

# **TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

## **DETERMINACIÓN DEL GASTO ENERGÉTICO DE GAS POR BARRIL DE PETRÓLEO PRODUCIDO EN LA FAJA DEL ORINOCO**

Presentado ante la Ilustre  
Universidad Central de Venezuela  
Por el Br. Sandoval N, Jhon J.  
Para optar al Título de  
Ingeniero de Petróleo

Caracas, 2018.

# **TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

## **DETERMINACIÓN DEL GASTO ENERGÉTICO DE GAS POR BARRIL DE PETRÓLEO PRODUCIDO EN LA FAJA DEL ORINOCO**

**TUTOR ACADEMICO:** Ing. Francisco Yánez.

**Cotutor ACADEMICO:** Ing. Miguel Expósito

Presentado ante la Ilustre  
Universidad Central de Venezuela  
Por el Br. Sandoval N, Jhon J.  
Para optar al Título de  
Ingeniero de Petróleo

Caracas, 2018.

Caracas, noviembre del 2018.

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería de Petróleo, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por el Bachiller Jhon Sandoval, titulado:

**DETERMINACIÓN DEL GASTO ENERGÉTICO DE GAS POR BARRIL DE  
PETRÓLEO PRODUCIDO EN LA FAJA DEL ORINOCO**

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

---

Prof. Roberto Rojas

---

Prof. Richard Muñoz

---

Prof. Francisco Yáñez

## DEDICATORIA

*Ante todo, quiero agradecer a Dios por estar ahí, por ser esa pequeña voz en mi mente que en varias ocasiones dijo “vamos, tú puedes”, gracias señor.*

*A ti Carmen Nieto, por ser esa madre incondicional que nunca se rindió.*

*A Jairo Sandoval, ese padre que a pesar de todos los inconvenientes siempre busco la forma de ayudarme.*

*A los profesores Eliana Alvarado y Lisbeth Miranda por ser las docentes más profesionales y humildes que existen en esta bella universidad.*

*A la Universidad Central de Venezuela por ayudar a formarme, no solo como profesional sino también como ser humano.*

## AGRADECIMIENTOS

### **A Dios.**

*Por haberme permitido llegar hasta este punto, por brindarme fuerza en aquellos momentos donde pensé que no podría continuar.*

### **A la Universidad Central de Venezuela.**

*Por ser ese templo que día a día nos motivó a estudiar, porque más allá de las dificultades siempre fue y será la casa que vence las sombras.*

### **A mi madre Carmen.**

*No muy a menudo suelo apreciar todo lo que ha hecho por mí; pero hoy quiero dedicarle este momento de éxito y todos los porvenires, hacerle saber que no hubiese llegado hasta este momento sin todo su apoyo y su amor, gracias mamá.*

### **A mi padre Jairo.**

*Porque más allá de la distancia siempre me hiciste saber que podía contar contigo en cualquier momento.*

### **A mis familiares.**

*A mi tía Graciela y Francisco Paredes por ser un apoyo fundamental a lo largo de toda mi carrera universitaria, a mis primos Daniel y Alexander Paredes por siempre saber cómo reconfortarme cuando estaba agobiado. A mis hermanos por siempre estar cuando los necesitaba y a todos aquellos familiares que participaron directa o indirectamente en la elaboración de este trabajo especial de grado.*

*¡Muchas gracias!*

***A mis profesores.***

*Ing. Eliana Alvarado, gracias por todo su apoyo y recomendaciones a lo largo no solo de esta tesis sino de toda mi carrera universitaria, a la Ing. Lisbeth Miranda, gracias por su apoyo ofrecido durante mis años como estudiante y preparador, y a todos los profesores de la Escuela de Petróleo que brindaron un granito de arena en mi formación como profesional.*

***A mis tutores.***

*Ings. Francisco Yáñez y Miguel Expósito, por compartir conmigo su experiencia como profesionales.*

***A mis amigos.***

*Que nos apoyamos mutuamente en nuestra formación profesional y que, hasta ahora, seguimos siendo amigos: Rafael Hernández, Oswaldo Sánchez, Fernando Riera, María Martínez, Julio Granadillo, Julio Berenguela, Daniel Jiménez y Mariana Granados. Espero verlos como profesionales exitosos ¡Gracias por todo!*

**Sandoval N., Jhon J.**

**DETERMINACIÓN DEL GASTO ENERGÉTICO DE GAS POR  
BARRIL DE PETRÓLEO PRODUCIDO EN LA FAJA DEL  
ORINOCO**

**Tutor Académico: Ing<sup>o</sup>. Francisco Yánez. Cotutor Académico: Ing<sup>o</sup>. Miguel  
Expósito. Trabajo Especial de Grado. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería.  
Escuela de Ingeniería de Petróleo. 2018, 122p.**

**Palabras claves:** consumo energético, gas natural, petróleo, fuente de energía, Faja Petrolífera del Orinoco.

**Resumen.** La industria petrolera es la mayor fuente de energía del mundo, sin embargo, pocas investigaciones se han realizado para determinar cuanta energía es necesaria para producir y transportar un barril de petróleo. La Faja petrolífera del Orinoco (FPO) la zona petrolífera con las mayores acumulaciones de petróleo del mundo, su extracción y transporte requiere de equipos que utilizan como fuente de energía a la electricidad, el gas natural o derivados de petróleo. Surgió la necesidad de cuantificar el consumo energético de todos los equipos utilizados y su respectiva equivalencia en unidades volumétricas de gas natural y petróleo, los resultados indicaron que el gas natural producido por barril en la FPO suministra la energía necesaria para la producción de un barril de petróleo y que los costos de energía por barril serian menores si se utiliza el gas natural como fuente de energía y no la electricidad.

## INDICE DE CONTENIDO

INDICE DE FIGURAS.....	xiv
INDICE DE TABLAS .....	xvi
INTRODUCCIÓN .....	1
CAPITULO I.....	3
EL PROBLEMA .....	3
1.1 Planteamiento del problema.....	3
1.2 Justificación .....	5
1.3 Objetivos de la Investigación.....	6
1.3.1 Objetivo General .....	6
1.3.2 Objetivos Específicos.....	6
1.4 Alcance .....	7
1.5 Limitaciones.....	7
CAPITULO II .....	8
MARCO TEORICO .....	8
2.1 Petróleo .....	9
2.1.1 Propiedades.....	9
2.1.1.1 Gravedad API.....	9
2.1.1.2 Contenido de Azufre .....	10
2.1.1.3 Viscosidad .....	10
2.1.1.4 Gravedad especifica .....	11
2.1.1.5 Peso Específico .....	11
2.1.1.6 Calor Especifico .....	12
2.2 Gas Natural .....	12
2.2.1 Utilidad del Gas Natural.....	13
2.2.2 Composición del Gas Natural .....	13
2.3 Yacimientos de Petrolero.....	13

2.3.1 Trampas Estructurales.....	14
2.3.2 Trampas Estratigráficas.....	14
2.3.3 Formación Geológica.....	14
2.3.4 Mecanismos de Empuje .....	14
2.3.4.1 Empuje Hidráulico .....	15
2.3.4.2 Expansión de Gas .....	15
2.3.4.3 Gas en Solución.....	15
2.3.4.4 Segregación Gravitacional.....	16
2.3.4.5 Compactación de Roca y Fluido .....	16
2.3.5 Tipos de Recuperación de Petróleo.....	17
2.3.5.1 Recuperación Primaria .....	17
2.3.5.2 Levantamiento Artificial .....	18
2.3.5.2.1 Bombeo Mecánico .....	18
2.3.5.2.2 Bombeo por Cavidades Progresivas .....	19
2.3.5.2.3 Bombeo Electro Sumergible .....	20
2.3.5.3 Recuperación Secundaria .....	21
2.3.5.4 Recuperación Mejorada.....	22
2.4 Pozos .....	22
2.4.1 Clasificación de los Pozos .....	22
2.4.1.1 Según el Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería..	22
2.4.1.2 Según la Función del Pozo .....	23
2.4.2 Macolla.....	23
2.4.3 Pozos Horizontales.....	24
2.5 Sistema de Producción y Transporte .....	25
2.5.1 Válvula Multifásica.....	25
2.5.2 Bombas Hidráulicas .....	25
2.5.2.1 Bombas Multifásicas .....	26
2.5.2.1.1 Tipos de Bombas Multifásicas.....	26

2.5.2.1.1.1 Bombas Rotodinámicas.....	26
2.5.2.1.1.2 Bombas de Desplazamiento Positivo .....	26
2.5.2.1.2 Bombas de Doble Tornillo .....	27
2.5.2.2 Bomba Centrifuga .....	29
2.5.3 Medidor Multifásico.....	29
2.5.4 Separadores .....	30
2.5.4.1 Separador Gas-Líquido.....	30
2.5.4.1.1 Proceso de Separación.....	31
2.5.4.1.2 Etapas de la Separación .....	31
2.5.4.1.2.1 Sección Primaria.....	31
2.5.4.1.2.2 Sección Secundaria.....	32
2.5.4.1.2.3 Sección de Extracción de Neblina .....	32
2.5.4.1.2.4 Sección Final.....	32
2.5.4.1.3 Fuerzas Presentes en la Separación Líquido-Gas .....	33
2.5.5 Intercambiador de Calor.....	33
2.5.6 Deshidratación de Crudo.....	33
2.5.6.1 Sistema de calentamiento en el Proceso de Deshidratación.....	34
2.5.6.1.2 Hornos .....	34
2.5.6.1.3 Fuente Energética de los Hornos.....	35
2.5.6.1.3.1 Gas Caliente .....	35
2.5.6.1.3.2 Energía Eléctrica:.....	35
2.5.6.2 Coalescedores Electroestático .....	36
2.5.7 Desalación de Crudo .....	37
2.5.7.1 Incorporación del Agua de Desalación.....	38
2.5.8 Tanques de Lavado.....	39
2.5.9 Patio de Tanques .....	41
2.5.10 Línea de Flujo .....	41
2.5.11 Diluyente de Crudo .....	42

2.5.11.1 Diluenducto .....	42
2.5.11.2 Múltiple de Diluyente.....	42
2.5.11.3 Dilución de Crudo.....	42
2.5.11.4 Volumen de Diluyente .....	43
2.6 Energía.....	43
2.6.1 Consumo Energético .....	43
2.6.2 Barril Equivalente de Petróleo .....	44
2.6.3 BTU.....	44
2.6.4 Potencia Mecánica .....	44
2.7 Transformador eléctrico.....	45
2.8 Termodinámica .....	45
2.8.1 Primera ley de la termodinámica .....	45
2.8.2 Segunda Ley de la Termodinámica.....	46
2.9 Principio de Bernoulli.....	46
2.10 Capacidad Calorífica.....	46
2.11 Área de estudio .....	47
2.11.1 Faja Petrolífera del Orinoco .....	47
2.11.1.1 Estratigrafía de la Faja Petrolífera del Orinoco .....	48
2.11.1.2 Estructura de la Faja Petrolífera del Orinoco .....	48
2.11.1.3 Formaciones .....	49
2.11.1.3.1 Formación Oficina .....	49
2.11.1.3.2 Formación Merecure.....	49
2.11.1.4 Características de los Yacimientos en FPO.....	49
2.11.1.5 Características de los Fluidos Producidos en la FPO .....	50
2.11.1.6 Tipo de Pozos y Sistemas de Levantamiento Artificial Usados en la FPO.....	50
2.11.1.7 Bombas Multifásicas Usadas en la FPO.....	51
2.11.1.8 Diluentes Usados en la FPO .....	51

CAPITULO III .....	54
MARCO METODOLÓGICO .....	54
3.1 Tipo de Investigación.....	54
3.1.1 Según el Objetivo de la Investigación.....	54
3.1.2 Según el Nivel de Profundización de la Investigación.....	55
3.2 Diseño de la Investigación.....	55
3.3 Población y Muestra .....	56
3.4 Etapa 1: Revisión Bibliográfica.....	57
3.5 Etapa 2: Análisis Experimental.....	57
3.5.1 Diseño del Sistema de Producción.....	58
3.5.2 Cálculo de densidades de los fluidos presentes en el sistema de producción.....	58
3.5.3 Consumo energético y caudal de los equipos utilizados en el sistema de producción y transporte.....	59
3.5.3.1 Diluyente .....	60
3.5.3.2 Bombas de Cavidades Progresivas.....	60
3.5.3.3 Bombas Hidráulicas .....	63
3.5.3.3.1 Bombas Multifásicas.....	65
3.5.3.3 Válvulas y Separador Bifásico .....	66
3.5.3.4 Intercambiador de Calor y Hornos .....	66
3.5.3.5 Medidor multifásico .....	68
3.5.3.6 Deshidratador de petróleo .....	68
3.6 Conversión del cálculo energético a pies cúbicos de gas natural .....	69
3.7 Análisis Económico .....	71
3.8 Plantilla en Excel para el Cálculo del Consumo Energético. ....	72
CAPITULO IV .....	73
ANALISIS DE RESULTADOS .....	73
4.1 Identificación de los Parámetros Energéticos que Afectan al Sistema de Producción y Transporte.....	73

4.2 Determinación el Gasto Energético de los Equipos Utilizados en el Sistema de Producción .....	76
4.2.1 Bomba de Cavidades Progresivas.....	77
4.3 Determinar el Gasto Energético del Transporte de Crudo desde Cabezal del Pozo hasta Refinería/Puerto.....	78
4.3.1 Bombas Hidráulicas .....	78
4.3.2 Intercambiador de Calor y Hornos .....	81
4.3.3 Medidor de Flujo Multifásico .....	81
4.3.4 Deshidratador .....	81
4.4 Gasto Energético en Unidad Volumétrica de Gas Natural y Petróleo .....	85
4.5 Análisis Económico .....	87
4.6 Parametrizar de la demanda energética de gas por barril de petróleo y sistematizar en Excel .....	89
1. Hoja de instrucciones.....	90
2. Hoja de datos: .....	90
3. Hoja de energía: .....	90
4. Hoja de gráfico: .....	90
CONCLUSIONES .....	91
RECOMENDACIONES .....	93
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	94
ANEXOS .....	102

## INDICE DE FIGURAS

### CAPITULO I

<b>Figura 1. 1</b> Tendencia mundial del consumo energético (Fuente: Agencia Internacional de Energía, 2010) .....	3
--	---

### CAPITULO II

<b>Figura 2. 1</b> Diagrama esquemático de bombeo mecánico (Fuente: PDVSA, INTEVEP. 2015) .....	19
<b>Figura 2. 2</b> Diagrama esquemático de bombeo por cavidades progresivas (Fuente: PDVSA, INTEVEP. 2015).....	20
<b>Figura 2. 3</b> Diagrama esquemático de bombeo electrosumergible (Fuente: PDVSA, INTEVEP. 2015).....	21
<b>Figura 2. 4</b> Diagrama típico de un pozo horizontal (Fuente: Lemus, 2003) .....	24
<b>Figura 2. 5</b> Vista lateral de una bomba multifásica doble tornillo (Fuente: Santibañez, 2007) .....	28
<b>Figura 2. 6</b> Vista lateral de una bomba centrífuga (Fuente: Santos, 2006).....	29
<b>Figura 2. 7</b> Composición de un horno típico (Fuente: Acedo, 2003).....	35
<b>Figura 2. 8</b> Deshidratador calentador-electroestático. (Freites, 2015).....	37
<b>Figura 2. 9</b> Sistema convencional de deshidratación y desalado de crudo (Fuente: Freites, 2015). .....	39
<b>Figura 2. 10</b> Sistema convencional de tanque de lavado (Fuente: Moreno, 2006)....	41
<b>Figura 2. 11</b> Ubicación de la Faja Petrolífera del Orinoco (Fuente: PDVSA, 2010). 47	
<b>Figura 2. 12</b> Reservas mundiales de petróleo (Fuente: BP Statical review. 2015. Modificado por Andrés Level, 2015).....	50
<b>Figura 2. 13</b> Características del petróleo en Venezuela. (Fuente: Vepica, 2008).....	51

### **CAPITULO III**

**Figura 3. 1** Esquema para cumplimiento de objetivos (Fuente: Elaboración propia) 57

**Figura 3. 2** Relación diámetro y excentricidad en BCP (Fuente: Instituto Argentino, (2010) ..... 62

### **CAPITULO IV**

**Figura 4. 1** Sistema de producción a utilizar (Fuente: Elaboración propia) ..... 75

**Figura 4. 2** Transporte de petróleo desde patio de tanques hasta refinería o puerto (Fuente: Elaboración propia)..... 75

**Figura 4. 3** Relación porcentual del consumo de los equipos ..... 84

## INDICE DE TABLAS

<b>Tabla 4. 1</b> Propiedades de los fluidos acumulados en la FPO (Fuente: Santos, 2010) .....	74
<b>Tabla 4. 2</b> Equipos y fuente de energía (Fuente: Elaboración propia).....	76
<b>Tabla 4. 3</b> Datos para potencia y caudal BCP (Fuente: SPE OIL, 2003).....	77
<b>Tabla 4. 4</b> Datos para potencia bomba multifásica (Fuente: Flowserve, 2007).....	79
<b>Tabla 4. 5</b> Datos para potencia bomba centrífuga, diluentes (Fuente: Santos, 2010)	79
<b>Tabla 4. 6</b> Datos para bombeo al patio de tanques (Fuente: Elaboración propia).....	79
<b>Tabla 4. 7</b> Datos para bombeo a refinería o puerto (Fuente: Elaboración propia).....	80
<b>Tabla 4. 8</b> Datos para transferencia de calor. Intercambiador de calor y hornos (Fuente: Castillo, 2016).....	81
<b>Tabla 4. 9</b> Consumo energético (Fuente: Elaboración propia).....	82
<b>Tabla 4. 10</b> Equivalencia volumétrica (Fuente: Elaboración propia).....	85
<b>Tabla 4. 11</b> Costo de electricidad, gas natural y petróleo (Fuente: PDVSA, EIA, CORPOELEC). (Precio 08/10/2018).....	87
<b>Tabla 4. 12</b> Costo de la energía por barril de petróleo producido en la FPO en precios nacionales e internacionales (Fuente: Elaboración propia).....	88

## INTRODUCCIÓN

Venezuela es el país que cuenta con las mayores reservas de hidrocarburos en el mundo. La Faja Petrolífera del Orinoco es la fuente de reservas de hidrocarburos líquidos más grande del mundo, comprende una extensión de 55.314 km<sup>2</sup> y un área de explotación actual de 11.593 km<sup>2</sup>, ubicada al sur de los estados Guárico, Anzoátegui y Monagas. Posee unas reservas explotables de más de 270 mil millones de barriles, de un potencial de 1,3 billones de barriles según PDVSA, lo cual representa una gran potencialidad energética de carácter estratégico para el país y para el mundo. Sin embargo, este es un petróleo de alta viscosidad y por consiguiente su extracción requiere un proceso más complejo en comparación con la explotación de petróleo liviano, lo cual con lleva a mayores costos de producción.

Generalmente al iniciar la explotación de yacimiento se hace mediante recuperación primaria, esto se refiere a la producción de petróleo desde el yacimiento sin el uso adicional de ningún proceso, es decir, se produce únicamente por acción de la energía propia del reservorio. Uno de los principales elementos que brinda esta energía natural es el gas, ocupa el espacio que deja el petróleo que se extrae y de esta manera ayuda a mantener la presión en el yacimiento, este tipo de yacimientos suelen producir crudo y un gas asociado; otros de los mecanismos que aporta la energía natural al yacimiento es el gas en solución que se expande, estos yacimientos producen petróleo y gas en solución; sin embargo, en Venezuela este gas no se exporta. Este tipo de yacimientos en conjunto con los yacimientos de gas en el país alcanzan los 151 Billones de Pies Cúbicos de gas (BPC) de reservas de gas probadas. Venezuela es el octavo país con las mayores reservas de gas y el primero de América Latina. El 71% de esas reservas probadas se encuentran en la zona oriental del país, 24% en la zona occidental, 2.5% en el norte de Paria, 2.4% en la plataforma Deltana y el 0.14% en la

zona sur. El 90.8% de estas reservas probadas de Gas Natural corresponden a gas asociado al petróleo y 9.2% de gas no asociado.

La producción de gas natural en Venezuela se mantuvo en alza durante cuatro años seguidos (2012-2016) con un margen porcentual de ocho punto uno (8.1%), aproximadamente siete mil novecientos veintiséis millones de pies cúbicos por día (7926MPCND), en el año 2017 esta producción disminuyó a siete mil quinientos cuarenta y seis (7546 MPCND), esto según data oficial de PDVSA, de esa producción el mercado interno solo consume dos mil quinientos (2500PCND), las otras dos terceras partes se utilizan en recuperación secundaria, en el sector petrolero manufacturero y en venteo (quema de gas).

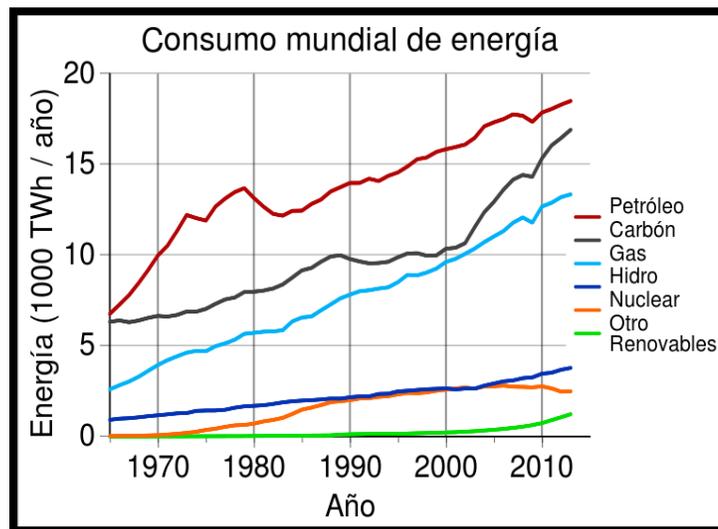
En el presente estudio se determinó el gasto energético asociado a la producción y transporte de un barril de petróleo producido en la FPO, una vez conocido este valor se llevó a una unidad de medida de volumen de gas natural y se evaluó el costo monetario en unidad de gas, unidad eléctrica y unidad de líquido. Aunque cada campo del FPO posee características únicas (número de bombas de cavidades progresivas, volumen de diluyente, diferencial de presión en las bombas, etc.) los equipos de producción y transporte son básicamente los mismos, es por ello que se creó una plantilla en Excel que permitió cuantificar el gasto energético en cada campo de la FPO conocida las características de los equipos y fluidos necesarias para la plantilla.

# CAPITULO I

## EL PROBLEMA

### 1.1 Planteamiento del problema

El consumo mundial de energía sube a cada día, esto debido al auge de los equipos electrónicos que se desarrolló durante el siglo XX. Según la agencia internacional de energía (2010), un 86% del consumo energético mundial proviene de la combustión de combustibles fósiles (petróleo), es decir, la principal fuente de energía en el mundo es la industria petrolera.



**Figura 1. 1** Tendencia mundial del consumo energético (Fuente: Agencia Internacional de Energía, 2010)

Para producir crudo en la faja es necesario diluirlo, este proceso se suele realizar con crudo liviano, la mezcla de ambos da como resultado un crudo pesado que puede ser producido con mayor facilidad en comparación con el crudo extrapesado de la FPO.

A partir del 2013 la producción de crudo pesado y extrapesado en Venezuela comenzó a declinar, esto motivado a la escasez de crudo liviano para el proceso de mezclado.

El reto principal en esta zona petrolífera es la tecnología, la explotación de crudo de baja gravedad API requiere mantener en constante actualización los equipos tecnológicos para incrementar el factor de recobro de estas reservas.

El ingeniero especializado en procesos de petróleo y gas, Servideo Morales, explicó durante el foro de Sargas III en el 2016, realizado en la Universidad Simón Bolívar que el 33% registrado como quema o venteo de gas, es equivalente a un aproximado de 550.000 barriles de petróleos perdidos, básicamente la quema de este gas se traduce como un desperdicio de energía, recurso que podría ser utilizado internamente por muchas industrias de estado o privadas, o exportado. Uno de los posibles usos que podría dar el estado a este recurso es la sustitución del petróleo utilizado en la industria petrolera como medio de autosuficiencia energética por gas, sin embargo, no existe mayor información sobre el consumo energético de la industria del petróleo, por ser esta productora de energía.

El Departamento de Energía de California, USA. Presentó cifras del 2000. La información indica una producción de petróleo anual de 300 millones de barriles, empleándose para su extracción:

- 3846 millones de KWh (electricidad)
- 2910 millones de termias en gas natural (\*) = 85263 millones de kWh
- Total, energía empleada = 89109 millones de kWh

Consumo de energía por barril producido = 297 kWh/B (\*\*)= 1.01 MMBTU/B

No existe una medida clara sobre cuanta energía es empleada en la industria petrolera venezolana sobre el consumo energético de los equipos de producción y transporte, este consumo debería ser conocido puesto que es un factor fundamental en los costos de producción de un barril y por consiguiente en el precio de venta.

## 1.2 Justificación

Venezuela registró la mayor caída en la producción petrolera de las últimas tres décadas, al cerrar diciembre de 2017 en 1,6 millones de barriles diarios (MMBPD), según un informe de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP). Al conocer el gasto energético de producir y transportar hasta puerto o refinería un barril de petróleo y conocer dicho valor energético en una unidad volumétrica de gas natural, permitirá a posteriores investigadores evaluar la posibilidad de sustituir la energía que necesitan los equipos de producción y transporte que generalmente es electricidad, derivados del petróleo por energía proveniente del gas natural, esto permitirá que los volúmenes de derivados del petróleo que se utilizan en la industria petrolera sean dedicados a la exportación.

El objetivo de todo ingeniero petrolero es aprovechar toda la energía que un yacimiento puede brindar, es por ello que mucho del gas producido se inyecta, esto permite alargar la vida útil del yacimiento. Actualmente PDVSA desarrolla proyectos que permitan exportar gas natural a distintos países, entre ellos Trinidad y Tobago mediante la construcción de un gasoducto; estos proyectos requieren de entre cinco o diez años como mínimo, sustituir los equipos de producción actuales por equipos de producción que funcionen por gas no es un proceso muy complejo cuando de trabajos en taladro se trata. El gas que se ventea en Venezuela es un desperdicio de energía y recursos y este proyecto busca recuperar parte de esa energía desperdiciada.

En el siguiente proyecto se va utilizar un sistema de producción primaria, es decir, producción por la energía natural del yacimiento lo cual permitirá trabajar con equipos superficiales de producción relativamente sencillos, como el crudo de la FPO es pesado o extrapesado este no puede fluir de forma natural hasta superficie, se deben utilizar diluentes y un mecanismo de levantamiento artificial.

El sistema de levantamiento artificial más utilizado en la FPO es por bombeo de cavidades progresivas, este método utiliza un conjunto de equipos tipo, estos pueden

utilizarse con otros equipos complementarios en algunos pozos dependiendo de sus necesidades; pero en general los equipos utilizados en este método son los mismos, utilizando ese marco de referencia (equipos tipo) se determinó el consumo energético de gas en los equipos de levantamiento artificial en la producción de un barril de crudo de referencia.

### **1.3 Objetivos de la Investigación**

#### **1.3.1 Objetivo General**

Elaborar una propuesta que permita utilizar el gas producido en la Faja del Orinoco en los sistemas de producción y transporte de crudo pesado y extra pesado, con la finalidad de sustituir energéticamente el gas por el petróleo en estos sistemas.

#### **1.3.2 Objetivos Específicos**

- Identificar los parámetros energéticos que afectan en la producción de crudo.
- Determinar el gasto energético de los equipos utilizados en el sistema de producción
- Determinar el gasto energético del transporte de crudo desde cabezal del pozo hasta refinería/puerto.
- Realizar un análisis económico
- Parametrizar la demanda energética de gas por barril de petróleo y sistematizar en Excel.

#### **1.4 Alcance**

Esta investigación contemplaba la cuantificación del gasto energético asociado a la producción de un barril de petróleo en la FPO para posteriormente llevar ese valor a una unidad de medida en gas, adicionalmente se realizó un análisis económico sobre la variación en los costos utilizando como fuente de energía a la electricidad, gas natural y al petróleo en los equipos.

#### **1.5 Limitaciones**

Esta investigación está limitada por la información de los equipos de producción y transporte utilizados en la FPO adquirida a través de las operadoras y empresas mixtas, y por un tiempo límite de dieciséis semanas, tiempo estimado para elaborar el trabajo especial de grado.

## **CAPITULO II**

### **MARCO TEORICO**

A continuación, se presenta los pilares teóricos y conceptuales básicos para el correcto desarrollo del presente trabajo especial de grado. Se procedió a brindar un enfoque lo suficientemente amplio para comprender la problemática planteada, donde se consideró pertinente situar el marco teórico o referencial que orienta el estudio en todos sus aspectos, la fundamentación teórica, según lo plantea Balestrini (1998).

“Determina la perspectiva de análisis, la visión del problema que se asume en la investigación; y muestra la voluntad del investigador, de analizar la realidad objeto de estudio de acuerdo a una explicación pautada por los conceptos, categorías y el sistema preposicional, atendido a un determinado paradigma”.

Es decir, una revisión bibliográfica se realiza con el propósito de analizar y exponer todas aquellas teorías, enfoques, investigaciones pertinentes sobre el estudio y trabajos de investigación realizados, con el propósito de sustentar y presentar un contexto teórico adecuado al estudio, para ampliar y profundizar en términos investigativos todo lo relativo al análisis presentado. En el caso del presente trabajo especial de grado, analizar todo lo correspondiente a los elementos teóricos necesarios para el cálculo del gasto energético de producir y transportar un barril de petróleo en la FPO. A continuación, se presentan los trabajos previos consultados que tienen relación con el tema de estudio:

## **2.1 Petróleo**

El petróleo es un líquido oleaginoso, inflamable, cuyo color varía de incoloro a negro, y consiste en una mezcla completa de hidrocarburos con pequeñas cantidades de otros compuestos

En la industria petrolera, la palabra "crudo" se refiere al petróleo en su forma natural no refinado, tal como sale de la tierra. Este petróleo crudo es una mezcla de gran variedad de aceites minerales, llamados "hidrocarburos", pues sus moléculas están formadas por hidrógeno y carbono (Huamani, 1999).

### **2.1.1 Propiedades**

El crudo y las fracciones de crudo de alto punto de ebullición están compuestos de hidrocarburos que forman parte de series relativamente homólogas. La composición de la mezcla, en términos de composición elemental no varía mucho, pero pequeñas diferencias en la composición pueden afectar en gran medida las propiedades físicas y los procesos requeridos para la obtención de productos de mayor valor comercial (Huamani, 1999).

El petróleo es una mezcla compleja de hidrocarburos, cada crudo es comparado con la otra materia prima disponible, y basados en los costos operacionales y la realización del producto se asigna un valor, algunas de las propiedades a considerar en el presente trabajo son

#### **2.1.1.1 Gravedad API**

La densidad del petróleo es expresada por lo general como gravedad API más que como gravedad específica, ambas se relacionan de forma tal que un incremento en la gravedad API corresponde a una disminución de la gravedad específica. Las unidades en las que se expresa esta gravedad son °API y puede ser calculada de la gravedad específica mediante la siguiente ecuación:

$$^{\circ}API = \left( \frac{141.5}{GEL} \right) - 131.5 \quad (\text{Ec. 1})$$

donde:

$^{\circ}API$ : grados API ( $^{\circ}$ )

Gel: gravedad específica (Adimensional)

En la ecuación 1 la gravedad específica y la API se refieren a peso por unidad de volumen a 60 °F comparado con agua a 60 °F (Gary, 2001).

La clasificación de crudos por rango de gravedad API utilizada en la industria venezolana de los hidrocarburos, a 15,5 °C (60 °F) es como sigue (Foncied, 1998):

- Extrapesados, menos de 10° API
- Pesados, menos de 21,9 ° API
- Medianos 22,0 - 29,9 ° API
- Livianos 30 ° API - y más

### **2.1.1.2 Contenido de Azufre**

El contenido de azufre es una de las propiedades que afecta la calidad del crudo y tienen una gran influencia sobre su precio. El contenido de azufre es expresado como porcentaje en peso de azufre y varía desde menos de 0.1% p/p hasta valores superiores a 5 % p/p. Crudos con contenidos de azufre superiores a 0.5% p/p generalmente requieren un procesamiento más extensivo que aquellos con un contenido de azufre menor (Huamani, 1999).

### **2.1.1.3 Viscosidad**

Es una propiedad física de las sustancias que caracteriza su comportamiento respecto a una fuerza aplicada. Es la medida de fricción interfacial, la cual se hace aparente cuando una capa de fluido se mueve con respecto a otra, puesta en manifiesto por la fuerza necesaria para conservar el gradiente de velocidades entre dos capas fluidas

paralelas. Esta definición implica que a mayor viscosidad un líquido escurre más lentamente (Huamani, 1999).

#### 2.1.1.4 Gravedad Especifica

Relación entre la densidad de una sustancia y la de otra, tomada como patrón, generalmente para sólidos y líquidos se emplea el agua destilada y para gases, el aire o el hidrógeno. También llamada peso específico (Huamani, 1999).

La gravedad específica de un fluido se puede obtener a partir de la ecuación (2) si se conoce la gravedad API o a partir de la ecuación 2 si se conoce su densidad.

$$GE_l = \frac{\rho_l}{\rho_a} \quad (\text{Ec. 2})$$

Donde:

GE<sub>l</sub>: gravedad específica del líquido (adimensional)

$\rho_l$ : densidad del líquido (Kg/m<sup>3</sup>)

$\rho_a$ : densidad del agua (Kg/m<sup>3</sup>)

La gravedad específica de un gas se puede obtener a partir de la ecuación (3) si se conoce su densidad.

$$GE_g = \frac{\rho_g}{\rho_a} \quad (\text{Ec. 3})$$

donde:

GE<sub>g</sub>: gravedad específica del gas (adimensional)

$\rho_l$ : densidad del líquido (Kg/m<sup>3</sup>)

$\rho_a$ : densidad del aire (Kg/m<sup>3</sup>) La densidad del aire depende de las condiciones de presión y temperatura

#### 2.1.1.5 Peso Específico

Es la relación existente entre el peso y el volumen de una sustancia. Dado que el peso de un objeto es la medida en que la atracción de la Tierra actúa sobre él, y al

mismo tiempo el volumen es la superficie que dicho objeto ocupa, el peso específico constituye la relación entre ambas propiedades expresada en Newtons sobre metro cúbico ( $N/m^3$ ), de acuerdo al Sistema Internacional (Huamani, 1999).

El peso específico de un fluido se puede obtener a partir de la ecuación 4 si se conoce su densidad.

$$\gamma_l = \rho_l * g \quad (\text{Ec. 4})$$

Donde:

$\gamma_l$ : peso específico del líquido ( $N/Kg$ )

$\rho_l$ : densidad del líquido ( $Kg/m^3$ )

G: gravedad ( $9.81 m/s^2$ )

### **2.1.1.6 Calor Especifico**

Es la cantidad de calor que permite variar, en un grado, la temperatura de un cuerpo. La capacidad calórica de una sustancia es una magnitud que indica la mayor o menor dificultad que presenta dicha sustancia para experimentar cambios de temperatura bajo el suministro de calor. El calor específico del petróleo varía entre 0.40 y 0.52 calorías/gramos $^{\circ}C$ . El promedio para la mayoría de los petróleos es 0.45 calorías/gramos $^{\circ}C$  (PetroEarth, 2010).

## **2.2 Gas Natural**

Es una mezcla de distintos hidrocarburos, generalmente gaseosos, que se produce en el subsuelo de manera natural. Suele aparecer junto al petróleo, en la parte superior de los mismos yacimientos, y la composición, como la del crudo, varía dependiendo del lugar donde provenga.

Debido a sus ventajas económicas y ecológicas, el gas natural resulta cada día más atractivo para muchos países. Las características de este producto, como por ejemplo

se reducido intervalo de combustión, hace de esta fuente de energía una de las más seguras del momento. En la actualidad es la tercera fuente de energía de mayor utilización después del petróleo (EcuRed, Sin fecha).

### **2.2.1 Utilidad del Gas Natural**

El gas natural tiene diversos usos en lo social, industrial, comercial y residencial, así como también para el transporte de pasajeros y la generación eléctrica. Ofrece amplias ventajas en el ahorro energético y en procesos industriales que requieren de ambientes limpios, procesos controlados y combustibles altamente eficientes.

El gas directo que se distribuye a nuestros hogares, comercios e industrias a través de los sistemas de tuberías, se denomina gas metano por contener el mayor porcentaje de contenido de metano ( $\text{CH}_4$ ). El gas que se distribuye por bombona (GLP–Gas Licuado de Petróleo) está constituido principalmente por Propano (EcuRed, Sin fecha).

### **2.2.2 Composición del Gas Natural**

El gas natural es un hidrocarburo formado principalmente por metano, aunque también suele contener una proporción variable de nitrógeno, etano,  $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2\text{O}$ , butano, propano, mercaptanos y trazas de hidrocarburos más pesados. El metano es un átomo de carbono unido a cuatro de hidrógeno ( $\text{CH}_4$ ) y puede constituir hasta el 97% del gas natural. Su peso molecular es de apropiadamente 18.2 Kg/kMol

## **2.3 Yacimientos de Petrolero**

Es una acumulación natural de hidrocarburos en una roca porosa y permeable subterránea, los hidrocarburos naturales, como el petróleo y el gas natural, son retenidos por formaciones de rocas suprayacentes con baja permeabilidad (roca sello) o barrera de agua y se caracterizan por un sistema de presión (Pyerson 1965).

### **2.3.1 Trampas Estructurales**

Son aquellas originadas por procesos tectónicos, gravitacionales y procesos de compactación, las capas suprayacentes a una capa porosa son impermeables, sellándola e impidiendo el flujo del petróleo (Pyrson 1965).

### **2.3.2 Trampas Estratigráficas**

Son aquellas en las cuales la geometría de la trampa es inherente a la morfología sedimentaria original de la serie o la generada por los procesos diagenéticos inmediatamente posteriores. Las más conocidas de estas trampas son las producidas por cambios de facies o las relacionadas con discordancias (Pyrson 1965).

### **2.3.3 Formación Geológica**

Según la Comisión Internacional de Estratigrafía es una unidad lito estratigráfica formal que define cuerpos de rocas característicos por unas propiedades litológicas comunes (composición y estructura) que las diferencian de las adyacentes (Pyrson 1965).

### **2.3.4 Mecanismos de Empuje**

Los mecanismos de empuje son los responsables de aportar la energía necesaria para que los fluidos puedan desplazarse dentro del yacimiento, es decir, para que los fluidos puedan ser explotados. El empuje del petróleo hacia los pozos se efectúa inicialmente por la presión natural que tiene el yacimiento.

Existen cinco mecanismos de empuje natural: Empuje de Agua, Expansión del Gas, Gas en Solución, Empuje de Roca (compactación) y Segregación Gravitacional. Generalmente, se da el caso de que uno de estos mecanismos prevalece sobre los demás, pero la posible presencia de otro mecanismo actuaría como una ayuda adicional (Samaniego, 2007).

#### **2.3.4.1 Empuje Hidráulico**

El empuje por agua es considerado el mecanismo natural más eficiente para la extracción de petróleo. Su presencia y actuación puede lograr que se produzca hasta 60 por ciento y quizás más del petróleo en sitio. Un empuje de agua fuerte proporciona un excelente aporte de presión al acuífero con caída de presión mínima en el pozo. El agua del acuífero se expande y desplaza al petróleo o gas desde el yacimiento hacia el hoyo mientras la presión cae.

Un empuje de agua fuerte ocurre cuando el acuífero es de calidad igual o mayor que el yacimiento, y tiene un volumen mucho mayor que el yacimiento (unas 10 veces) o está conectado a una recarga superficial. Por otro lado, se debe mantener la presión en el yacimiento por encima del punto de burbuja para evitar el desprendimiento de gas y que se forme una capa de gas (Samaniego, 2007).

#### **2.3.4.2 Expansión de Gas**

En los yacimientos con este tipo de mecanismo de empuje, bajo las condiciones originales de presión y temperatura, existe un equilibrio entre el gas libre y el petróleo presente. A medida que se realiza la producción de petróleo, la presión disminuye y la capa de gas se expande, actuando como un pistón que impulsa el petróleo al pozo. Por su mecanismo y características de funcionamiento, el empuje por capa de gas ofrece una posibilidad de extracción de petróleo de un 15 a 25% (Samaniego, 2007).

#### **2.3.4.3 Gas en Solución.**

Este es el principal mecanismo de empuje para aproximadamente un tercio de todos los reservorios de petróleo del mundo. En un reservorio de empuje por gas en solución no existe capa de gas o Empuje por Agua por lo tanto la energía para empujar al petróleo al pozo puede ser proporcionada por la expansión del petróleo debido al gas expandiéndose en solución. Cuando la presión cae debajo del punto de burbuja en el yacimiento, se forman pequeñas y dispersas burbujas de gas en los poros, que también empujan al petróleo hacia el pozo. La presión inicial del reservorio está sobre o igual a

la presión del punto de burbuja. Si asumimos que la presión inicial esta sobre la presión del punto de burbuja, entonces la presión como consecuencia de la producción declinará rápidamente hasta el punto de burbuja. Todo el gas en el reservorio permanece en solución. Una vez que la presión ha declinado hasta la presión del punto de burbuja, la producción adicional causará que esta decline por debajo del punto de burbuja con la consiguiente evolución del gas libre en el reservorio. Después que la saturación de gas excede la saturación crítica, este se hace móvil. A fin de que no se forme una capa de gas, la permeabilidad vertical debe ser pequeña (Samaniego, 2007).

#### **2.3.4.4 Segregación Gravitacional**

En un yacimiento de empuje por segregación, el gas libre a medida que sale del petróleo, se mueve hacia el tope del reservorio mientras que el petróleo hacia abajo debido a la permeabilidad vertical. Para que esto ocurra debe existir suficiente permeabilidad vertical para permitir que las fuerzas gravitacionales sean mayores que las fuerzas viscosas dentro del reservorio. aunque algunos de estos reservorios no tienen una capa de gas inicial, la recuperación será mayor si esta existe. Las recuperaciones pueden ser bastante grandes si se aprovechan adecuadamente las condiciones de explotación de este tipo de yacimientos, oscilando entre un 40 y un 60% (Samaniego, 2007).

#### **2.3.4.5 Compactación de Roca y Fluido**

Al iniciar la producción de fluidos de un yacimiento se incrementará la diferencia entre la presión de sobrecarga y la presión del poro, lo que originará una reducción del volumen poroso del reservorio y posiblemente cause subsidencia de la superficie. La recuperación de petróleo mediante el empuje por compactación es significativa solo si la compresibilidad de la formación es alta. Aunque el empuje por compactación incrementará la recuperación de petróleo, la compactación de la formación puede causar problemas tales como colapso al revestidor y reducir la productividad de los pozos debido a la reducción de la permeabilidad (Samaniego, 2007).

### **2.3.5 Tipos de Recuperación de Petróleo**

La explotación de un yacimiento de petróleo ocurre básicamente en tres etapas (Hernández, 2012):

- Recuperación primaria.
  - Levantamiento artificial.
- Recuperación secundaria.
- Recuperación mejorada.

#### **2.3.5.1 Recuperación Primaria**

Dependiendo del tipo de petróleo, las características del reservorio y la ubicación de los pozos, el porcentaje de petróleo, inicialmente contenido en un reservorio, el fluido puede fluir por la energía natural del yacimiento proveniente de los mecanismos de empuje hasta superficie. Para que el petróleo fluya de la roca reservorio al pozo, la presión a la que se encuentra el petróleo en el reservorio debe ser superior a la del fondo del pozo. El caudal con que el petróleo fluye hacia el pozo depende de la diferencia de presión entre el reservorio y el pozo, la permeabilidad, grosor de las capas y la viscosidad del petróleo (Hernández, 2012).

La presión inicial del reservorio generalmente es lo suficientemente alta para elevar el petróleo en los pozos de producción a la superficie, pero a medida que se extraen el gas y el petróleo la presión disminuye y el ritmo de producción comienza a descender. La producción, aun cuando está declinando, se puede mantener por un tiempo mediante procedimientos naturales tales como expansión del casquete de gas y el empuje del agua (Hernández, 2012).

Cuando esa energía natural deja de ser suficiente, se impone recurrir a métodos artificiales para continuar extrayendo el petróleo. Hay cinco métodos principales de extracción artificial (Hernández, 2012).

### **2.3.5.2 Levantamiento Artificial**

Es un mecanismo externo a la formación productora encargado de levantar crudo desde la formación a una determinada tasa, cuando la energía del pozo es insuficiente para producirlo por sí mismo o cuando la tasa es inferior a la deseada (Hernández, 2012).

Los sistemas de levantamiento artificial son el primer elemento al cual se recurre cuando se desea incrementar la producción en un campo, ya sea para reactivar pozos que no fluyen o para aumentar la tasa de flujo en pozos activos. Estos operan de diferentes formas sobre los fluidos del pozo, ya sea modificando alguna de sus propiedades o aportando un empuje adicional a los mismos (Hernández, 2012).

Cada sistema de levantamiento tiene un principio de funcionamiento diferente, y por lo tanto una serie de características y rangos de operación propios, los cuales, deben ser debidamente identificados como una base previa para la correcta selección del sistema de levantamiento más adecuado para determinado yacimiento. Entre algunos de los sistemas de levantamiento artificial más comunes están (Morao, 2013):

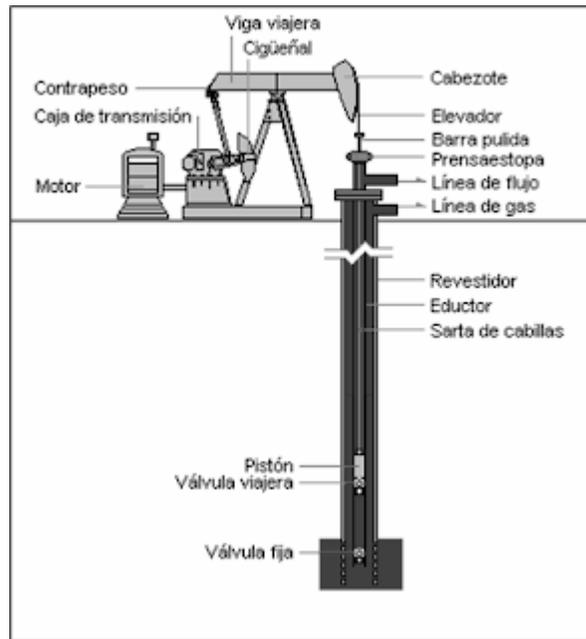
#### **2.3.5.2.1 Bombeo Mecánico**

Es el método de levantamiento artificial más usado a nivel mundial. Este método consiste en una bomba de subsuelo de acción recíproca, que se abastece con energía producida a través de una sarta de cabillas. La energía proviene de un motor eléctrico o de combustión interna, el cual moviliza a una unidad de superficie mediante un sistema de engranajes y correa (Morao, 2013).

El levantamiento del crudo se realiza mediante la acción de las bombas de subsuelo, las cuales son accionadas por la sarta de varillas que les transmiten la potencia requerida, generada en superficie. Estas bombas consisten esencialmente de un pistón dentro de un barril con válvulas de entrada y salida de fluido, y pueden ser de acción simple o de acción doble. Las bombas de acción simple son usadas generalmente en

combinación con sistemas de empuje mecánico, mientras que las de acción doble se emplean con mayor frecuencia con sistemas de empuje hidráulico. (Morao, 2013)

La figura 2.1 muestra un diagrama esquemático de los equipos de superficie y subsuelo.



**Figura 2. 1** Diagrama esquemático de bombeo mecánico (Fuente: PDVSA, INTEVEP. 2015)

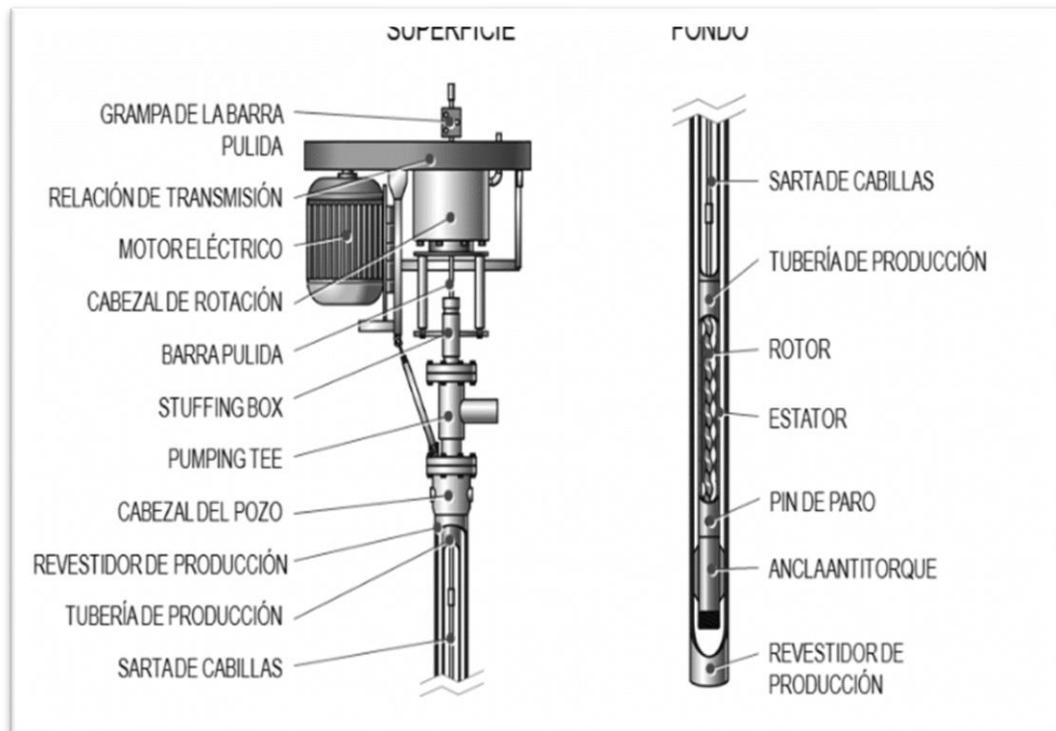
### **2.3.5.2.2 Bombeo por Cavidades Progresivas**

Su operación está basada en la acción continua de una bomba de cavidades progresivas estilo tornillo sin fin, cuyos requerimientos de potencia son suministrados por un motor eléctrico de superficie o subsuelo. Cuando el motor está ubicado en la superficie la transmisión de energía a la bomba se da a través de un eje y/o varillas que comunican el motor y la bomba desde la superficie hasta el subsuelo. Pero cuando el motor está en el fondo, se lleva un cable desde superficie el cual les proporcionara la energía al motor para que opere y mueva la bomba (Morao, 2013).

Esta bomba es del tipo de desplazamiento positivo, su funcionamiento se basa en el principio del tornillo de Arquímedes para transportar los fluidos desde subsuelo hasta la superficie (Morao, 2013)

Este mecanismo de levantamiento artificial se recomienda para fluidos entre 8-21 °API con bajo contenido de aromáticos, en fluidos menos viscosos disminuye su eficiencia debido al resbalamiento y los crudos livianos hinchan y deterioran los elastómeros (DCG SYSTEMS, C.A. 2017)

La figura 2.2 muestra un diagrama esquemático de los equipos de superficie y subsuelo.

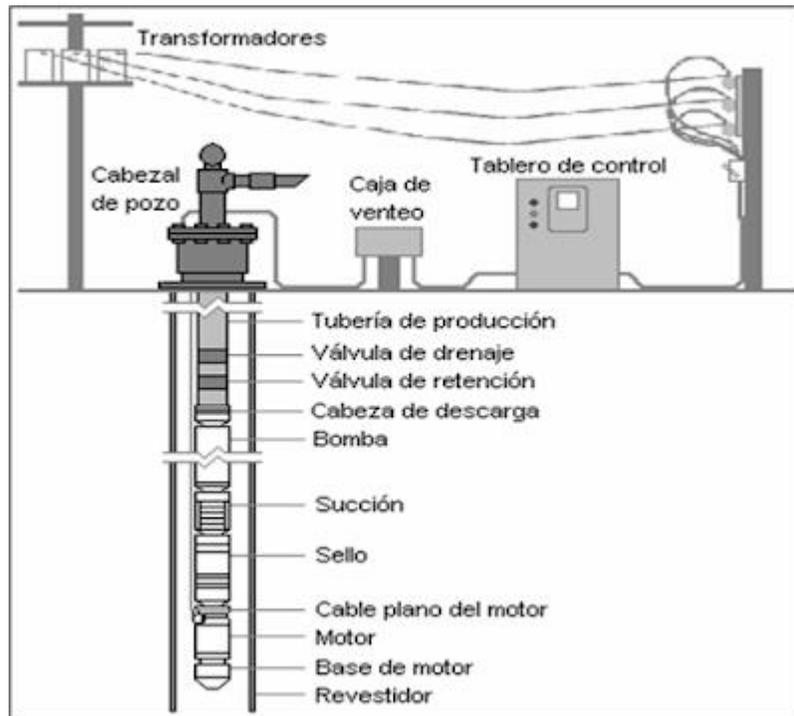


**Figura 2. 2** Diagrama esquemático de bombeo por cavidades progresivas (Fuente: PDVSA, INTEVEP. 2015).

### 2.3.5.2.3 Bombeo Electro Sumergible

El método de levantamiento artificial por Bombeo Electro sumergible (BES) tiene como principio fundamental impulsar el fluido del reservorio hacia la superficie, mediante la rotación centrífuga de la bomba. Este método puede utilizarse para producir fluidos de alta viscosidad, crudos con gas y pozos con alta temperatura.

Una unidad típica convencional del Sistema de Bombeo Electro sumergible se compone básicamente de equipos de subsuelo, equipos de superficie, cables y componentes superficiales. La figura 2.3 muestra un diagrama esquemático de los equipos de superficie y subsuelo (Morao, 2013).



**Figura 2. 3** Diagrama esquemático de bombeo electrosumergible (Fuente: PDVSA, INTEVEP. 2015).

### 2.3.5.3 Recuperación Secundaria

Etapa durante la cual un fluido externo, como agua o gas, se inyecta en el yacimiento a través de pozos de inyección ubicados en la roca que tengan comunicación de fluidos con los pozos productores. El propósito de la recuperación secundaria es mantener la presión del yacimiento y desplazar los hidrocarburos hacia el pozo. Las técnicas de recuperación secundaria más comunes son la inyección de gas y la inundación con agua. Normalmente, el gas se inyecta en el tope de la formación y el agua se inyecta en la zona de producción para barrer el petróleo del yacimiento. La etapa de recuperación secundaria alcanza su límite cuando el fluido inyectado (agua o gas) se produce en cantidades considerables de los pozos productores y la producción deja de ser

económica. El uso sucesivo de la recuperación primaria y la recuperación secundaria en un yacimiento de petróleo produce alrededor del 15% al 40% del petróleo original existente en el lugar (Hernández, 2012).

#### **2.3.5.4 Recuperación Mejorada**

La recuperación mejorada se basa en un desplazamiento miscible del petróleo remanente en el yacimiento, consiste modificar las propiedades físicas del fluido en yacimiento con el objetivo de disminuir su viscosidad, es decir, mejorar su movilidad para poder extraerlo de forma más sencilla. En la mayoría de los yacimientos se aplica la recuperación mejorada cuando la recuperación primera y secundaria ya no son factibles en el yacimiento sin embargo existen yacimiento donde desde su descubrimiento debe aplicarse recuperación mejorada debido a las características del fluido (Hernández, 2012).

### **2.4 Pozos**

La única manera de saber realmente si hay hidrocarburos en el sitio, donde la investigación sísmica y geológica propone que se podría localizar un depósito de hidrocarburos, es mediante la perforación de un pozo petrolero. Un pozo petrolero es una obra de ingeniería encaminada a poner en contacto un yacimiento de hidrocarburos con la superficie. Es una perforación efectuada en el subsuelo con barrenas de diferentes diámetros y con revestimiento de tuberías, a diversas profundidades, para la prospección o explotación de yacimientos. La perforación es un proceso que consiste en hacer un agujero mediante la rotación de la sarta de perforación y la aplicación de una fuerza de empuje en el fondo (Hernández, 2012).

#### **2.4.1 Clasificación de los Pozos**

##### **2.4.1.1 Según el Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería.**

La clasificación de los pozos petroleros según el ministerio es (minpet, 2013):

- **Exploratorio:** es el primer pozo que se perfora en un área geológicamente inexplorada, con el objeto de saber si realmente hay petróleo en el sitio donde la investigación geológica propone que se podría localizar un depósito de hidrocarburos.
- **De desarrollo:** una vez que el pozo exploratorio ha dado una respuesta positiva éste pasa a llamarse pozo de desarrollo.
- **De avanzada:** Es el que se perfora cerca de otro ya productor para determinar los límites del yacimiento

#### 2.4.1.2 Según la Función del Pozo

Clasificación de los Pozos de acuerdo a F.H. Lahee (modificado por: López, 2014).

- **Productor:** es aquel que produce a una determinada tasa petróleo o gas natural.
- **Inyector:** es aquel pozo a través del cual se inyecta agua o gas para mantener la presión de un yacimiento en la operación de recuperación secundaria.
- **Estratigráfico:** es aquel que se perfora con el fin de determinar la estratigrafía de una zona geológicamente desconocida.
- **De alivio:** es aquel que se perfora para controlar un pozo en erupción, mediante el pozo se contrarresta las presiones que ocasionaron el reventón, esto funciona trayendo la producción de hidrocarburos a través de otra perforación.

#### 2.4.2 Macolla

Una macolla es una instalación operacional donde se agrupan un número de pozos, a fin de facilitar los trabajos de perforación, conexión, operación y mantenimiento de los mismos. El propósito fundamental de perforar pozos en macolla, es reducir al máximo el daño causado al medio ambiente y a la vez aumentar el recobro de petróleo

a través de pozos desviados, los cuales penetran dentro de la arena productora con mayor área de drenaje, los pozos perforados en macollas suelen ser horizontales (Lemus, 2003).

### 2.4.3 Pozos Horizontales

Esta técnica consiste básicamente, en penetrar de forma horizontal un estrato productor con el fin de incrementar la exposición de la arena y maximizar el recobro final del pozo, reduciendo a su vez la caída de presión entre el borde exterior del mismo y el frente de la arena en el pozo. De tal manera, que la razón más importante para la aplicación de la perforación horizontal es que ésta incrementa notablemente el retorno de la inversión. Por lo que la perforación vertical o convencional no resulta económicamente atractiva (Lemus, 2003).

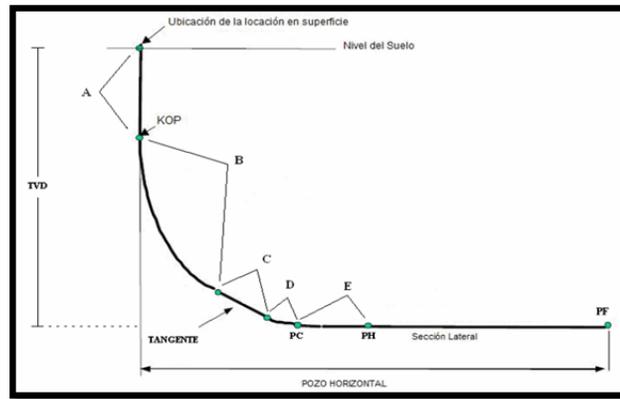


Figura 2. 4 Diagrama típico de un pozo horizontal (Fuente: Lemus, 2003)

Esta tecnología lleva mayor complejidad en las operaciones de apertura, completación y puesta en servicio de un pozo petrolero, si se le compara con un pozo vertical, pero el contacto entre la arena petrolífera y la tubería del pozo es mayor y, por tanto, el índice de productividad de crudo aumenta, con el obvio beneficio que esto representa. Esto puede resultar en un incremento sustancial en las tasas de producción a una caída constante de presión, o a una reducción en la caída de presión a tasas de producción constantes. La reducción de la caída de presión es particularmente

beneficiosa en yacimientos propensos a la conificación de gas o agua, especialmente en yacimientos con problemas de control de la arena (Lemus, 2003).

## **2.5 Sistema de Producción y Transporte**

Un sistema de producción es aquel que tiene la capacidad de transportar fluido del yacimiento hasta la superficie y separarlo en petróleo, gas y agua. Si es necesario, el petróleo y el gas, son tratados y preparados para la venta o el transporte desde el campo. Cualquier caudal de agua producido, también es tratado y preparado para su reinyección en el reservorio (Hernández, 2012).

### **2.5.1 Válvula Multifásica**

Una válvula es un aparato mecánico con el cual se puede iniciar, detener o regular la circulación de líquidos o gases mediante una pieza móvil que abre, cierra u obstruye en forma parcial uno o más orificios o conductos, son unos de los instrumentos de control más esenciales en la industria petrolera, permiten regular el caudal de fluidos (petróleo, gas y agua) que un pozo es capaz de producir. Las válvulas multifásicas tienen la capacidad de permitir el paso de distintas fases (líquida y gaseosa) en simultáneo (Santibáñez, 2007).

Como son herramientas mecánicas y manuales no requieren de una fuente de energía tal como gas o electricidad.

### **2.5.2 Bombas Hidráulicas**

Es una máquina generadora que transforma la energía con la que es accionada (generalmente energía mecánica proveniente de motores eléctricos, a gas o combustión interna) en energía del fluido incompresible que mueve. El fluido incompresible puede ser líquido o una mezcla de líquidos y sólidos como puede ser el hormigón antes de fraguar o la pasta de papel. Al incrementar la energía del fluido, se aumenta su presión, su velocidad o su altura, todas ellas relacionadas según el principio de Bernoulli. En general, una bomba se utiliza para incrementar la presión de un líquido añadiendo

energía al sistema hidráulico, para mover el fluido de una zona de menor presión a otra de mayor presión (Solorzano, 2017).

### **2.5.2.1 Bombas Multifásicas**

Las bombas multifásicas son una opción muy común en la industria petrolera, es muy efectiva ya que permite bombear todos los fluidos provenientes del pozo (gas, petróleo y agua) hacía la red de recolección de crudo, sin necesidad de una separación previa o procesamiento de la corriente de entrada, disminuyendo significativamente los costos asociados a los equipos de superficie (Martin, 1999).

#### **2.5.2.1.1 Tipos de Bombas Multifásicas**

Las bombas multifásicas pueden ser divididas en dos grandes grupos de acuerdo a su principio de operación: las bombas rotodinámicas y las bombas de desplazamiento positivo.

##### **2.5.2.1.1.1 Bombas Rotodinámicas**

Este tipo de bombas son turbo máquinas, conformadas por múltiples etapas de impulsores (rotores) y difusores (estatores), dependen de la velocidad y de la densidad del fluido para el desarrollo de la presión. La cavidad de los impulsores posee una forma helicoidal, resultando en una combinación de bomba centrífuga y un compresor axial. Este tipo de diseño, a un valor apropiado de rpm, evita la pre separación de los fluidos y permite el bombeo de mezclas multifásicas con altas fracciones de gas. Cada etapa de compresión está diseñada considerando un cambio de volumen en el gas a medida que el mismo va siendo comprimido a lo largo de la bomba (Martin, 1999, Cooper 1998 y Santibáñez, 2007).

##### **2.5.2.1.1.2 Bombas de Desplazamiento Positivo**

El principio de las bombas de desplazamiento positivo es encerrar un volumen finito o cavidad y transportarlo desde la succión hasta la descarga de la bomba. El flujo en el interior de la bomba no es más un flujo continuo, si no consta de una serie de volúmenes de fluido contenidos en cavidades, dispuestos uno después del otro a lo largo de toda

la bomba. Una de las características más importantes de estas bombas, es que difieren de las turbos máquinas, ya que no generan presión por ellas mismas. Debido a que estas bombas manejan cavidades de volúmenes finitos, podrán superar cualquier restricción existente aguas abajo de las mismas. En este sentido, la presión incrementará aguas abajo de la bomba, a medida que estos volúmenes finitos fluyan a través de restricciones como la fricción en las tuberías y válvulas. Es por esta razón que todas las bombas de desplazamiento positivos deben estar conectados a un alivio de presión o válvula de seguridad (Santibañez, 2007).

Las bombas de desplazamiento rotativas y reciprocantes son los principales grupos que conforman las bombas de desplazamiento positivo. Dentro de las bombas del tipo rotativas se encuentran las bombas de tornillo. Las bombas de tornillo son las bombas de desplazamiento positivo más comúnmente utilizadas en el transporte de mezclas multifásicas. Estas bombas pueden tener uno o dos tornillos (Santibañez, 2007).

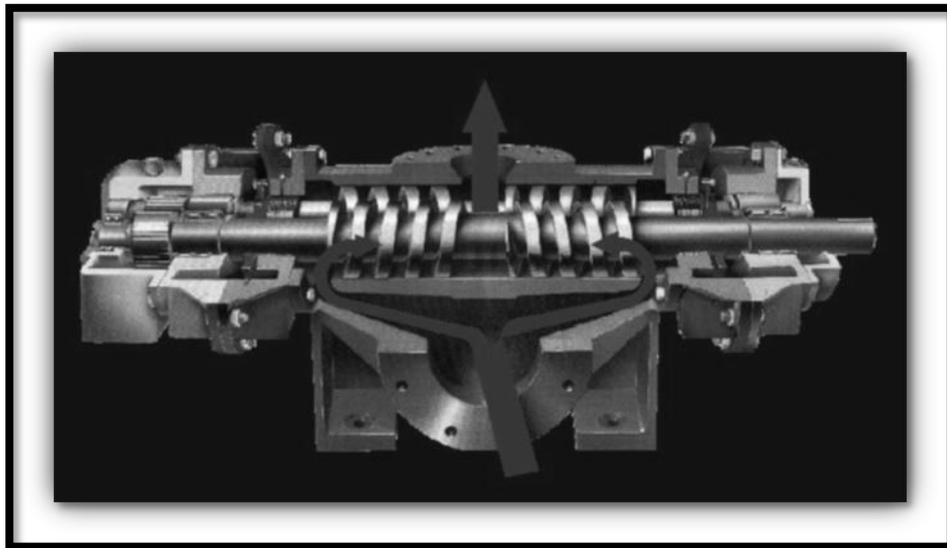
Las bombas de un solo tornillo o llamadas también bombas de cavidades progresivas (BCP) consisten básicamente de un tornillo (rotor) que gira el en interior de un estator, formándose cavidades en los espacios entre ambos (Santibañez, 2007).

#### **2.5.2.1.2 Bombas de Doble Tornillo**

El bombeo de líquido y gas en campos petroleros implica un rango amplio de posibles condiciones de servicio en la mayoría de las instalaciones. Los volúmenes de gas y líquido se pueden encontrar en diferentes combinaciones que varían con el tiempo. La habilidad de una bomba de desplazamiento positivo para succionar y presurizar estas sustancias sin grandes impactos en la potencia consumida y en la velocidad, han hecho de las bombas de doble tornillo multifásicas un equipo muy atractivo a los operadores. La versatilidad de este tipo de máquinas se extiende a todo el rango de volumen de fracción de gas y líquido, pudiendo este último cambiar de valores de alta a baja viscosidad y manifestando un contenido substancial de agua

Las bombas de doble tornillo, están conformadas por dos tornillos sin fin, dispuestos horizontalmente uno al lado del otro, y colocados en el interior de una carcasa. Cada uno de los tornillos posee a todo lo largo de su longitud cavidades que se disponen una continuación de la otra y que permiten el desplazamiento del fluido de una cavidad a otra. En la figura 2.5 se muestra una vista lateral de una bomba de doble tornillo, donde se puede apreciar que el flujo que entra a la bomba es repartido en dos, alimentado los tornillos de ambos lados opuestos. Adicionalmente se puede observar como la disposición de ambos tornillos ocasiona que el fluido quede atrapado en cavidades (Martin, 1999 y Santibáñez, 2007).

La figura 2.5 muestra una vista lateral de una bomba multifásica doble tornillo



**Figura 2. 5** Vista lateral de una bomba multifásica doble tornillo (Fuente: Santibáñez, 2007)

### 2.5.2.2 Bomba Centrífuga

Una bomba centrífuga es un dispositivo constituido por un conjunto de paletas rotatorias perfectamente encajadas dentro de una cubierta metálica, de manera que son capaces de impulsar al líquido que esté contenido dentro de la cubierta, gracias a la fuerza centrífuga que se genera cuando giran las paletas, esta energía hará que el líquido efectúe trabajo, tal como circular por una tubería o subir a una mayor altura (Santos, 2006). La figura 2.6 muestra una vista lateral de una bomba centrífuga.

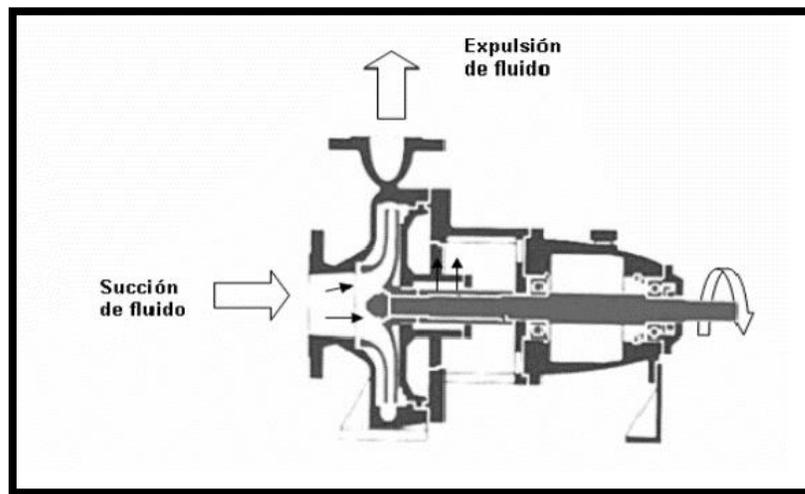


Figura 2. 6 Vista lateral de una bomba centrífuga (Fuente: Santos, 2006)

### 2.5.3 Medidor Multifásico

Los Medidores Multifásicos, son utilizados para hacer pruebas individuales de pozos y así conocer las características del fluido que se está produciendo. Entran en funcionamiento cuando la producción de un determinado pozo es desviada hacia el cabezal de prueba, donde el medidor registra valores tales como el contenido de agua, gas, crudo. Las pruebas de pozos se hacen de forma manual, alineando las válvulas del pozo a probar hacia el medidor, el cual mide todos los parámetros y los transfiere a la base de datos de la macolla y luego a la estación principal como valores instantáneos.

El medidor multifásico realiza mediciones de velocidad y composición en una base continua. Los parámetros de entrada al medidor son datos PVT tales como densidad de

gas, agua o aceite en las condiciones de medición, así como permitividad del aceite y salinidad de agua. Son herramientas computacionales que tienen un consumo energético asociado (Martínez, 2007).

La unidad sensor es una pieza bobina instrumentada que contiene varios elementos de detección dentro de la tubería. Estos son el sensor de capacitancia en el fondo, el sensor de inductancia en el medio y el sensor Venturi en la parte superior. Además, un sistema densitómetro gamma que está sujeto a la parte baja de la bobina (Santibañez, 2007).

Dos principios de medición separados se usan para medir la composición y velocidad de los componentes de flujo multifásicos (agua, aceite y gas) (Santibañez, 2007):

1. Mediciones de composición para determinar las porciones volumétricas de aceite, agua y gas en condiciones de proceso.
2. Medición de velocidad para determinar la velocidad de flujo del líquido y/o gas a través del medidor.

## **2.5.4 Separadores**

Los separadores de mezcla gas/líquidos forman parte de un gran grupo de equipos que involucran los procesos físicos de separación de fases: sólidas, líquidas y gaseosas.

Se diseñan equipos para separar las diferentes fases: gas-líquido, sólido-sólido, sólido-líquido-gas. El propósito esencial de todo separador es liberar la fase deseada completamente de las otras, como sea posible y para esto hay que seleccionar el proceso físico adecuado (Rodríguez, 2006).

### **2.5.4.1 Separador Gas-Líquido**

El término Separador Gas-Líquido, en terminología de campo, designa a un recipiente presurizado utilizado para separar los fluidos provenientes de un pozo productor de petróleo y gas, en componentes gaseosos y líquidos a una determinada

presión y temperatura. Cuando se trata de una mezcla de hidrocarburos que se deposita en el fondo del recipiente, el fluido tiene una presión de vapor igual a la presión de operación, a la temperatura a la cual se produjo la separación (Rodríguez, 2006).

#### **2.5.4.1.1 Proceso de Separación**

En el caso de mezclas gas-líquido, la mezcla de fases entra al separador y, si existe, choca contra un aditamento interno ubicado en la entrada, lo cual hace que cambie el momentum de la mezcla, provocando así una separación de las fases. Seguidamente, en la sección de decantación (espacio libre) del separador, actúa la fuerza de gravedad sobre el fluido permitiendo que el líquido abandone la fase vapor y caiga hacia el fondo del separador (sección de acumulación de líquido). Esta sección provee del tiempo de retención suficiente para que los equipos aguas abajo pueden operar satisfactoriamente y, si se ha tomado la previsión correspondiente, liberar el líquido de las burbujas de gas atrapadas (Rodríguez, 2006).

#### **2.5.4.1.2 Etapas de la Separación**

- Sección primaria
- Sección secundaria
- Sección de extracción de neblina
- Segregación final

##### **2.5.4.1.2.1 Sección Primaria**

La corriente de fluidos que entra al separador proviene a alta velocidad, lo que ocasiona una turbulencia entre la fase gaseosa y la fase líquida. Debido a esto, se debe disipar el gran impulso que posee la corriente de fluidos a la entrada del separador. Para reducir el impulso y disminuir la turbulencia se puede utilizar una placa desviadora o cualquier otra técnica la cual induzca una fuerza centrífuga al flujo con la cual se separen volúmenes de líquido del gas (Rodríguez, 2006).

#### **2.5.4.1.2.2 Sección Secundaria**

El principio más importante de la separación en esta sección es la decantación del líquido por gravedad desde la corriente de gas, una vez reducida su velocidad. La eficiencia en esta sección depende de las propiedades del gas y del líquido, del tamaño de las partículas y del grado de turbulencia del gas. El grado de turbulencia debe ser reducido al mínimo, éste se mide por medio del número de Reynolds, algunos diseños incluyen desviadores internos para reducir la turbulencia y disipar la espuma. Los desviadores pueden actuar también como colectores de gotas (Rodríguez, 2006).

#### **2.5.4.1.2.3 Sección de Extracción de Neblina**

Aquí se separan las minúsculas partículas del líquido que aún contiene el gas, la mayoría de los separadores utilizan, como mecanismo principal de extracción de neblina, la fuerza centrífuga o el principio de choque. En ambos métodos, las pequeñas gotas de líquido se separan de la corriente de gas en forma de grandes gotas (coalescencia), que luego caen a la zona de recepción de líquido (Rodríguez, 2006).

#### **2.5.4.1.2.4 Sección Final**

En esta etapa se procede a descargar los diferentes fluidos, gas libre de líquido y líquido libre de gas, a las condiciones de operación establecidas evitando la reagrupación de las partículas de las distintas fases y la formación de espuma. Para que esto ocurra es necesario un tiempo mínimo de retención de líquido y un volumen mínimo de alimentación. Puede colocarse un rompe vórtices sobre la(s) boquilla(s) de salida del líquido para prevenir el arrastre de gas o petróleo por el líquido residual.

En cada una de las secciones de un separador se utilizan los mismos principios para separar la fase líquida de la gaseosa: gravedad y separación por choque, es decir, es un equipo mecánico que no posee un consumo eléctrico o de gas asociado a su funcionamiento (Rodríguez, 2006).

#### **2.5.4.1.3 Fuerzas Presentes en la Separación Líquido-Gas**

Los principios fundamentalmente considerados para realizar la separación física de vapor, líquidos o sólidos son: la fuerza de gravedad, la fuerza centrífuga y el choque de partículas o coalescencia. Toda separación puede emplear uno o más de estos principios, pero siempre las fases de los fluidos deben ser inmiscibles y de diferentes densidades para que ocurra la separación (Rodríguez, 2006).

#### **2.5.5 Intercambiador de Calor**

Una vez que la fase líquida es separada de la fase gaseosa, esta pasa a través de un intercambiador de calor para aumentar su temperatura, esto se realiza para facilitar las condiciones de operación de los hornos en la fase de deshidratación.

Es un dispositivo que permite intercambiar calor entre dos fluidos que están a diferentes temperaturas y separados por una pared sólida. Sus principales aplicaciones se presentan en acondicionamiento de aire, producción de potencia, recuperación de calor de desecho y procesamientos químicos (Jaramillo, 2007).

#### **2.5.6 Deshidratación de Crudo**

La deshidratación de crudos es el proceso mediante el cual se separa el agua asociada con el crudo, ya sea en forma emulsionada o libre, hasta lograr reducir su contenido a un porcentaje previamente especificado. Generalmente, este porcentaje es igual o inferior al 1% de agua.

Estas plantas se encuentran ubicadas cerca de las zonas de producción petrolera y son las encargadas de procesar y TRATRAR el crudo que será comercializado y distribuido nacional e internacionalmente.

El hidrocarburo que es extraído de los yacimientos viene con agua y productos indeseables que desmejoran la calidad del crudo, es por ello que es de vital importancia la deshidratación, proceso en el cual se intenta mitigar la presencia de agua en el petróleo (Acedo, 2003).

### **2.5.6.1 Sistema de calentamiento en el Proceso de Deshidratación**

Estos sistemas están constituidos por hornos industriales , que son los responsables de realizar el proceso térmico para calentar crudo procedente de separadores líquidos-gas o para calentar agua, por razones económicas y de equipos puede variar el fluido que se desea calentar, los hornos que calientan agua, como es el caso tratado en este trabajo, se encargan de incrementar la temperatura del agua a fin de unirlos en un punto de mezcla al crudo, con este proceso se desea calentar el crudo de manera indirecta ,para desplazar o debilitar la emulsión. El calor que se genera dentro del horno, añade energía al sistema creando corrientes térmicas y movimiento de las partículas de agua, aumentando su tensión superficial y atracción molecular. Estos equipos son sumamente importantes para los procesos aguas abajo (Acedo, 2003).

En la planta de deshidratación y manejo de crudo existen equipos o dispositivos que operan bajo ciertas especificaciones y condiciones de temperatura, presión, flujo o caudal, los hornos hacen posible que se cumplan las especificaciones a través del calentamiento del fluido a una presión determinada para los posteriores procesos a fin de optimizar el producto que se desea obtener, en este caso un crudo con % AyS (porcentaje de agua y sedimentos) menor a 1%. (Acedo, 2003).

#### **2.5.6.1.2 Hornos**

Un horno industrial es un equipo o dispositivo cerrado destinado a elevar la temperatura de un producto por encima de la temperatura ambiente hasta el punto que sea requerida según el proceso a llevar a cabo, la alimentación o carga aprovecha el calor de combustión de otro u otros productos denominados combustible, de esta manera los hornos realizan una transferencia de energía del combustible a la carga. La figura muestra, de forma simplificada, la composición de un horno típico (Acedo, 2003).

### 2.5.6.1.3 Fuente Energética de los Hornos

Puede provenir de gas o electricidad, tales como:

#### 2.5.6.1.3.1 Gas Caliente

Producidos en la combustión de combustibles sólidos, líquidos o gaseosos que calientan las piezas por contacto directo entre ambos o indirectamente a través de tubos radiantes o intercambiadores en general (Acedo, 2003).

#### 2.5.6.1.3.2 Energía Eléctrica:

Tipos de energía eléctrica:

- Arco voltaico de Corrientes alterna o continua
- Inducción electromagnética
- Alta frecuencia en forma de di electricidad o microondas
- Resistencia óhmica directa de las piezas

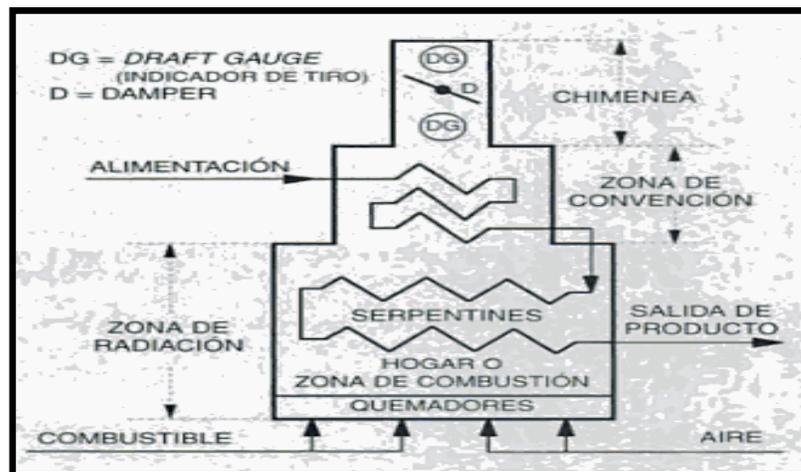


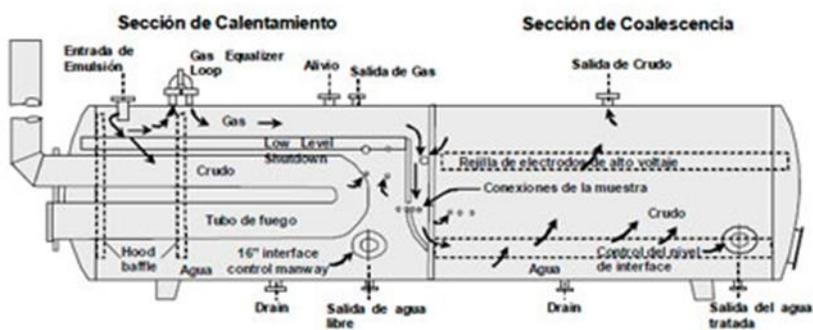
Figura 2. 7 Composición de un horno típico (Fuente: Acedo, 2003)

### **2.5.6.2 Coalescedores Electroestático**

Los procesos de deshidratación electrostática consisten en someter la emulsión a un campo eléctrico intenso, generado por la aplicación de un alto voltaje entre dos electrodos. Este dispositivo, generalmente tiene características similares a los de los equipos de separación mecánica presurizados, añadiendo a éstos el sistema de electrodos y de generación de alto voltaje. La aplicación del campo eléctrico sobre la emulsión induce a la formación de dipolos eléctricos en las gotas de agua, lo que origina una atracción entre ellas, incrementando su contacto y su posterior coalescencia. Como efecto final se obtiene un aumento del tamaño de las gotas, lo que permite la sedimentación por gravedad (Freites, 2015).

Un deshidratador electrostático está dividido en 3 secciones. La primera sección ocupa aproximadamente el 50% de su longitud y es llamada “Sección de calentamiento”. La segunda sección es llamada “Sección central o control de nivel” y esta ocupa por alrededor del 10% de su longitud ubicada adyacente a la sección de calentamiento. La tercera sección ocupa el 40% de la longitud del deshidratador y es denominada “Sección de asentamiento” del agua suspendida para producir crudo limpio. Las parrillas de electrodos de alto voltaje están localizadas en la parte superior del recipiente, arriba de la interfase agua-aceite, funcionan mediante electricidad (Freites, 2015).

La figura 2.8 muestra un deshidratador electroestático.



**Figura 2. 8** Deshidratador calentador-electroestático. (Freites, 2015).

Entre las ventajas que posee los deshidratadores electrostáticos en comparación con los sistemas de tanques de lavado es que son menos afectados en su operación por las características de los crudos (densidad, viscosidad), agua o agentes emulsionantes, ofrecen mayor flexibilidad, el tiempo de residencia asociado es relativamente corto y, por otra parte, son de menor dimensión. Además, con el tratamiento electrostático se obtiene una mejor calidad del agua separada y una mayor flexibilidad en cuanto a las fluctuaciones o variaciones en los volúmenes de producción (Guzmán, 1996).

### 2.5.7 Desalación de Crudo

Es un proceso en el cual una fuente de agua de dilución es usada para reducir el contenido de sal por mezclado en el crudo salado y agua, seguido por coalescencia del agua resultante por asentamiento y remoción de las gotas de agua.

Cuando el petróleo crudo llega a la superficie, frecuentemente contiene gases asociados y otros contaminantes no deseados. Estos contaminantes incluyen aguas producidas (salmueras) y partículas sólidas insolubles como arena, sílices y por supuesto sales disueltas en el agua (Freites, 2015).

Antes de que cualquier planta de refinación acepte el crudo para ser procesado, el gas, el agua producida (conteniendo sal) y otros sólidos insolubles deberán de ser retirados (Freites, 2015).

Al desalar el crudo se pueden obtener muchos beneficios, entre los cuales, los más importantes son (Freites, 2015):

1. Cumplir con las especificaciones de bombeo y transporte
2. Minimizar el ensuciamiento de equipos.
3. Reducir la corrosión
4. Reducir el consumo de catalizadores
5. Proveer flexibilidad operacional.
6. Mejorar la calidad del producto.

#### **2.5.7.1 Incorporación del Agua de Desalación**

La cantidad de agua de dilución está en función directa de la cantidad de crudo entrando a la alimentación, pero por lo general, el flujo del agua de lavado esta entre 4 y 8 % del volumen total a tratar a la entrada con valores de flujo entre 10 -12 % máximo del volumen de entrada de crudo a la desaladora, los cuales son requeridos para mantener un rendimiento efectivo del desalador. Se desea lograr la transferencia del agua salada y sus contaminantes a la fase del agua de lavado. Esta agua de lavado es normalmente inyectada justo agua arriba de la válvula de mezclado. La adición del agua de lavado provee la concentración de gotas de agua necesarios para contactar y romper la cubierta protectora alrededor de la salmuera y promover la coalescencia para formar gotas más grandes, las cuales pueden separarse más fácilmente y producir la reducción de la concentración de las sales a valores tolerables. Esta agua es esencial para el proceso de desalado. Tener insuficiente agua de lavado, produce un pobre contacto con las gotas de salmuera en el crudo, reduciendo los efectos de la dilución de la sal (Freites, 2015).

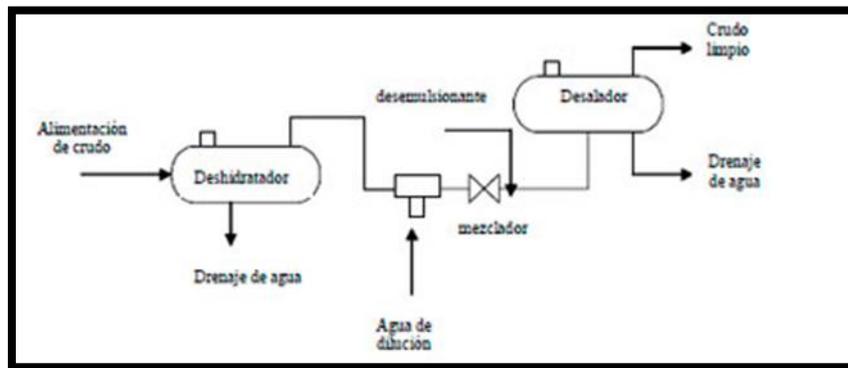
El desalado se realiza después del proceso de rompimiento de la emulsión en deshidratadores electrostáticos y consiste de los siguientes pasos:

- Adición de agua de dilución al crudo.
- Mezclado del agua de dilución con el crudo.

- Deshidratación (tratamiento de la emulsión) para separar el crudo y la salmuera diluida.

Como se muestra en la figura 2.9 el equipo convencional para el desalado incluye (Freites, 2015):

- Un equipo convencional de deshidratación (eliminador de agua libre, calentador o unidad electrostática)
- Una “tee” para inyectar el agua de dilución.
- Un mecanismo que mezcle adecuadamente el agua de dilución con el agua y las sales de crudo
- Un segundo tratador (tipo electrostático o tratador-calentador) para separar nuevamente el crudo o salmuera.



**Figura 2. 9** Sistema convencional de deshidratación y desalado de crudo (Fuente: Freites, 2015).

### 2.5.8 Tanques de Lavado

En el proceso que involucran el uso de tanques de lavado, la emulsión se distribuye sobre la mayor área posible, perpendicular al área del flujo y a una velocidad suficientemente lenta que permita la separación de las gotas de agua del crudo. El tanque de lavado solo provee un dispositivo para la sedimentación de las gotas por lo que en estos procesos la emulsión debe ser desestabilizada por efecto de aditivos desmulsificante. Debido a que la mezcla paso antes por un separador bifásico. La cantidad de gas que se libera en un tanque de lavado es relativamente pequeña (Moreno, 2006).

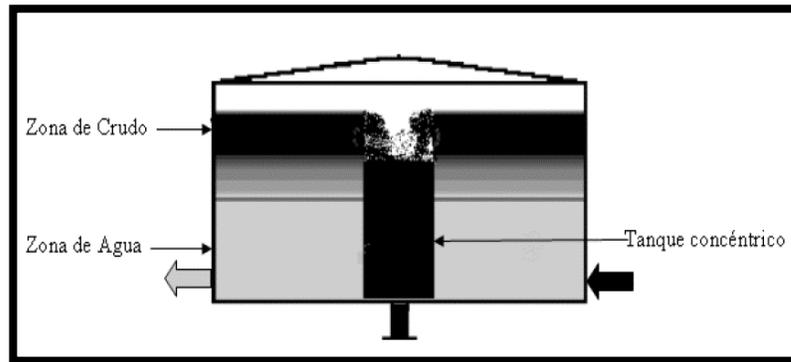
A continuación se discuten diversas partes del tanque de lavado. Cada una de ellas tiene un propósito específico (Moreno, 2006).

- La línea de entrada es la tubería que conduce la emulsión de agua y petróleo hasta en tubo separador de gas o tubería conductora.
- El tubo separador de gas es la tubería grande por la que pasa la emulsión antes de entrar al tanque. Puede mostrarse ya sea dentro o fuera, y sirve para tres propósitos fundamentales: Separa el gas de la emulsión, disminuyendo la turbulencia dentro del tanque (el gas se descarga de la parte superior del tubo separador de gas del tanque, manteniendo de esa manera la presión atmosférica), sirve como tanque de compensación para evitar que las emulsiones se introduzcan al tanque por las bocas bajo presión, distribuye la emulsión a la sección del agua por medio de un arreglo espaciador.
- El cuerpo del tanque contiene el agua del lavado o capa de agua, emulsión de petróleo y capas limpias, y permite tiempo suficiente para la separación del petróleo y el agua.
- La válvula de descarga de agua, la cual controla la cantidad de agua en la sección de lavado.
- La línea de descarga conduce el petróleo limpio desde el tanque de lavado hasta los tanques de almacenaje.
- En la mayoría de los tanques de lavado hay otras partes para usos específicos, tales como deflectores, líneas de ventilación desde el tanque y líneas de drenaje

Cuando la emulsión entra al tubo conductor de gas desde la boca de entrada, se sujeta sólo a la presión atmosférica. Ya que se necesita cierta presión en el equipo de producción para que arribe al tanque de lavado, una cantidad de gas se liberará en cuanto la presión se reduzca a la atmósfera, y este gas se eliminará a través del escape de gas. Se permite sólo al líquido que se encauce por el tubo conductor y que entre en el agua al fondo. Teóricamente, hay dos capas por encima del agua libre en el tanque de lavado: una de emulsión y otra capa superior de petróleo limpio. Estas capas no

están claramente definidas, si no que se mezclan entre sí. La emulsión sube con relativa facilidad por el agua libre, luego penetra en la capa de emulsión donde su ascenso es más lento (Moreno, 2006).

En la figura 2.10 se observan las zonas de un tanque de lavado



**Figura 2. 10** Sistema convencional de tanque de lavado (Fuente: Moreno, 2006).

### 2.5.9 Patio de Tanques

Son las instalaciones en donde se recibe el petróleo proveniente de las estaciones de flujo o de descarga, para luego ser bombeados hasta los centros de refinación o los puertos de embarque con la finalidad de exportar el petróleo. Están destinadas al almacenamiento de todo el petróleo de área determinada o zona de producción. Están provistas de tanques de almacenamiento con diferentes capacidades, las cuales oscilan entre 47000 Bbls y 25000 Bbls, además de capacidad para recibo, fiscalización y bombeo (Hernández, 2012).

### 2.5.10 Línea de Flujo

Se refieren a la tubería que conecta el cabezal de un pozo con su respectiva estación de flujo. La longitud de estas líneas es parámetro de importancia, en algunos casos poseen varios kilómetros de longitud (Santos, 2010).

### **2.5.11 Diluyente de Crudo**

Crudo mediano o Nafta utilizado como mezcla en las operaciones de producción de crudos pesados y extrapesados; cuya finalidad es minimizar la viscosidad del crudo de formación y, por consiguiente, darle mayor fluidez a la línea de producción (Santos, 2010).

#### **2.5.11.1 Diluenducto**

Tuberías de proceso que funcionan como líneas de flujo de unas 2 pulgadas de diámetro o más, por donde se desplaza el diluyente hacia las estaciones de rebombeo, estaciones de flujo y descarga (Santos, 2010).

#### **2.5.11.2 Múltiple de Diluyente**

Son diseñadas para distribuir el flujo de diluyente proveniente de una línea central, hacia los pozos productores. Su construcción sigue el mismo principio que el múltiple de producción; la diferencia radica en que por tratarse de un crudo más liviano y manejarse en menor volumen (Santos, 2010).

#### **2.5.11.3 Dilución de Crudo**

La dilución de crudos pesados es un proceso mediante el cual se mezcla un crudo pesado (fluido primario) con otro fluido menos viscoso y el cual recibe el nombre de diluyente esto permite obtener una mezcla con una viscosidad intermedia entre la del fluido primario y la del diluyente (Santos, 2010).

El fluido primario puede ser, por ejemplo, un crudo pesado que fluye del yacimiento al pozo y que generalmente posee viscosidades apreciablemente altas. El diluyente puede ser un crudo liviano o mediano. También se puede usar como diluyentes fluidos tales como: gasóleos, kerosén, nafta y otros (Santos, 2010).

El mayor impacto que tiene la dilución sobre los crudos pesados y extrapesados está centrado en la obtención de una mezcla de menor viscosidad en comparación con el

crudo pesado. Bajo este principio es factible el transporte de una cantidad de crudo pesado bajo una tasa de flujo determinada a través de una tubería con unos requerimientos de energía preestablecidos (Santos, 2010).

La dilución ha sido utilizada en países como Venezuela y Canadá para manejar y transportar sus crudos pesados o bitúmenes a lo largo de distancias apreciables. Permite realizar una deshidratación más efectiva, así como un mejor manejo de los crudos pesados en los procesos de campo (Santos, 2010).

#### **2.5.11.4 Volumen de Diluyente**

Volumen de inyección La cantidad de diluyente presente en el anular genera una presión en la válvula dosificadora, unido al efecto creado por la alta presión de inyección, crea una limitación en el aporte de crudo a la bomba originando una recirculación de diluyente. En tal sentido el volumen de diluyente inyectado dependerá de las condiciones de cada pozo como son (Santos, 2010):

- Tipo de completación
- Condiciones mecánicas
- Producción del pozo.

## **2.6 Energía**

La Energía es la capacidad que posee un cuerpo para realizar una acción o trabajo, o producir un cambio o una transformación, y es manifestada cuando pasa de un cuerpo a otro. Una materia posee energía como resultado de su movimiento o de su posición en relación con las fuerzas que actúan sobre ella (Malaver, 2007).

### **2.6.1 Consumo Energético**

El consumo energético es el gasto total de energía que necesita un proceso, ser vivo o sistema para funcionar, aplicado en un sistema de producción petrolero se traduce como la energía que se necesita para producir un barril de petróleo, es decir, una

fracción de la energía proveniente de un barril se consume en su producción (Malaver, 2007).

### **2.6.2 Barril Equivalente de Petróleo**

El barril equivalente de petróleo (BEP) es una unidad de energía equivalente a la energía liberada durante la quema de un barril aproximadamente (42 galones estadounidenses o 158,9873 litros) de petróleo crudo. El Servicio de Impuestos Internos estadounidense lo define equivalente a 5800000 BTU. El valor es necesariamente una aproximación, pues las diferentes calidades de petróleo tienen poderes caloríficos ligeramente distintos (Modificado por Andreotti, 2014).

Una BEP equivale aproximadamente a 5.800 pies cúbicos de gas natural. El Servicio Geológico de los Estados Unidos le da una equivalencia de 6.000 pies cúbicos de gas natural. Otro parámetro usado es “millones de toneladas equivalentes de petróleo (Mtep)”, una medida métrica equivalente a aproximadamente 6840000 barriles de petróleo aproximadamente.

El BEP es utilizado por las compañías de petróleo y gas para el balance de sus estados financieros como una forma de combinar reservas de petróleo y gas natural bajo una sola medida.

### **2.6.3 BTU**

Unidad de medida de energía inglesa, sus siglas provienen del nombre en inglés British Thermal Unit. Un BTU es la cantidad de calor necesaria para aumentar la temperatura de 1libra de agua en condiciones atmosféricas normales a 1 grado Fahrenheit.

### **2.6.4 Potencia Mecánica**

La potencia mecánica se define como la rapidez con que se realiza un trabajo. Se mide en watts (W) y se dice que existe una potencia mecánica de un watt cuando se realiza un trabajo de un joule por segundo (Modificado por Villanueva, 2010).

## **2.7 Transformador Eléctrico**

Es una máquina electromagnética que se usa para aumentar o disminuir una fuerza electromotriz (potencial, tensión, electricidad o voltaje); también se puede usar para aislar eléctricamente un circuito.

Su principio de funcionamiento es la inducción electromagnética, ocurre solamente cuando el conductor se mueve en ángulo recto con respecto a la dirección del campo magnético. Este movimiento es necesario para que se produzca la inducción, pero es un movimiento relativo entre el conductor y el campo magnético. De esta forma, un campo magnético en expansión y compresión puede crearse con una corriente a través de un cable o un electroimán. Dado que la corriente del electroimán aumenta y se reduce, su campo magnético se expande y se comprime (las líneas de fuerza se mueven hacia adelante y hacia atrás). El campo en movimiento puede inducir una corriente en un hilo fijo cercano. Esta inducción sin movimiento mecánico es la base de los transformadores eléctricos (Buffa, 2003).

## **2.8 Termodinámica**

La termodinámica es la disciplina que, dentro de la ciencia Física, se ocupa del estudio de las relaciones que se establecen entre el calor y el resto de las formas de energía. Entre otras cuestiones la termodinámica se ocupa de analizar los efectos que producen los cambios de magnitudes tales como: la temperatura, la densidad, la presión, la masa, el volumen, en los sistemas y a un nivel macroscópico (Modificado por Longman, 1999).

### **2.8.1 Primera Ley de la Termodinámica**

Principio de conservación de la energía y sostiene que, si un sistema intercambia calor con otro, su propia energía interna cambiará. En este caso, el calor será la energía necesaria que deberá intercambiar un sistema para compensar las diferencias entre la energía interna y el trabajo (Modificado por Longman, 1999).

### **2.8.2 Segunda Ley de la Termodinámica**

Dice que no existe maquina térmica alguna capaz de convertir todo el calor suministrado en energía mecánica. Solo una fracción de calor se puede transformar en trabajo, y el resto se desecha (Modificado por Longman, 1999).

### **2.9 Principio de Bernoulli**

En dinámica de fluidos, el principio de Bernoulli, también denominado ecuación de Bernoulli o trinomio de Bernoulli, describe el comportamiento de un líquido moviéndose a lo largo de una corriente de agua.

Fue expuesto por Daniel Bernoulli en su obra Hidrodinámica (1738) y expresa que en un fluido ideal (sin viscosidad ni rozamiento) en régimen de circulación por un conducto cerrado, la energía que posee el fluido permanece constante a lo largo de su recorrido (Modificado por Longman, 1999).

### **2.10 Capacidad Calorífica**

Es la cantidad de calor que permite variar, en un grado, la temperatura de un cuerpo. La capacidad calorífica de una sustancia es una magnitud que indica la mayor o menor dificultad que presenta dicha sustancia para experimentar cambios de temperatura bajo el suministro de calor (Baloh, 1995).

De forma análoga, se define la capacidad calorífica como la cantidad de calor que se debe suministrar a toda la masa de una sustancia para elevar su temperatura en una unidad (kelvin o grado Celsius). Se la representa con la letra C (mayúscula) (Baloh, 1995).

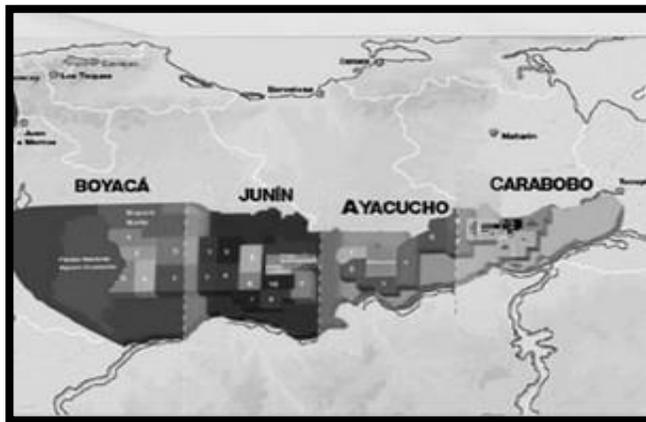
## 2.11 Área de estudio

### 2.11.1 Faja Petrolífera del Orinoco

La Faja Petrolífera del Orinoco está ubicada al norte del río Orinoco en Venezuela. Se extiende sobre un área de unos 650 km de este a oeste y unos 70 km de norte a sur, para una superficie total de 55.314 kilómetros cuadrados (km<sup>2</sup>) y un área de explotación actual de 11.593 km<sup>2</sup> (Ramírez, 2011).

Estos territorios parte de los estados Guárico, Delta Amacuro, Monagas y Anzoátegui, desde el suroeste de la ciudad de Calabozo, en Guárico, hasta la desembocadura del río Orinoco en el océano Atlántico. Forma parte de la cuenca sedimentaria oriental de Venezuela y por las magnitudes de los yacimientos de petróleo y gas, constituye una cuenca por sí misma. Es considerada la acumulación más grande de petróleo pesado y extrapesado que existe en el Mundo. Las reservas de petróleo original en el sitio de la Faja, según PDVSA, alcanzan hasta ahora 1,36 billones de barriles. Su área de explotación está dividida en cuatro bloques como se puede observar en la figura 2.12

1. Junín
2. Boyacá
3. Ayacucho
4. Carabobo



**Figura 2. 11** Ubicación de la Faja Petrolífera del Orinoco (Fuente: PDVSA, 2010).

Los bloques de la Faja Petrolífera del Orinoco, mencionados anteriormente, están subdivididos en 29 áreas de 500 km<sup>2</sup> cada uno aproximadamente, donde actualmente se encuentran laborando 21 empresas de naciones extranjeras, en asociaciones mixtas con la empresa estatal Petróleos de Venezuela, PDVSA, la cual posee la mayoría accionaria (Ramírez, 2011).

Las acumulaciones de hidrocarburos en la FPO se encuentran principalmente en los sedimentos clásticos del Terciario Inferior - Medio especialmente en el Oligoceno y Mioceno (Formación Merecure y Formación Oficina respectivamente) y algunos reservorios menores muy restringidos en el Cretácico (Grupo Temblador) (Ramírez, 2011).

#### **2.11.1.1 Estratigrafía de la Faja Petrolífera del Orinoco**

Las rocas del subsuelo de la Faja Petrolífera del Orinoco abarcan edades desde el Precámbrico hasta el Reciente, afectadas por varios períodos tectónicos con eventos regionales que favorecieron la culminación de grandes cantidades de petróleo. Los intervalos de mayor interés pertenecen al Terciario y localmente al Cretáceo. Las capas sedimentarias se depositaron sobre un basamento Ígneo-Metamórfico, esencialmente granítico, perteneciente al Escudo de Guayana. Representan un conjunto deltaico con su origen en los sistemas fluviales del macizo (Ramírez, 2011).

#### **2.11.1.2 Estructura de la Faja Petrolífera del Orinoco**

Se caracteriza estructuralmente como una tectónica de bloques con fallas normales tensionales, sin evidencia de plegamientos mayores. El salto vertical de las fallas regularmente no excede los 200 pies. Los rasgos regionales predominantes permiten identificar dos provincias tectónicas, separadas por el sistema de fallas de Hato Viejo. La estructura al Sur de Monagas y de la Faja Petrolífera del Orinoco se describe como un monoclinal de suave buzamiento hacia el Norte (3° a 4°) cortado por fallas normales de rumbo predominante Noreste y un sistema más joven de direcciones Noroeste (Ramírez, 2011).

### **2.11.1.3 Formaciones**

#### **2.11.1.3.1 Formación Oficina**

La Formación Oficina ha sido reconocida en el subsuelo de los Estados Anzoátegui y Monagas, formando parte de las Unidades de la Cuenca Oriental. Aflora en la superficie de los domos de Santa Ana y San Joaquín y en las cercanías del campo Cerro Pelado (Hildefonso, 2007).

Desde el punto de vista de generación y producción de hidrocarburos, la Formación Oficina es muy importante en la Cuenca Oriental de Venezuela. De hecho, son de Oficina las principales arenas que producen hidrocarburos desde la faja petrolífera del Orinoco hasta los campos próximos al eje de la Cuenca. Por otra parte, las lutitas de Oficina han sido consideradas por varios autores como rocas madres del petróleo para las arenas de esa misma formación (Golindano, 2009).

#### **2.11.1.3.2 Formación Merecure**

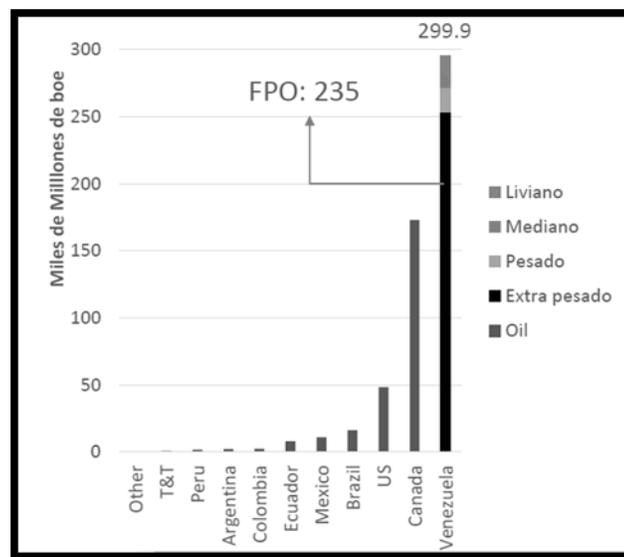
Esta Formación es típica de ambientes fluvio - continentales, con intercalaciones de lutitas carbonáceas, limonitas y numerosos niveles de lignitos. La Formación Merecure se reconoce en el subsuelo de la Subcuenca de Maturín, al Sur del frente de deformación y en los Campos de Anaco (Hildefonso, 2007).

#### **2.11.1.4 Características de los Yacimientos en FPO**

Los yacimientos en la Faja Petrolífera del Orinoco son en su mayoría yacimientos poco consolidados de crudos pesados y extrapesados, es decir, que los granos de arenas tienen poco material cementante. Esta condición de poca consolidación hace que el yacimiento en su estado virgen muestre alta porosidad y alta permeabilidad, con una porosidad promedio del 30% mientras que las permeabilidades varían entre 10 y 20 Darcy. Los espesores de arena se encuentran entre 50 y 200 pies y dichas arenas se encuentran a profundidades someras (Hildefonso, 2007).

### 2.11.1.5 Características de los Fluidos Producidos en la FPO

Según PDVSA y BP Statical review (2015), Venezuela posee las mayores reservas probadas de petróleo pesado y extrapesado del mundo, aproximadamente 299.9 millones de barriles de petróleo de los cuales 235 millones provienen de la Faja Petrolífera del Orinoco, es decir, las reservas de FPO son en su mayoría petróleo de alta viscosidad, para el presente trabajo especial de grado se decidió establecer una gravedad API de 8.5° para el petróleo a utilizar en los cálculos.



**Figura 2. 12** Reservas mundiales de petróleo (Fuente: BP Statical review. 2015. Modificado por Andrés Level, 2015)

El petróleo que se explota en la zona occidental de país tiene una gravedad API mayor en comparación con los que se explotan en el área oriental, esto se debe a las condiciones geológicas que dieron origen a ambas zonas petrolíferas.

### 2.11.1.6 Tipo de Pozos y Sistemas de Levantamiento Artificial Usados en la FPO

Como se dijo anteriormente, la mayor parte del petróleo producido en FPO es de baja gravedad API, es decir, un crudo muy viscoso. Los pozos horizontales presentan una mejor eficiencia de barrido cuando se explota petróleo de baja gravedad API.

Existen diversos sistemas de levantamiento artificial que funcionan de forma eficiente con este tipo de petróleo, según Guzmán (2008) “El crudo extrapesado y pesado de la Faja Petrolífera del Orinoco se produce principalmente a través de pozos horizontales agrupados en macollas. El método de levantamiento artificial utilizado en la mayoría de los casos consiste en bombas de cavidades progresivas. El crudo producido es mezclado a nivel de superficie con diluyente proveniente de los complejos mejoradores, reduciendo su viscosidad para facilitar su transporte”. En base a ello el presente trabajo especial de grado calculara el gasto energético utilizando un sistema de producción con bombeo de cavidades progresivas como sistema de levantamiento artificial.

Propiedad	Región Occidental			FPO
	Crudos Livianos	Crudos medianos	Crudos pesados	Crudo extrapesado
Gravedad API	31.9 °API	22.0 °API	11.0 °API	8.5 °API
Contenido de azufre	1.184 % p/p	2.97 % p/p	2.66 % p/p	3.5 % p/p
Acidez (número de neutralización)	0.221 mg KOH/g	0.703 mg KOH/g	4.22 mg KOH/g	2.3 mg KOH/g
Contenido de metales	108 ppm	653 ppm	485 ppm	488 ppm
Viscosidad @ 100 °F	8.80 cSt	85.88 cSt	1425 cSt (140 °F)	9960 cSt (117.7 °F)
Viscosidad @ 122 °F	6.62 cSt	49.46 cSt	287.6 cSt (188 °F)	36.26 cSt (302 °F)

**Figura 2. 13** Características del petróleo en Venezuela. (Fuente: Vepica, 2008).

### 2.11.1.7 Bombas Multifásicas Usadas en la FPO

Los principales fabricantes mundiales de bomba multifásicas son Flowserve y Bornemann, en la FPO se utilizan bombas de ambos fabricantes, para el presente trabajo especial de grados se utilizó uno de los modelos de Flowserve (Santibañez, 2007).

### 2.11.1.8 Diluentes Usados en la FPO

Debido a que el petróleo de baja gravedad API es muy viscoso es necesario diluirlo para su transporte, generalmente este proceso se realiza con un petróleo de mayor gravedad API, basados en el trabajo especial de grado de Santos (2010) en el cual se

evaluó la distribución de diluentes para el Distrito San tome en la FPO, el diluyente posee una gravedad API de 30° y se almacena en tanques para posteriormente bombearlo mediante bombas centrífugas hasta el sistema de producción.

#### **2.11.1.9 Refinerías en Venezuela.**

Petróleos de PDVSA Posee 24 refinerías en todo el mundo, dieciocho (18) de ellas en el exterior y seis (6) en el país. Entre las instalaciones en suelo venezolano, destaca la segunda refinería más grande del mundo: el Complejo Refinador Paraguaná, en el estado Falcón, con una capacidad de procesamiento de 940.000 barriles diarios de crudo, así como las refinerías de Puerto La Cruz, con una capacidad de procesamiento de 200.000 barriles diarios y El Palito, que refina 130.000 barriles diarios (PDVSA, 2012).

El Complejo Petroquímico General de División José Antonio Anzoátegui se inauguró el 14 de agosto de 1990, con el fin de impulsar el desarrollo de la petroquímica en el oriente del país y actuar como condominio industrial de las empresas mixtas que operan en el área, mediante el suministro de los servicios básicos necesarios para su operación.

El Complejo Petroquímico José Antonio Anzoátegui está ubicado en el estado Anzoátegui y tiene una superficie de 740 hectáreas en la que se encuentran instaladas las plantas de empresas mixtas en las que Pequiven tiene participación accionaria (PEQUIVEN, 2018).

El sistema de bombeo desde el bloque Carabobo hasta el complejo petroquímico José Antonio Anzoátegui está conformado por tres bombas booster o bomba de refuerzo de capacidad 8800 Galones por Minuto (GPM), y cinco bombas de transferencia de capacidad de 3938 GPM. Actualmente están en funcionamiento dos bombas booster y tres de transferencia. El petróleo es succionado de los tanques de almacenamiento a través de las bombas de refuerzo (boosters); se dispone de dos

bombas principales y una de reserva, las cuales envían el crudo al cabezal de succión de las bombas de transferencia (Modificado por Ottaviano F, 2017).

Estas bombas de transferencias desplazan el fluido hasta las zonas de rebombeo y estas al complejo petroquímico. La estación de rebombeo PTA está ubicada en la ciudad de Anaco, a 97 Km de la ciudad de Puerto la Cruz, con una elevación de 707 pies sobre el nivel del mar. En el sector de la progresiva KM 100, dentro de la instalación de Patio de Tanque Anaco (PTA). Esta estación fue construida en el año de 1985 y puesta en operación el año 1995, para el rebombeo del crudo proveniente del patio de tanques (PTO). Esta dispone de cuatro bombas de transferencia horizontales de dos etapas, conectadas en paralelo (Modificado por Ottaviano F, 2017).

Esta descripción nos permite inferir que el proceso de bombeo desde el patio de tanques hasta las refinerías o puertos consiste en la FPO de los mismos elementos:

- Bombas de esfuerzo: llevan el petróleo diluido desde los tanques de almacenamiento hasta las bombas de transferencias.
- Bombas de transferencias: estas envían los fluidos estas las zonas de rebombeo
- Bombas en zonas de rebombeo: envían el petróleo hasta puerto o refinería, el número de zonas de rebombeo depende de la distancia que debe recorrer el fluido.

## **CAPITULO III**

### **MARCO METODOLÓGICO**

De acuerdo a lo que señala Arias (2006) el marco metodológico es el “conjunto de pasos, técnicas y procedimientos que se emplean para formular y resolver problemas” (p.16). Por lo tanto, en el siguiente capítulo detalla el cumplimiento de manera sistemática de la metodología utilizada para lograr el cumplimiento de los objetivos planteados en el inicio del presente trabajo especial de grado.

La metodología utilizada está conformada por un conjunto de pasos que dependen uno del otro, sin embargo, estos no cumplen un flujo de tiempo lineal, en ocasiones fue necesario regresar en a uno de estos pasos para modificar o agregar información esto con el objetivo de obtener el mayor grado de exactitud, validez y confiabilidad.

#### **3.1 Tipo de Investigación**

Según Tamayo (2002) “La investigación es un proceso que mediante la aplicación del método científico, procura obtener información relevante y fidedigna, para entender, verificar, corregir o aplicar el conocimiento” (p. 37), es decir, todas las investigaciones aunque tiene un principio básico el cual es cumplir con los objetivos planteados, realizan la investigación de distintas formas, en este capítulo se definió de que tipo es el presente trabajo especial de grado en las distintas clasificaciones.

##### **3.1.1 Según el Objetivo de la Investigación**

Basados en esta clasificación se interpretó que esta es una investigación del tipo teórica o también conocida como pura, según el concepto de Edd (1977), el cual dice que “Las investigaciones puras son aquellas dirigidas a conocer las leyes generales de

los fenómenos estudiados, elaborando teorías de alcance significativo. La finalidad de este tipo de investigación se puede enmarcar en la detección, descripción y explicación de las características y/o problemas de determinados hechos o fenómenos que se dan al interior de una sociedad”.

### 3.1.2 Según el Nivel de Profundización de la Investigación

- **Investigación Documental:** Es la que se realiza, como su nombre lo indica, apoyándose en fuentes de carácter documental, esto es, en documentos de cualquier especie tales como, las obtenidas a través de fuentes bibliográficas, hemerográficas o archivísticas; la primera se basa en la consulta de libros, la segunda en artículos o ensayos de revistas y periódicos, y la tercera en documentos que se encuentran en archivos como cartas oficios, circulares, expedientes, etcétera.
- **Investigación Exploratoria:** Es aquella que se realiza con el propósito de destacar los aspectos fundamentales de una problemática determinada y encontrar los procedimientos adecuados para elaborar una investigación posterior. La importancia radica en el uso de sus resultados para abrir líneas de investigación y proceder a su consecuente comprobación.

### 3.2 Diseño de la Investigación

Basados en el concepto de Kerlinger (2002), el cual sostiene que “generalmente se llama diseño de investigación al plan y a la estructura de un estudio, es el plan y estructura de una investigación concebidas para obtener respuestas a las preguntas de un estudio” se clasifica al siguiente trabajo especial de grado como una investigación del tipo:

- **Cuantitativo,** basado en el concepto de Baptista (2010), el cual afirma que “La investigación cuantitativa se basa en el estudio y análisis de la realidad a través de diferentes procedimientos basados en la medición. Permite un mayor nivel de control e inferencia que otros tipos de investigación, siendo posible realizar

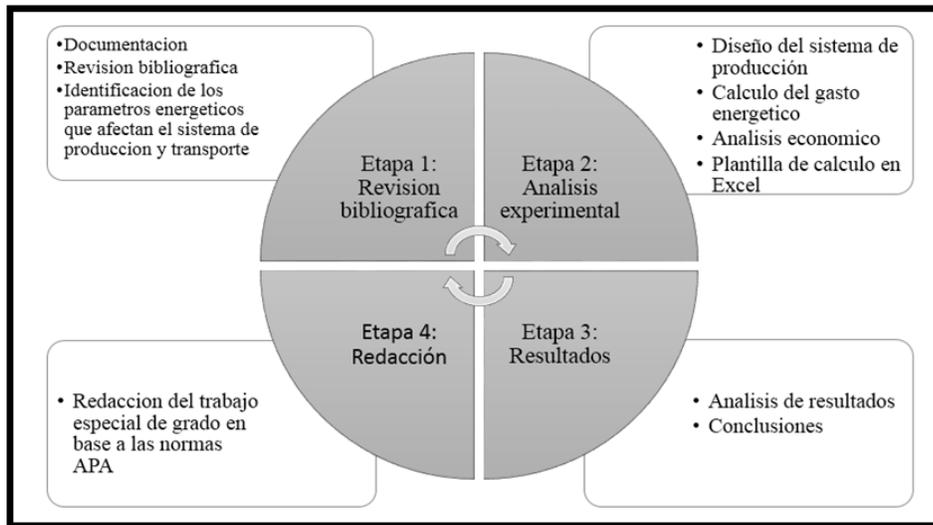
experimentos y obtener explicaciones contrastadas a partir de hipótesis. Los resultados de estas investigaciones se basan en la estadística y son generalizables”.

- Experimental, esto basado en el concepto de Baptista (2010), el cual afirma que “La investigación del tipo experimental se basa en la manipulación de variables en condiciones altamente controladas, replicando un fenómeno concreto y observando el grado en que la o las variables implicadas y manipuladas producen un efecto determinado. Los datos se obtienen de muestras aleatorizadas, de manera que se presupone que la muestra de la cual se obtienen es representativa de la realidad. Permite establecer diferentes hipótesis y contrastarlas a través de un método científico”.

### **3.3 Población y Muestra**

La población del presente trabajo especial de grado está representada por los sistemas de producción y transporte de la Faja Petrolífera del Orinoco, ya que esta investigación no está enfocada en un campo específico de la FPO se procederá a diseñar un sistema de producción que a criterio de profesionales, tutores y el autor en base a la revisión bibliográfica y anteriores trabajos de grado es acorde a las necesidades para la explotación de hidrocarburos en esta área petrolífera, dicho sistema de producción y transporte será la muestra a utilizar.

Para el cumplimiento de los objetivos planteados al inicio del presente trabajo especial de grado se planteó un esquema de cuatro etapas las cuales a su vez están divididas en subetapas, estas se detallan a continuación en la figura 3.1.



**Figura 3. 1** Esquema para cumplimiento de objetivos (Fuente: Elaboración propia)

### 3.4 Etapa 1: Revisión Bibliográfica

En esta etapa se realizó una búsqueda exhaustiva de información referente la Faja petrolífera del Orinoco, los principales campos productores de esta zona, los tipos de fluidos extraídos, los sistemas de levantamiento artificial más usados y el consumo energético asociado a cada equipo. Para ello se analizaron diferentes trabajos especiales grado, relacionados con la FPO y documentaciones de diferentes autores.

### 3.5 Etapa 2: Análisis Experimental

El procedimiento experimental utilizado para el cumplimiento de los objetivos planteados inicialmente está compuesto por siguientes pasos.

- Diseño del sistema de producción
- Cálculo de gasto energético para producir un barril de petróleo de gravedad API 8.5°
- Conversión del cálculo energético a pies cúbicos de gas natural
- Análisis de factibilidad económica

### 3.5.1 Diseño del Sistema de Producción

Una vez realizada la revisión bibliográfica se determinó cuáles son los equipos necesarios en el sistema de producción y transporte de los fluidos acumulados en los yacimientos de la FPO y su fuente de energía.

### 3.5.2 Cálculo de densidades de los fluidos presentes en el sistema de producción

A partir de la gravedad API de los fluidos acumulados, los diluentes y la mezcla de ambos en la FPO y la ecuación (1) se calculó la gravedad específica del diluyente, el petróleo original y el petróleo con la gravedad API deseada para su transporte. Posteriormente a partir de la ecuación 2 se calculó la densidad del diluyente, del petróleo original (sin agua y sin gas) y del petróleo deseado para transporte (sin agua y sin gas).

Para el cálculo de mezclas de agua y petróleo, la densidad se determinó mediante la ecuación 5.

$$\rho_m = \frac{M_a + M_b}{V_a + V_b} \quad (\text{Ec. 5})$$

Para calcular los volúmenes se aplicaron las ecuaciones 6 y 7.

$$V_b = \%A_{ys} * 0.42 \quad (\text{Ec. 6})$$

$$V_a = 42 - V_b \quad (\text{Ec. 7})$$

donde:

Ma: masa de la sustancia A (lbs)

Mb: masa de la sustancia B (lbs)

Va: volumen de la sustancia A (gal)

Vb: volumen de la sustancia B (gal)

$\rho_m$ : densidad de la mezcla (lpg)

Este procedimiento se aplicó para calcular la densidad del petróleo original y del petróleo deseado para transporte considerando el porcentaje de agua y sedimentos.

La densidad de cualquier gas depende de las condiciones de presión y temperatura, mediante la ecuación de gases ideales se determinó que la densidad del gas se determinó mediante la ecuación 8.

$$\rho g = \frac{P * PM}{Z * R * T} \quad (\text{Ec. 8})$$

donde:

$\rho g$ : densidad del gas ( $\text{kg/m}^3$ )

P: presión (lcp)

PM: peso molecular del gas natural ( $\text{kg/mol}$ )

Z: factor e compresibilidad del gas (adimensional)

R: constante de los gases ideales ( $10.73 \text{ lcp} * \text{kg}/^{\circ}\text{R} * \text{mol}$ )

T: temperatura ( $^{\circ}\text{R}$ )

### 3.5.3 Consumo energético y caudal de los equipos utilizados en el sistema de producción y transporte

El consumo energético total para producir un barril de petróleo en la FPO viene dado por ecuación 9.

$$Ct = C_{BCPB} + C_{rBm} + C_{rBp} + C_{rBa} + Qi + Qh + C_{desB} \quad (\text{Ec. 9})$$

donde:

Ct: consumo energético total por barril de petróleo (W/Bbl).

$C_{BCPB}$ : consumo energético de BCP por barril de petróleo (W/Bbl).

$C_{rBm}$ : consumo energético bombas hidráulicas (W/Bbl)

$C_i$ : consumo energético intercambiador de calor por barril (W/Bbl)

$C_h$ : consumo energético horno por barril (W/Bbl)

$C_{desB}$ : consumo energético deshidratador por barril (W/Bbl)

### 3.5.3.1 Diluyente

Mediante la ecuación 10 se calculó el volumen de diluyente necesario para diluir un barril de petróleo de 8.5°API a 16°API

$$Vd = \frac{1Bbl * (\rho m - \rho o)}{(\rho d - \rho o)} \quad (\text{Ec. 10})$$

donde

Vd: fracción de diluyente en un barril de petróleo con densidad de mezcla (Bbl)

$\rho o$ : densidad del crudo original (con agua) (lpg)

$\rho m$ : densidad de la mezcla (con agua) (lpg)

$\rho d$ : densidad del diluyente (lpg)

Una vez conocido el volumen de diluentes necesario para diluir un barril de petróleo de 8.5°API se determinó la capacidad que deben manejar el total de BCP y el caudal de diluyente.

$$Q_{BCPt} = \frac{Qt}{(1+Vd)} \quad (\text{Ec. 11})$$

$$Qd = Qt - Q_{BCPt} \quad (\text{Ec. 12})$$

donde

$Q_{BCPt}$ : caudal total para BCP (Bbl/d)

$Qt$ : caudal total que puede manejar el sistema de producción (Bbl/d)

Vd: volumen de diluyente (Bbl)

$Qd$ : caudal de diluyente (Bbl/d)

### 3.5.3.2 Bombas de Cavidades Progresivas

Como se definió en el segundo capítulo, la energía que permite el bombeo por cavidades progresivas proviene de un motor en superficie el cual genera un torque en las cabillas y permite al rotor girar y desplazar los fluidos. La potencia desarrollada por

un motor depende íntimamente de las revoluciones por minuto a las que gira el motor. En consecuencia, la potencia se determinó mediante la ecuación 13

$$C_{BCP} = 24 * \tau * W = 24 * \frac{\tau * n}{9.55} \quad (\text{Ec. 13})$$

donde:

$C_{BCP}$ : consumo de una BCP (W/d)

$\tau$ : torque (N\*m)

W: velocidad angular del eje del cigüeñal (rad/s)

n: revoluciones por minuto del motor (rpm)

El caudal para una bomba BCP, donde el fluido se desplaza a través del rotor extractor está definido por la ecuación 14.

$$Q_{BCP} = V * N = 9058 * 4 * dr * E * Ps * N \quad (\text{Ec. 14})$$

Este caudal es para cada etapa de la bomba, en el caso de tener más de una etapa se debe multiplicar el caudal por cada etapa.

Cuando no se tiene información sobre la excentricidad se suele considerar que:

$$E = 4 * dr \quad (\text{Ec. 15})$$

donde:

A: área sección transversal (m<sup>2</sup>)

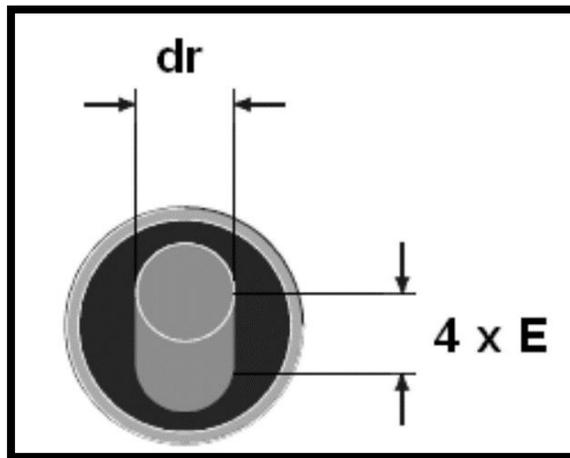
dr: diámetro de la sección transversal del rotor (m)

E: excentricidad del rotor (m)

Ps: paso del estator (longitud de la cavidad = longitud de la etapa) (m)

N: velocidad por minuto de la bomba (rpm)

$Q_{BCP}$ : caudal de la bomba de cavidades progresivas (Bbl/d)



**Figura 3. 2** Relación diámetro y excentricidad en BCP (Fuente: Instituto Argentino, (2010))

Posteriormente se calculó del caudal que puede manejar una BCP, se estimó cuantas BCP se necesitaban

$$\#BCP = \frac{Q_t}{Q_{BCP}} \quad (\text{Ec. 16})$$

El consumo energético total de las bombas BCP viene dado por la ecuación 17.

$$C_{BCPt} = \#BCP * C_{BCP} \quad (\text{Ec. 17})$$

donde

$Q_{BCP}$ : caudal que puede manejar una BCP (Bbl/d)

$Q_t$ : caudal total (Bbl/d)

$\#BCP$ : número de BCP necesarias (Se aproxima al número entero por encima más cercano)

$C_{BCP}$ : consumo de una BCP (W/d)

$C_{BCPt}$ : consumo total BCP teórico (W/d)

El consumo real de la bomba depende de la eficiencia

$$C_{BCPtr} = \frac{C_{BCPt}}{\eta_{BCP}} \quad (\text{Ec. 18})$$

donde:

$C_{BCPt}$ : consumo total BCP teórico (W/d)

$C_{BCPtr}$ : consumo total BCP real (W/d)

$\eta_{BCP}$ : eficiencia de la bomba (adimensional)

El consumo energético necesario para llevar un barril de petróleo desde yacimiento hasta superficie mediante BCP viene dado por la ecuación 19.

$$C_{BCPB} \frac{C_{BCPtr}}{Q_t} \quad (\text{Ec. 19})$$

donde

$Q_t$ : caudal total (Bbl/d)

$C_{BCPB}$ : consumo energético por barril (W/Bbl)

$C_{BCPtr}$ : Consumo total BCP real (W/d)

### 3.5.3.3 Bombas Hidráulicas

Todas las bombas utilizadas en el sistema de producción son hidráulicas puesto que transportan un fluido, El consumo total de las bombas hidráulicas viene dado por la siguiente expresión.

$$C_{ht} = C_{r_{Bd}} + C_{r_{Bm}} + C_{r_{Bpto}} + C_{r_{Br}} + C_{r_{Bt}} + C_{r_{Br}} \quad (\text{Ec. 20})$$

donde:

$C_{ht}$ : consumo energético total bombas hidráulicas (W/Bbl).

$C_{r_{Bd}}$ : consumo energético bomba de diluentes (W/Bbl).

$C_{r_{Bm}}$ : consumo energético bomba multifásica (W/Bbl).

$C_{r_{Bpto}}$ : consumo energético bomba de patio de tanques (W/Bbl).

$C_{r_{Br}}$ : consumo energético bombas de esfuerzo (W/Bbl).

$C_{r_{Bt}}$ : consumo energético bombas de transferencia (W/Bbl).

$C_{r_{Br}}$ : consumo energético bombas de rebombeo (W/Bbl).

El consumo teórico de una bomba hidráulica viene definido por la ecuación 21.

$$C_t = 24 * H * Q * \rho * g \quad (\text{Ec. 21})$$

donde:

Ct: consumo teórica de la bomba (W/d)

H: altura dinámica (mca)

Q: caudal (m<sup>3</sup>/s)

$\rho$ : densidad de fluido que entra en la bomba (Kg/m<sup>3</sup>)

g: gravedad (9.8 m/s<sup>2</sup>)

El consumo real de la bomba depende de la eficiencia

$$C_r = \frac{C_t}{\eta_b} \quad (\text{Ec. 22})$$

donde:

Cr: consumo real de la bomba (W/d)

Ct: consumo teórica de la bomba (W/d)

$\eta_b$ : eficiencia de la bomba (adimensional)

El consumo energético necesario para un barril de petróleo mediante bomba hidráulica viene dado por la ecuación 23.

$$C_{rB} = \frac{C_R}{Q} \quad (\text{Ec. 23})$$

donde

Q: caudal (Bbl/d)

C<sub>rB</sub>: consumo energético por barril (W/Bbl)

C<sub>R</sub>: consumo real de la bomba (W/d)

La potencia y consumo de las bombas hidráulicas no varía según el tipo de bomba (doble tornillo, centrífuga, etc.), la variación que existe en la potencia que necesita una bomba respecto a otra en el sistema de producción se debe a la densidad que posee el fluido.

### 3.5.3.3.1 Bombas Multifásicas

En el caso de no conocer el caudal de la bomba multifásica doble tornillo, el cálculo del volumen teórico ( $Q_t$ ) está dado por la ecuación 24.

$$Q_t = (De)^3 * K * RPM \quad (\text{Ec. 24})$$

Donde:

$Q_t$ : caudal teórico de la bomba ( $\text{in}^3/\text{s}$ )

$De$ : diámetro externo del tornillo (in)

$K$ : factor adimensional que está asociado a la geometría de la bomba (función del paso del tornillo, diámetro externo del tornillo y de la distancia entre los centros de cada tornillo)

$RPM$ : revoluciones por minuto a la que se mueve la bomba.

En las bombas multifásicas ocurre un deslizamiento que se lleva a cabo en el espacio comprendido entre la carcasa y el borde exterior de cada tornillo, esta pérdida por deslizamiento viene dado por la Ecuación (25).

$$S = \frac{\Delta P * A * F_s * P}{\mu_{ml}} \quad (\text{Ec. 25})$$

Donde:

$\Delta P$ : diferencial de presión (lpc)

$A$ : área transversal de la holgura (in)

$F_s$ : factor de deslizamiento (adimensional relacionado con el volumen de deslizamiento de una cavidad a otra, depende también del modelo de bomba utilizado)

$P$ : paso del tornillo (in)

$\mu_{ml}$ : viscosidad de la mezcla (Cp)

$S$ : deslizamiento ( $\text{in}^3/\text{m}$ )

El caudal real de la bomba multifásica doble tornillo se expresa de la siguiente manera

$$Q_r = Q_t - S \quad (\text{Ec. 26})$$

donde:

$Q_r$ : caudal real de la bomba multifásica ( $\text{in}^3/\text{m}$ )

$Q_t$ : caudal teórico de la bomba multifásica ( $\text{in}^3/\text{m}$ )

$S$ : deslizamiento ( $\text{in}^3/\text{m}$ )

### 3.5.3.3 Válvulas y Separador Bifásico

Estos equipos funcionan mediante la fuerza de gravedad y de choque, por consiguiente, no poseen un consumo de potencia asociado, es decir, no fueron considerados en los cálculos de gasto energético.

### 3.5.3.4 Intercambiador de Calor y Hornos

Basados en el funcionamiento de los intercambiadores de calor y los hornos donde un fluido caliente o gas transfiere calor a un fluido que se encuentra a menor temperatura (en este caso el petróleo), la primera ley de la termodinámica indica que:

$$Q_{i/h} = M * C_p(T_2 - T_1) \quad (\text{Ec. 27})$$

donde:

$Q_{i/h}$ : calor transferido en intercambiador o horno (Btu/h)

$C_p$ : capacidad calorífica del fluido para presión constante (Btu/ lbs °F)

$T_2$ : temperatura final (°F)

$T_1$ : temperatura inicial (°F)

$M$ : flujo másico (lbs/H)

Conocida la densidad de la mezcla sin agua en el capítulo 3.5.3.1 se determinó el flujo másico de petróleo que pasa a través del intercambiador de calor en un día

$$M = 42 * Q_t * \rho_{msa} \quad (\text{Ec. 28})$$

donde:

M: flujo másico (lbs/d)

Qt: caudal total (Bbl/d)

pmsa: densidad de la mezcla sin agua (lpg)

Trasformación de las temperaturas de grados Fahrenheit a grados Celsius

$$T_c = \left( (T_f - 32) * \frac{5}{9} \right) \quad (\text{Ec. 29})$$

Sustituyendo en la ecuación 30 y transformando los Btu a kW se obtuvo que:

$$Q_i/h = M * C_p(T_2 - T_1) \quad (\text{Ec. 30})$$

donde:

Qi/h: calor transferido en intercambiador o horno (W/d)

Cp: capacidad calorífica del fluido para presión constante (W/ lbs °C)

T2: temperatura final (°C)

T1: temperatura inicial (°C)

M: flujo másico (lbs/d)

El consumo energético necesario para un barril de petróleo mediante bomba hidráulica viene dado por la ecuación 31.

$$Q_{i/hB} = \frac{Q_i/h}{Q_t} \quad (\text{Ec. 31})$$

donde

Qt: caudal (Bbl/d)

C<sub>i/hB</sub>: consumo energético por barril (W/Bbl)

C<sub>i/h</sub>: consumo real de la bomba (W/d)

### 3.5.3.5 Medidor multifásico

El consumo energético del medidor multifásico depende del fabricante y puesto que solo está afectando un pozo, no aumenta radicalmente el gasto energético para un barril de petróleo.

El consumo energético del medidor multifásico viene dado por la ecuación 32.

$$C_i = P_i * T \quad (\text{Ec. 32})$$

El consumo por barril se determinó a partir de:

$$C_{iB} = \frac{C_i}{Q} \quad (\text{Ec. 33})$$

donde:

$C_i$ : consumo del intercambiador de calor (W/h)

$P_i$ : potencia del intercambiador de calor (W/d)

$T$ : tiempo en operación (h/d)

$Q$ : caudal (Bbl/d)

$C_{iB}$ : consumo energético por barril (W/Bbl)

$C_i$ : consumo intercambiador (W/d)

Nota: Esta metodología también se aplicó en algunas bombas hidráulicas donde no se conocía

### 3.5.3.6 Deshidratador de petróleo

El consumo energético diario del deshidratador viene dado por ecuación 34.

$$C_{des} = P_{des} * T \quad (\text{Ec. 34})$$

donde:

$C_{des}$ : consumo del deshidratador (W/d)

Pdes: potencia del deshidratador (W/h)

T: tiempo en operación (h/d)

Fue necesario determinar el número de deshidratadores que serían necesarios para manejar el caudal de fluidos tratados en el sistema de producción, para ello se utilizó la Ecuación (35).

$$\#Des = \frac{Q_{Des}}{Q_t} \quad (\text{Ec. 35})$$

El consumo energético total de las bombas BCP viene dado por la ecuación 36.

$$C_{dest} = \#Des * C_{des} \quad (\text{Ec. 36})$$

El consumo por barril se determinó a partir de:

$$C_{desB} = \frac{C_{des}}{Q} \quad (\text{Ec. 37})$$

donde

Q<sub>Des</sub>: caudal que puede manejar el deshidratador (Bbl/d)

Q<sub>t</sub>: caudal total (Bbl/d)

#Des: número de deshidratadores necesarias (Se aproxima al número entero por encima más cercano)

C<sub>des</sub>: consumo de un deshidratador (W/d)

C<sub>dest</sub>: consumo total deshidratadores (W/d)

C<sub>desB</sub>: consumo energético por barril (W/Bbl)

C<sub>des</sub>: consumo intercambiador (W/d)

### 3.6 Conversión del cálculo energético a pies cúbicos de gas natural

Una vez conocido el consumo energético de producir un barril de petróleo en la FPO se determinó la equivalencia de ese valor energético en barriles de petróleo y pies cúbicos de gas natural, para ello se utilizó el concepto de “Barril equivalente de

petróleo”. Asumiendo que la proporción de energía por barril es lineal, se planteó la siguiente regla de tres:

$$\begin{array}{ccc}
 1699.8kW & \longrightarrow & 1Bbl \\
 Ct & \longrightarrow & Vp \\
 \\ 
 Vp = \frac{1Bbl * Ct}{1699.8kW} & & (Ec. 38)
 \end{array}$$

donde:

Vp: volumen de petróleo equivalente a la energía consumida para producir un barril de petróleo en la FPO (Bbl/1Bbl)

Ct: energía necesaria para producir un barril de petróleo en la FPO (kW)

BEP: barril equivalente de petróleo (5800000Btu=1699.8kW)

La equivalencia para pies cúbicos de gas natural viene dada por la siguiente regla de tres:

$$\begin{array}{ccc}
 1699.8kW & \longrightarrow & 6000 Ft^3 \\
 Ct & \longrightarrow & Vg \\
 \\ 
 Vg = \frac{6000Ft^3 * Ct}{1699.8kW} & & (Ec. 39)
 \end{array}$$

donde:

Vg: volumen de gas equivalente a la energía consumida para producir un barril de petróleo en la FPO (Ft<sup>3</sup>/1Bbl)

Ct: energía necesaria para producir un barril de petróleo en la FPO (kW)

La producción diaria de gas natural bajo las condiciones presentes viene dada por la ecuación 40.

$$Q_{tg} = RGP * Q_t \quad (\text{Ec. 40})$$

donde:

$Q_{tg}$ : caudal total de gas (PC)

RGP: relación gas petróleo (PC/Bbl)

$Q_t$ : caudal total (Bbl)

### 3.7 Análisis Económico

A continuación, se presenta la metodología que se utilizó para estimar el costo energético de producir un barril de petróleo en la FPO a partir de los precios de venta de un barril de petróleo, un pie cubico de gas y la electricidad en precios nacionales e internacionales.

Conocida la energía consumida por barril de petróleo ( $C_t$ ) y su equivalencia volumétrica en barriles de petróleo y pies cúbicos de gas natural ( $V_p$  y  $V_g$ ) a partir de las ecuaciones 38 y 39 se determinó el costo que tiene la energía necesaria para producir un barril de petróleo en FPO

$$Pe1 = C_t * P_{ev} \quad (\text{Ec. 41})$$

$$Pe2 = C_t * P_{ei} \quad (\text{Ec. 42})$$

$$Pg1 = V_g * P_{gv} \quad (\text{Ec. 43})$$

$$Pg2 = V_g * P_{gi} \quad (\text{Ec. 44})$$

$$Pp1 = V_p * P_{pv} \quad (\text{Ec. 45})$$

$$Pp2 = V_p * P_{pi} \quad (\text{Ec. 46})$$

donde:

Pe1: precio de producción de un barril de petróleo en costo eléctricos venezolano (BsS)

Pe2: precio de producción de un barril de petróleo en costo eléctricos internacional (\$)

Pg1: precio de producción de un barril de petróleo en costo gas natural venezolano (BsS)

Pg2: precio de producción de un barril de petróleo en costo gas natural venezolano (\$)

Pp1: precio de producción de un barril de petróleo en costo petróleo venezolano (¥)

Pp2: precio de producción de un barril de petróleo en costo petróleo venezolano (\$)

Ct: energía necesaria para producir un barril de petróleo en la FPO (kW)

Vp: volumen de petróleo equivalente a la energía consumida para producir un barril de petróleo en la FPO (Bbl/1Bbl)

Vg: volumen de gas equivalente a la energía consumida para producir un barril de petróleo en la FPO (PC<sup>3</sup>/1Bbl)

### **3.8 Plantilla en Excel para el Cálculo del Consumo Energético.**

Toda la metodología seguida en el capítulo 3.5 se llevó a una hoja de cálculo de Excel, la cual estará conformada por cuatro hojas:

1. Instrucciones
2. Datos
3. Energía
4. grafico

Se diseñó con la finalidad de:

1. Calcular el consumo energético de producir un barril de petróleo el FPO (Ct) bajo las condiciones establecidas en el presente trabajo especial de grado
2. Calcular el consumo energético en cualquier campo de la FPO que utilice los mismos equipos que en presente trabajo especial de grado.

## **CAPITULO IV**

### **ANALISIS DE RESULTADOS**

Una vez aplicada la metodología para la recolección de información, se procedió al respectivo análisis de los resultados obtenidos, por consiguiente, la información que se obtuvo fue la que indico las conclusiones del presente trabajo especial de grado.

Se presentan los resultados en orden, partiendo de la estructura planteada inicialmente en los objetivos específicos, los resultados se relacionarán con los conocimientos ya obtenidos a lo largo de toda la carrera universitaria y con resultados de otros investigadores.

#### **4.1 Identificación de los Parámetros Energéticos que Afectan al Sistema de Producción y Transporte**

Durante la revisión bibliográfica se realizó una búsqueda exhaustiva de los procesos por los cuales debe pasar el petróleo producido en la Faja Petrolífera del Orinoco y las propiedades de este, como se dijo en el capítulo 2 el petróleo que se extrae en la FPO tiene en promedio 8.5°API a 60°F, es decir, es un petróleo de alta viscosidad a dicha temperatura, que requiere de tratamientos especiales para su extracción y posterior transporte.

Las propiedades del petróleo acumulado en los yacimientos de la FPO son muy distintas a las propiedades de los fluidos de otra zona del país, para producir y transportar los fluidos acumulados en un yacimiento de forma eficiente es necesario conocer sus propiedades.

<b>Propiedades</b>	
Gravedad API original (°) @ 60°F	8.5
Gravedad API diluyente (°) @ 60°F	30
Gravedad API mezcla (°) @ 60°F	16
% Agua (%)	20
Relación gas petróleo (PC/Bbl)	100

**Tabla 4. 1** Propiedades de los fluidos acumulados en la FPO (Fuente: Santos, 2010)

Nota: Se consideró que el diluyente tiene una proporción de gas, agua y sedimentos despreciable.

Para el cumplimiento de este objetivo se tomaron en consideración anteriores investigaciones en las cuales se detallaba los procesos por los cuales debe pasar el petróleo en esta zona, algunas investigaciones se enfocaban en el estudio de alguno de los equipos (separadores, deshidratadores, inyección de diluentes, etc.), mientras que otras tienen un enfoque más general sobre todos los procesos. En base a todas estas investigaciones se creó un sistema de producción que se muestra en la figura 4.1 el cual, a criterio de profesionales, tutores y el autor cumple con las necesidades básicas para realizar de forma eficiente la extracción y transporte de petróleo en la FPO bajo las características que este posee, posteriormente se estudió el funcionamiento de estos equipos, como operan y de donde proviene la energía que necesitan para operar.

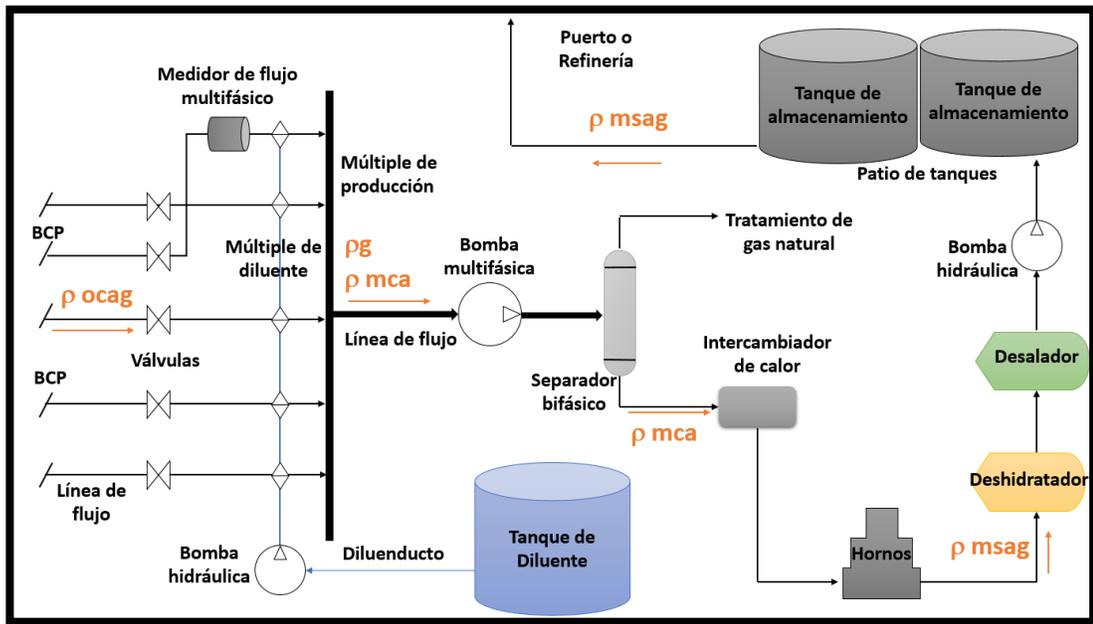


Figura 4. 1 Sistema de producción a utilizar (Fuente: Elaboración propia)

El proceso por el cual debe pasar el petróleo diluido desde patio de tanques hasta refinería o puerto se presenta a continuación

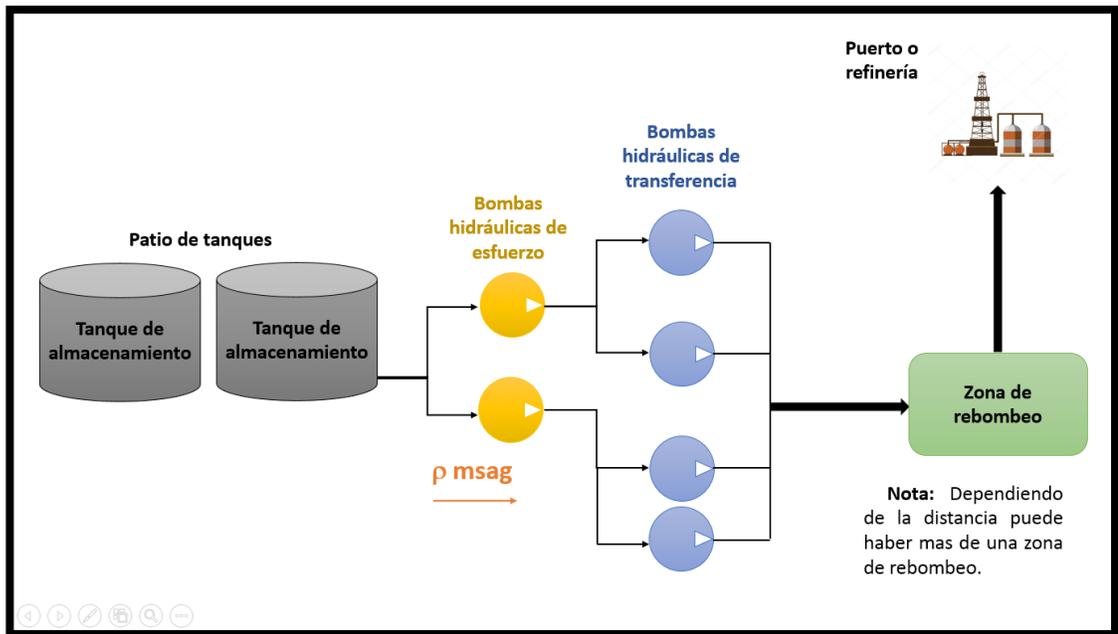


Figura 4. 2 Transporte de petróleo desde patio de tanques hasta refinería o puerto (Fuente: Elaboración propia)

Se determinó que algunos equipos operan mediante energía eléctrica, otros por gas natural y algunos no poseen un consumo energético asociado ya que son equipos mecánicos que funcionan mediante principios tales como: gravedad, fuerza de choque, etc. A continuación, se presentan los equipos y la fuente de energía que estos poseen.

<b>Equipo</b>	<b>Fuente de energía</b>
Medidor multifásico	Electricidad
Bomba multifásica	Electricidad
Bombas hidráulicas	Electricidad
Separador bifásico	No posee consumo energético
Intercambiador de calor	Electricidad/Gas natural
Hornos	Electricidad/Gas natural
Deshidratador	Electricidad
Desalador	Electricidad
Lavador de crudo	No posee consumo energético
Válvulas	No posee consumo energético
Bomba de cavidades progresivas	Electricidad

**Tabla 4. 2** Equipos y fuente de energía (Fuente: Elaboración propia)

Como se puede observar en la tabla 4.2 la mayoría de los equipos utilizan como fuente de energía a la electricidad.

#### **4.2 Determinación el Gasto Energético de los Equipos Utilizados en el Sistema de Producción**

En la Faja Petrolífera del Orinoco se extrae petróleo en frío o por aplicación de calor (recuperación mejorada), esto en combinación con un mecanismo de levantamiento artificial. Se aplican estos procesos porque como se dijo anteriormente el petróleo acumulado en la FPO tiene una alta viscosidad a 60°F y por consiguiente su fluidez es reducida.

Para el presente Trabajo especial de grado por limitante de tiempo e información, se decidió evaluar el consumo energético utilizando como levantamiento artificial: bombeo por cavidades progresivas y recuperación en frío, es decir, sin ningún tipo de calentamiento al fluido en yacimiento. Existen otros métodos de levantamiento artificial que se utilizan en la FPO tales como: bombeo electro sumergible y bombeo mecánico; pero estos sistemas se utilizan en mucha menor proporción que bombeo de cavidades progresivas. Se recomienda evaluar el consumo energético necesario para producir un barril de petróleo en las zonas que utilizan un mecanismo de levantamiento artificial distinto al evaluado en esta investigación.

A continuación, se muestra la data utilizada en cada equipo para aplicar la metodología del tercer capítulo

#### 4.2.1 Bomba de Cavidades Progresivas

<b>DATOS PARA UNA BCP</b>	
<b>Nomenclatura</b>	<b>Datos</b>
Diámetro sección transversal del rotor (m)	0.045
Excentricidad del rotor (m)	0.01
Longitud de cada etapa (m)	0.30
Rotaciones por minuto de la bomba (rpm)	350
Rotaciones por minuto del motor (rpm)	1800
Torque del motor (N*m)	2712
Eficiencia (%)	85

**Tabla 4. 3** Datos para potencia y caudal BCP (Fuente: SPE OIL, 2003).

El consumo energético asociado a la producción de un barril de petróleo mediante BCP fue de 10848 W/ Bbl (este valor se obtuvo a través de la aplicación de la metodología 3.5.3.2), lo cual equivale a 39.79% del consumo total necesario para producir y transportar un barril de petróleo de 16° API a 60°F. Se intuye que el consumo energético de producción por barril es mayor en las zonas de la FPO donde se aplica inyección de calor, ya que si bien es cierto que la viscosidad de los fluidos producidos disminuiría y por consiguiente el consumo de la BCP sería menor, se están utilizando otros equipos que requieren de un consumo energético para calentar el vapor y llevarlo hasta yacimiento lo cual aumentaría drásticamente el consumo energético total del sistema de producción.

#### **4.3 Determinar el Gasto Energético del Transporte de Crudo desde Cabezal del Pozo hasta Refinería/Puerto**

Una vez conocido el funcionamiento de cada uno de los equipos se determinó el consumo energético necesario por cada barril de petróleo producido, transportado y tratado siguiendo la metodología detallada en el capítulo 3.5.3.

A continuación, se muestra la data utilizada en cada equipo para aplicar la metodología del tercer capítulo.

##### **4.3.1 Bombas Hidráulicas**

Como se observa en la figura 4.1 el sistema de producción está conformado por las siguientes bombas hidráulicas:

- Bomba multifásica.
- Bomba centrífuga para inyección de diluentes.
- Bomba centrífuga para bombear al patio de tanques.
- Bombas de refuerzo
- Bombas de transferencia.
- Bombas de rebombeo.

<b>DATOS PARA BOMBA MULTIFASICA</b>	
<b>Nomenclatura</b>	<b>Datos</b>
Presión de succión (lpc)	435
Presión de salida (lpc)	507
Velocidad de rotación (RPM)	930
Caudal (BPD)	340000
Temperatura de entrada (°R)	564

**Tabla 4. 4** Datos para potencia bomba multifásica (Fuente: Flowserve, 2007)

Las bombas que solo manejan una fase suelen tener una mayor capacidad que las bombas que manejan más de una fase (multifásicas) para efecto de cálculo el máximo caudal que podrá manejar el sistema de producción viene dado por el caudal de la bomba multifásica.

<b>DATOS PARA BOMBA DE DILUENTE</b>	
<b>Nomenclatura</b>	<b>Datos</b>
°API Diluyente @ 60°F	30
Presión de succión (lpc)	14.7
Presión de salida (lpc)	700

**Tabla 4. 5** Datos para potencia bomba centrífuga, diluyentes (Fuente: Santos, 2010)

El caudal para la bomba centrífuga de diluyentes depende del balance de masas en el capítulo 3.5.3.1

<b>DATOS PARA BOMBA DE PATIO DE TANQUES</b>	
<b>Nomenclatura</b>	<b>Datos</b>
°API deseado	16
Porcentaje de Agua (%)	< 1

**Tabla 4. 6** Datos para bombeo al patio de tanques (Fuente: Elaboración propia)

Nota: Para efecto de cálculo se consideró despreciable el porcentaje de agua y gas en la mezcla de petróleo original y diluyente.

<b>BOMBEO A REFINERÍA O PUERTO</b>		
<b>Bombas de Refuerzo</b>	Capacidad por bomba (BPD)	301714
	Altura dinámica (m)	15
	Numero de bombas	2
	Eficiencia (%)	75
<b>Bombas de Transferencia</b>	Capacidad por bomba (BPD)	135017
	Numero de bombas	3
	Potencia por bomba (W)	2982799
	Eficiencia (%)	75
<b>Bombas de Rebombeo</b>	Numero de zonas de rebombeo	1
	Capacidad por bomba (BPD)	150000
	Numero de bombas	4
	Potencia por bomba (W)	2237100
	Eficiencia (%)	75

**Tabla 4. 7** Datos para bombeo a refinería o puerto (Fuente: Elaboración propia)

### 4.3.2 Intercambiador de Calor y Hornos

DATOS PARA INTERCAMBIADOR DE CALOR Y HORNOS	
Nomenclatura	Datos
Temperatura de entrada intercambiador de calor (°F)	77
Temperatura de salida intercambiador de calor (°F)	130
Temperatura de entrada horno (°F)	130
Temperatura de salida hornos (°F)	285
Presión de funcionamiento (lpc)	14.7
Calor específico (W/lbs°C)	0.2368

**Tabla 4. 8** Datos para transferencia de calor. Intercambiador de calor y hornos (Fuente: Castillo, 2016)

### 4.3.3 Medidor de Flujo Multifásico

Este consumo puede variar de 10 a 50W por hora. El medidor multifásico Red Eye tiene una potencia de 10w/hora, por su parte el medidor multifásico Haimo tiene una potencia de 45W/hora. Para objetivo de cálculo se utilizó el medidor Haimo ya que posee un mayor consumo (Catalogo Haimo, 2013 y Red Eye 2016).

La metodología aplicada en el capítulo 3.5.3.5 se basa en el concepto de potencia, el cual dice que la potencia es la energía necesaria para que un equipo pueda funcionar mientras que el consumo es la energía necesaria para que un equipo pueda funcionar durante el tiempo en el cual se encuentra operativo.

### 4.3.4 Deshidratador

Para efecto de cálculo se utilizaron los deshidratadores electroestáticos marca Nacional Tank Company, modelo NATL 11535/6, los cuales tienen la capacidad de manejar hasta 45000 barriles por día. Cada equipo está diseñado para operar a un máximo de 75 PSI y 160 °F y operan con un voltaje de circuito primario de 220800 W/h, y lo convierten por medio de un transformador en un circuito secundario de 10580000 W/h (Aguillón, 2006).

Una vez conocida aplicada la metodología con la data necesaria para cada equipo se determinó que el consumo energético por barril de petróleo producido en la FPO es

<b>CONSUMO ENERGÉTICO</b>			
<b>Equipo</b>	<b>Unidades</b>	<b>Resultado</b>	<b>Relación porcentual (%)</b>
Bombeo de cavidades progresivas	W/Bbl	10847.9	39.70
Bombas hidráulicas		1236.6	4.53
Intercambiador de calor		2360	8.64
Horno		6901.9	25.26
Deshidratador		5974.6	21.87
Medidor multifásico		0.81	0.0030
<b>Total</b>		<b>27321.7</b>	<b>100,00</b>

**Tabla 4. 9** Consumo energético (Fuente: Elaboración propia)

donde:

W/Bbl: vatios por barril de petróleo

Como era de esperarse el equipo que tuvo en menor consumo energético fue el medidor multifásico, esto se debió a que el caudal que pasa por este equipo es el de uno de los pozos en producción y en el área en estudio se tienen 195 pozos en producción. El caudal que se utilizó como limitante para determinar el volumen de diluyente necesario y el número de BCP necesarias fue el de la bomba multifásica, en base a la revisión bibliográfica se determinó que este caudal suele ser menor que el caudal de las bombas centrifugas (debido a la pérdida de eficiencia por la presencia de gas) y que solo suele haber una por macolla.

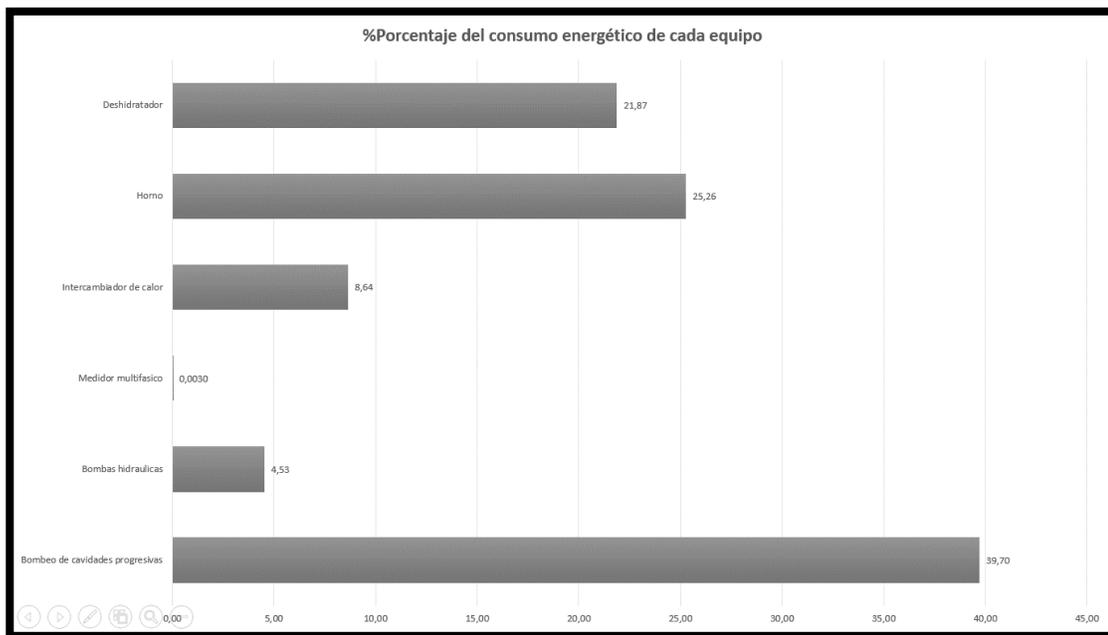
Las bombas hidráulicas (centrifugas y multifásicas) acumulan poco más de 4.5% del consumo energético necesario para transportar el petróleo producido y diluido desde cabezal refinería o puerto, el consumo de estas bombas depende directamente de

la distancia que deben recorrer los fluidos (relacionado con altura dinámica), es decir, en campos de la FPO donde la distancia que debe recorrer el fluido es mayor a la promedio estimada en el presente trabajo especial de grado, esta proporción porcentual aumentara.

Como era de esperarse los equipos que poseen un mayor consumo energético asociado son las bombas de cavidades progresivas y los hornos. Las BCP deben vencer la falta de movilidad del fluido producido y la gravedad debido a que este fluido asciende por una tubería vertical.

El deshidratador electroestático requiere de 10580000 W por hora para poder tratar 45000Bbl diarios según el fabricante, es decir, un consumo energético diario por deshidratador de 253920000 W, fue necesario el uso de 8 deshidratadores para poder tratar el caudal diario estipulado en el sistema de producción. Por su parte las bombas de cavidades progresivas deben desplazar fluidos extremadamente viscosos lo cual conlleva a un consumo energético alto en comparación los demás equipos en operación.

A continuación, se muestra la figura 4.3 donde se muestra la relación porcentual entre cada uno de los equipos presente en el sistema de producción y transporte de petróleo.



**Figura 4. 3** Relación porcentual del consumo de los equipos (Fuente: Elaboración propia)

Durante la revisión bibliográfica solo se obtuvo un reporte histórico del departamento de Energía de California (2000), en el cual se indica que el consumo de energía por barril de petróleo producido es de 297 kW/Bbl, un 1087% más de energía que la estimada en la presente investigación; pero debemos destacar que esta investigación no solo tomo en consideración la energía para el sistema de producción y transporte sino toda la energía que se estaba consumiendo en el año 2000 en las zonas petroleras: zonas donde se estaba perforando, produciendo (mediante recuperación primaria, secundaria o mejorada) y refinando. Adicionalmente considero consumos energéticos que, aunque pertenecen al campo petrolero no están directamente asociado a los procesos operativos, un ejemplo de ello es que este estudio cuantificó la electricidad consumida en zonas donde el personal obrero habita.

También es importante destacar que existe una diferencia notable entre los métodos de extracción de petróleo en EEUU en comparación con Venezuela, aunque el fluido extraído en la FPO posee una de las mayores gravedades API de todas las zonas petrolíferas del mundo y por consiguiente esto involucra un mayor número de procesos para su transporte; pero en el presente trabajo especial de grado no se consideró un

efecto sobre el yacimiento (suministro de energía) lo cual si se contabilizó en el informe del departamento de Energía de California (recuperación secundaria y mejorada), este tipo de recuperaciones requieren de un consumo energético mayor a la producción en frío aplicada en la FPO. Por último, los equipos que se utilizaban en el año 2000 para producción y transporte han cambiado con respecto a los actuales, hoy en día se diseñan equipos que requieran de una menor potencia para poder tratar el mismo volumen de fluido que sus versiones anteriores, esto significa que los equipos actuales poseen un consumo energético menor a los utilizados en el año 2000.

#### 4.4 Gasto Energético en Unidad Volumétrica de Gas Natural y Petróleo

El objetivo general de la investigación consistía en evaluar una propuesta que permitiera utilizar el gas producido en la FPO en los sistemas de producción y transporte de la misma zona, para lograr dicha meta tanto los tutores como el autor se plantearon la siguiente pregunta ¿Cuánta energía en su equivalente volumétrica para gas natural se necesita para producir un barril de petróleo en la FPO?

Conocido todo el gasto energético necesario para producir y transportar un barril de petróleo en la FPO, se estimó mediante el concepto de “Barril equivalente de petróleo” y la metodología planteada en el capítulo 3.6 la equivalencia volumétrica de gas natural y petróleo de la energía necesaria y la producción de gas basados en los parámetros promediados establecidos durante la investigación (relación gas petróleo)

<b>Energía necesaria (kW/Bbl)</b>	<b>Equivalencia en gas natural (PC/Bbl)</b>	<b>Equivalencia en petróleo (Bbl/Bbl)</b>	<b>Producción de gas (MPCD)</b>	<b>Relación gas petróleo (PC/Bbl)</b>
27.3	96.36	0.016	34000	100

**Tabla 4. 10** Equivalencia volumétrica (Fuente: Elaboración propia)

donde:

kW/Bbl: kilovatios por barril de petróleo

PC/Bbl: pies cúbicos de gas natural por barril de petróleo

Bbl/Bbl: barriles de petróleo por barril de petróleo

MPCD: miles de pies cúbicos por día

PC/Bbl: pies cúbicos por barril de petróleo

Con base a los resultados obtenidos podemos decir que, si es posible producir un barril de petróleo con la energía proveniente de la producción de gas natural por barril de petróleo producido en la FPO bajo las propiedades del fluido establecidas, es necesario 96.4 pies cúbicos de gas natural por cada barril de petróleo producido y con las condiciones promedios de la FPO se produce 100 pies cúbicos por cada barril. La relación gas petróleo que se tomó en consideración para la elaboración de este trabajo especial de grado fue en la etapa inicial de explotación de los yacimientos en la FPO (100PC/Bbl), los yacimientos en esta zona tienen la característica que se encuentran cerca de la presión de saturación, es decir, la capa de gas no se puede mover hasta llegar a la presión de saturación. Una vez que los yacimientos alcanzan esta presión la relación gas petróleo aumenta a un promedio de 300PC/Bbl, se concluye entonces que los yacimientos con una mayor etapa de producción producirán más gas natural del necesario por barril de petróleo producido.

Como se dijo al inicio de esta investigación una parte del gas natural producido en Venezuela se destina al consumo interno; pero la mayor parte por falta de áreas para tratar el gas se ventea, es decir, se quema, básicamente se está desperdiciando energía. Los mayores volúmenes de gas natural en Venezuela se producen en el occidente del país, yacimientos donde la relación gas petróleo es mayor a la obtenida en los yacimientos de la FPO debido a una mayor proporción de componentes livianos en su composición, en el caso de querer utilizar ese gas en las áreas que se encuentran en producción en la FPO que no son capaces de producir el gas natural que se necesita

para la producción de un barril, se podrían transportar mediante gasoductos y este gas se aprovecharía en la producción de petróleo.

#### 4.5 Análisis Económico

El análisis económico que se realizó en el presente trabajo especial de grado consistía en evaluar los costos de que tendría la energía necesaria para producir un barril de petróleo en la FPO tomando como referencia el precio del petróleo, la electricidad y el gas natural en Venezuela y a precios internacionales.

Los precios de electricidad, gas natural y petróleo nacional e internacional se muestran a continuación:

	Precio del petróleo	Precio del gas natural	Precio de la electricidad
Venezuela	501.70 (¥/Bbl)	6.3 (BsS/MMPC <sup>3</sup> )	0.0458 (BsS/kW)
Precios Internacionales	80.99 (\$/Bbl) Brent	0.0108 (\$/kW)	0.066 (\$/kW)
	71.75 (\$/Bbl) WTI		

**Tabla 4. 11** Costo de electricidad, gas natural y petróleo (Fuente: PDVSA, EIA, CORPOELEC).  
(Precio 08/10/2018)

A continuación, se muestran los resultados obtenidos:

	<b>Electricidad</b>	<b>Petróleo</b>	<b>Gas Natural</b>
<b>Venezuela</b>	1.25BsS=0.02\$	8.027¥=1.204\$	0.00061BsS = 0.00000000970\$
<b>Internacional</b>	1.802\$	1.30\$ (Brent) 1.15\$ (WTI) 1.225 (\$) Promedio	0.2948\$

**Tabla 4. 12** Costo de la energía por barril de petróleo producido en la FPO en precios nacionales e internacionales (Fuente: Elaboración propia)

donde

BsS/kW: bolívares Soberanos por kilovatios.

\$: dólares.

\$/Bbl: dólares por barril.

¥/Bbl: yuan por barril.

¥: yuan.

Precio oficial del dólar 1\$ = 62.88BsS (referido a la fecha viernes 12 de octubre)

Precio oficial del yuan 1¥ = 0.15 \$ (referido a la fecha viernes 12 de octubre)

Basados en los precios venezolanos, el gas natural como fuente de energía a los equipos que operan en los campos de la FPO resulta más económico que la electricidad o que el petróleo (sin contar los costos que son necesarios para obtener sus derivados), el costo de producir un barril mediante energía que proviene de la electricidad tiene un

costo de 206186% más alto que si se usa el gas natural, y actualmente se está produciendo con la electricidad como fuente de energía.

Es importante destacar que el precio del gas natural y la electricidad en Venezuela esta subsidiado, es decir, el gobierno cubre una gran parte de los costos que conlleva su producción y su venta por consiguiente los costos de energía por barril obtenidos no son del todo confiables. Por este motivo se decidió también realizar el análisis con precios internacionales.

Al igual que al realizar el análisis económico con precios venezolanos, el costo por barril resulto más alto con los precios de la electricidad, seguidamente por el precio del petróleo y por último el gas natural. Al producir petróleo mediante electricidad los costos de energía son 610% más costosos que al producir con gas natural como fuente de energía.

Estos resultados indican que efectivamente no se está aprovechando el potencial energético del gas natural, el gas natural como fuente de energía en los equipos de producción de la FPO permitirá dar un mejor uso a los volúmenes producidos en el occidente del país y disminuiría drásticamente los costos por energía.

Los costos de energía para producir un barril de petróleo solo representan el 1.16% (tabla 4.8) del precio de venta de un barril de petróleo en Venezuela, este es un indicativo del porque la explotación de petróleo sigue siendo unas industrias más rentables en el mundo, sin contar el aumento en la demanda energética que tiene todos los países.

#### **4.6 Parametrizar de la demanda energética de gas por barril de petróleo y sistematizar en Excel**

La hoja de cálculo que se creó en Excel permitió calcular la demanda energética de una forma rápida y sencilla, la misma está formada por cuatro hojas:

1. **Hoja de instrucciones:** Está diseñada con el objetivo de explicar de forma detallada; pero sencilla cómo funciona el cálculo, donde se deben introducir los datos y los resultados que se van a obtener
2. **Hoja de datos:** Como su nombre lo indica en esta hoja se introducen todos los datos necesarios para el cálculo del consumo energético por equipo, se creó de forma tal que el usuario con facilidad entienda donde se debe vaciar la información de cada equipo
3. **Hoja de energía:** En esta hoja se realizarán todos los cálculos de forma automática intermedios para el cálculo del consumo energético y el consumo de cada equipo
4. **Hoja de gráfico:** En esta hoja se encuentran dos gráficos, el primero muestra la relación porcentual del consumo de cada equipo y el segundo un esquema del sistema de producción y los cambios de densidad en cada etapa.

Los resultados obtenidos en cada etapa de los cálculos se corrobora de forma manual, es decir, todos los cálculos realizados en la hoja de cálculo fueron validados. Dado que, aunque la mayoría de los campos en la FPO poseen características similares, el diseño permite a los usuarios adaptarlo para determinar el gasto energético por barril en campos específicos conocidas las características de los equipos y fluido y de esta forma poder estudiar las características energéticas de un campo específico.

## CONCLUSIONES

1. Son necesarios 27.31kW de energía por barril de petróleo producido en la Faja Petrolífera del Orinoco bajo las condiciones promedio establecidas.
2. Los equipos que tienen mayor consumo energético en el sistema de producción y transporte diseñado corresponden a los equipos de transferencia de energía (hornos) y a las bombas de cavidades progresivas.
3. Son necesarios 96.36 pies cúbicos de gas natural (tabla 4.9) para poder producir un barril de petróleo y en promedio se producen 100 pies cúbicos por barril en los yacimientos que apenas están iniciando su vida productiva, es decir, el gas producido en la FPO es suficiente en estas zonas para suministrar la energía necesaria, en los yacimientos con una mayor etapa productiva la relación gas petróleo aumentara y se producirá mucho más gas natural del necesario para proporcionar la energía necesaria para producir un barril de petróleo.
4. La mayoría de los equipos utilizados en sistema de producción y transporte utilizan como fuente de energía a la electricidad; pero algunos pueden ser modificados para trabajar con gas natural como fuente de energía.
5. En base a los precios de electricidad, petróleo y gas natural en Venezuela, utilizar la electricidad como fuente de energía para los equipos necesarios en el sistema de producción y transporte tiene un precio 206186% más costoso que al utilizar al gas natural.
6. Con base a los precios internacionales de electricidad, petróleo y gas natural, utilizar la electricidad como fuente de energía para los equipos necesarios

en el sistema de producción y transporte tiene un precio 610% más costoso que al utilizar al gas natural.

7. La discrepancia tan amplia entre costos en base a precios en Venezuela e internacionales se atribuye a la distorsión que existe en los precios de la electricidad y gas natural en Venezuela debido a que el gobierno nacional subsidia estas fuentes de energía.
8. Los costos por energía necesaria para producir un barril de petróleo en la FPO solo representan el 1.6% del precio de venta del barril en Venezuela para el 12 de octubre del año 2018.
9. La plantilla diseñada en Excel permite calcular el gasto energético por barril producido en cualquier campo de la FPO siempre y cuando utilice los equipos y que se utilizaron en el presente trabajo especial de grado y se conozcan todas las características de operación que son necesarias en la plantilla.

## RECOMENDACIONES

1. Determinar el consumo energético necesario para producir y transportar un barril de petróleo en la FPO utilizando los otros sistemas de levantamiento artificial (bombeo mecánico y bombeo electro sumergible).
2. Determinar el consumo energético necesario para producir y transportar un barril de petróleo en la FPO utilizando inyección de vapor.
3. Determinar el consumo energético necesario para producir y transportar un pie cubico de gas natural en la FPO.
4. Determinar la diferencia en el consumo energético por barril de petróleo usando al otro fabricante mundial más importante de bombas multifásicas: Bornemann.
5. Evaluar los costos de utilizar equipos que utilicen como fuente de energía al gas natural en el sistema de producción y transporte de la FPO.
6. Evaluar los costos de transportar los volúmenes restantes de gas natural a otros campos que no cuenten con los suficientes volúmenes suministrar la energía que refieren los equipos del sistema de producción y transporte de la FPO.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Acedo, J (2003). Determinación de la longitud horizontal optima de los pozos horizontales de los campos Bare y Arcuna, mediante análisis de producción y modelo estadístico. Trabajo especial de grado. Universidad de Oriente, núcleo Monagas. Maturín.

Aguillón, O (2006). Optimización del sistema de deshidratación de la estación de flujo Muri, de PDVSA, distrito Norte, E.P. Oriente. Trabajo especial de grado. Universidad Simón Bolívar.

Álvarez, A (2009). Deshidratador electrostático de laboratorio para probar formulaciones desemulsionantes. Consultado el 25 de septiembre del 2018. Pagina académica: <http://erevistas.saber.ula.ve/index.php/cienciaeingenieria/article/view/1104>

Andreotti, I (2016). ¿Qué es el Barril de Petróleo Equivalente? Consultado el 11 de agosto del 2018. Pagina académica: <https://barril%20equivalnete%20autor.html>

Baptista, M (2010). Tipos de investigación y sus características. Consultado el 11 de agosto del 2018. Pagina académica: <https://psicologiyamente.com/miscelanea/tipos-de-investigacion>

BP Statistical review of world energy (2006). Recursos y consume energético mundial. Consultado el 3 de abril de 2007. Pagina académica: [https://es.wikipedia.org/wiki/Consumo\\_y\\_recursos\\_energ%C3%A9ticos\\_a\\_nivel\\_mundial#mw-head](https://es.wikipedia.org/wiki/Consumo_y_recursos_energ%C3%A9ticos_a_nivel_mundial#mw-head)

Buffa, A (2003). Principios de física. Consultado el 20 de septiembre del 2018. Pagina académica: <http://www.academico.cecyt7.ipn.mx/>

Cárdenas, F (2007). Desarrollo de un procedimiento de cálculo para la evaluación y determinación del rendimiento a tiempo real en bombas multifásicas de doble tornillo. Trabajo especial de grado. Universidad Central de Venezuela. Caracas.

Castillo, T (2016). Modelado del sistema de calentamiento de la estación principal Temblador -1, PDVSA, Faja Petrolífera del Orinoco, Hugo Chávez Frías, división Carabobo, distrito Morichal. Trabajo especial de grado. Universidad Central de Venezuela. Caracas.

Acedo, N (2003, septiembre del 8-12). Bombeo de Cavidad Progresiva: Operaciones, Diagnóstico, Análisis de Falla y Trouble Shooting. Presentado en el Internacional Training Group Techinal Assistances. El tigre, Venezuela.

DGC SYSTEMS (2017). Faja del Orinoco. Consultado el 20 de agosto del 2018. <https://ve.linkedin.com/company/dcg-systems>

Diaz, J (2014). Estudio de la factibilidad del incremento de la capacidad de disposición de agua utilizando las plataformas existentes en el área norte del campo Zuata de Petrocedeño. Trabajo especial de grado. Universidad de Oriente, núcleo Anzoátegui. Barcelona.

EcuRed (Sin fecha). Gas Natural. Consultado el 15 d septiembre dl 2018. Pagina académica: <https://www.ecured.cu>

- Edd, A (1996). Tipos de investigación. Consultado el 11 de agosto del 2018. Pagina académica: <http://tesisdeinvestig.blogspot.com/2011/11/tipos-de-investigacion-segun-ander-edd.html>
- Escobar, F. (2012). Fundamentos de ingeniería de yacimientos. Colombia, Neiva: Universidad Sur colombiana.
- Ferro, E (2008). Conceptualización de un sistema de separación líquido-vapor para una estación de flujo de crudo extrapesado. Trabajo especial de grado. Universidad Central de Venezuela. Caracas.
- Fortunatti, A (2013). Mecanismos de empuje natural de un yacimiento. Consultado el 20 de septiembre del 2018. Pagina académica: <https://es.scribd.com/doc/148069167/Mecanismos-de-Empuje-Natural-de-Un-Yacimiento>.
- Freites, E (2015). Diseño metodológico de desaladores y deshidratadores de crudo. Trabajo especial de grado. Universidad Simón Bolívar. Caracas.
- Golindano, J, Indriago, C (2009). Influencia de los fluidos de completación en el índice de productividad de las arenas en el campo San Joaquín, distrito gas Anaco. Trabajo especial de grado. Universidad de Oriente, núcleo Monagas. Maturín.
- Guzmán, A (1996). Proposición de facilidades de superficie para la producción de crudo extra pesado con inyección de vapor en la Faja Petrolífera del Orinoco. Trabajo especial de grado. Universidad Simón Bolívar. Caracas.
- Hernández, J (2012). Propuesta de aplicación de bombeo multifásico en los sistemas de transferencia desde las macollas del área de extrapesado, hasta las estaciones

de flujo, distrito morichal. Trabajo especial de grado. Universidad Central de Venezuela. Caracas.

Hildenfonso, R (2007). Caracterización del modelo dinámico del yacimiento JM-19 en la arena me-c del campo San Joaquín, en el área mayor de Anaco. Trabajo especial de grado. Universidad Central de Venezuela. Caracas.

Hiamo, Medidor multifásico. Consultado el 5 de agosto del 2018. Página de asesoría profesional: [www.oss.com.co](http://www.oss.com.co)

Kerlinger, J (2002). Concepto del diseño de una investigación. Consultado el 11 de agosto del 2018. Pagina académica: <http://tesis-investigacion-cientifica.blogspot.com/2013/08/concepto-de-diseno-de-investigacion.html>

Lemus, A (2010). Diseño de la macolla pq17 aplicando la metodología para el distrito Cabrutica división Junín, Faja Petrolífera del Orinoco. Trabajo especial de grado. Universidad de Oriente, núcleo Anzoátegui. Barcelona.

Level, A (2015). Faja Petrolífera del Orinoco: Situación y Proyecciones. Universidad Católica Andrés Bello. Caracas.

Logman, P (1999). Principios de termodinámica. Consultado el 20 de junio del 2018. Pagina académica: <https://hernanleon1002.wordpress.com/fisica-de-fluidos-y-termodinamica/segundo-corte/marco-teorico/principio-Bernoulli/>

López, H (2014). Clasificación de pozos. Consultado el 6 de septiembre del 2018. Pagina académica: <https://es.scribd.com/>

Malaver, E (2007). Definición de energía. Consultado el 12 de septiembre del 2018. Pagina académica: <https://conceptodefinicion.de/energia/>

Martínez, K (2003). Descripción de las ecuaciones matemáticas utilizadas en el diseño de separadores bifásicos de tipo horizontal y vertical en Pariaguan, división Junín, campo San Cristóbal, Macolla II. Trabajo especial de grado. Universidad de Oriente, núcleo Monagas. Maturín.

Mingot, A (1988). Unidades de energía. Consultado el 15 de septiembre del 2018.  
Pagina académica: <https://www.ecured.cu>

Minpet (2018). Ministerio del poder popular de petróleo. Consultado el 15 de septiembre del 2018. Pagina informativa:  
<https://www.google.co.ve/search?q=minpet&oq=minpet&aqs=chrome.69i57j69i65j0l4.1761j0j7&sourceid=chrome&ie=UTF-8>

Montenegro, C. (2016). Tarifas en Electricidad y Combustibles para el año 2017: ¿apoyarán o empeorarán la competitividad de la industria? Presentado en el séptimo congreso nacional de energía. Buenos Aires, Argentina.

Morao, E (2013). Evaluación de cambio de método de levantamiento artificial en pozos JOC-551, JOC-542 y PM-125 de la unidad de extracción de crudos pesados, distrito Morichal, PDVSA. Trabajo especial de grado. Universidad de Oriente, núcleo Monagas. Maturín.

Moreno, M (2006). Optimización del sistema de deshidratación de la estación de flujo Muri, de PDVSA, distrito norte, e.p. Oriente. Trabajo especial de grado. Universidad Simón Bolívar. Caracas.

MP1, Bomba multifásica de doble Tornillo. Consultado el 12 de junio del 2018. Página de asesoría profesional: [www.flowserve.com](http://www.flowserve.com)

- Nelson, H. (2011). “¿Cuanta energía (electricidad) se requiere para producir un barril de petróleo y un litro de gasolina?”. Consultado el 20 de abril del 2018. Pagina educativa: [http://gerenciayenergia.blogspot.com/2011/04/normal-0-21-false-false-false\\_19.html](http://gerenciayenergia.blogspot.com/2011/04/normal-0-21-false-false-false_19.html)
- Ottaviano, E. (2017). Evaluación de una red de tuberías para el transporte de crudo diluido desde el bloque Carabobo de la faja petrolífera del Orinoco hasta complejo petroquímico "José Antonio Anzoátegui". Trabajo especial de grado. Universidad Central de Venezuela, Caracas.
- Parra, J. M. (2010). Reservas mundiales. OPEP. Consultado el 20 de abril del 2018. Página académica: <https://www.dinero.com/internacional/articulo/venezuela-tiene-mayores-reservas-probadas-petroleo-del-mundo/131715>
- PDVSA (2018). Energía mundial. Consultado el 5 de agosto del 2018. Pagina informativa: <http://www.pdvsa.com/index.php?lang=es>
- PetroEarth (2010). Propiedades de los hidrocarburos. Consultado el 5 de agosto del 2018. Pagina académica: [https:// calor%20especifico%20del%20petroleo.html](https://calor%20especifico%20del%20petroleo.html)
- Pyrrson, S (1995). Ingeniería de yacimientos petrolíferos. 2 ed. Barcelona, España (p. 457).
- Rodríguez, M (2006). Diseño y evaluación de separadores bifásicos y trifásicos. Trabajo especial de grado. Universidad Central de Venezuela. Caracas.
- Rojas, V (2007). Determinación del Torque y Potencia de un Motor de Combustión Interna a Gasolina Mediante el Uso de Bujía con Sensor de Presión Adaptado y Aplicación de un Modelo Matemático. Escuela Politécnica Nacional. Quito, Ecuador.

Jaramillo, O (2006). Intercambiadores de Calor. Trabajo especial de grado. Universidad Autónoma de México. Ciudad de México.

Santibáñez, C. (2007). Elaboración y validación de un simulador que permita determinar la capacidad y evaluar el funcionamiento de una bomba multifásica (crudo, gas y agua). Trabajo especial de grado. Universidad Central de Venezuela. Caracas.

Samaniego, F (2007). Ecuación general de balance de materia y una herramienta computacional para sus cálculos. Trabajo especial de grado. Universidad Autónoma de México. Ciudad de México.

Santos, P (2010). Evaluación del sistema de distribución de diluyente de la unidad de producción extrapesado, distrito san tomé, exploración y producción división Faja del Orinoco. Trabajo especial de grado. Universidad de Oriente, núcleo Anzoátegui. Barcelona.

Santos R, Vidal, H (2003). Estudio comparativo técnico económico entre bombas multifásicas y estaciones de separación de flujo tradicionales. Trabajo especial de grado. Universidad Central de Venezuela. Caracas.

Solorzano, J (2007). Principios ingenieriles básicos, bombas hidráulicas. Consultado el 8 de agosto del 2018. Pagina académica:  
<https://www.hydraulicspneumatics.com/blog/principios-ingenieriles-b-sicos-bombas-hidráulicas>

Vepica (2008). Faja Petrolífera del Orinoco. Consultado el 15 de septiembre del 2018. Pagina informativa: <https://www.vepica.com/es/>

Villanueva, A (sin fecha). Potencia mecánica. Consultado el 5 de septiembre del 2018.

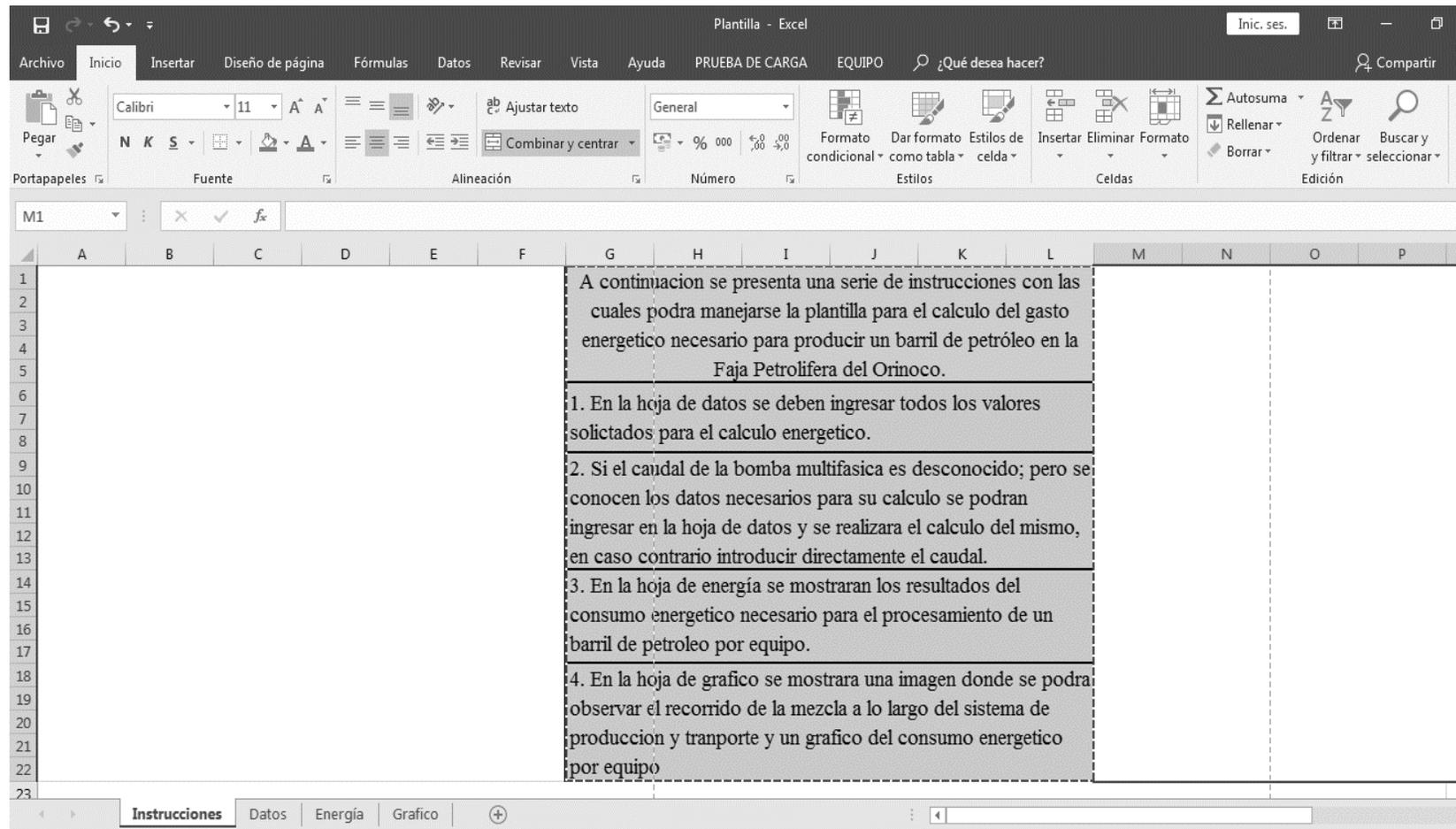
Página académica: [http://www.kalipedia.com/fisica-quimica/tema/trabajo-energía-calor/potencia-mecanica.html?x=20070924klpcnafyq\\_264.Kes](http://www.kalipedia.com/fisica-quimica/tema/trabajo-energía-calor/potencia-mecanica.html?x=20070924klpcnafyq_264.Kes)

Yépez, E (2010). Elaboración de esquemas para el transporte de fluidos (crudo multifásico, crudo limpio y gas) en la Faja Petrolífera del Orinoco. Trabajo especial de grado. Universidad de Oriente, núcleo Anzoátegui. Barcelona.

(2018). “Natural gas – production”. CIA World Factbook. Consultado el 15 de abril del 2018. Página académica: <https://www.indexmundi.com/g/g.aspx?c=v&v=136&l=es>

## **ANEXOS**

Anexo A. Hoja de Instrucciones, hoja de cálculo.



Anexo B. Hoja de Datos, hoja de datos.

Plantilla - Excel Inic. ses.

Archivo Inicio Insertar Diseño de página Fórmulas Datos Revisar Vista Ayuda EQUIPO ¿Qué desea hacer?

Calibri 11 A<sup>+</sup> A<sup>-</sup> Pegar Fuente Alineación Combinar y centrar General Número Formato Dar formato Estilos de Insertar Eliminar Formato Autosuma Rellenar Borrar

E2

1	Introducir todos los datos que se solicitan para el calculo del														
2	gasto energetico por barril de petroleo producido.														
3															
4															
5															
6	Datos BCP		Datos Bomba multifasica		Datos Bomba diluyente		Datos Intercambiador de calor		Datos Horno		Datos bombeo al patio de				
7	Nomenclatura	Dato	Nomenclatura	Dato	Nomenclatura	Dato	Nomenclatura	Dato	Nomenclatura	Dato	Nomenclatura	Dato	Nomenclatura	Dato	
8	Diametro seccion transversal del rotor	0,035	*API Original (°) @ 60°F	8,5	*API Diluyente (°) @ 60°F	30	Temperatura de entrada (°F)	77	Temperatura de entrada (°F)	130	Caudal (BPD)	340000			
9	Excentricidad del rotor (m)	0,01	*API Diluyente (°) @ 60°F	30	Presion de succion (lpc)	14,7	Temperatura de salida (°F)	130	Temperatura de salida (°F)	285	Altura dinamica (m)	15			
10	Longitud de la etapa (m)	0,3	*API Mezcla (°) @ 60°F	16	Presion de salida (lpc)	700	Presion de operacion (lpc)	14,7	Presion de operacion (lpc)	14,7	Eficiencia de la bomba	0,75			
11	Rotaciones por minutos de la bomba (rpm)	350	Presion de succion (lpc)	435	Altura dinamica (metros)	15	Calor especifico petroleo (kW/lbs°C)	0,2368	Calor especifico petroleo (kW/lbs°C)	0,2368					
12	Rotaciones por minutos del motor (rpm)	1800	Presion de salida (lpc)	507	Eficiencia de la bomba	0,75	Caudal (BPD)	340000	Caudal (BPD)	340000					
13	torque del motor (N*m)	2712	Velocidad de rotacion (rpm)	930	Medidor de flujo multifasico		Deshidratador		Bombeo a refineria o puerto						
14	Eficiencia de la bomba	0,85	Caudal (BPD)	340000	Nomenclatura	Dato	Nomenclatura	Dato	Bombas de Refuerzo	Capacidad por bomba (BPD)	301714				
15	Datos para caudal bomba multifasica		Porcentaje de agua (%)	20	Potencia (W)	45	Capacidad deshidratador (BPD)	45000		Altura dinamica (m)	15				
16	Nomenclatura	Dato	Relacion gas petroleo (PC/BN)	100	Caudal (BPD)	340000	Consumo circuito primario (W)	220800		Numero de Bombas	2				
17	Diametro ext tornillo (in)	0	Temperatura de entrada (°R)	564			Consumo circuito secundario (W)	10580000		Eficiencia (%)	75				
18	Factor adimensional	0	Altura dinamica (m)	15			Caudal (BPD)	340000	Capacidad por bomba (BPD)	135017					

Instrucciones **Datos** Energía Grafico

Anexo C. Hoja de Energía, hoja de energía.

Plantilla - Excel																	
Inicio																	
Gravedad Especifica																	
Nomenclatura		Resultado		Densidades		Bomba diluyente		BCP		Bomba multifasica		Bomba al patio de tanques					
Nomenclatura		Resultado		Nomenclatura		Resultado		Nomenclatura		Resultado		Nomenclatura		Resultado			
GE original (Adimensional)		1,011		Original sin agua ni gas (lpg) @ 60°F		8,42		Volumen de diluyentes para obtener un barril con gravedad API de mezcla (Bbl)		0,31		Consumo por BCP (W/d)		12267895,3			
GE mezcla (Adimensional)		0,959		Original con agua (lpg) @ 60°F		8,40		Caudal total para BCP (BPD)		259442,4		Caudal por BCP (BPD)		1331,5			
GE diluyente (Adimensional)		0,876		Mezcla sin agua ni gas (lpg) @ 60°F		7,99		Caudal de diluyente (BPD)		80557,6		Numero de BCP necesarias		195			
Caudal Bomba Multifasica				Mezcla con agua (lpg) @ 60°F		8,06		Densidad diluyente (lpg)		7,30		Caudal total (BPD)		259442,4			
Nomenclatura		Resultado		Diluyente (lpg) @ 60°F		7,30		Caudal de diluyente (m3/s)		0,15		Consumo total teorico (W/d)		2392239581,2			
Caudal teorico (in3/s)		0		Agua (lpg) @ 60° F		8,33		Densidad (Kg/m3)		872,5		Consumo total real (W/d)		2814399507,2			
Deslizamiento (in3/s)		#DIV/0!		Gas natural (lpg) @ Temperatura de bomba multifasica		1,42		Consumo teorico bomba (kW/d)		456273,2		Consumo por barril (W/Bbl)		10847,88			
Caudal real (in3/s)		#DIV/0!						Consumo real bomba (kW/d)		608364,3		Deshidratador		Consumo por barril (W/Bbl)			
Caudal real (BPD)		#DIV/0!						Consumo por barril (W/Bbl)		7,55		Nomenclatura		Dato			
Bombeo a refineria o puerto								Medidor de flujo multifasico		Consumo de un		253920000		Nomenclatura		Resultado	
												Intercambiador de calor		Temperatura de entrada (°C)		54,44	
														Temperatura de		140,56	

Anexo D. Hoja de Grafico, hoja de Grafico.

