diferentes oleoductos y almacenado en PTT, de la siguiente manera: Por una línea de 20" de diámetro un total de (209.8 MBD) de crudo proveniente de las estaciones Muri, con 0.2% A y S y 29 °API y Musipan con 0.1% A y S y 29.5 °API ; por otra línea de 20" de diámetro Carito transporta 125.5 MBD con y 0,8 % A y S y 33 °API y Centro Operativo Amana (COA) mediano con 0.9 % A y S y 32 °API; finalmente por dos líneas de 20" de diámetro cada una se transporta un total de 360 MBD de la Estación Principal Jusepin-2 con 0.5 % A y S y 30 °API.

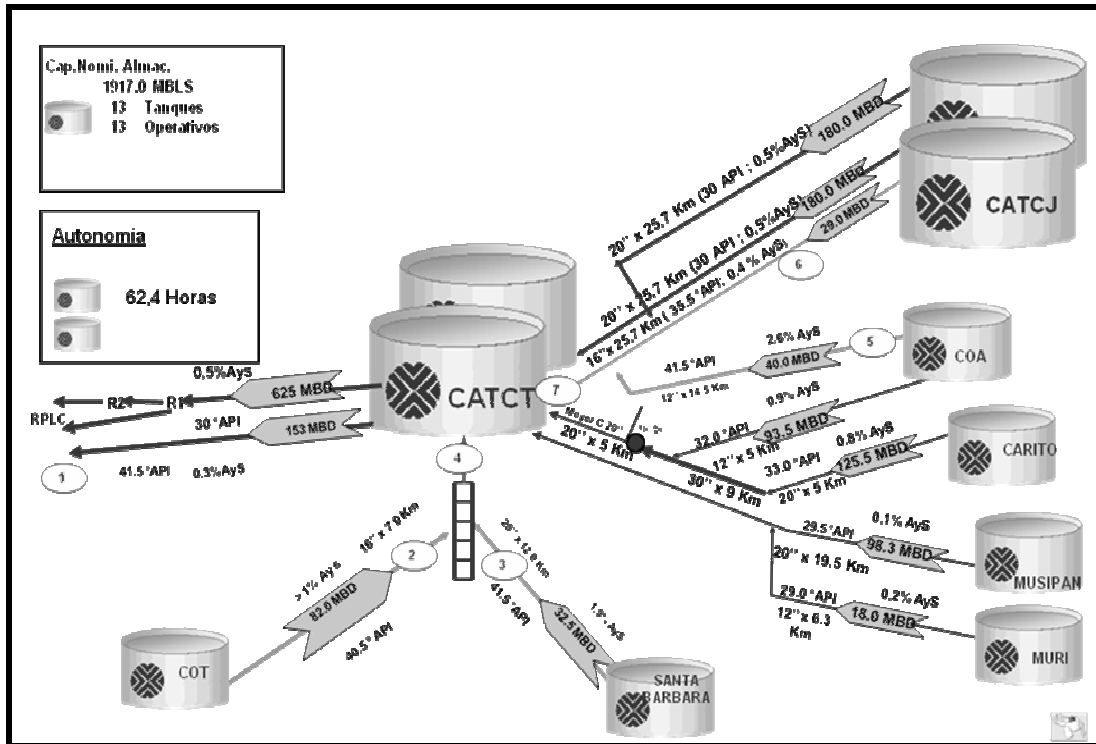


Figura 4.3 Continuación del recorrido del crudo por estaciones y recepción de crudo. [Fuente: PDVSA, Refinación]

De esta manera se forma dicha Segregación en Patio Tanque Tejero (PTT), donde se bombean 625 MBD con 0,5 de % de A y S aproximadamente, siendo necesario pasar por la Estación de Rebombeo 1, para suministrarle mayor energía al crudo hasta llegar a la Refinería Puerto La Cruz, con el objetivo de cumplir con la demanda y calidad de crudo requerida por dicha Refinería.

En los lugares visitados se observó que están operativos en un cien por ciento, los equipos funcionan normalmente, en la Estación de Rebombeo 2 es donde el crudo Mesa no está siendo bombeado, debido a que no es necesario ya que esta es un auxiliar, es decir, se pone en funcionamiento en dado caso que la Refinería de Puerto La Cruz necesite una demanda de crudo mayor a la actual.

4.2 Clasificación de las muestras de crudo a través de la prueba ASTM D-2622 en el Laboratorio de la Refinería de Puerto La Cruz.

Una vez analizadas las muestras tomadas en el orden antes mencionado en el capítulo III, las líneas que resultaron con mayor contenido de azufre (1.21% p/p), fue la línea que transporta el crudo desde PTJ a PTT a la salida y la llegada, y la línea de bombeo del múltiple de entrada del campo Furrial (Este) a PTJ con un valor (1.12 % p/p), Ver tabla 4.1.

Tabla 4.1 Análisis de Muestras de las principales líneas de flujo que forma la Segregación Mesa 30, proveniente del Norte de Monagas.

N°	Origen de La Muestra	Azufre (% p/p)	Acidez Total (MgKOH/gr)
1	Línea de salida de PTT a La RPL	1,02	0,02
2	Línea de entrada a PTT de Muri y Musipan	1,01	0,05
3	Línea de entrada a PTT de Carito y COA (mediano)	0,78	0,04
4	Línea de entrada a PTT de PTJ.	1,21	0,04
5	Línea de salida de PTJ a PTT.	1,21	0,04
6	Línea de salida de COA (mediano) a PTT.	0,73	0,02
7	Línea de salida de Carito a PTT.	0,76	0,04
8	Línea de salida de Musipan a PTT.	1,02	0,05
9	Línea de salida de Muri a PTT.	1,02	0,03
10	Línea de entrada de producción de Furrial (Este) a PTJ.	1,12	0,02

La línea que resultó con mayor contenido de azufre (%p/p), fue la de 16" A, ubicada en el multiple-1 de dicho campo con mayor contenido de azufre (1.22 % p/p). Ver tabla 4.2, esto ocurre debido al tipo materia orgánica depositada y descompuesta presente en el subsuelo o el yacimiento donde se encuentran los pozos asociados a esta línea, es decir producto de la formación.

Tabla 4.2 Análisis de muestras tomadas en las líneas de flujo de los múltiples N° 1, 2, 3, 4,5 del campo Furrial (Este).

N°	Origen de La Muestra	Azufre (% p/p)	Acidez Total (Mg KOH/ gr)
1	Línea de 16" A	1,22	0,1
2	Línea de 16" B	1,01	0,09
3	Línea de 16" C	0,94	0,15
4	Línea de 16" D	0,97	0,12
5	Línea de 16" E	0,65	0,18
6	Línea de 16" F	0,73	0,21
7	Línea de 24"	0,63	0,41
8	Línea de 12"	0,45	0,46
9	Línea de 6" de Media	1,15	0,1

De los 27 pozos asociados a dicha línea, se le realizó una caracterización determinando los parámetros como: % de Agua y Sedimento, gravedad ° API, acidez total (Mg KOH/ gr) y azufre % p/p. Los pozos FUL- 12 y FUL-107 resultaron con valores de azufre de (1.41 y 1.4 % p/p) respectivamente. Estos límites de azufre son considerados de gran importancia para generar corrosión interna en las líneas de flujo. Se obtuvo valores altos de agua y sedimento, en los pozos FUL-12 y FUL-110 con un 48% A y S ambos a nivel pozo, producto de inyección de agua, lo que implica que estos crudos deben ser debidamente tratados a fin de que cumplan con las especificaciones requeridas. Ver tabla 4.3, esto causa problemas de corrosión interna, taponamiento y fugas en las líneas de transporte y deficiencia en equipos. Cuando el azufre se combina con agua reacciona y forma el ácido sulfúrico (H_2SO_4), este a su vez causa problemas de corrosión en el sistema de transporte del crudo entre otros, además produce contaminación al medio ambiente y, por ende, se debe cuidar la seguridad del personal. Cabe destacar que la línea de 16" A transporta un total de 124.687 BTPD de crudo proveniente de los 27 pozos analizados, la misma representa el 31.2 % de la producción total (399.7 MBD del campo Furrial (Este)).

Tabla 4.3 Caracterización de los 27 pozos asociados a la línea de 16” A ubicada en el Múltiple 1 del campo Furrial (Este).

N°	Pozos	Origen de la Muestra	Temperatura (°F)	Gravedad ° API	% A y S	Azufre (% p/p)	Acidez total (Mg KOH/gr)	Producción (BTPD)
1	Ful-2	Furrial (Este)	60	25,2	0,15	1,13	0,10	5187
2	Ful-4	Furrial (Este)	60	23,7	9,5	1,11	0,07	549
3	Ful-9	Furrial (Este)	60	24,9	1,5	0,49	0,1	10213
4	Ful-12	Furrial (Este)	60	23,8	48	1,4	0,21	4258
5	Ful-30	Furrial (Este)	60	23,5	5	1,02	0,1	3410
6	Ful-36	Furrial (Este)	60	25,5	17,5	1,2	0,13	6458
7	Ful-45	Furrial (Este)	60	21,9	9	0,77	0,1	2035
8	Ful-59	Furia (Este)	60	23,9	4	1,05	0,1	7310
9	Ful-69	Furrial (Este)	60	24,2	2,8	1,18	0,11	2994
10	Ful-79	Furrial (Este)	60	24,4	5	0,36	0,1	4484
11	Ful-95	Furrial (Este)	60	26,2	3,9	1,21	0,14	5046
12	Ful-98	Furrial (Este)	60	23,6	15	0,97	0,11	4473
13	Ful-104	Furrial (Este)	60	25,7	0,05	1,34	0,07	6401
14	Ful-107	Furrial (Este)	60	24,3	0,1	1,41	0,04	825
15	Ful-109	Furrial (Este)	60	25	0,5	1,38	0,04	5108
16	Ful-110	Furrial (Este)	60	16,5	48	0,57	0,05	5530
17	Ful-113	Furrial (Este)	60	24,7	0,7	1,31	0,05	7276
18	Ful-114	Furrial (Este)	60	25,8	0,05	1,28	0,11	2391
19	Ful-116	Furrial (Este)	60	24,1	0,1	1,13	0,1	5149
20	Ful-117	Furrial (Este)	60	25,5	0,5	1,31	0,04	3935
21	Ful-120	Furrial (Este)	60	19	30	0,94	0,03	2443
22	Ful-123	Furrial (Este)	60	24	6	1,3	0,04	6000
23	Ful-124	Furrial (Este)	60	25,3	0,05	1,3	0,06	5553
24	Ful-126	Furrial (Este)	60	26,7	14	0,58	0,1	2546
25	Ful-128	Furrial (Este)	60	21,3	24	0,67	0,04	5025
26	Ful-129	Furrial (Este)	60	25,4	26	1,2	0,13	5644
27	Ful-136	Furrial (Este)	60	25,3	0,1	1,31	0,03	4444
TOTAL PRODUCCIÓN								124.687

En la tabla 4.4, se muestra un resumen estadístico basado en los resultados reportados en la tabla 4.3, que permite visualizar el total de análisis realizados de % A y S y Azufre (% p/p) a los 27 pozos en estudio ubicados en el campo Furrial (Este), así como valores dentro de especificaciones ($\leq 1\%$) y valores fuera de especificaciones ($> 1\%$) y sus respectivos porcentajes, referidos a los parámetros antes mencionados . De los 27 análisis realizados de % A y S : 10 valores resultaron dentro de especificaciones, los mismos representan el 37,04 %, de igual forma 17 valores se encuentran fuera de especificaciones y son indicativos de 62,96 %. Con respecto al parámetro de azufre (% p/p): 8 valores de los análisis resultaron dentro de especificaciones y 19 valores fuera de especificaciones representativos de: 29,63 y 70,37 % respectivamente.

Tabla 4.4 Resumen estadístico de: % A y S, Azufre (% p/p), de los 27 pozos en estudio.

Análisis	N° de pozos	Valores dentro de especificaciones (≤ 1)	% Valores dentro de especificaciones (≤ 1)	Valores fuera de especificaciones (> 1)	% Valores fuera de especificaciones (> 1)
% A y S	27	10	37.04	17	62,96
Azufre (% p/p)	27	8	29.63	19	70,37

En relación a la resolución **313**, publicada en gaceta N° **37323**, los valores máximos permitidos de azufre (% p/p) en el crudo mesa es de 1.01. Los crudos analizados se encuentran fuera de especificaciones en su mayoría, estos valores de azufre interfieren en la calidad del crudo y en el precio del mismo generando pérdidas económicas a la empresa al momento de comercializarlo.

Actualmente se procesan 80 MBD en la Unidad de Destiladora Atmosférica DA-1. El valor máximo permitido en la alimentación de de azufre es de 1% p/p, de lo contrario se obtienen productos con valores de azufre fuera de especificaciones, se produce desgaste en los catalizadores utilizados en la Unidad de Craqueo Catalítico Fluidizado (FCC), disminuyendo su selectividad y, por ende, reduce la vida útil de los mismos, ocasionando impactos económicos o altos costos a la empresa al momento de tener que reemplazarlos.

Con respecto al porcentaje de agua y sedimento en la comercialización los clientes y PDVSA aceptan valores hasta 1% A y S, por encima de este valor los crudos se encuentran fuera de especificaciones y pueden proceder con reclamos legales.

Una vez obtenidos los resultados de los analisis realizados a los 27 pozos en estudio, se procedió a realizar gráficas para visualizar el comportamiento de azufre con respecto % A y S y acidez total.

En la figura 4.4 se observó que los valores más altos de azufre son: 1.41 y 1.4 (% p/p), correspondientes a los pozos FUL-12 Y FUL-107 y valores de acidez total de 0.04 y 0.21 (Mg KOH/gr) respectivamente, ambos ubicados en el Campo Furrial (Este). Esto implica que la acidez total es independiente del contenido de azufre en el crudo. El promedio general de la mezcla total de los 27 pozos analizados es de 1,071 de azufre en peso. La tendencia lineal disminuye progresivamente (línea amarilla).

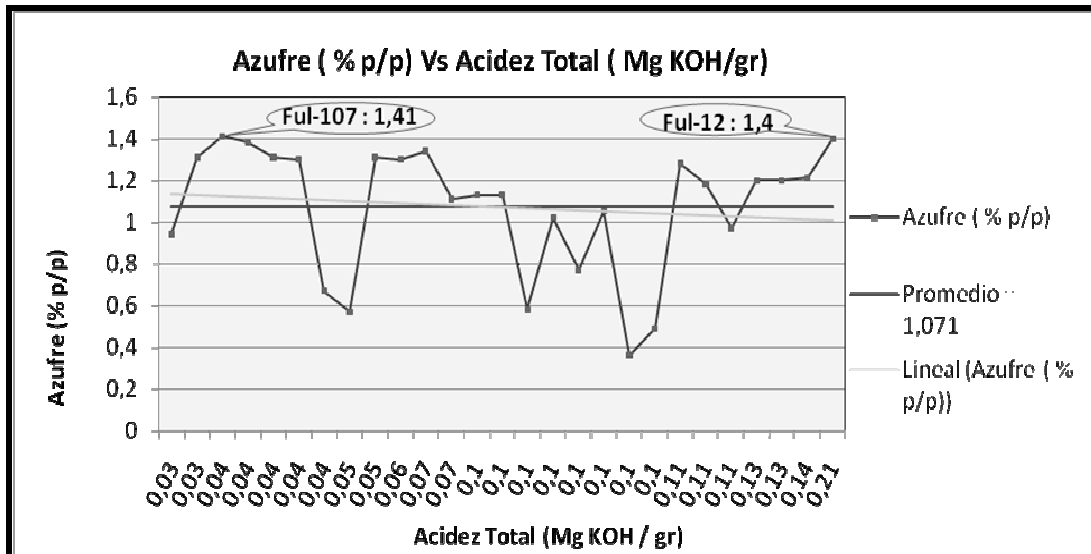


Figura 4.4 Variación del contenido de azufre en función de acidez total, de pozos en estudio del campo Furrial (Este).

La figura 4.5 representa el comportamiento de valores de Azufre Vs Gravedad API, reportados en la tabla 4.3, aquí se observó que los rangos de gravedad °API oscilan entre 16.5 y 26.7 °API, a estos le corresponden valores bajos de azufre, es decir 0.57 y 0.58 (% p/p) respectivamente, esto implica que el azufre presente en los crudos es independiente de la Gravedad °API. Aunque teóricamente mientras menor °API, disponga un crudo mayor cantidad de impurezas suele contener, según guías de estudio de laboratorio (procesamiento).

El promedio general es de 1.071 (% p/p) de azufre correspondiente al total de análisis de los 27, en cuanto a la tendencia lineal se observó un aumento progresivo (línea amarilla)

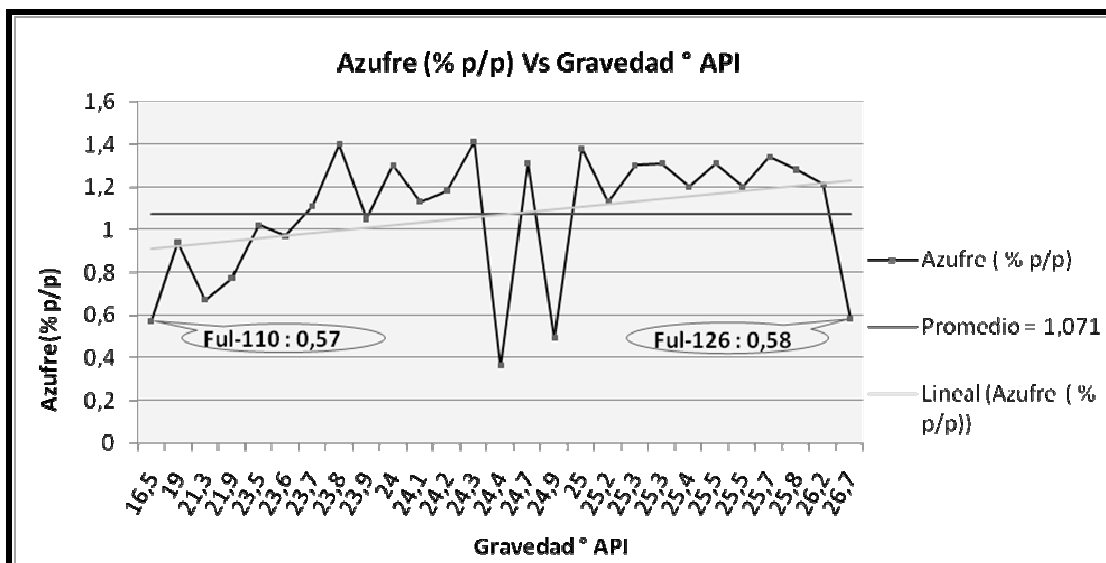


Figura 4.5 Variación del Contenido de azufre en función de gravedad ° API, de pozos en estudio del campo Furrial (Este).

En la figura 4.6 se observaron 2 valores altos de % A y S (48 %) a estos les corresponde valores de azufre de 1.4 y 0,57 (% p/p) respectivamente, pertenecientes a los pozos FUL-12 y FUL-110. Ver tabla 4.3, es decir, el azufre es independiente del % A y S.

El promedio total de azufre es de 1.071 (% p/p), con este se demostró que el % de azufre (% p/p), aun sigue siendo mayor a 1% al mezclar el crudo de los 27 pozos analizados en la línea de 16" A. Con respecto a la tendencia se observó que disminuye (línea amarilla).

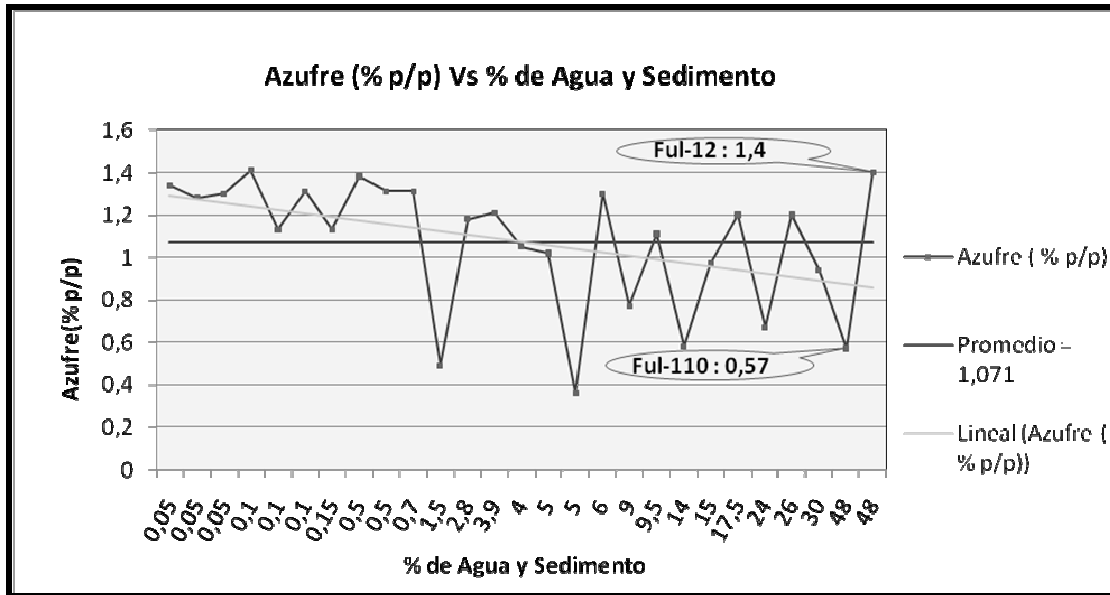


Figura 4.6 Variación del contenidos de azufre en función de % A y S, de pozos en estudio del campo Furrial (Este).

4.3 Chequeo de los problemas operacionales que puede ocasionar el contenido de azufre en los equipos de proceso.

Hasta la fecha en que se realizó el estudio no se han reportado problemas operacionales causados directamente con el azufre (% p/p) en los equipos de procesos. Cabe desatacar que los valores analizados del crudo estudiado se encuentran por encima de 1 % p/p de contenido de azufre, en la mayoría de los casos, y, por ende, se considera tomar precauciones al respecto. Según los resultados de azufre obtenidos por el método ASTM D- 2622, de los 27 pozos analizados en el laboratorio de la Refinería de Puerto La Cruz, provenientes del campo Furrial (Este), se sugiere realizar pruebas constantes de azufre a estos pozos para llevar un control adecuado y tomar las precauciones necesarias, a fin de prevenir la corrosión en las líneas de transporte de flujo y mejorar la calidad del crudo para la comercialización.

4.4 Presentación de las estadísticas de los últimos tres años del contenido de azufre en la Segregación Mesa 30.

En los Apéndice A, B y C se muestra el histórico de análisis rutinarios realizados al crudo de la línea 26” de los parámetros de calidad de crudo como: Gravedad °API, Agua (% v/v) y contenido de azufre total (% p/p), para los periodos (2008, 2009 y 2010). Se observaron variaciones en los parámetros de calidad del crudo que pueden causar problemas de corrosión interna en las líneas de flujo, en los equipos de procesos, e interferir en los precios del mismo.

Primeramente se muestran las variaciones de la ° API para los años 2008, 2009 y 2010, las cuales se observan en las Figuras A.1, B.1 y C.1, ubicadas en los Apéndices A, B y C. Aquí se obtuvieron valores de 32, 33.5 y 33.7 ° API para el periodo 2008, 2009 y 2010, el promedio general es de 30.5 °API en el año 2008, 30.6 en el 2009 y 30.68 en el año 2010, este es indicativo del valor total de los análisis realizados durante los diferentes periodos, a fin de evaluar la calidad del crudo los cuales son aceptables para el crudo mesa. Se observó una tendencia lineal casi constante.

En las figuras A.2, B.2 y C.2 se observa el parámetro de Agua (% v/v), perteneciente al periodo 2008, 2009 y 2010, los datos se visualizan en las tablas del apéndice A, B y C, estas figuras también se encuentran en dichos apéndices. En las figuras antes mencionadas se observaron valores puntuales de Agua (% v/v): 2.0 % en el 2008, 2.2 % en el 2009 y 3.8 % para el 2010, esta prueba se realiza con frecuencia a fin de verificar que el crudo cumpla con las condiciones de especificación establecidas para la exportación, también se puede visualizar en estas figuras que el valor de esta variable ha sido mayor del 1 % en varias ocasiones, y por ende, es necesario controlar este parámetro, debido a que la humedad producto del agua produce corrosión interna en las líneas de transporte de crudo, además genera fatiga en los equipos disminuyendo la eficiencia de los mismos.

Es de vital importancia señalar que el crudo que alimenta a la Destiladora Atmosférica (DA-1) cumpla con las condiciones de especificación ($\leq 1\%$), a fin de evitar eventos inesperados. El promedio general se mantiene por debajo del límite de especificación establecido, es decir, menor a 1 % para el año 2008, 2009 y 2010.

En la figura 4.7, se observa variaciones en los valores de azufre en peso para el año 2008. Los datos de azufre se encuentran reportados en el apéndice A.

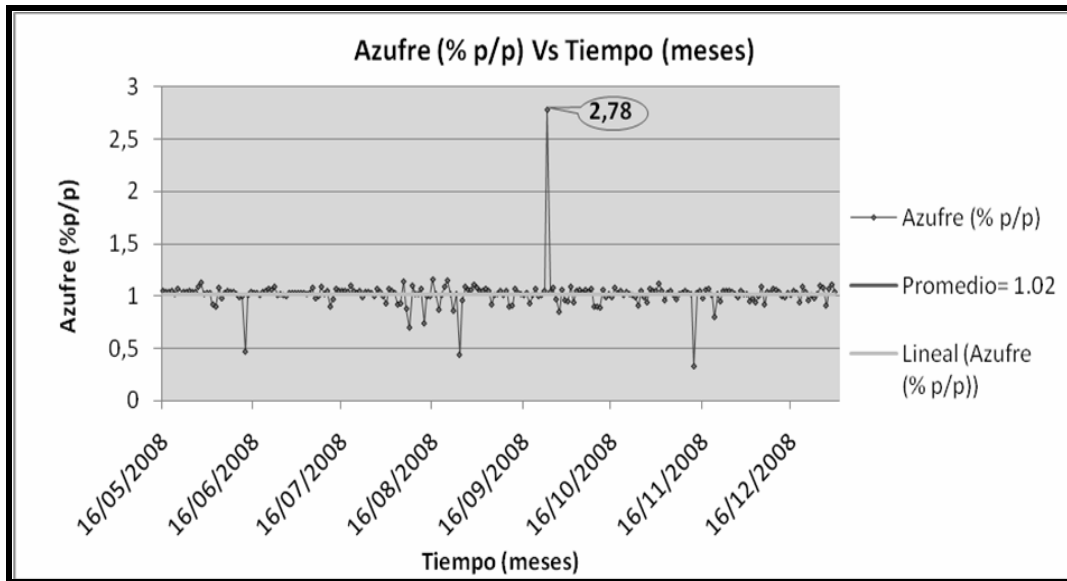


Figura 4.7 Variación del contenido de azufre en función del tiempo, año 2008.

De igual forma, en la figura 4.8, se observa variaciones en los valores de azufre en peso para el año 2009. Los datos de azufre se encuentran reportados en el apéndice B.

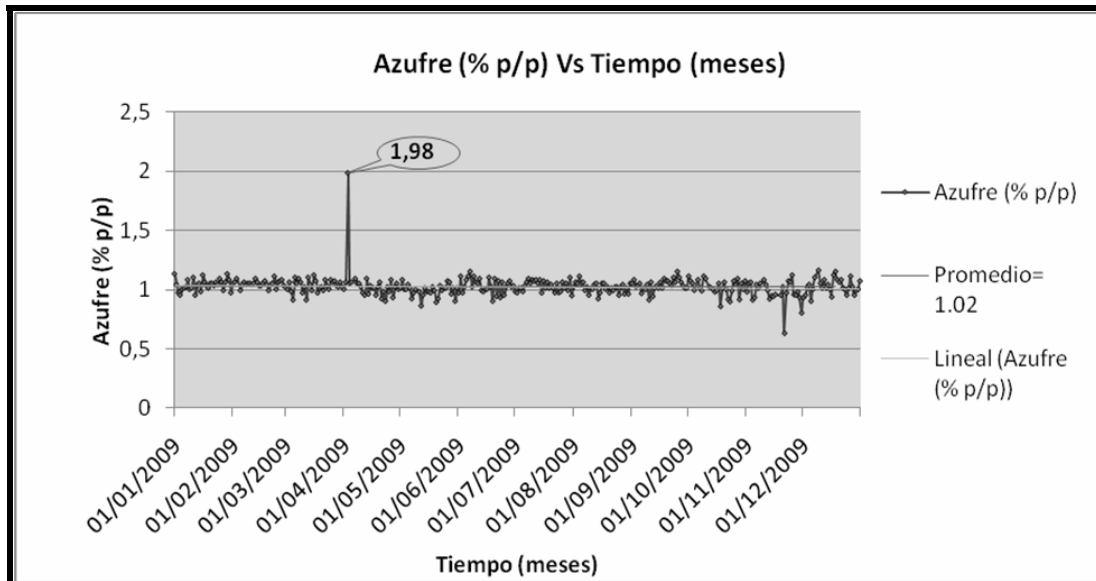


Figura 4.8 Variación del contenido de azufre en función del tiempo, año 2009.

La figura 4.9, muestra variaciones en los valores de azufre en peso para el año 2010. Los datos de azufre se encuentran reportados en el apéndice C.

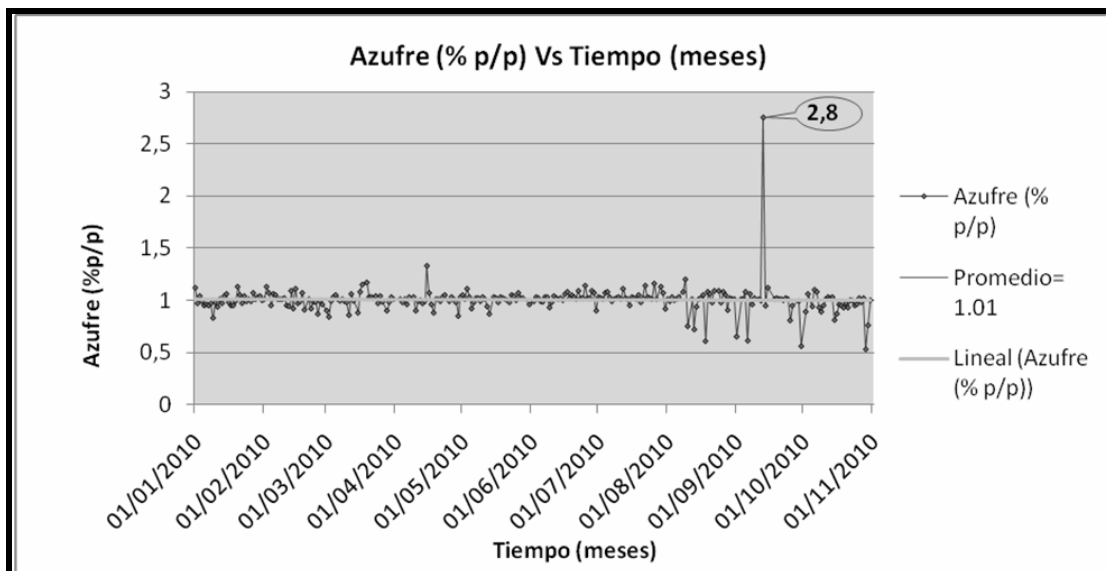


Figura 4.9 Variación del contenido de azufre en función del tiempo, año 2010.

En las figuras 4.7, 4.8 y 4.9, se observaron valores puntuales de azufre (% p/p), para los años 2008, 2009 y 2010, de 2.78, 1.98 y 2.8 (% p/p) respectivamente, considerados altos, es decir, fuera del rango de especificación permitido, mayor de 1 (% p/p), generando un % de disminución en los precios del crudo de exportación. El promedio general representa el total de los análisis realizados para cada uno de los periodos: Para el año 2008 fue 1.02 (% p/p), en el 2009 de 1.02 (% p/p) y en el 2010 de 1.01 (% p/p), con estos valores se verificó que el crudo mesa esta en el límite permitido del contenido de azufre (% p/p). La tendencia lineal se mantiene constante (línea amarilla). En las figuras antes mencionadas se observaron variaciones del contenido de azufre (% p/p), ésto se debe a que continuamente se perforan nuevos pozos en áreas vecinas y por ende se unen nuevas líneas a las existentes.

En la tabla 4.5 Se muestra el total de análisis rutinarios de azufre, realizados al crudo Mesa 30 (línea 26”), en el Laboratorio de la Refinería de Puerto La Cruz. En el resumen estadístico se obtuvo un total de análisis de:

- En el año 2008 de 229 análisis realizados resultaron: 63 dentro de especificaciones ($\leq 1\%$) azufre p/p, con un 27.51 % y 166 fuera de especificaciones ($> 1\%$), representativo del 72.49 %.
- En el año 2009 de 359 análisis realizados resultaron: 123 dentro de especificaciones ($\leq 1\%$) azufre p/p, con un 34.26 % y 236 fuera de especificaciones ($> 1\%$), representativo del 65.74 %.
- En el año 2010 de 258 análisis realizados resultaron: 102 dentro de especificaciones ($\leq 1\%$) azufre p/p, con un 39.53% y 156 fuera de especificaciones ($> 1\%$), representativo del 60.47%.

A pesar de tener un alto (% p/p) de azufre fuera de especificaciones en los análisis realizados para los periodos antes mencionados en el crudo Mesa 30, el promedio general se mantiene cerca al límite permitido (1.%). Los porcentajes de

valores fuera de especificación conllevan a tomar precauciones para minimizar el aumento del contenido de azufre, con el fin de mejorar la calidad en dicho crudo.

Tabla 4.5 Resumen estadístico basado en los datos de los apéndices: A, B y C.

Análisis	Período (año)	Total de Análisis	Valores dentro de especificaciones (<=1)	% Valores dentro de especificaciones (<= 1)	Valores fuera de especificaciones (> 1)	% Valores fuera de especificaciones (> 1)
Azufre (% p/p)	2008	229	63	27.51	166	72.49
Azufre (% p/p)	2009	359	123	34.26	236	65.74
Azufre (% p/p)	2010	258	102	39.53	156	60.47

4.5 Establecimiento de las soluciones en caso de que el porcentaje (%) de azufre en las muestras de crudo sea mayor a los requeridos por los equipos y proceso de refinación.

En la Refinería de Puerto La Cruz, no fue posible evaluar el impacto económico que genera el alto contenido de azufre en el proceso de la planta de Craqueo Catalítico Fluidizado (FCC), debido a que es necesario realizar una gráfica que permita determinar el consumo del catalizador en función del tiempo, a consecuencia del azufre (% p/p) presente en la alimentación a dicha planta, porque no fue posible obtener información para el período en estudio.

En las líneas de flujo no se reportó problemas de corrosión de ningún tipo debido al alto contenido de azufre en el crudo Mesa 30 y, por ende, no fue posible hacer una evaluación económica, por lo que a continuación se presenta un ejemplo de una pequeña estimación de costo necesaria para el reemplazo de un kilómetro de tubería producto de la corrosión. Ver apéndice D.

- Dentro de los principales impactos económicos que se producen como consecuencia de un alto contenido de azufre presente en el crudo, se encuentra la corrosión interna, tanto en las líneas de flujo como en los equipos de proceso, pérdida de selectividad de los costosos catalizadores utilizados en las unidades de proceso y,

por ende, disminuye su vida útil. Es necesario destacar que en la línea de flujo de los pozos que han presentado alto contenido de azufre se le debe aplicar un tratamiento químico secuestrante de azufre, con el fin de prevenir problemas de corrosión interna en la misma. Por lo tanto es importante señalar que los costos estimados para el reemplazo de 1 kilómetro de tubería a consecuencia de la corrosión, es de un total de: 53.942.820,00 BsF, considerando que este varía. Ver el apéndice antes mencionado. También es importante señalar el impacto económico que causaría el reemplazo de los catalizadores. Esto puede suceder cuando por ejemplo: El Diesel obtenido en la DA-1, si resulta con un alto contenido de azufre, mayor de 0.7 (% p/p) (7000 ppm), este destilado al pasar a la Unidad Hidrotratadora de Diesel (HDT) se tiene que aumentar la temperatura y esto a la vez ocasionaría problemas en los catalizadores, es decir, reduce la vida útil de los catalizadores, lo que implica el reemplazo de los mismos antes del tiempo indicado por la pérdida de selectividad; parada de planta ocasionando altos costos a la empresa; por ejemplo el costo de un catalizador del lecho fluidizado como el Endurance, es 3.262 \$/Ton y se utilizan 5 Ton/Días.

- Se sugiere realizar un estudio de azufre al crudo proveniente de cada uno de los pozos asociados en las diferentes estaciones de flujo para acondicionarlo.
- En los análisis realizados a las líneas de los diferentes múltiples de producción del Campo Furrial (Este), el crudo de la línea de 16" A resultó con mayor contenido de azufre y, por ende, esta línea tiende a ser la más corrosiva, por lo tanto es necesario hacer una desviación en la misma, antes de la entrada del crudo a Jusepin, para verificar cual sería el tratamiento químico anticorrosivo óptimo para separar los compuestos azufrados del crudo y descargar el petróleo endulzado en la línea que continua hasta la estación de Jusepin.
- Realizar pruebas constantemente de azufre al crudo de alimentación a la DA-1, para acondicionarlos si es necesario y de esta forma evitar el uso de catalizadores más costosos y, por ende, se minimizan los gastos económicos y la contaminación ambiental.

CONCLUSIONES

1. Hasta la fecha en que se realizó el estudio no han reportado problemas de corrosión en las líneas de flujo ni en equipos de proceso, debido al contenido de azufre (% p/p) presente en crudo Mesa 30.
2. La mezcla resultante de la Segregación Mesa 30 a la llegada la Refinería de Puerto la Cruz contiene en su mayoría valores de azufre (% p/p) cercanos al límite de especificación (1%).
3. La segregación Mesa 30, resulta de la mezcla de crudo proveniente del Norte de Monagas con una Gravedad °API entre (28 y 32).
4. El crudo de entrada a Patio de Tanque Tejero proveniente de la Estación Jusepin Principal Jusepin- 2, resultó con mayor valor de azufre (1.21% p/p).
5. La evaluación de los 27 pozos en estudio demostró que los crudos poseen características diferentes aun siendo de un mismo yacimiento.
6. El 29.63 % de los pozos analizados en el campo Furrrial (Este), resultaron con valores de azufre (% p/p) menores de 1%, y 70.37 % de dichos pozos con valores de azufre (% p/p) mayor de 1%.
7. La alimentación a la Destiladora Atmosférica (DA-1) es 100% crudo Mesa 30.
8. Un alto contenido de azufre presente en el gasóleo en combinación con el residual de la Destiladora Atmosférica (DA-3) que alimenta a la Unidad de Craqueo Catalítico, puede causar envenenamiento temporal o permanente a los costosos catalizadores.

9. Un alto valor de azufre ocasiona una reducción en el precio del crudo, también acelera la corrosión en líneas y equipos de proceso, ocasionando grandes pérdidas económicas a la empresa al momento de remplazarlos.

RECOMENDACIONES

1. Revisar cuidadosamente los valores de azufre reportados por el Laboratorio de la Refinería de Puerto La Cruz, con el fin de prevenir eventos inesperados en las Unidades de Procesos y garantizar que el crudo de alimentación se encuentre en condiciones óptimas para facilitar dichos procesos e incrementar la calidad del producto final.
2. Las muestras de crudo tomadas para realizar los análisis de laboratorio deben ser representativas, para obtener resultados confiables de las mismas.
3. Realizar pruebas continuas de azufre en los pozos, para llevar un mayor control en el crudo.
4. Realizar pruebas constantemente de azufre al crudo de la línea de recibo de producción a Estación Principal Jusepin-2 del campo Furrial (Este), para acondicionarlo con el propósito de minimizar el porcentaje de azufre en dicho crudo.
5. Se recomienda hacer una desviación antes del múltiple de entrada a Jusepin, para verificar cual sería el tratamiento químico (secuestrante óptimo) para la separación del azufre en el petróleo.
6. Verificar las condiciones del oleoducto (Troncal 54) que transporta el crudo de la Segregación Mesa 30, con la finalidad de determinar si existen puntos de corrosión interna a lo largo de éste.
7. Es conveniente evaluar los beneficios para prevenir la corrosión, ya sea en equipos nuevos o en equipos existentes, en estos casos una inversión inicial puede ahorrar mucho dinero así como extender el tiempo de operación y la vida útil de los equipos.

8. Realizar análisis del sulfuro de hidrogeno (H_2S), dióxido de carbono (CO_2), mercaptanos (R-SH), azufre (S) y gravedad °API, en el crudo de los pozos del campo Furrial (Este) para dilucidar la relación entre ambos parámetros.

9. Realizar un estudio de la tasa de corrosión en la línea de 16 "A del campo Furrial (Este), debido al alto contenido de azufre.

BIBLIOGRAFÍA

1. Johnson B, Revista "Analyze, para un bajo nivel de azufre en combustible, USA, 2003.
2. Díaz M, **"Evaluación de la Corrosión Interna en las Líneas de Flujo y Recolección de los Campos San Joaquín, Guarío y el Roble del Área Mayor de Anaco (AMA), Distrito Gas Anaco"** Tesis de Grado, Universidad de Oriente, Núcleo de Anzoátegui, Departamento de Petróleo, Barcelona Noviembre de 2007.
3. Porcayo C, **"Uso de crudo Maya despuntado como combustible alternativo al combustóleo"** México, 1998.
4. Gerencia de Jusepin PDVSA (2007), **Informe de Supervisión. Campo Furrial. Autor.**
5. Figueroa K, **Evaluación del proceso de inyección de agua, en el área oeste flanco norte yacimiento naricual superior del campo el Furrial, mediante el modelo de simulación v-9.** Tesis de Grado, Universidad de Oriente, Núcleo de Anzoátegui, Departamento de Petróleo, Puerto La Cruz, Febrero de 2005.
6. Uricare J. **"Guía Teórica de Procesamiento de Hidrocarburos"**, Universidad de Oriente - Anzoátegui, (2005).
7. Cardona Y, **"Evaluación del Origen de la Variación en Calidades de la Segregación Santa Bárbara que Alimenta las Unidades de Proceso de la Refinería Puerto La Cruz"** Tesis de Grado, Universidad de Oriente, Núcleo de Anzoátegui, Departamento de Petróleo, Barcelona Febrero de 2006.
8. Serrano M, **Evaluación del origen de la variación en los parámetros de calidad de la Segregación merey 16 que alimenta la Unidad DA-2 de la Refinería de Puerto La Cruz.** Tesis de Grado, Universidad de Oriente, Núcleo de Anzoátegui, Departamento de Petróleo, Puerto La Cruz, Agosto de 2007.
9. www.zonaeconomica.com/petroleo.
10. PDVSA CIED **"Control de calidad de los productos del petróleo"**. Segunda Versión Abril, Venezuela (1998).

11. Avner, S. H., **“Introducción a la Metalurgia Física”**, Mc. Graw Hill, 2da Edición, México. (1979).
12. De Waard y D. Milliams, **“Prediction of Carbonic Acid Corrosion in Natural Gas Pipe Line. First International Conference on the Internal and External Protection of Pipes. (Paper f1)”**. University of Durham, UK. (1975).
13. Lugo, M, **“Principios Básicos de la Corrosión”**, Programa de Actualización Profesional, Post Grado de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Oriente, Núcleo Anzoátegui. Puerto la Cruz, Venezuela. (2006).
14. Fontana, M, **“Corrosion Engineering”**, Mc. Graw- Hill Book Co, 3ra Edition, New York. (1986).
15. PDVSA GAS Anaco **“Análisis y Selección de Tecnología para el Control de Corrosión Interna en Tuberías y Equipos por CO₂ y H₂S”**, Disciplina de Procesos, Proyecto Acondicionamiento de Gas y Líquido Anaco (AGLA) Fase II, Anaco, Gerencia General Ingeniería y proyectos Mayores, Anaco-Venezuela. (2007).
16. Petróleos de Venezuela S.A, **“Libro de la Refinería”**. Puerto La Cruz, Mayo de 2006.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

TÍTULO	“ANÁLISIS DEL IMPACTO ECONÓMICO EN EL PROCESO DE REFINACIÓN Y EQUIPOS DE PRODUCCIÓN, DEBIDO AL ALTO CONTENIDO DE AZUFRE EN LA SEGREGACIÓN MESA 30 PRODUCIDA AL NORTE DE MONAGA”
SUBTÍTULO	

AUTOR (ES):

APELLIDOS Y NOMBRES	CÓDIGO CULAC / E MAIL
Morales., Leidys C.	CVLAC: 13.340.118 E MAIL: leidys g78@hotmail.com
Morales., Mary de J.	CVLAC: 13.340.119 E MAIL: mary17morales@hotmail.com
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:

PALÁBRAS O FRASES CLAVES:**CRUDO****SEGREGACIÓN****LINEA DE FLUJO****AZUFRE****ANÁLISIS DE LABORATORIO****CORROSIÓN****IMPACTO ECONÓMICO**

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ÁREA	SUBÁREA
Ingeniería y Ciencias Aplicadas.	Ingeniería de Petróleo.

RESUMEN (ABSTRACT):

Se evaluó el contenido de azufre total en el crudo que forma la Segregación Mesa 30 producida al Norte de Monagas, hasta llegar a La Refinería de Puerto la Cruz. Con el propósito de conocer las variaciones de este parámetro. Esta evaluación se hizo mediante una revisión histórica de datos de análisis rutinario realizado al crudo de la línea de 26", reportados en el Sistema de Laboratorio Sllims de la Refinería de Puerto La Cruz, para los años 2008, 2009 y 2010, debido a que una parte de el, es exportado y otra parte alimenta a la Unidad de Destilación Atmosférica (DA-1). Se evaluaron las diferentes líneas asociadas a dicha Segregación mediante análisis de laboratorio a través de la norma ASTM-D 2622, con el fin de verificar donde se presentaba el mayor valor de azufre (% p/p), las cuales excedieron, en su mayoría, el límite de especificación establecido, es decir, 1% p/p de contenido de azufre para evitar daños por corrosión y pérdidas de material (tubería). Resultando con mayor contenido de azufre (1.22 % p/p) la línea de flujo 16" A, ubicada en el múltiple- 1 del Campo Furrial (Este), a la entrada de producción a Jusepin -2, una vez conocido este valor se analizaron los 27 pozos asociados a esta línea, de los mismos 19 pozos el (70.37 %) resultaron con valores de azufre mayor a 1%, es decir, fuera de especificaciones. La cantidad de azufre presente en el crudo es importante, porque es responsable del efecto corrosivo, debido a que genera problemas de corrosión interna en las líneas de transporte de flujo y limita la eficiencia de los equipos de proceso. El contenido de azufre, difiere entre 0.1 y 0.2 (% p/p), en las líneas de flujo asociadas a la segregación Mesa 30 con respecto al límite de especificación, a pesar de esta diferencia no se han reportado problemas de corrosión en dichas líneas hasta la fecha en estudio. En la Refinería de Puerto La Cruz no se pudo evaluar el consumo de los catalizadores en función del tiempo en el proceso de la Unidad de Craqueo

Catalítico Fluidizado (FCC), debido al alto contenido de azufre presente en la alimentación a dicha planta, porque no fue posible obtener la información para el período en estudio.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

CONTRIBUIDORES:

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL				
	Patiño, Rayda	ROL	CA	AS X	TU
CVLAC:		11.833.999			
E_MAIL		raydapatino@gmail.com			
E_MAIL					
Bastardo, Luís	ROL	CA	AS	TU X	JU
	CVLAC:	4.008.530			
	E_MAIL				
	E_MAIL				
Uricare, Jairo	ROL	CA	AS	TU	JU X
	CVLAC:	11.342.890			
	E_MAIL				
	E_MAIL				
Guerra, Oly	ROL	CA	AS	TU	JU X
	CVLAC:	3.733.796			
	E_MAIL	Olyguerra1@hotmail.com			
	E_MAIL				

FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:

2011	03	04
AÑO	MES	DÍA

LENGUAJE. SPA

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ARCHIVO (S):

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
TESIS. Segregación Mesa 30.	Application/msword

CARACTERES EN LOS NOMBRES DE LOS ARCHIVOS: A B C D E F G H I J K L M N O P
Q R S T U V W X Y Z. a b c d e f g h i j k l m n o p q r s t u v w x y z. 0 1 2 3 4 5 6 7 8 9.

ALCANCE

ESPACIAL: Gerencia de Operaciones/ PDVSA, Refinación (OPCIONAL)

TEMPORAL: Seis (6) Meses (OPCIONAL)

TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Ingeniero de Petróleo.

NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Pre-grado.

ÁREA DE ESTUDIO:

Departamento de Petróleo.

INSTITUCIÓN:

Universidad de Oriente Núcleo Anzoátegui.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:**DERECHOS**

De acuerdo con el artículo 41 del reglamento de trabajos de grado de la Universidad de Oriente:

“Los trabajos de grados son de exclusiva propiedad de la universidad y sólo podrán ser utilizados para otros fines con el consentimiento del consejo de núcleo respectivo, quien lo participará al concejo universitario”.

Morales Leidys Coromoto

AUTOR

Morales Mary de Jesús

AUTOR

Ing. Rayda Patiño, MsC

ASESOR

Ing. Jairo Uricare, ESP.

JURADO

Ing. Oly Guerra, MsC

JURADO

Ing. Rayda Patiño, MsC

POR LA SUBCOMISIÓN DE TESIS