

# **TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

## **FACTIBILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICA DE ALTERNATIVAS TECNOLÓGICAS PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE PLANTAS DE PROCESAMIENTO DE CRUDO**

Presentado ante la Ilustre  
Universidad Central de Venezuela

Por el Br: **Bay U. Arturo D.**

Para optar al Título de  
Ingeniero Mecánico

Caracas, junio 2015

# **TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

## **FACTIBILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICA DE ALTERNATIVAS TECNOLÓGICAS PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE PLANTAS DE PROCESAMIENTO DE CRUDO**

TUTOR ACADÉMICO: Prof. Raffaele D'Andrea  
TUTORES INDUSTRIALES: Ing. Roberto Saldaño  
Ing. Alexander Espinosa

Presentado ante la Ilustre  
Universidad Central de Venezuela  
Por el Br: **Bay U. Arturo D.**  
Para optar al Título de  
Ingeniero Mecánico

Caracas, junio 2015



## ACTA

Los abajo firmantes, Miembros del Jurado Examinador designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería Mecánica para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por el Bachiller:

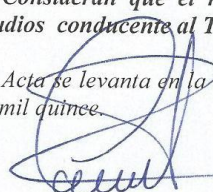
*Arturo Daniel Bay Ungria*

Titulado

*"Factibilidad Técnico-económica de Alternativas  
Tecnológicas para la Implementación de Plantas de  
Procesamientos de Crudo"*

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el Plan de Estudios conducente al Título de Ingeniero Mecánico.

Acta se levanta en la ciudad de los cuatro días del mes de junio del año dos mil quinientos.

  
Prof. Crisanto Villalobos  
Jurado



  
Prof. Rafael Porras  
Jurado

  
Prof. Raffaele D'Andrea  
Tutor



UNIVERSIDAD CENTRAL DE VENEZUELA  
FACULTAD DE INGENIERIA  
ESCUELA DE INGENIERIA MECANICA

**DEPARTAMENTO DE TECNOLOGIA DE PRODUCCIÓN**

Caracas, 04 de junio de 2015.

**Prof. Gerardo Ramírez**  
Jefe de la División de Control de Estudios  
Facultad de Ingeniería-UCV  
Presente.-

Quienes suscriben, Miembros del Jurado Examinador designado por el Consejo de la Escuela de Ingeniería Mecánica, nos dirigimos a usted con la finalidad de informarle que hemos decidido otorgarle al Bachiller:

*Br. Arturo Daniel Bay Ungria, C.I.-17.977.750*


**MENCIÓN HONORIFICA  
TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

Por la excelencia demostrada en la realización del Trabajo Especial de Grado, titulado

*"Factibilidad Técnico-económica de Alternativas  
Tecnológicas para la Implementación de Plantas de  
Procesamientos de Crudo"*

Sin otro particular a que hacer referencia, quedamos, de usted.

  
Prof. Crisanto Villalobos  
Jurado

  
Prof. Raffaele D'Andrea  
Tutor

  
Prof. Rafael Porras  
Jurado



## DEDICATORIA

A Dios siempre por encima de todo

A mi familia que es la principal responsable de este magnífico logro, los más importantes de mi vida, el motor que me mueve siempre para seguir adelante. Mis hermanos: Andrea Bay; Alberto Bay; Alejandro Bay, mis padres: Andrés Bay; Sonia de la U. Bay y mis hijos: Nicole Bay y David Bay (Choco).

Dedicatoria especial a los que no están presentes pero que siguen formando parte de lo que soy ahora como persona, ustedes que siempre estarán en mi corazón en espíritu y cada día de mi vida son mis ganas de seguir creciendo.

A Rommel Panucza mi gran amigo siempre.

A mis abuelos Nona, Pepe y especialmente mi abuela Pura María, mi salvadora y magnífica persona que me enseñó demasiado.

A mi hermano Andrés Eloy Bay (Mi Ángel de la guardia) quien sigue cuidándome a pesar de la distancia.

A mis 2 preciosas Dalila Bay (Lala) y Milka Bay (Chevu). Ellas que estuvieron siempre haciéndome compañía en mis noches de estudio, totalmente felices durante tanto tiempo todos los días de mi vida, alegrando cada nuevo día, siempre van a estar en mi corazón.

## AGRADECIMIENTOS

A la “Casa que vence las sombras”, la Ilustre **Universidad Central de Venezuela** por abrirme las puertas al conocimiento y a la excelencia.

A mi tutor académico, Raffaele D’Andrea por brindarme todo su apoyo, transmitirme sus conocimientos, y principalmente por su confianza en mí, por toda la dedicación para realizar la culminación de este Trabajo Especial de Grado.

A mis tutores industriales, Ing. Roberto Saldaño y al Ing. Alexander Espinosa, por su sabiduría, profesionalismo, sabios consejos y por sobre todas las cosas, enseñarme las grandes oportunidades que se tienen en la vida.

A los profesores Crisanto Villalobos y Rafael Porras, por su ayuda en todo momento, por transmitirme sus conocimientos, principalmente por su confianza, por toda la dedicación gracias.

A mi súper amiga, madre, hermana, hija y extraordinaria persona que me ayudo siempre en todos los buenos y malos momentos de mi vida, personas como tú jamás se olvidan Leudith Figuera.

A todas las personas que conocí en Schlumberger durante la realización de este trabajo. Especialmente al General José Páez y al Funcionario Carlos Torres, por su compañía y gran ayuda en la empresa.

A mis hermanos que no son de sangre pero que ayudaron en todos mis logros, por estar siempre apoyando y compartiendo en gran parte de mi vida, Marisela Moreno, Alfredo Bolívar y José Gabriel Alonso.

**Bay U., Arturo D.**

**FACTIBILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICA DE ALTERNATIVAS  
TECNOLÓGICAS PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE PLANTAS DE  
PROCESAMIENTO DE CRUDO**

**Tutor Académico: Prof. Raffaele D'Andrea. Tutores Industriales: Ing. Roberto Saldaño; Ing. Alexander Espinosa. Trabajo Especial de Grado. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería Mecánica. 2015, 214 Pág.**

**Palabras Claves:** Plantas de Procesamiento de Crudos. Análisis Técnico-Económico. Faja Petrolífera del Orinoco (FPO). Separación Líquido-Gas. Petróleo.

**RESUMEN**

La mayor parte de las reservas de petróleo en Venezuela corresponde a los hidrocarburos pesados y extra pesados, que son difíciles y costosos de producir y refinar. Por lo general, mientras más pesado y denso es el crudo, menor es su valor económico. Es por ello que el realizar un estudio de factibilidad técnico económico, nos otorga información necesaria para la selección de alternativas tecnológicas que optimicen el proceso y contribuyan con el desarrollo de la Faja Petrolífera del Orinoco. En la fase del estudio técnico del proyecto, se definen las etapas del proceso, se comparan las tecnologías más eficientes y se selecciona la alternativa más adecuada, para el proceso de separación Líquido-Gas desde el punto de vista técnico. A partir de esta información se realiza la estimación de inversión, financiamiento, ingresos y egresos de cada alternativa, para determinar los costos y el punto de equilibrio de cada una. Después, se estiman los índices de rentabilidad del proyecto tales como el Valor Presente Neto, Tasa Interna de Retorno, Eficiencia del Proyecto y Tiempo de Recuperación de la Inversión; y así, evaluar la alternativa más conveniente desde el punto de vista económico, tomando como referencia los índices obtenidos anteriormente. Luego, se realiza un análisis mixto de las características más relevantes del estudio técnico y económico, para seleccionar la alternativa conveniente desde ambos puntos de vista. Finalmente se analiza a través de un estudio de sensibilidad a la alternativa seleccionada para observar la fluctuación de los índices de rentabilidad del proyecto.

## ÍNDICE

ACTA.....	III
RESUMEN.....	VII
LISTA DE FIGURAS.....	XIII
LISTA DE TABLAS.....	XV
ABREVIATURAS Y/O SIMBOLOS.....	XVIII
INTRODUCCIÓN.....	1
<b>CAPITULO I.....</b>	<b>2</b>
1. FUNDAMENTOS DE LA INVESTIGACIÓN.....	2
1.1. MOTIVACIÓN.....	2
1.2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	3
1.3. OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN.....	4
1.3.1. Objetivo general.....	4
1.3.2. Objetivos específicos.....	4
1.4. ALCANCES.....	5
<b>CAPITULO II.....</b>	<b>7</b>
2. MARCO TEÓRICO.....	7
2.1. ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN.....	7
2.2. BASES TEÓRICAS.....	10
2.2.1. Evaluación de proyectos.....	10
2.2.2. Estudio técnico.....	11
2.2.3. Inversiones y financiamiento.....	18
2.2.4. Ingresos y egresos.....	19
2.2.5. Indicadores económicos.....	26
2.2.6. Modelo proceso analítico jerárquica (AHP).....	29
<b>CAPITULO III.....</b>	<b>31</b>
3. MARCO METODOLÓGICO.....	31
3.1. PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO.....	32
3.1.1. Revisión bibliográfica.....	32
3.1.2. Recopilación de información.....	33



3.1.3. Definición de las alternativas de producción.....	33
3.1.4. Estudio técnico de las alternativas de producción .....	34
3.1.5. Evaluación técnica de las alternativas de producción.....	34
3.1.6. Estudio económico de las alternativas de producción .....	34
3.1.7. Evaluación económica de las alternativas de producción.....	35
3.1.8. Selección del mejor escenario técnico y económico .....	35
3.2. TÉCNICAS A UTILIZAR.....	36
3.3. RECURSOS ADMINISTRATIVOS .....	37
<b>CAPÍTULO IV .....</b>	<b>38</b>
4. DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE PRODUCCIÓN.....	38
4.1. EL PETRÓLEO EN VENEZUELA .....	38
4.2. FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO .....	40
4.2.1. Ubicación y división .....	41
4.2.2. Condiciones del sitio .....	45
4.3. LOCALIZACIÓN DE LA PLANTA .....	46
4.4. PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS A LA ENTRADA DE LA PLANTA .....	46
<b>CAPITULO V.....</b>	<b>48</b>
5. ESTUDIO TÉCNICO .....	48
5.1. CAPACIDAD DE LAS ALTERNATIVAS .....	48
5.2. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO PRODUCTIVO.....	49
5.2.1. Alternativa A .....	50
5.2.2. Alternativa B.....	56
5.3. SISTEMAS DE SERVICIOS INDUSTRIALES Y AUXILIARES .....	61
5.3.1. Sistema de gas combustible .....	61
5.3.2. Sistema de aire comprimido .....	61
5.3.3. Nitrógeno .....	61
5.3.4. Sistema de inyección química .....	62
5.3.5. Lavado y remoción de arena.....	63
5.3.6. Drenaje abierto.....	63
5.3.7. Drenaje cerrado.....	64

5.3.8. Almacenamiento y suministro de diesel .....	64
5.3.9. Suministro de agua de servicios .....	64
5.3.10. Sistema de generación de potencia .....	65
5.3.11. Sistema de agua contra incendio.....	65
5.3.12. Procesamiento del gas.....	65
5.3.13. Tratamiento de agua separada .....	66
5.3.14. Medición del agua separada.....	66
5.3.15. Almacenaje e inyección de agua fresca .....	66
5.4. INGENIERÍA DEL PROYECTO.....	67
5.4.1. Determinación de la tecnología .....	67
5.4.2. Códigos, estándares y normas aplicables.....	68
5.5. SELECCIÓN DE EQUIPOS.....	74
5.5.1. Equipos alternativa A .....	74
5.5.2. Equipos alternativa B.....	76
5.6. DESCRIPCIÓN DE LOS EQUIPOS DE PROCESOS .....	78
5.6.1. Los separadores de producción.....	78
5.6.2. Separador trifásico .....	79
5.6.3. Separador bifásico de estabilización.....	80
5.6.4. Manifold y válvulas de cierre de entrada.....	81
5.6.5. Intercambiadores de calor .....	81
5.6.6. Calentadores / tratadores electrostáticos.....	82
5.6.7. Tanques de almacenamiento de petróleo .....	84
5.6.8. Calentador .....	84
5.6.9. Bota degasificadora .....	85
5.6.10. Bombas de recirculación de crudo.....	85
5.6.11. Bombas de recirculación del agua .....	86
5.6.12. Medición de crudo .....	86
5.6.13. Ko drum del mechorrio de baja presión .....	87
5.6.14. Sistema de mechorrio .....	88
5.7. DETERMINACIÓN DE LAS ÁREAS DE TRABAJO .....	89

5.8. LAY – OUT .....	90
5.8.1. Alternativa A .....	90
5.8.2. Alternativa B.....	91
5.9. PLANTILLA DE PERSONAL.....	92
5.10. ORGANIGRAMA DE LA EMPRESA .....	93
<b>CAPITULO VI .....</b>	<b>94</b>
6. INVERSIÓN Y FINANCIAMIENTO.....	94
6.1. ALTERNATIVA A.....	94
6.1.1. Inversión en activo fijo .....	94
6.1.2. Inversión en activo diferido .....	98
6.1.3. Inversión total en activo fijo y diferido .....	99
6.1.4. Financiamiento de la inversión.....	99
6.1.5. Cronograma de inversión alternativa A.....	101
6.2. ALTERNATIVA B.....	102
6.2.1. Inversión en activo fijo .....	102
6.2.2. Inversión en activo diferido .....	106
6.2.3. Inversión total en activo fijo y diferido .....	107
6.2.4. Financiamiento de la inversión.....	107
6.2.5. Cronograma de inversión alternativa B .....	109
<b>CAPÍTULO VII.....</b>	<b>110</b>
7. INGRESOS Y EGRESOS.....	110
7.1. COSTO DE PRODUCCIÓN ALTERNATIVA A .....	110
7.1.1. Depreciación y amortización .....	110
7.1.2. Costos de producción.....	113
7.1.3. Resumen de costos de producción.....	116
7.1.4. Costos administrativos.....	117
7.1.5. Costos de operación.....	117
7.1.6. Costos Financieros.....	118
7.2 PUNTO DE EQUILIBRIO ALTERNATIVA A.....	119
7.3. COSTO DE PRODUCCIÓN ALTERNATIVA B .....	121

7.3.1. Depreciación y amortización .....	121
7.3.2. Costos de producción.....	124
7.3.3. Resumen de costos de producción.....	127
7.3.4. Costos administrativos.....	128
7.3.5. Costos de operación.....	128
7.3.6. Costos financieros.....	129
7.4. PUNTO DE EQUILIBRIO ALTERNATIVA B .....	130
<b>CAPITULO VIII.....</b>	<b>133</b>
8. ESTUDIO ECONÓMICO .....	133
8.1. DETERMINACIÓN DEL ESTADO DE RESULTADOS PRO-FORMA .....	133
8.1.1. Determinación de la tasa activa .....	133
8.1.2. Determinación de la TMAR .....	133
8.1.3. Determinación del ISLR .....	134
8.1.4. Estados de resultados alternativa A .....	134
8.1.5. Estados de resultados alternativa B .....	137
<b>CAPITULO IX .....</b>	<b>140</b>
9. ANÁLISIS DE RESULTADOS .....	140
9.1. ANÁLISIS TÉCNICO .....	140
9.2. ANÁLISIS ECONÓMICO FINANCIERO .....	144
9.2.1. Rentabilidad alternativa A .....	144
9.2.2. Rentabilidad alternativa B .....	148
9.3. ANÁLISIS MIXTO TÉCNICO ECONÓMICO .....	154
9.4. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD.....	156
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	158
BIBLIOGRAFÍA .....	159
ANEXOS .....	162
[Anexo 1]. Ubicación Geográfica.....	163
[Anexo 2]. Empresas Mixtas .....	164
[Anexo 3]. Proceso Plantas EPF .....	165
[Anexo 4]. Tratamiento del Crudo Plantas EPF .....	166



[Anexo 5]. Tratamiento del Gas Plantas EPF.....	167
[Anexo 6]. Tratamiento del Agua Plantas EPF .....	168
[Anexo 7]. Planta de Proceso EPF.....	169
[Anexo 8]. Planta de Proceso EPF.....	170
[Anexo 9]. Planta de Proceso EPF.....	171
[Anexo 10]. Planta de Proceso EPF.....	172
[Anexo 11]. Planta de Proceso EPF.....	173
[Anexo 12]. Planta de Proceso EPF.....	174
[Anexo 13]. Características Técnicas Planta A .....	175
[Anexo 14]. Características Técnicas Planta A (Continuación) .....	176
[Anexo 15]. Características Técnicas Planta B.....	177
[Anexo 16]. Características Técnicas Planta B (Continuación) .....	178
[Anexo 17]. Criterios y Comparaciones .....	179
[Anexo 18]. Prioridad de Criterios .....	180
[Anexo 19]. Consistencia de Criterios.....	181
[Anexo 20]. Prioridad de Alternativas.....	182
[Anexo 21]. Características del Crudo Extra Pesado.....	183
[Anexo 22]. Características del Crudo Extra Pesado (Continuación) .....	184
[Anexo 23]. Propiedades del Crudo Extra Pesado.....	185
[Anexo 24]. Gas Asociado y Gas Casing .....	186
[Anexo 25]. Características del Agua Asociada .....	187
[Anexo 26]. Características del Agua Fresca Desalinizada.....	188
[Anexo 27]. Características del Diluyente Mesa 30 .....	189
GLOSARIO .....	191

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Alternativa Planta A .....	6
Figura 2. Alternativa Planta B.....	6
Figura 3. Estructura General de la Evaluación de Proyectos .....	10
Figura 4. Ecuación Punto de Equilibrio .....	23
Figura 5. Grafico Punto de Equilibrio.....	24
Figura 6. Ecuacion TMAR con Inflación.....	25
Figura 7. Ecuación Tmar Mixta .....	25
Figura 8. Ecuación Valor Presente Neto .....	26
Figura 9. Ecuación Tasa Interna de Retorno .....	27
Figura 10. Ecuación de Eficiencia de Inversión.....	27
Figura 11. Formula de Indice de Consistencia.....	30
Figura 12. Formula de Cociente de Consistencia.....	30
Figura 13. Relación de Viscosidad y la Densidad API. ....	39
Figura 14. Faja Petrolífera del Orinoco.....	41
Figura 15. Faja Petrolífera del Orinoco.....	42
Figura 16. Flujograma de Proceso Planta A .....	55
Figura 17. Flujograma de Proceso Planta B.....	60
Figura 18. Separador Trifásico Horizontal.....	80
Figura 19. Separador Bifásico Vertical.....	80
Figura 20. Múltiple de Producción .....	81
Figura 21. Intercambiador de Calor .....	82
Figura 22. Calentadores/Tratadores Electrostáticos.....	83
Figura 23. Tanque de Almacenamiento .....	84
Figura 24. Calentador.....	85
Figura 25. Bombas de Recirculación .....	86
Figura 26. Medidor .....	86
Figura 27. Ko Drum .....	87
Figura 28. Mechurrio .....	88

Figura 29. LAY – OUT Planta A .....	90
Figura 30. LAY – OUT Planta B .....	91
Figura 31. Organigrama de la Empresa.....	93
Figura 32. Cronograma de Inversión Planta A.....	101
Figura 33. Cronograma de Inversión Planta B.....	109
Figura 34. Punto de Equilibrio Planta A .....	121
Figura 35. Punto de Equilibrio Planta B .....	132
Figura 36. Diagrama de Flujo 1 Planta A .....	144
Figura 37. Diagrama de Flujo 2 Planta A .....	146
Figura 38. Diagrama de Flujo 1Planta B.....	148
Figura 39. Diagrama de Flujo 2 Planta B.....	150
Figura 40. VPN Vs TIR .....	153

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1 Índice de Consistencia Aleatorio .....	30
Tabla 2. Propiedades Típicas del Yacimiento.....	38
Tabla 3. Condiciones del Sitio .....	45
Tabla 4. Condiciones del Sitio .....	45
Tabla 5. Parámetros del Reservorio .....	47
Tabla 6. Equipos Planta A.....	74
Tabla 7. Equipos Planta B.....	76
Tabla 8. Plantilla de Personal.....	92
Tabla 9. Activos Fijos en Equipos de Producción Planta A .....	95
Tabla 10. Activos Fijos de Oficina Planta A.....	97
Tabla 11. Activos Fijos de Equipos Planta A .....	97
Tabla 12. Activos Fijos en Instalación Planta A.....	98
Tabla 13. Resumen de Activos Fijos Planta A.....	98
Tabla 14. Inversión en Activo Diferido Planta A .....	99
Tabla 15. Inversión en Activos Planta A .....	99
Tabla 16. Financiamiento Planta A.....	100
Tabla 17. Activos Fijos en Equipos de Producción Planta B.....	103
Tabla 18. Activos Fijos de Oficina Planta B.....	105
Tabla 19. Activos Fijos Equipos Planta B .....	105
Tabla 20. Activos Fijos en Instalación Planta B .....	106
Tabla 21. Resumen de Activos Fijos Planta B.....	106
Tabla 22. Inversión en Activo Diferido Planta B.....	107
Tabla 23. Inversión en Activos Planta B.....	107
Tabla 24. Financiamiento Planta B .....	108
Tabla 25. Depreciación y Amortización Equipos de Producción Planta A .....	111
Tabla 26. Depreciación y Amortización Activos de Oficina Planta A .....	112
Tabla 27. Costo por Consumo de Combustible Planta A .....	113
Tabla 28. Costo por Consumo de Agua Planta A .....	113



Tabla 29. Costo de Mano de Obra Directa Planta A.....	114
Tabla 30. Costo de Mano de Obra Indirecta Planta A .....	115
Tabla 31. Costo de Mantenimiento Planta A .....	115
Tabla 32. Costo de Control de Calidad Planta A .....	116
Tabla 33. Resumen de Costos de Producción Planta A .....	116
Tabla 34. Costos Administrativos Planta A .....	117
Tabla 35. Costos Totales de Operación Planta A.....	117
Tabla 36. Pago de la Deuda Banca Pública Planta A.....	118
Tabla 37. Datos Financieros Banca Pública Planta A.....	118
Tabla 38. Producción Mínima Económica Planta A.....	119
Tabla 39. Ingresos Planta A .....	120
Tabla 40. Punto de Equilibrio Planta A .....	120
Tabla 41. Depreciación y Amortización Equipos de Producción Planta B .....	122
Tabla 42. Depreciación y Amortización Activos de Oficina Planta B .....	123
Tabla 43. Costo por Consumo de Combustible Planta B.....	124
Tabla 44. Costo por Consumo de Agua Planta B.....	125
Tabla 45. Costo de Mano de Obra Directa Planta B.....	125
Tabla 46. Costo de Mano de Obra Indirecta Planta B .....	126
Tabla 47. Costo de Mantenimiento Planta B .....	126
Tabla 48. Costo de Control de Calidad Planta B .....	127
Tabla 49. Resumen de Costos de Producción Planta B .....	127
Tabla 50. Costos Administrativos Planta B .....	128
Tabla 51. Resumen de Costos de Operación Planta B .....	128
Tabla 52. Pago de la Deuda Banca Pública Planta B .....	129
Tabla 53. Datos Financieros Banca Pública Planta B.....	129
Tabla 54. Producción Mínima Económica Planta B .....	130
Tabla 55. Ingresos Planta B .....	131
Tabla 56. Punto de Equilibrio Planta B.....	131
Tabla 57. Estado de Resultado 1 Planta A .....	135
Tabla 58. Estado de Resultado 2 Planta A .....	136

Tabla 59. Estado de Resultado 1 Planta B .....	138
Tabla 60. Estado de Resultado 2 Planta B .....	139
Tabla 61. Evaluación Técnica Planta A .....	140
Tabla 62. Evaluación Técnica Planta B .....	141
Tabla 63. Características Técnicas .....	141
Tabla 64. Rentabilidad Económica 1 Planta A .....	145
Tabla 65. Periodo de Recuperación 1 Planta A.....	145
Tabla 66. Rentabilidad Económica 2 Planta A .....	146
Tabla 67. Periodo de Recuperación 2 Planta A.....	147
Tabla 68. Rentabilidad Económica 1 Planta B.....	148
Tabla 69. Periodo de Recuperación 1 Planta B.....	149
Tabla 70. Rentabilidad Económica 2 Planta B.....	150
Tabla 71. Periodo de Recuperación 2 Planta B.....	151
Tabla 72. Comparación de Rentabilidad.....	153
Tabla 73. Prioridad de Criterios .....	155
Tabla 74. Prioridad de Alternativas con cada Criterio.....	155
Tabla 75. Resultado Técnico Económico .....	155
Tabla 76. Análisis de Sensibilidad 1 .....	156
Tabla 77. Análisis de Sensibilidad 2.....	157
Tabla 78. Análisis de Sensibilidad 3 .....	157

## ABREVIATURAS Y/O SIMBOLOS

**FPO** = Faja Petrolífera del Orinoco

**Cp** = Centi-poise (Viscosidad)

**MBFPD** = Mil Barriles de Fluido por Día

**MMPCPD** = Millones de Pies Cúbicos por Día

**API** = American Petroleum Institute

**°API** = Gravedad API

**BFPD** = Barriles de Fluido por Día

**BPD** = Barriles por Día

**DCO** = Dilution Crude Oil (Crudo Diluido)

**BOPD** = Barrel Oil per Day

**BTU** = Unidad Térmica Británica (British thermal unit)

**MMBTU** = Millones de BTU

**°F** = Grados Fahrenheit

**°C** = Grados Celsius

**PTB** = Pounds per Thousand Barrel (Libras por mil barriles)

**BBS** = Barriles

**BBL** = Barril

**Psi** = Libras por pulgada cuadrada (presión manométrica)

**Psig** = Libras por pulgada cuadrada (presión absoluta)

**KOD** = Knock Out Drums

**US\$** = Dólares Americanos

**Bs** = Bolívares

**FNE** = Flujo Neto de Efectivo

**BS&W** = Basic Sediment and Water (Contenido de Agua Libre y Sedimentos)

**Ppm** = Partes por millón

**TIR** = Tasa Interna de retorno

**VPN** = Valor Presente Neto

**BES** = Bombeo Electro Sumergible

**BCP** = Bombeo de Cavidades Progresivas  
**UPEL** = Universidad Pedagógica Experimental Libertador  
**PRI** = Periodo de Recuperación de Inversión  
**Km<sup>2</sup>** = Kilómetros cuadrados  
**PPT** = Planta de Producción Temprana  
**EPF** = Early Production Facilities  
**Gal** = Gallons  
**KW** = Kilo Watts  
**SCI** = Sistema Contra Incendios  
**m** = metros  
**PDVSA** = Petróleos de Venezuela Sociedad Anónima  
**BWPD** = Barrel Water per Day  
**BOPD** = Barrel Oil per Day  
**ASME** = American Society of Mechanical Engineers (Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos)  
**ISO** = International Organization for Standardization (La Organización Internacional de Normalización)  
**COVENIN** = Comisión Venezolana de Normas industriales  
**MEM** = Ministerio de Energía y Minas  
**SDV** = Shut Down Valve (Válvula de Cierre)  
**VTT** = Venezuela Trinidad y Tobago  
**UCV** = Universidad Central de Venezuela  
**TEG** = Trabajo Especial de grado  
**IA** = Índice de Consistencia Aleatorio  
**IC** = Índice de Consistencia  
**CC** = Cociente de Consistencia  
**AHP** = Analytical Hierarchy Process (Proceso Analítico Jerárquico)

## INTRODUCCIÓN

Venezuela cuenta con una de las reservas de petróleo más grandes del mundo (298.400 millones de barriles de crudo); de los cuales, el 75% aproximadamente son crudos pesados y extra pesados, ubicados en la Faja Petrolífera del Orinoco. Actualmente la Faja Petrolífera del Orinoco tiene la mayor cantidad de crudo extra pesado alrededor de los 8° API (Gravedad API), por lo que se requieren instalaciones de procesamiento de crudo con capacidad de aumentar su gravedad API para darle un mayor valor comercial.

En la recuperación de estos crudo extra pesados, la gran inversión que se requiere en las plantas de producción es muy elevada, por lo que se utilizan diversas alternativas tecnológicas con resultados similares que ayuden a optimizar el proceso de separación y mejoramiento en la Faja Petrolífera del Orinoco.

A través del siguiente estudio de factibilidad técnico económico, se desea seleccionar la alternativa tecnológica que optimice el proceso y contribuya con el desarrollo de la Faja Petrolífera del Orinoco. En la fase del estudio del proyecto, se definen las etapas del proceso, se comparan las tecnologías más eficientes técnica y económicamente, luego se selecciona la alternativa más adecuada, para el proceso de separación Líquido-Gas, tomando en cuenta las ventajas y desventajas que tiene cada una de las dos (02) alternativas seleccionadas para este estudio.

## **CAPITULO I**

### **1. FUNDAMENTOS DE LA INVESTIGACIÓN**

#### **1.1. MOTIVACIÓN**

Los retos tecnológicos y la dificultad de nuevos hallazgos de crudos medianos y livianos, han llevado a la recuperación y mejoramiento de crudos extra pesados en Venezuela, permitiendo mejoras tecnológicas; y así, darle un valor comercial a estos crudos tan difíciles de transportar y de refinar.

Venezuela cuenta con una de las reservas de petróleo más grandes del mundo (298.400 millones de barriles de crudo); de los cuales, el 75% aproximadamente son crudos pesados y extra pesados, ubicados en la Faja Petrolífera del Orinoco. Actualmente la Faja Petrolífera del Orinoco tiene la mayor cantidad de crudo extra pesado alrededor de los 8° API (Gravedad API), por lo que se requieren instalaciones de procesamiento de crudo con capacidad de aumentar el crudo a niveles por encima de los 16 °API; y así, aumentar su valor comercial.

En la recuperación de estos crudos, la gran inversión que requieren las plantas de producción, no permite que se pueda desarrollar toda las reserva, pero la facilidad de estas alternativas de procesamiento de crudo extra pesado, tienen la capacidad de de ser instaladas en pequeñas reservas de crudo, que serían económicamente arriesgadas para la inversión de plantas de producción permanente.

## **1.2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA**

La mayor parte de las reservas de petróleo en Venezuela, corresponde a los hidrocarburos pesados y extra pesados. Estos crudos tienden a poseer mayores concentraciones de metales y otros elementos, lo que exige más esfuerzo para su mejoramiento y disposición final, por lo que son difíciles y costosos de producir y refinar. Por lo general mientras más pesado y denso es el crudo, menor es su valor económico. Con la gradual disminución del petróleo liviano, la atención de la industria se está desplazando hacia la explotación y mejoramiento de los crudos pesados y extra pesados.

En el tratamiento de crudos pesados se utilizan diversas tecnologías, con resultados similares en relación a las especificaciones de calidad de crudo. Estas tecnologías aplicadas implican diagramas de flujo de procesos específicos y algunos podrían ser más eficientes que otros desde el punto de vista de costos de inversión y costos de operación y eficiencia energética.

Es importante investigar y comparar distintas tecnologías utilizadas en el tratamiento de crudos pesados y extra pesados, para la toma de decisión de su uso operativo en cada caso. Se propone así, realizar un trabajo de investigación, donde se elabore el estudio de factibilidad Técnico-Económica de alternativas tecnológicas para la implementación de plantas de procesamiento de crudo extra pesado en la Faja Petrolífera del Orinoco.

### **1.3. OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN**

#### **1.3.1. Objetivo general**

Elaborar un proyecto de factibilidad Técnico-Económica de alternativas tecnológicas para la implementación de plantas de procesamiento de crudo.

#### **1.3.2. Objetivos específicos**

**1.3.2.1** Analizar las alternativas técnicas de producción.

**1.3.2.2** Definir las etapas principales del proceso de separación Gas-Líquido.

**1.3.2.3** Definir, comparar y seleccionar la alternativa de producción más conveniente desde el punto de vista técnico.

**1.3.2.4** Estimar inversiones y costos de cada una de las alternativas.

**1.3.2.5** Estimar ingresos y egresos de cada una de las alternativas.

**1.3.2.6** Evaluar la factibilidad económica y financiera de cada una de las alternativas.



#### **1.4. ALCANCES**

Elaborar un estudio comparativo de procesos que contribuyan con el desarrollo e implementación de tecnologías más eficientes y menos costosas para el tratamiento de crudos extra pesados en la Faja Petrolífera del Orinoco.

En el estudio se tendrá en cuenta la conservación de energía y el cuidado del medio ambiente.

El estudio se realizara de forma que se tomen en cuenta únicamente plantas de producción temprana (PPT), ya que actualmente estas plantas a diferencia de las otras existentes (Plantas de Producción Permanentes), son plantas que pueden iniciar su funcionamiento con un desembolso de inversión menor y además pueden ser reubicadas dependiendo de las necesidades existentes.

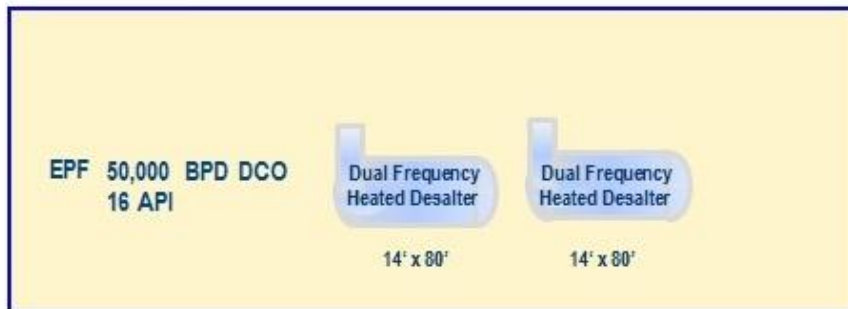
Las plantas seleccionadas para este estudio, son plantas de última tecnología que actualmente se utilizan para el proceso de separación Gas-Líquido, con capacidad de trabajar con crudos de 8 °API y transformarlos a los 16 °API, con un flujo de unos 50 MBPD de crudo diluido. Estas dos (02) plantas seleccionadas para el estudio tienen la misma capacidad de producción, pero se diferencian por los equipos que utilizan en el proceso de separación Gas-Líquido, donde con diferentes tecnologías obtienen resultados similares. Las alternativas las denominaremos planta A y planta B. La planta A en el proceso de calentamiento y desalación utilizan tres (03) equipos por tren de tratamiento. Luego tenemos como segunda alternativa la planta B. Esta segunda planta realiza un procedimiento de calentamiento y desalación similar, pero a diferencia de la planta A lo realiza con un solo equipo por tren de tratamiento y adicionalmente en el proceso tiene incluido un separador bifásico vertical que no tiene la planta A. **(Ver Figura 1 y Figura 2).**

### PLANTA A



**Figura 1.** Alternativa Planta A  
**Fuente:** Schlumberger

### PLANTA B



**Figura 2.** Alternativa Planta B  
**Fuente:** Schlumberger

## CAPITULO II

### 2. MARCO TEÓRICO

#### 2.1. ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN

En la facultad de ingeniería mecánica de la Universidad Central de Venezuela en el año 2003, se presentó el trabajo especial de grado [1] “*Manual de estimación de costos para estaciones de flujo*” por Zerpa S., Adrián A. Para elaborar la Curva Costo/Capacidad para Estaciones de Flujo en tierra, en donde se desarrolló una metodología que consta de cuatro (4) fases. Durante la primera fase se recolectó información técnica de un determinado número de Estaciones de Flujo. En la segunda fase se realizaron los Estimados de Costo Clase V de los equipos de proceso de la Estación seleccionada. En la tercera fase se ejecutó el análisis de regresión numérico, en base a los resultados obtenidos de los estimados de costo y las capacidades de los equipos de proceso. En La cuarta y última fase se desarrolló la fórmula Escalatoria. Para ello se establecieron los porcentajes de materiales importados y nacionales asociados a cada equipo de proceso en base a la experiencia obtenida de anteriores proyectos ejecutados y luego tomando como base la fórmula Escalatoria general.

En la facultad de ingeniería de petróleo de la Universidad Central de Venezuela en el año 2011, se presentó el trabajo especial de grado [2] “*Factibilidad técnica de la inyección de solvente para un crudo de la faja petrolífera del Orinoco*” por Teixeira J. Jesús E. se propuso desarrollar pruebas de laboratorio en las cuales se implemente la inyección de solventes. Se realizaron cuatro pruebas de inyección de solvente en las cuales se simulan las condiciones de un yacimiento normal, un

yacimiento con saturación de petróleo residual luego de una inyección de agua, un yacimiento acuífero altamente activo y un yacimiento despresurizado. Luego del desarrollo de las pruebas, se evaluaron las muestras producidas y se contabilizó el factor de recobro para evaluar su factibilidad al aplicarlo en los yacimientos de la Faja Petrolífera del Orinoco.

En la facultad de ingeniería de petróleo de la Universidad de Oriente en el año 2012, se presentó el trabajo especial de grado [3] “***Descripción de los procesos de mejoramiento de los crudos pesados y extra pesados a nivel de superficie aplicados en la faja petrolífera del Orinoco***” por Fernández B., Ramón R.; Lares M., Daniel E. y Pérez P., Leonardo J. que describe los procesos de mejoramiento de los crudos pesados y extra pesados, donde logran hacer un análisis de los tipos de mejoradores que se encuentran en el lugar y la capacidad de cada uno de ellos al convertir el crudo pesado y extra pesado en crudo mediano o liviano, para luego poder ser enviado a una refinería o terminales de embarque para su exportación.

En el año 1999 se presentó en la revista Oilfield Review de la empresa Schlumberger VTT [4] “***Nuevas tácticas para el manejo de la producción***” por W. Bruce Lowe y Gary L., Trotter. Donde se refiere a los productores de petróleo y gas que explotan el potencial económico de los hidrocarburos mediante el uso de prácticas operativas más sensatas y la mutua cooperación con los proveedores de servicios integrados.

En la facultad de ingeniería de petróleo de la Universidad Central de Venezuela en el año 2006, se presentó el trabajo de grado [5] “***Sistema de completación en procesos térmicos en la faja petrolífera del Orinoco***” por Martelo S., María D. y Delgado A., Gustavo J. Donde se analiza el comportamiento de los sistemas de completación mecánica utilizados en la actualidad para la producción de crudos extra pesados en la faja petrolífera del Orinoco.

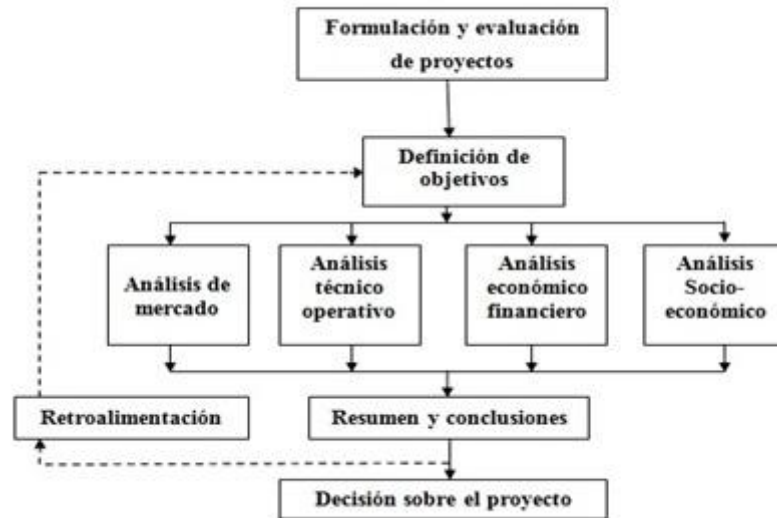
Entre el año 2002 y el 2003 se presentó en la revista Oilfield Review de la empresa Schlumberger VTT [6] “*Yacimientos de petróleo pesado*” por Carl C., Robert K.; Decoster, Eric; Guzmán G., Ángel; Huggins, Cynthia; Larry K., Mike M.; Kupsch, Nathan; Linares, Luz Marina.; Rough, Howard y Waite, Mike, que refiere a las técnicas innovadoras de perforación, terminación, estimulación y vigilancia rutinaria de pozos que contribuyen para que los yacimientos de petróleo pesado se conviertan en activos rentables.

En la facultad de ingeniería mecánica de la Universidad Central de Venezuela en el año 2014, se presentó el trabajo de grado [7] “*Estudio de factibilidad Técnico-Económica para la instalación de una planta productora de pinturas ecológicas*” por Domínguez, Víctor. Para la localización de la planta se compararon diversos factores entre tres estados del país, se estimó una capacidad instalada de aproximadamente el 1% de la demanda actual; en la ingeniería básica se conocieron los balances de masa según Gabriel Baca, los equipos requeridos, una distribución de planta sugerida y la plantilla de personal. Se determinaron las inversiones necesarias para obtener los costos de fabricación y financieros pudiendo realizar así el cálculo del Punto de Equilibrio, VPN, TIR y el período de recuperación de la inversión.

En la facultad de economía de la Universidad Católica Andrés Bello en el año 2005 se presentó el trabajo de grado de especialista [8] “*Estudio de factibilidad técnico económico financiero para la instalación de una fábrica de bolsas plásticas*” por Domingo A., Valero A. Que consiste en determinar la factibilidad de mercado, técnica, económica y financiera de la instalación de una fábrica de bolsas plásticas en la ciudad de Barinas estado Barinas utilizando los métodos convencionales de evaluación de proyectos. La instalación de este negocio, viene a constituir una vía para ampliar la actividad industrial y manufacturera del estado Barinas.

## 2.2. BASES TEÓRICAS

### 2.2.1. Evaluación de proyectos



**Figura 3.** Estructura General de la Evaluación de Proyectos

**Fuente:** Baca G. *Evaluación de Proyectos*. McGraw Hill. 2001. pp. 5.

La evaluación de proyectos es la parte fundamental del estudio, dado que es la base para decidir sobre un proyecto. Aunque cada estudio de inversiones es único y distinto a los demás, la metodología aplicada en cada caso puede adaptarse a cada proyecto donde la evaluación toma principalmente aéreas aplicables tales como, las instalaciones de una planta nueva, la elaboración de un producto nuevo de una planta ya existente, la ampliación de la capacidad instalada o creación de sucursales y la sustitución de maquinaria por obsolescencia o capacidad insuficiente.

Para Bacca Gabriel (2001) “Aunque las técnicas de análisis empleadas en una de las partes de la metodología sirven para hacer una serie de determinaciones, tales como mercado insatisfecho, costos totales, rendimiento de la inversión, etcétera, esto no elimina la necesidad de tomar una decisión de tipo personal, es decir, el estudio no decide por di mismo, si no que provee las bases para decidir, ya que hay situaciones de tipo intangibles para las cuales no hay técnica de evaluación.”

### **2.2.2. Estudio técnico**

El estudio técnico se basa en verificar, analizar y determinar el tamaño, la localización, los equipos, las instalaciones, la organización requerida para realizar la fabricación del producto que se pretende producir.

Para realizar un estudio técnico es imposible desarrollar un método estandarizado para determinar de manera óptima la capacidad de una planta, sin embargo es necesario realizar una serie de pasos que nos permita desarrollar un estudio técnico.

- Análisis y determinación de la localización del proyecto.
- Análisis y determinación del tamaño del proyecto.
- Análisis de la disponibilidad y el costo de los suministros e insumos.
- Identificación y descripción de las etapas del proceso.
- Determinación de la organización humana y jurídica que se requiere para la correcta operación del proyecto. [9]

### **Tamaño de la planta**

Se conoce como tamaño de una planta industrial la capacidad instalada de producción de la misma. Esta capacidad se expresa en la cantidad producida por unidad de tiempo, es decir volumen, peso, valor o unidades de producto elaborados por año, mes, día y turno, hora, etc.

Hay diferentes factores que influyen o condicionan el tamaño de una planta. El determinar el tamaño de una nueva planta es limitada debido a las relaciones que existen entre el tamaño, la demanda, la disponibilidad de la materia prima, la tecnología, los equipos y el financiamiento.

Factores que determinan el Tamaño:

Además de la capacidad instalada, los factores que influyen de manera predominante en la selección del tamaño de una planta industrial son los siguientes:

- Características del mercado de consumo.
- Economías de escala.
- Disponibilidad de recursos financieros.
- Cantidad de turnos de trabajo.
- Tecnología de producción utilizada.
- Política económica y aspectos legales.

### **Localización de la planta**

La localización de la planta influye directamente sobre la rentabilidad de la inversión. Para realizar la ubicación de la planta de este trabajo, se ha tomado en cuenta el método cualitativo por puntos. Dicho método consiste en asignar valores cuantitativos a una serie de factores que se consideran relevantes para la localización.

El método permite ponderar factores de preferencia para el evaluador al tomar la decisión. Se aplica el siguiente procedimiento para establecer un orden de importancia de los factores:



- Desarrollar una lista de factores relevantes.
- Asignar un peso a cada factor para indicar su importancia relativa (la suma de los pesos debe ser 1,00), y el peso asignado dependerá exclusivamente del criterio del evaluador.
- Asignar una escala común a cada factor (por ejemplo del 0 al 10) y elegir cualquier mínimo.
- Calificar a cada sitio potencial de acuerdo con la escala designada y multiplicar la calificación por el peso.
- Sumar la puntuación de cada sitio y elegir el de máxima puntuación.

Entre los factores que se pueden considerar para realizar la evaluación se mencionan los siguientes:

- Factores Geográficos.
- Factores Institucionales.
- Factores Sociales.
- Factores Económicos

### **La Demanda**

Es una de los factores más importantes a la hora de estimar el tamaño de una planta, ya que esta solo se aplica si la demanda es más alta que la capacidad. Si la demanda es igual a la capacidad, entonces el proyecto sería muy riesgoso.

## Diagrama de flujo

Es una representación gráfica del plan de trabajo que muestra los pasos principales del proceso, este diagrama se usa para obtener un panorama general del proceso y así identificar los cambios dentro del mismo.



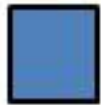
**Demora:** Se presenta generalmente cuando se presentan los llamados cuellos de botella en el proceso y dependen de una actividad correspondiente.



**Operación:** Representa un cambio o transformación en algún componente del producto, ya sean físicos, mecánicos o químicos.



**Transporte:** Es la acción de movilizar de un lugar a otro un elemento en determinada operación o hacia algún punto de almacenamiento.



**Inspección:** Es la acción de mantener un control sobre una operación, transporte o calidad.



**Almacenamiento:** Se representa generalmente cuando se almacena materia prima, de un producto en proceso o de un producto ya terminado.



**Operación Combinada:** Esta representación nos indica que se están realizando procesos combinados de las acciones antes mencionadas.

## Descripción del proceso productivo

El proceso productivo está compuesto por una serie de operaciones individuales que conllevan a una descripción detallada, paso a paso, de cada operación y que son ampliamente necesarias para concretar la producción de un bien o un servicio. Cabe destacarse entonces que las mencionadas operaciones, acciones, se suceden de una manera, dinámica, planeada y consecutiva y por supuesto producen una transformación.

## Diagrama de bloques

Los diagramas de bloques se utilizan para mostrar de manera general el funcionamiento del proceso. Se utilizan como una referencia, para que aquellos que no conozcan el proceso puedan obtener una idea general del mismo.



## Selección de maquinaria

En la selección de maquinarias se deben tomar en cuenta una serie de factores que afectan directamente en la elección:

- **Proveedor:** Es útil para la presentación formal de las cotizaciones.
- **Precio:** Se utiliza en el cálculo de la inversión inicial.
- **Dimensiones:** Dato que se usa al determinar la distribución de la planta.
- **Capacidad:** Éste es un aspecto muy importante, ya que, en parte, de él depende el número de máquinas que se adquiera.
- **Flexibilidad:** Se refiere a que algunos equipos son capaces de realizar operaciones y procesos unitarios en ciertos rangos.

- **Mano de obra necesaria:** Es útil al calcular el costo de la mano de obra directa y el nivel de capacitación que se requiere.
- **Costo de mantenimiento:** Se emplea para calcular el costo anual del mantenimiento. Este dato lo proporciona el fabricante como un porcentaje del costo de adquisición.
- **Costo de energía eléctrica otro tipo de energía o ambas.** Sirve para calcular este tipo de costos.
- **Infraestructura necesaria:** Se refiere a que algunos equipos requieren alguna infraestructura especial, y es necesario conocer esto, tanto para preverlo, como porque incrementa la inversión inicial.
- **Equipos auxiliares:** Hay maquinas que requieren aire a presión, agua fría o caliente, y proporcionar estos equipos adicionales es algo que queda fuera del precio principal.
- **Fletes y seguros:** Debe verificarse si se incluyen en el precio original o si debe pagarse por separado y a cuánto asciende.
- **Instalación y puesta en marcha:** Se verifica si se incluye en el precio original y a cuánto asciende.
- **Existencia de refacciones en el país:** Hay equipos, sobre todo los de tecnología avanzada, cuyas refacciones solo pueden obtenerse importándolas. Si hay restricciones para obtener divisas o para importar, el equipo puede permanecer detenido y hay que prevenir esta situación.

- **Distribución de la planta:** Una buena distribución de la planta es la que proporciona condiciones de trabajo aceptables y permite la operación más económica, a la vez que mantiene las condiciones óptimas de seguridad y bienestar para todos los trabajadores.

**Los objetivos principales de una distribución son:**

- Integración total.
- Mínima distancia de recorrido.
- Utilización del espacio cubico.
- Seguridad y bienestar para el trabajador.

El estudio de la organización de la empresa no es simplemente analítico en la mayoría de los casos, lo cual impide una cuantificación correcta, tanto de la inversión inicial como de los costos de administración. Todas estas actividades deben ser previstas adecuadamente desde las primeras etapas y de esta manera se garantiza la organización de los objetivos de la empresa.

**Estructura Organizativa:** Se refiere a los recursos humanos disponibles para administrar el proyecto tales como Número de empleados, técnicos y obreros actuales, monto de la nomina actual. Finalmente se presenta el diagrama organizativo de la empresa y la plantilla de personal.

### **2.2.3. Inversiones y financiamiento**

#### **Inversión total Inicial: Fija y Diferida**

La inversión total inicial comprende la adquisición de todos los activos fijos o tangibles y diferidos o intangibles necesarios para iniciar las operaciones de la empresa.

Se entiende por activo tangible a los bienes propiedad de la empresa como terrenos, edificios, maquinaria, equipo, mobiliario, vehículos de transporte, herramientas y otros.

Se entiende por activo intangible al conjunto de bienes propiedad de las empresas necesarias para su funcionamiento, y que incluyen: patentes de invención, marcas, diseños comerciales o industriales, asistencia técnica, puesta en marcha, contratos de servicio (agua, luz, teléfono, internet y servicios notariales).

#### **Cronograma de inversiones**

No existen normas que regulen el tiempo en que se deba registrar un activo, lo cual provoca diferencias entre los fines fiscales y contables. Por lo tanto el tiempo de ocio durante el cual el equipo no presta servicio mientras se instala, no se capitaliza, tanto por razones conservadoras como para reducir el pago de impuestos. Es por ello que se establece un cronograma de inversión o un programa de instalación de equipos. (Diagrama de Gantt)

## 2.2.4. Ingresos y egresos

### Costos de producción

Los costos de producción son todos aquellos procesos que requieren de un costo de inversión de equipos, personal y un costo periódico para mantener y controlar el funcionamiento del proceso productivo, estos se determinan en el estudio técnico realizado previamente.

### Costos de materia prima

En este costo no se debe tomar solamente la cantidad total a producir sino también el material que en el proceso pueda perderse, para ello debe tomarse en cuenta la merma propia de cada proceso.

### Costos de mano de obra

Para estos cálculos se deben tomar en cuenta la mano de obra directa y la mano de obra indirecta.

- **Mano de obra directa:** Es aquella que interviene directamente en el proceso de producción tales como los obreros, los operadores, supervisores, etc.
- **Mano de obra indirecta:** Es aquella que no interviene directamente en el proceso de producción tales como supervisores, jefes de turno, gerentes, etc.

Para todos los cálculos de mano de obra, sea directa o indirecta se le debe agregar un costo de 70% de prestaciones sociales. Es decir que sobre el sueldo base de todos los empleados de la planta, se debe agregar un 70% del costo total de la mano de obra para incluir vacaciones, días festivos, aguinaldos, etc.

### **Costos de Energía Eléctrica**

Para determinar el gasto por este insumo se toma en cuenta la capacidad de cada uno de los motores que interviene en las operaciones del proceso y el tiempo que permanecen en operación por día. En general el costo por áreas verdes, oficinas y alumbrado respecto al importe total no es muy significativo, en promedio se estima de un 2% a un 3% del costo de la energía eléctrica que se consume en el proceso.

### **Costos de Agua**

Es un insumo importante depende del proceso. Se considera que el consumo mínimo es de 150Litros por trabajador además del consumo de la planta que se estima dependiendo del uso que se le da en cada proceso.

### **Combustible**

Se considera todo tipo de combustible que se utilice en el proceso, como el Diesel para las plantas eléctricas y calentadores de la planta.

### **Control de Calidad**

Para realizar un control de calidad adecuado se debe invertir en equipos y un área disponible para las pruebas correspondientes, así como personal capacitado para la tarea. Si no se desea invertir en esto se debe contratar a una empresa externa para realizar dicha operación. En cualquiera de los casos dentro de los costos de producción aparecerá un rubro de control de calidad que tiene un costo en la producción.



## **Mantenimiento**

Para realizar un mantenimiento adecuado se debe invertir en equipos y un área disponible para los trabajos correspondientes, así como personal capacitado para la tarea. Si no se desea invertir en esto, se debe contratar a una empresa externa para realizar dicha operación. En cualquiera de los casos dentro de los costos de producción aparecerá un rubro de mantenimiento que tiene un costo en la producción.

## **Cargos de Depreciación y Amortización**

Estos costos, se consideran y tienen un efecto en los flujos de efectivo. Los cargos por depreciación y amortización permiten la recuperación de la inversión basada en la ley tributaria de cada país.

## **Otros Costos**

Existen gastos donde se incluye cualquier otro costo mediano o pequeño y que no están considerados en los conceptos dichos anteriormente, como por ejemplo: Los costos por nacionalización, costos por transporte, costos por impuestos, etc.

## **Costos para evitar la contaminación**

Actualmente se cuenta con la norma ISO14000, que aun cuando no son obligatorias para las empresas contaminantes, cada día se ejerce más presión para que se adopten, instalando equipos anticontaminantes y elaborando programas definidos para que a mediano plazo eviten contaminar. Un costo de este tipo puede ser tan pequeño como el equivalente a disponer apropiadamente de montañas de basura que se generan a diario.

### **Costos de administración**

Como su nombre lo indica son los costos que provienen de la administración de la empresa. No solo se refiere a los sueldos, son los gastos de oficina en general. Además de las dos grandes áreas de costos, como ventas y producción, los gastos de los demás departamentos que pudieran existir en una empresa se cargarán a costos de administración o costos generales. También debe incluirse cargos por depreciación y amortización.

### **Costos de venta**

Es el departamento de gerencia de mercado o mercadotecnia, que abarca muchas actividades, no solo cuenta con un gerente, secretaria, vendedores y choferes; sino que también, realiza actividades tales como investigación y desarrollo de nuevos mercados o nuevos productos adaptados a los gustos y necesidades de los consumidores. La magnitud del costo de venta dependerá tanto del tamaño de la empresa, como del tipo de actividades que los promotores quieran que desarrolle ese departamento.

### **Costos financieros**

Son los intereses que se deben cancelar con el capital que se obtuvo en el préstamo, La ley tributaria permite cargar estos intereses como gastos deducibles de impuestos.

### **Depreciaciones y Amortizaciones**

El término depreciación tiene exactamente la misma connotación que amortización, pero la depreciación solo se aplica al activo fijo, es decir, se deprecian ya que con el uso estos equipos valen menos de su valor inicial. A diferencia de la amortización que

se aplica solo a los activos fijos diferidos o intangibles, es decir que la amortización es el cargo anual que se hace para recuperar la inversión.

### **Capital de trabajo**

Es la diferencia aritmética entre el activo circulante y el pasivo circulante, es decir, que es el capital con el que hay que contar además de la inversión de activo fijo y diferido. Aunque el capital de trabajo es también una inversión inicial, tiene una diferencia fundamental con respecto a la inversión de activo fijo y diferido. Esto implica que mientras la inversión fija y diferida pueden recuperarse por la vía fiscal, mediante la depreciación y la amortización, la inversión en capital de trabajo no puede recuperarse por este medio.

### **Punto de equilibrio**

El análisis de punto de equilibrio es una técnica útil para estudiar las relaciones entre los costos fijos, los costos variables y los beneficios (**Ver Figura 4**). El punto de equilibrio es el nivel de producción en el que los beneficios por ventas son exactamente iguales a la suma de los costos fijos y variables.

Para el cálculo del punto de equilibrio en término de porcentaje se utiliza la siguiente expresión:

$$PE = \frac{CF}{V - CV}$$

**Figura 4.** Ecuación Punto de Equilibrio

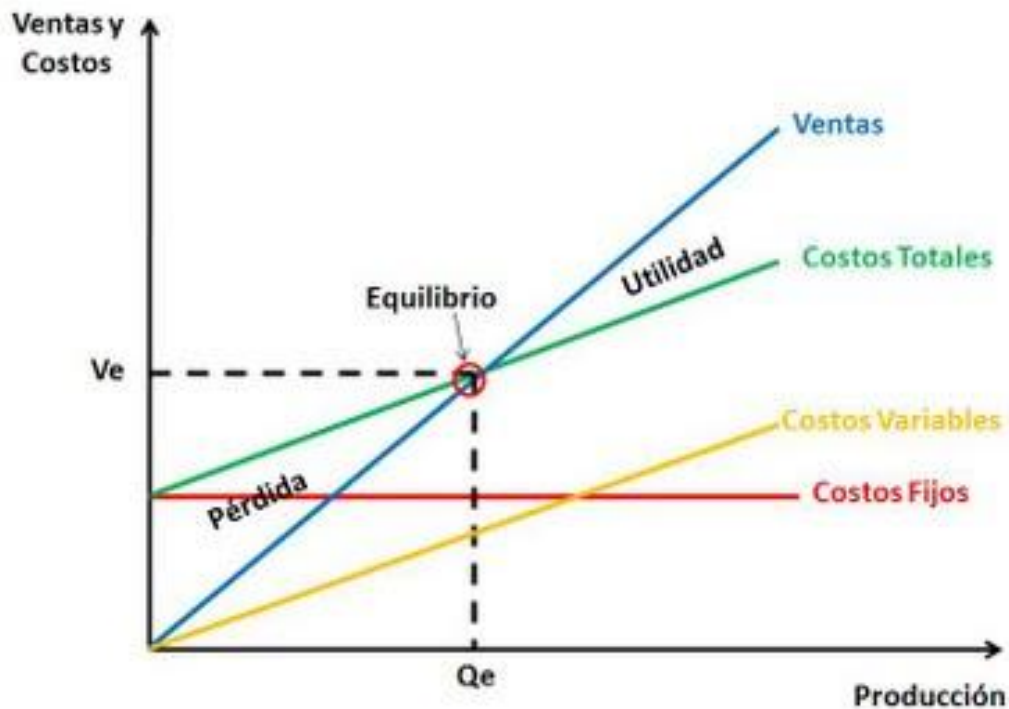
**Donde:**

PE = Es el punto de equilibrio expresado en porcentaje

CF = Son los costos fijos

V = Ventas

CV = Representan los costos variables



**Figura 5.** Grafico Punto de Equilibrio  
**Fuente:** <http://conta502mary.blogspot.com/>

**Costos de capital (TMAR, TMARf y TMAR Mixta)**

La **TMAR** (Tasa Mínima Aceptable de Rendimiento) es la tasa de ganancia anual que solicita ganar el inversionista para llevar a cabo la instalación y operación de la empresa. Como no se considera inflación la TMAR es la tasa de crecimiento real por encima de la inflación. También es conocida como el premio al riesgo. El valor que se le asigna depende de 3 parámetros: La estabilidad de la venta de productos similares, La estabilidad o inestabilidad de las condiciones macroeconómicas del país y por ultimo de las condiciones de competencia del mercado. A mayor riesgo, mayor ganancia.

**La TMAR f** (Tasa Mínima Aceptable de Rendimiento con inflación) es la tasa de ganancia anual que solicita ganar el inversionista para llevar a cabo la instalación y operación de la empresa. Conocida como el premio al riesgo más la inflación.

$$\text{TMAR f} = i + pr + (i \times pr)$$

**Figura 6.** Ecuacion TMAR con Inflación

**Dónde:**

i = Inflación

Pr = Premio al riesgo

**La TMAR Mixta** (Tasa Mínima Aceptable de Rendimiento con inflación y con financiamiento) es la tasa de ganancia anual que solicita ganar el inversionista para llevar a cabo la instalación y operación de la empresa.

$$\text{TMAR Mixta} = (\% \text{ Ai}) * \text{TMAR f} + (\% \text{ Ab}) * \text{If}$$

**Figura 7.** Ecuación Tmar Mixta

**Dónde:**

% Ai = Porcentaje de Aporte Inversionista

% Ab = Porcentaje de Aporte Banco

TMAR f = Tasa mínima aceptable de rendimiento con inflación

If = Interés del Financiamiento

### 2.2.5. Indicadores económicos

Los indicadores económicos son mediciones de variables de la economía que sirven para entender e interpretar el momento, hacer seguimiento a objetivos, analizar diferentes situaciones y pronosticar comportamientos en el futuro.

Los indicadores económicos más utilizados para la evaluación de un proyecto son los siguientes:

#### Valor Presente Neto (VPN)

Es el valor monetario que resulta de restar la suma de los flujos descontados a la inversión inicial.

$$VPN = - \text{Inversión inicial} + \sum_{n=1}^T \frac{FN_n}{(1+r)^n} = - \text{Inversión inicial} + \frac{FN_1}{(1+r)^1} + \frac{FN_2}{(1+r)^2} + \dots + \frac{FN_n}{(1+r)^n}$$

**Figura 8.** Ecuación Valor Presente Neto

#### Dónde:

FN = Flujo Neto de Efectivo

r = Tasa de Descuento

n = Numero de Periodos

Si **VPN > 0**, Se acepta el proyecto.

Si **VPN < 0**, Se rechaza el proyecto.

Si **VPN = 0**, existe una diferencia entre invertir en el proyecto o a la tasa de oportunidad.

### **Tasa Interna de Retorno (TIR)**

Es la tasa que iguala a la suma de los flujos descontados a la inversión inicial. Esta tasa de descuento se consigue cuando el valor presente neto es igual a cero.

$$0 = -I_0 + \sum_{j=1}^n \frac{FN_j}{(1+TIR)^j}$$

**Figura 9.** Ecuación Tasa Interna de Retorno

**Dónde:**

FN = Flujo Neto de Efectivo

TIR = Tasa de Descuento mínima requerida

$j$  = Numero de Periodos

$I_0$  = Inversión Inicial

### **Periodo de recuperación de inversión (PRI)**

Es un instrumento que permite medir el plazo de tiempo que se requiere para que los flujos netos de efectivo de una inversión recuperen su costo o inversión inicial.

### **Eficiencia de Inversión**

Calculamos la rentabilidad financiera utilizando el beneficio neto como medida de beneficios y los Fondos Propios como medida de los recursos financieros utilizados.

$$EI = \frac{BN}{K}$$

**Figura 10.** Ecuación de Eficiencia de Inversión

**Dónde:**

BN = Beneficio Neto

K = Fondos Propios

## **Flujo Neto de Efectivo (FNE)**

Es la diferencia entre los ingresos netos y los gastos que podrán obtenerse en la ejecución de un proyecto durante su vida útil, este flujo permite conocer las necesidades de efectivo que tendrá el proyecto, el FNE puede ser positivo (Caso deseado) y/o negativo.

## **Análisis de Sensibilidad**

Para asegurarse de los aspectos que puedan incidir más en la tasa interna de retorno, se realizan pruebas de sensibilidad.

Las pruebas de sensibilidad consisten en modificar las condiciones del proyecto en relación a algunos aspectos y medir lo que sucede con los parámetros de evaluación (VPN y TIR).

Las pruebas de sensibilidad pueden referirse a:

- Variación de los ingresos
- Variación en los costos
- Variación de la producción

Se dice que el proyecto es sensible a determinada condición, cuando la variación porcentual de la TIR o VPN, es mayor que la variación porcentual inducida para el análisis de sensibilidad. [9]



### **2.2.6. Modelo proceso analítico jerárquica (AHP)**

El método AHP [10] es un procedimiento diseñado para cuantificar opiniones gerenciales sobre la importancia relativa de cada uno de los criterios en conflicto en el proceso.

El método requiere de las siguientes ocho (08) etapas para su funcionamiento:

1. Descomponer el problema en un nivel de elementos interrelacionados.
2. Desarrollar la matriz de comparación por pares, estableciendo en nivel de importancia en un ranking del uno (01) al nueve (09). Donde uno (01) es igualmente preferida y nueve (09) es extremadamente preferida.
3. Desarrollar la matriz de normalización, dividiendo cada número de la columna de la matriz anterior por pares, para luego sumar toda la columna.
4. Desarrollar el vector de prioridad para el criterio calculando el promedio de cada fila de la matriz ya normalizada.
5. Se evalúa la consistencia de las opiniones utilizadas en la matriz de comparación por pares, calculando el cociente de consistencia (CC). Un CC inferior a 0,1 es aceptable, pero los casos en que el CC es mayor a 0,1, las opiniones deben ser reconsideradas.
6. Se elabora una matriz de prioridad, colocando las alternativas en filas y los criterios en columnas.
7. Desarrollar una matriz de comparación de criterios por pares para las alternativas.
8. Desarrollar un vector de prioridad global multiplicando el vector de prioridad de los criterios por la matriz de prioridad de las alternativas.

Determinación del cociente de consistencia

- Para cada línea de la matriz de comparación por pares, se realiza una suma ponderada en base a la suma del producto de cada celda por la prioridad de cada alternativa.
- Se divide la suma ponderada por la prioridad de su alternativa.
- Se determina la media del resultado de la etapa dos (2).
- Se calcula en índice de consistencia (IC) de cada alternativa (**Ver Figura 13**).
- Seleccionar el índice aleatorio (IA) (**Ver Tabla 1**).
- Determinar el cociente de consistencia (CC) (**Ver Figura 14**).

$$IC = \frac{\lambda_{\max} - n}{n - 1}$$

**Figura 11.** Formula de Indice de Consistencia

**Donde:**

n = Criterios

$\lambda$  max = media

**Tabla 1** Índice de Consistencia Aleatorio

Índice de consistencia aleatorio IA en función de la dimensión de la matriz (n)

<b>n</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>
<b>IA</b>	0	0	0.525	0.882	1.115	1.252	1.341	1.404
<b>n</b>	<b>9</b>	<b>10</b>	<b>11</b>	<b>12</b>	<b>13</b>	<b>14</b>	<b>15</b>	<b>16</b>
<b>IA</b>	1.452	1.484	1.513	1.535	1.555	1.570	1.583	1.595

$$CC = \frac{IC}{IA}$$

**Figura 12.** Formula de Cociente de Consistencia

**Donde:**

IA = Índice de Consistencia Aleatorio

IC = Índice de Consistencia

## **CAPITULO III**

### **3. MARCO METODOLÓGICO**

En este capítulo se presenta la metodología que se utilizó para llevar a cabo esta investigación y permitir el desarrollo del presente Trabajo Especial de Grado.

Para realizar el siguiente trabajo de grado se estableció un procedimiento de tipo documental, descriptivo y explicativo, definido como un proceso que se basa en la búsqueda, recuperación, análisis, crítica, e interpretación de datos provenientes de materiales impresos u otros tipos de documentos, tales como electrónicos o audiovisuales.

La fuente para esta investigación fue la empresa operadora Schlumberger VTT, ubicada en la zona de estudio. Esta empresa tiene como parte de sus instalaciones, diferentes tipos de tecnologías aplicables en el proceso de separación de crudos Pesados y Extra-Pesado; la cual, nos dio una información amplia del estudio que se realizó.

#### **Investigación de tipo proyecto factible**

Para UPEL (2010) “El proyecto factible consiste en la investigación, elaboración y desarrollo de una propuesta de un modelo operativo viable para solucionar problemas, requerimientos o necesidades de organizaciones o grupos sociales; pueden referirse a la formulación de políticas, programas, tecnológicas, métodos o procesos” (p.21) [11].

### 3.1. PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO

El objetivo de la investigación fue alcanzado mediante el cumplimiento de los objetivos específicos, llevando a cabo el siguiente procedimiento metodológico, a fin de cumplir con los requisitos involucrados en un proyecto factible.

- Revisión Bibliográfica.
- Recopilación de Información.
- Definición de las Alternativas de Producción.
- Estudio Técnico de las Alternativas de Producción.
- Estudio Económico de las Alternativas de Producción.
- Evaluación Técnica de la Alternativa de Producción más viable.
- Evaluación Económica de la Alternativa de Producción más viable.
- Selección del mejor escenario Técnico y Económico.

#### 3.1.1. Revisión bibliográfica

La revisión bibliográfica permitió documentar y proporcionar la información teórica y técnica necesaria para el desarrollo del proyecto, el cual se realizó de la siguiente manera:

- a) Consultas en Bibliotecas y Centros de Información:** Con la finalidad de documentar el proyecto se consultaron referencias bibliográficas y documentos referidos a plantas de separación y mejoramiento de crudo.
- b) Visitas a los centros operativos:** Con el objetivo de conocer los procesos y los diferentes componentes de una planta de separación y mejoramiento de crudo, se realizaron visitas a instalaciones que se encuentran ubicadas en la Faja Petrolífera del Orinoco.

c) **Entrevistas con el personal especializado:** Debido a la diversidad de diseños de plantas de separación y plantas mejoradoras de crudo, se realizaron entrevistas con el personal especializado en su diseño y construcción, con el fin de establecer los criterios de selección para las plantas de separación objeto de estudio.

### **3.1.2. Recopilación de información**

En base a los criterios establecidos a partir de las entrevistas realizadas con el personal especializado; y además, con la información obtenida en bibliotecas y centros de información de las empresas operadoras, se seleccionaron las plantas de separación y mejoradoras de crudo llamadas Plantas de Producción Rápida, para luego realizar toda la recopilación de la información de las plantas a trabajar; y así, continuar el estudio correspondiente.

### **3.1.3. Definición de las alternativas de producción**

Las principales características de las plantas de producción rápida es la versatilidad de aumentar su capacidad de producción, sin necesidad de detener el proceso productivo, debido a que están diseñadas en módulos con capacidades de 50 MBPD c/u; y además, son plantas móviles que tienen la capacidad de trasladarse a otros pozos después de ser utilizadas, ya que las partes que conforman estas plantas se construyen en secciones que permiten el traslado de las mismas; y así, ser utilizadas en diferentes pozos.

Las secciones que conforman las Plantas de Producción Temprana son:

- Sección para el proceso de separación de crudo
- Sección para el sistema de almacenamiento y exportación del crudo
- Sección para el manejo de agua de producción
- Sección para el tratamiento de agua desalinadora

- Sección para el sistema quemador
- Sección para el sistema de drenaje
- Sección para el sistema de inyección química
- Sección para el gas combustible
- Sección para el sistema de aire comprimido
- Sección para el sistema de agua contra incendios
- Sección de edificios y servicios

#### **3.1.4. Estudio técnico de las alternativas de producción**

Se describen cada uno de los procesos que están dentro de las plantas de separación y mejoramiento de crudo, y se detalla el funcionamiento de cada una de las etapas que conforman las secciones de las plantas, para tener una información exacta de las características de las mismas.

#### **3.1.5. Evaluación técnica de las alternativas de producción**

En la evaluación técnica se realizan comparaciones de las características de cada una de las plantas, indicando cual es la planta con mejor tiempo de instalación, menos consumo de combustible, menos contaminante y así obtener la planta más factible desde el punto de vista técnico.

#### **3.1.6. Estudio económico de las alternativas de producción**

Se describen cada uno de los costos que conforman las plantas, se detallan los costos de administración, los costos de producción y los costos de cada sección de los equipos, para obtener el valor de cada una de las etapas de las plantas; y así, estimar la inversión inicial necesaria. Para ello se analiza el punto de equilibrio, se verifica la rentabilidad económica a través de los indicadores económicos tales como:

Valor Presente Neto (VPN), Tasa Interna de Retorno (TIR), Periodo de Recuperación de Inversión (PRI), Índice de Rentabilidad.

### **3.1.7. Evaluación económica de las alternativas de producción**

En la evaluación económica se comparan entre si las plantas, indicando cual tiene menor costo de inversión, menor costo de producción, además de verificar su rentabilidad económica, eficiencia de inversión, tiempo de recuperación y poder obtener la planta más factible desde el punto de vista económico-financiero.

### **3.1.8. Selección del mejor escenario técnico y económico**

En esta sección se toma en cuenta la mayor cantidad de características técnicas y económicas de cada una de las alternativas, se elabora una matriz de criterios donde se establecen niveles de importancia para cada uno de estos criterios y de esta manera determinar a través de los resultados obtenidos, cuál es la planta de mejor factibilidad técnica y económica, para un mejor funcionamiento, una menor inversión para una planta de procesos de tratamiento de crudos extra pesados que estará ubicada en el bloque Carabobo de la Faja Petrolífera del Orinoco en el estado Anzoátegui.

## **3.2. TÉCNICAS A UTILIZAR**

### **3.2.1. Técnicas e instrumentos de recolección de datos**

#### **3.2.1.1. Revisión documental**

##### **Fuentes impresas**

- Documentos escritos (Libros, folletos, TEG, revistas científicas, prensa)
- Documentos gráficos (Fotografías, ilustraciones, mapas y planos)

##### **Fuentes audiovisuales y audio**

- Documentos audiovisuales (videos, documentales)
- Documentos de audio (Entrevistas, conversaciones)

##### **Fuentes electrónicas**

- Documentos electrónicos (Páginas Web)

#### **3.2.1.2. Fuentes primarias**

- Empresa Schlumberger VTT

#### **3.2.1.3. Fuentes secundarias**

- PDVSA
- Fabricantes
- Proveedores
- Contratistas



### **3.3. RECURSOS ADMINISTRATIVOS**

#### **3.3.1. Recursos**

##### **Instalaciones de trabajo:**

- Oficina de la empresa Schlumberger VTT en Caracas y base operativa de la empresa Schlumberger VTT en la Faja Petrolífera del Orinoco.

##### **Bibliotecas:**

- Biblioteca Central de la UCV.
- Biblioteca de la Facultad de Ingeniería UCV.
- Biblioteca de la Escuela de Ingeniería Mecánica UCV.
- Biblioteca de la Escuela de Química y Petróleo UCV.
- Centro de información HUB de la empresa Schlumberger VTT.
- Material bibliográfico y revistas especializadas en la Biblioteca de la empresa Schlumberger VTT.

##### **Equipos:**

- Computadora portátil Marca DELL de alta funcionalidad.
- Computadora portátil Marca COMPAQ de alta funcionalidad.

##### **Otros:**

- Acceso a Internet.
- Papelería y materiales de oficina.
- Apoyo del tutor (Profesor de la Universidad Central de Venezuela)
- Asesoramiento de gerentes de la empresa Schlumberger VTT.

## CAPÍTULO IV

### 4. DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE PRODUCCIÓN

#### 4.1. EL PETRÓLEO EN VENEZUELA

Venezuela posee muchos yacimientos de petróleo pesado, siendo el más importante el depósito de petróleo pesado y extra pesado más grande del mundo; la Faja Petrolífera del Orinoco.

La mayor parte de las reservas de petróleo en Venezuela, corresponde a los hidrocarburos pesados y extra pesados. Estos crudos tienden a poseer mayores concentraciones de metales y otros elementos, lo que exige más esfuerzo para su mejoramiento. Por lo general mientras más pesado y denso es el crudo, menor es su valor económico. Con la gradual disminución del petróleo liviano, la atención de la industria se está desplazando hacia la explotación y mejoramiento de los crudos pesados y extra pesados como los presentes en la Faja Petrolífera del Orinoco [6] (Ver **Tabla 2 Características Típicas del yacimiento**).

**Tabla 2.** Propiedades Típicas del Yacimiento

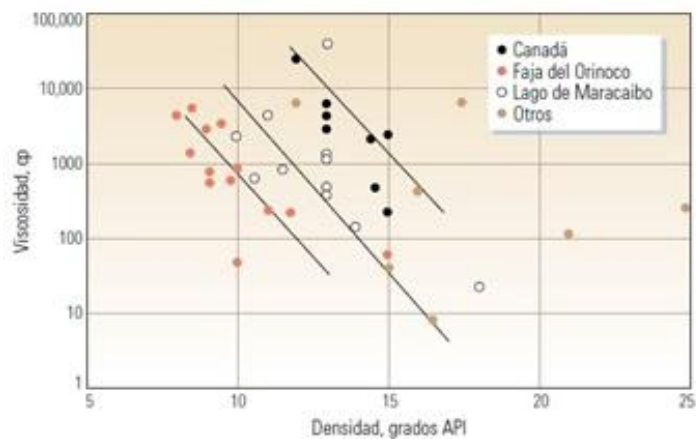
Propiedades típicas del yacimiento	
Profundidad	1700 a 2350 pies
Porosidad	30 a 35%
Permeabilidad	1 a 17 D
Temperatura	100 a 135°F
Densidad	8.4 a 10°API
Relación gas-petróleo	60 a 70 pc/bbl
Viscosidad, muerta	5000+ cp
Viscosidad, viva	1200 a 2000 cp
Carácter de la arenisca	No consolidada
Compresibilidad	80 a 90 x 10 <sup>-6</sup> lpc <sup>-1</sup>
Presión inicial	630 a 895 lpc

**Fuente:** Oilfield Review Schlumberger  
Yacimientos de Petróleos Pesados

Un pozo descubridor de la FPO en el año 1935 produjo crudo de 7° API a razón de 6 m<sup>3</sup>/d (40 BD), pero la FPO no se estudió en detalle hasta 1968. Estos estudios condujeron a Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA) a realizar una importante campaña de cinco años, durante la cual se evaluaron varias técnicas de producción en frío y caliente.

A fines de la década de 1980, el costo de calentamiento para la recuperación del crudo no favoreció la viabilidad comercial de desarrollar la FPO.

Más tarde, varios factores se combinaron para mejorar la situación. El crudo de la FPO posee una viscosidad menor a cualquier densidad API que la mayoría de los petróleos pesados (**Ver Figura 13**).



**Figura 13.** Relación de Viscosidad y la Densidad API.

**Fuente:** Oilfield Review Schlumberger.

Entonces a pesar de poseer una densidad API extremadamente baja, fue posible bombear petróleo sin el costo de calentamiento y obtener producciones de unos pocos cientos de barriles por día. Se necesitaban producciones más altas para un desarrollo económicamente viable, pero los regímenes de producción más altos provocaban una importante producción de arena y requerían bombas de fondo de pozo más poderosas.

Alrededor del 15% del suministro diario mundial de petróleo es tan espeso que no puede fluir a través de las tuberías por sí mismo. Aun así, la importancia del petróleo pesado, generalmente definido como cualquiera que tenga una gravedad API menor a los 22°, está incrementando. De hecho, se estima que la cantidad de petróleo pesado in situ es de cinco a diez veces mayor que las reservas de crudo convencional. Canadá y Venezuela concentran el 90% de todas las reservas conocidas de petróleo pesado según lo reportado por la Sociedad Canadiense de Geofísicos [15].

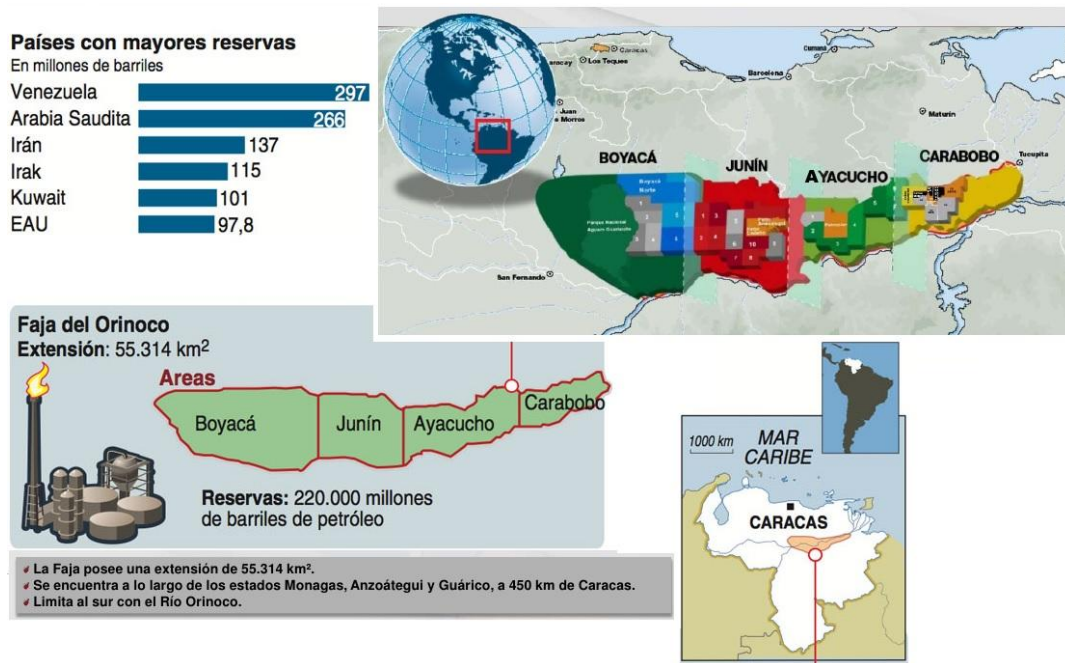
El problema, por supuesto, es que los crudos extra pesados son notablemente difíciles de recuperar, transformar y refinar. El principal desafío técnico radica en mejorar la movilidad del petróleo para lograr que fluya con mayor facilidad. Para conseguirlo se necesita comprender mejor su composición y cómo manejar los componentes más pesados. Comprender la composición del petróleo y la manera en que un reservorio puede cambiar en el tiempo es importante para proyectar mejores tasas de recuperación.

#### **4.2. FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO**

La Faja Petrolífera del Orinoco (FPO), considerada la acumulación más grande de petróleo pesado y extra-pesado que existe en el mundo, fue descubierta en 1938. Los recursos más importantes de petróleo con que cuenta Venezuela están situados en la Faja Petrolífera del Orinoco. Se trata de petróleo no convencional, muy pesado y de difícil explotación y comercialización (**Ver Figura 14**).

Los crudos de la Faja Petrolífera del Orinoco son tan pesados, que se hunden en el agua y cuando son extraídos se encuentran en forma líquida, pero se solidifican rápidamente. Eso dificulta mucho el manejo de este tipo de crudos. Por eso, antes de los desarrollos tecnológicos de las últimas décadas, la explotación del crudo de la Faja era considerada difícil, dado que estaba muy lejos de ser un negocio rentable. Pero, los avances tecnológicos permitieron reducir considerablemente los costos de

extracción, así como aminorar el impacto ambiental de esta actividad. También fue desarrollada una tecnología que permitía mejorar la calidad del crudo. Así, a medida que avanzaba la tecnología, la explotación del petróleo de la Faja se fue transformando en una realidad.



**Figura 14.** Faja Petrolífera del Orinoco

**Fuente:** PDVSA

#### 4.2.1. Ubicación y división

Se divide en cuatro grandes campos, cuyos nombres son Boyacá, Junín, Ayacucho y Carabobo (**Ver Figura 15**), y comprende parte de los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas y Delta Amacuro. Está dividida en 29 bloques de aproximadamente 500 kilómetros cuadrados (km<sup>2</sup>) cada uno. Su extensión total es de 55 mil 314 km<sup>2</sup> y su área de explotación actual es de 11 mil 593 km<sup>2</sup> [12].



**Figura 15.** Faja Petrolífera del Orinoco

**Fuente:** <http://www.eljoropo.com>

La división Boyacá con una extensión aproximada de 28.934 km<sup>2</sup>, limita al norte con el Distrito San Tome, al sur con el Rio Orinoco, al oeste con el Parque Nacional Aguaro- Guariquito y al este con la división Junín.

La división Junín tiene aproximadamente una extensión del área de 14.580 km<sup>2</sup>. Esta limitada al norte por el Distrito Operacional de PDVSA San Tomé (Campos Budare y Socororo), al sur por la ribera del Rio Orinoco, al este por la división Ayacucho y al oeste por la división Boyacá.

La división Ayacucho con una superficie aproximada de 11.300 km<sup>2</sup>, se encuentra en la parte sur de los estados Monagas y Anzoátegui, al norte del Rio Orinoco y de Ciudad Bolívar. Esta limitada al norte por los campos Yopales, Miga, Melones, Lejos y Adas, al este por la división Carabobo, y al oeste por la división Junín.

La división Carabobo es la sección más oriental de la Faja Petrolífera del Orinoco. Se ubica al sur de los estados Anzoátegui y Monagas y al norte del rio Orinoco y Puerto Ordaz, está limitada al oeste por la división Junín y al norte por los campos El Salto, Morichal, Pílón y Temblador.

Las características generales del campo Ayacucho coinciden con las del campo Junín por lo que a estos dos campos se les conoce como zona central de la Faja Petrolífera del Orinoco.

Su exploración comenzó con el primer pozo, Canoa-1, en 1935, hasta que se llegó al pozo descubridor, el Zuata-1, en 1938. Pero su explotación se inició en 1961, con los campos Morichal y Jobo.

En 1974, el entonces Ministerio de Minas e Hidrocarburos (MMH), que se había ocupado de la fiscalización de las actividades en la Faja, creó la Dirección Faja Petrolífera del Orinoco, para que se encargara de la misma. Posteriormente, en 1976, pasó a manos de la recién estructurada Dirección de Estudios de Hidrocarburos no Convencionales y en 1977, luego de la nacionalización de la industria petrolera en Venezuela, la administración de la Faja del Orinoco fue transferida a Petróleos de Venezuela, PDVSA.

Entre los años 78 y 83 se aceleró la campaña exploratoria y se dividió toda el área de la Faja en sectores. Al principio fueron seis: Machete, San Diego, Hamaca, Zuata, Pao y Cerro Negro; y la responsabilidad de explorarlas y explotarlas fue entregada a las filiales de PDVSA de ese entonces: Meneven, Maraven, Corpoven y Lagoven.

En 1993, comenzó el proceso de apertura petrolera que tenía entre sus objetivos desarrollar la FPO, a través de asociaciones estratégicas y del negocio del combustible Orimulsión. Las asociaciones estratégicas fueron sociedades creadas con empresas privadas para las actividades de explotación de hidrocarburos.

La Faja Petrolífera del Orinoco tiene muchos años de producción. Los pozos multilaterales, la perforación horizontal, el uso de bombas electro sumergibles y la inyección de vapor y diluentes han resultado elementos exitosos para tener los altos volúmenes de producción que reporta el Ministerio de Energía y Petróleo para las cuatro Asociaciones Estratégicas y Bitor.

A partir de 2007, el Gobierno de Venezuela inicia la revisión y ajuste de los negocios establecidos durante el proceso de Apertura Petrolera, tales como las Asociaciones Estratégicas, los Convenios Operativos, Exploración a Riesgo y Ganancias Compartidas.

Comienza un proceso denominado Internalización de los Hidrocarburos, que consistió en eliminar las asociaciones estratégicas y todos los negocios producto de la Apertura Petrolera, para conformar Empresas Mixtas con mayoría accionaria (60 %) de PDVSA.

Las Empresas Mixtas tienen como objetivo el desarrollo de actividades primarias de exploración en busca de yacimientos de hidrocarburos, su extracción en estado natural, recolección, transporte y almacenamiento inicial, así como la prestación de servicios de ingeniería, construcción, reconstrucción y reparación para proyectos Costa Afuera [12] [**Ver Anexo 2**].



#### 4.2.2. Condiciones del sitio

**Tabla 3. Condiciones del Sitio**

<b>Temperatura</b>	
Máxima:	33 °C (91 °F)
Mínima:	22 °C (72 °F)
Promedio Anual:	26.5 °C (80 °F)
<b>Humedad Relativa</b>	
Máxima:	90%
Mínima:	74 – 75%
Promedio Anual:	82%
<b>Evaporación</b>	
Evaporación máxima	2600 mm
Evaporación mínima	2000 mm
Anual Promedio	2400 mm
<b>Clasificación Climática</b>	
Clima:	Cálido Tropical
Temporada de Lluvia:	Mayo – Noviembre
Precipitación Anual Promedio	1011 mm/año (40 in/year)
<b>Viento</b>	
Dirección Predominante	Nor-Este a Sur-Oeste (NE a SO)
Velocidad Promedio Anual	7.4 – 15.2 km/h
Velocidad del viento para diseño	85 km/h
Zona Sísmica	4

**Fuente:** Schlumberger (2013)

**Tabla 4. Condiciones del Sitio**

Intensidad de Lluvia	455 lps/ha (Para una frecuencia de 10 años y una duración de 10 min). Ref: Arocha R., Simón (1983). Cloacas y Drenajes: Teoría & Diseño. Ediciones Vega, SRL. (Caracas – Venezuela).
Índice Pluviométrico	1010 mm/año
Clima	de húmedo a seco
Altura Sobre el Nivel del Mar	de 90 a 95 m sobre el nivel del mar
<b>Sismo</b>	
Zona Sísmica	3 según COVENIN 1756-2001
Coefficiente de Aceleración Horizontal (A <sub>0</sub> )	0,20
Velocidad Promedio de la Ondas de Corte (V <sub>SD</sub> )	170-250 (m/s)
Perfil del Suelo (Forma espectral)	S-3
Factor de corrección del Coeficiente de Aceleración Horizontal (φ)	0,70
<b>Viento</b>	
Dirección Prevaliente	Noreste – Suroeste (NE-SO)
Velocidad máxima	95 km/h
Clasificación de área	Peligrosa (Clase I, División I, Grupo D)

**Fuente:** Schlumberger (2013)

### **4.3. LOCALIZACIÓN DE LA PLANTA**

La Planta de Producción Temprana (PPT) se ubicará en el Sureste del Edo. Anzoátegui, municipio Independencia, en el área de Morichal, División Carabobo de la Faja Petrolífera del Orinoco.

El municipio Independencia se encuentra localizado al Sur del estado Anzoátegui. Posee una extensión territorial de 6.306 Km<sup>2</sup>. Limita por el Norte con los municipios Simón Rodríguez y Freites, por el Este con el municipio Libertador del estado Monagas, por el Sur con el río Orinoco que lo separa del estado Bolívar y por el Oeste con el municipio Miranda del estado Anzoátegui. El municipio Independencia es un municipio ubicado a 120 kilómetros de El Tigre y Puerto Ordaz y se encuentra dentro de la zona de la FPO [13].

### **4.4. PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS A LA ENTRADA DE LA PLANTA**

A continuación se presenta en la siguiente **Tabla 5** los parámetros de las corrientes individuales que componen la corriente multifásica que alimenta el proceso de las facilidades de producción temprana.

Basado en las experiencias operacionales en instalaciones similares en la zona y basado en la información de los campos vecinos, la temperatura para el tratamiento de la emulsión crudo/agua se fija en 140.5 °C (285 °F). [13]

Las características y propiedades del crudo extra pesado, gas casing, gas asociado, agua asociada, agua fresca y diluyente y la viscosidad a diferentes temperaturas se pueden observar en los **Anexos 21, 22, 23, 24, 25, 26, 27 y 28**.

**Tabla 5. Parámetros del Reservorio**

PARÁMETRO	VALOR	VALOR DE DISEÑO
Area (km <sup>2</sup> ) Central North Total	179.83 203.29  383.12	179.83 203.29  383.12
Profundidad del Reservorio (m)	610 - 1219 (2000 - 4000 ft)	1219 (4000 ft)
XHO Gravedad (°API)	7.5 – 8.5	8.0
XHO Viscosidad Cinemática @ 37.78 °C (100 °F) (cSt)	42 020	94 548
XHO Viscosidad Cinemática @ 48.89 °C (120 °F) (cSt)	11 937	23 176
BSW o Corte de Agua (Vol. % of XHO )	0 - 25	25
Salinidad del Agua (ppm)		24 600
Relación Gas Petróleo ( GOR – SCFD/BOPD XHO )	0 - 300	300
Presión del Pozo ( kPag )	827.4 – 1034 (120 – 180 psig)	827.4 (120 psig)
Temperatura del Pozo ( °C )	32.2 – 48.89 (90 – 120 °F)	32.2 (90 °F)
Flujos:		
Crudo Extrapesado (BPD)	30.000	30.000
Diluyente MESA 30 (BPD)	20.000	20.000
<b>Total DCO (BPD)</b>	<b>50.000</b>	<b>50.000</b>
Agua de Formación (BWPD)	1.500	1.500
<b>Total de Crudo Húmedo Diluido (BPD)</b>	<b>51.500</b>	<b>51.500</b>
<b>Producción de Gas (MMPCED)</b>	<b>9.0</b>	<b>9.0</b>

**Fuente:** Schlumberger (2013)

## **CAPITULO V**

### **5. ESTUDIO TÉCNICO**

#### **5.1. CAPACIDAD DE LAS ALTERNATIVAS**

Actualmente la producción en la Faja Petrolífera del Orinoco es de un millón doscientos setenta mil barriles diarios (1.270 MMBPD), al sumar la capacidad inicial que entregan las plantas de producción temprana (PPT), la capacidad de la FPO aumentaría a un millón trescientos veinte mil barriles diarios (1.320 MMBPD) [20].

Las facilidades de producción temprana tienen capacidades de 52 MBPD de fluido que incluye (50 MBPD de crudo diluido y 1.8 MBPD de agua) y 10 MMPCED de gas para las dos (02) alternativas; los cuales, están conformados por un módulo principal de producción. Este módulo principal estará constituido por un par de trenes de tratamiento idénticos llamados (Tren A y Tren B) para cada una de las plantas.

Las facilidades de producción temprana son expandibles a dos módulos más; para así, en un futuro poder aumentar su capacidad actual dependiendo de la necesidad requerida. Estos dos (02) módulos adicionales tendrían la posibilidad de aumentar la capacidad de la planta a un total de producción de 150 MBPD de crudo diluido y 30 MMPCD de gas.

## **5.2. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO PRODUCTIVO**

El objetivo fundamental de las plantas de procesamiento de crudo consiste en separar a las presiones óptimas los fluidos del pozo en sus tres componentes básicos (Petróleo, Gas y Agua), para el posterior tratamiento de los hidrocarburos, con el fin de optimizar el procesamiento y comercialización de ellos (Petróleo y Gas).

El proceso de tratamiento en la estación se realiza mediante una serie de sub-procesos; entre ellos tenemos separación, deshidratación, almacenamiento bombeo, etc. este sistema se inicia con la recolección del crudo a través del múltiple de producción, el cual está formado por uno o varios cabezales de producción y otro de prueba. El cabezal de prueba es utilizado para aislar individualmente la producción de un pozo con el objeto de evaluarlo.

Una vez recolectado en el tubo múltiple, el crudo se envía a la etapa de separación donde se retiene un nivel de líquido específico por un tiempo determinado bajo condiciones controladas de presión y temperatura, esto con el objeto de separar los hidrocarburos más livianos de los más pesados. Al salir de esta etapa el crudo va a deshidratación, donde el sistema de calentadores eleva su temperatura de entrada bajo un proceso de transferencia de calor, esto con el fin de lograr una separación más efectiva entre el petróleo y el agua. Al avanzar por el sistema el crudo llega al patio de tanques donde pasa inicialmente a un tanque de separación de petróleo y agua, conocido como tanque de lavado, y de allí pasa a los tanques de almacenamiento.

En los sistemas de baja presión (Alrededor de 70 lpc) el gas proveniente de las estaciones de flujo se suministra a la succión de las estaciones compresoras o también se supe como combustible. Cuando el gas proveniente de los separadores posee altas presiones (1000 lpc), se pueden suministrar directamente a las instalaciones de gas para levantamiento artificial o a las instalaciones para la inyección de gas a yacimientos.

### **5.2.1. Alternativa A**

La planta A maneja la producción multifásica (Crudo extra pesado diluido) de los pozos asociados al área de explotación de la Faja Petrolífera del Orinoco, un contenido de crudo extra pesado de gravedad API = 8, agua y gas de formación. El crudo de gravedad API=8, será diluido con Nafta o Crudo MESA 30, de manera que se pueda mejorar la viscosidad y la movilidad de la mezcla para luego ser deshidratado.

Las facilidades de producción estarán conformadas por un primer módulo de producción que tendrá una capacidad aproximada de 50.000 BPD de crudo diluido. Este módulo estará constituido por dos trenes (Tren A y Tren B) de tratamiento idénticos. Dichas facilidades son expandibles a dos módulos más en caso de requerir un aumento en la producción. Las Facilidades de Producción Temprana tendrán una capacidad de procesamiento inicial de 52.000 BPD de fluido (50.000 BPD de crudo diluido, 1800 BPD de agua libre) y 10 MMPCD de gas, lo que corresponderá a un módulo de producción.

El crudo extraído de los pozos llegará a las Facilidades de Producción Temprana a través de 4 líneas que descargarán a un múltiple de producción (fuera del límite del proyecto), de donde se alimentará el separador de producción (Separador Trifásico).

En la entrada del proceso se utilizará agua fresca provista por el sistema de agua del estado para el proceso de desalación del crudo en el separador; además, se incorpora una línea de diluyente Mesa 30. El separador opera bajo condiciones normales a 60 psig y 100 °F. Del mismo saldrán separadas las corrientes de crudo, agua y gas.

El gas saldrá del separador a través de una línea de tubería que descargará a un subcabezal, para luego ser enviado hacia el sistema de alivio y venteo de la planta, para la quema segura. Una parte del gas que se obtiene del separador, se tomará como

gas combustible de los calentadores de crudo diluido (DCO) después de ser tratado como gas de manta y los pilotos del Flare. Todo el traslado del gas se regulará a través de un módulo a 60 psig.

El agua saldrá del separador de producción a través de una línea de tuberías hacia un tanque desnatador. La línea de agua separada se une con el agua que proviene de los desaladores del tren A y B y del tanque de almacenamiento aguas arriba del tanque desnatador.

El crudo saldrá del separador a través de una línea de tuberías de donde succionan las bombas del separador de crudo (Bombas de tipo Cavidad Progresiva), para alimentar los dos trenes de tratamiento (Tren A y Tren B) con una carga aproximada de 25.000 BPD de crudo diluido cada uno de los trenes a 100°F y 140 psig.

De las bombas del separador de crudo (Bombas de tipo Cavidad Progresiva) se distribuye hacia cada tren con un controlador de flujo, para garantizar la igualdad de flujo en cada uno de los trenes una cantidad de 25 MBPD. Las bombas envían el crudo hacia la primera etapa de calentamiento conformado por tres (03) intercambiadores de tubo y carcasa por tren, colocados en serie. Intercambiador 1–2–3 (Tren A) e Intercambiador 1–2–3 (Tren B); los cuales, operan con crudo húmedo (Lado tubo) y crudo seco (Lado carcasa), con una capacidad de diseño de 7 MMBTU/h, 8 MMBTU/h y 9 MMBTU/h, respectivamente.

Luego de pasar por los intercambiadores de calor, viene la primera etapa del sistema de desalación y separación (Deshidratación) en cada uno de los trenes (Tren A y Tren B), donde estas unidades operan a 230°F con una capacidad de 25 MBPD de crudo diluido por tren.

Al salir el crudo de la primera etapa de desalación, se inyecta agua dulce en el sistema. El objetivo de inyectar el agua dulce antes de los calentadores y después de la primera etapa del desalador, es separar la sal contenida en el crudo húmedo.

Posterior a la descarga del desalador y la inyección de agua dulce, el crudo es enviado a los calentadores 1 (Tren A) y 1 (Tren B) donde se eleva la temperatura del crudo húmedo a unos 285°F, para luego alimentar la segunda etapa del desalador electrostático en cada tren (Tren A y Tren B). El agua, con un alto contenido de sal (Salmuera) se separa del crudo por un campo electrostático aplicado al mismo. El campo electrostático impone una carga eléctrica sobre las gotas de agua arrastradas en la corriente de crudo húmedo, lo que provoca que se separe a medida que pasan a través de los electrodos.

Después de pasar por la segunda etapa de los desaladores, el crudo es enviado de nuevo a los intercambiadores de calor 1–2–3 (Tren A) e Intercambiador 1–2–3 (Tren B), para intercambiar la temperatura del crudo seco (lado carcasa) con el crudo húmedo (lado tubo) de los intercambiadores, y así ser enfriado a una temperatura de 151°F y luego ser almacenado en los tanques de transferencia. Al salir de este proceso el crudo tiene una especificación de contenido agua menor al 1% y 30 PTB de contenido de sal.

El agua que sale del desalador de cada uno de los trenes se envía a un intercambiador de calor de agua (Tipo placa), donde se enfría a una temperatura de 128°F y luego ser enviada a la planta de tratamiento de agua.

El crudo en especificación es fiscalizado en la unidad de medición de exportación crudo diluido (Medidor Coriolis) y transportado al tanque de almacenamiento de techo cónico de 5000 BBL a una temperatura promedio de 150°F.

El crudo en especificación se bombeará de estos tanques mediante cuatro (04) bombas de refuerzo con capacidad de 16.000 BPD y 100 psig cada una, hacia las



cuatro (04) bombas de exportación de 16.000 BPD que descargan a una presión de 850 psig cada una, enviando el crudo hacia en Poliducto. Estarán en operación intermitente o continua dependiendo de las necesidades.

En caso de que el crudo al pasar por la fiscalización en la unidad de medición de exportación – crudo diluido (Medidor Coriolis) sea detectado fuera de especificación y no cumpla los requerimientos establecidos, es posible desviar el crudo hacia el tanque fuera de especificación, para luego ser reinyectado al separador de producción a través de dos (02) bombas de recirculación que operan a 15000 BPD a 80 psig.

El agua que se recupera del separador de producción, de los desaladores (Primera y Segunda Etapa) y del tanque de almacenamiento, es colectada y enviada a un tanque desnatador.

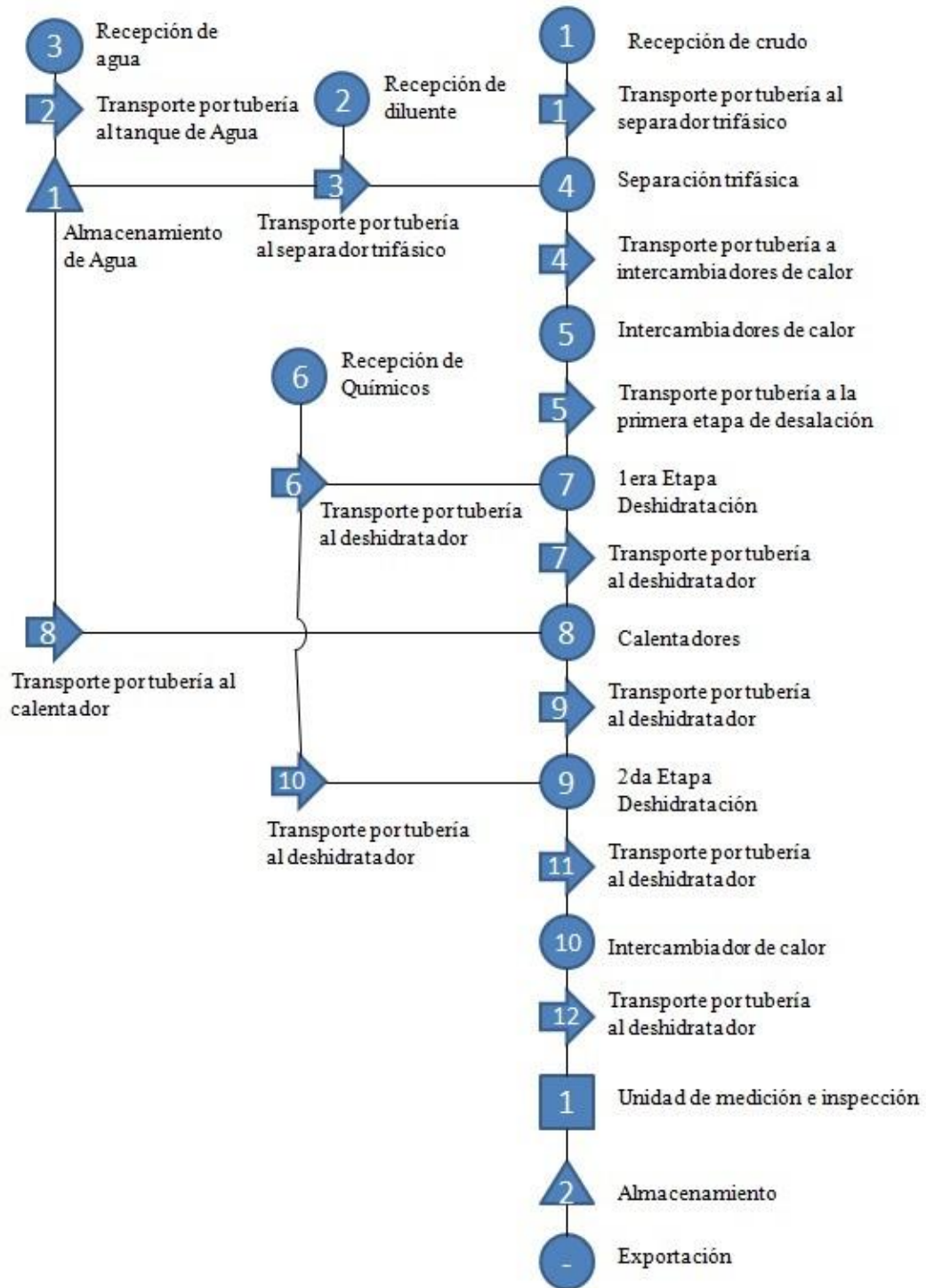
Para garantizar la calidad del agua para su reinyección al pozo, se establece su procesamiento en un desnatador de capacidad 500 BBL y sus respectivas dos (02) bombas del tanque; las cuales, transfieren el agua desnatada hacia filtros de nuez que permiten una eficiente remoción de sólidos y aceites remanentes. El agua después de ser filtrada, es fiscalizada mediante un patín de medición para luego ser enviada al tanque de agua de proceso de 500 BBL, donde se almacena el agua que luego se inyectara al pozo a través de tres (03) bombas de inyección que manejan 1500 BPD y 1600 psig c/u.

El gas producido en la planta será usado en una gran parte como combustible para los calentadores de crudo, como gas blanketing o de manta, como gas de purga para el flare y para los pilotos. El restante será enviado hacia el KOD y de allí al Mechurrio para ser quemado. El gas remanente del blanketing será manejado a través de una estaca de venteo frio.

La planta estará provista de todos los servicios necesarios para una segura operación, tales como: Generación Eléctrica, Sistema de Aire de Planta e Instrumentos, lavado y remoción de arena, Agua de Servicio, Drenajes cerrados y abiertos, Sistema Contra Incendios, Diesel, Sistema de Inertización con Nitrógeno, Sistema de Gas Combustible, Sistema de Control, Sistema de Medición y Detección de Fuego y Gas.

Además, contará con un sistema de inyección de químicos tales como: Demulsificantes, Antiespumante, Inhibidores de corrosión e Inhibidores de escala; los cuales, son inyectados a través del proceso en las cantidades y periodicidad requerida para lograr las especificaciones deseadas.

## Flujograma de proceso Alternativa A



**Figura 16.** Flujograma de Proceso Planta A

**Fuente:** Elaboración Propia

### **5.2.2. Alternativa B**

La Planta B manejará la producción multifásica (Crudo extra pesado diluido) de los pozos asociados al área de explotación de la Faja Petrolífera del Orinoco, un contenido de crudo extra pesado de gravedad API = 8, agua y gas de formación. El crudo de gravedad API=8, será diluido con Nafta o Crudo MESA 30, de manera de mejorar la viscosidad y la movilidad de la mezcla para luego ser deshidratado.

La facilidad de producción estará conformada por un primer módulo de producción, que tendrá una capacidad aproximada de 52.000 BPD de fluido. Este módulo estará constituido por dos trenes (Tren A y Tren B) de tratamiento idénticos. Dicha facilidad es expandibles a dos módulos más en caso de requerir un aumento en la producción. La Facilidad de Producción Temprana (Planta B) tendrá una capacidad de procesamiento inicial de 52.000 BPD (50.000 BPD de crudo diluido, 1.800 BPD de agua libre) y 10 MMPCD de gas, lo que corresponderá a un módulo de producción.

En la entrada del proceso se utilizará agua fresca provista por el sistema de agua del estado para el proceso de desalación del crudo en el separador; además, se incorpora una línea de diluyente Mesa 30. El separador opera bajo condiciones normales a 60 psig y 100 °F. Del mismo saldrán separadas las corrientes de crudo, agua y gas.

El crudo saldrá del separador trifásico a través de una línea de tuberías de donde succionan las bombas del separador de crudo (Bombas de tipo Cavidad Progresiva), para alimentar los dos trenes de tratamiento (Tren A y Tren B) con una carga aproximada de 25.000 BPD de crudo diluido cada uno de los trenes a 100°F y 70 psig.

El gas saldrá del separador a través de una línea de tubería que descargara a un subcabezal, para luego ser enviado hacia el sistema de alivio y venteo de la planta, para la quema segura. Una parte del gas que se obtiene del separador se tomará como

gas combustible para los calentadores de crudo diluido (DCO) después de ser tratado, como gas de manta y para los pilotos del Flare. Todo el traslado del gas se regulará a través de un módulo a 60 psig.

El agua saldrá del separador de producción a través de una línea de tuberías hacia un tanque desnatador. La línea de agua separada se une con el agua que proviene de los calentadores electrostáticos del tren A y B y del tanque de agua de proceso. De las bombas del separador de crudo (Bombas de tipo Cavidad Progresiva), se distribuye hacia cada tren con un controlador de flujo, para garantizar la igualdad de flujo en cada uno de los trenes una cantidad de 25 MBPD de crudo diluido. Las bombas envían el crudo hacia la primera etapa de calentamiento conformado por dos (02) intercambiadores de tubo y carcasa por tren, colocados en serie. Intercambiador 1-2 (Tren A) e Intercambiador 1-2 (Tren B); los cuales, operan con crudo húmedo (Lado tubo) y crudo seco (Lado carcasa), con una capacidad de diseño de 7.5 MMBTU/h y 8 MMBTU/h, respectivamente.

Luego de pasar por los intercambiadores de calor, viene la primera etapa de los calentadores electrostáticos (Calentadores / Tratadores electrostáticos) tren A y Tren B, donde estas unidades operan a 240°F y 75 psig, con una capacidad de 25 MBPD de crudo diluido por tren.

Al salir el crudo de la primera etapa de los calentadores electrostáticos de cada uno de los trenes, se inyecta agua fresca y pre-calentada en el sistema con el intercambiador de calor de agua, el objetivo de inyectar el agua dulce antes de la segunda etapa de los calentadores electrostáticos, es separar la sal contenida en el crudo húmedo. El agua que sale de la primera etapa del calentador electrostático en cada tren, se envía a un intercambiador de calor de agua (Tipo placa), donde intercambia temperatura con el agua que va hacia la segunda etapa del calentador electrostático a una temperatura de 128°F, para luego ser enviada al tanque de agua de proceso.

El crudo es bombeado a la segunda etapa de los calentadores electrostáticos (Calentadores / Tratadores electrostáticos) de cada tren, el cual opera a 245°F y 75 psig. El crudo luego es enviado de nuevo a los intercambiadores de calor 2 (Tren A) e Intercambiador 2 (Tren B), para intercambiar la temperatura del crudo seco (lado carcasa) con el crudo húmedo (lado tubo) de los intercambiadores, y así ser enfriado a una temperatura de 154°F y luego ser bombeado al separador bifásico de estabilización.

Luego de pasar por el separador bifásico de estabilización, el crudo es bombeado a través de las tuberías a los intercambiadores de calor 1 (Tren A) e Intercambiador 1 (Tren B) para ser enfriado a una temperatura de 150°F y luego ser almacenado en los tanques de transferencia. Al salir de este proceso, el crudo tiene una especificación de contenido agua menor al 1% y 20 PTB de contenido de sal.

El crudo en especificación, es fiscalizado en la unidad de medición de exportación crudo diluido (Medidor Coriolis) y transportado al tanque de almacenamiento de techo cónico de 5.000 BBLs, a una temperatura promedio de 150°F. El crudo en especificación se bombeará de estos tanques mediante cuatro (04) bombas de refuerzo con capacidad de 16.000 BPD y 100 psig cada una, hacia las cuatro (04) bombas de exportación de 16.000 BPD que descargan a una presión de 850 psig cada una, enviando el crudo hacia en Poliducto. Estas estarán en operación intermitente o continua dependiendo de las necesidades.

En caso de que el crudo al pasar por la fiscalización en la unidad de medición de exportación–crudo diluido (Medidor Coriolis) sea detectado fuera de especificación y no cumpla los requerimientos establecidos, es posible desviar el crudo hacia el tanque fuera de especificación, para luego ser reinyectado al separador de producción a través de dos (02) bombas de recirculación que operan a 15.000 BPD a 80 psig.

El agua que se recupera del separador de producción, de los calentadores (Primera y segunda etapa) y del tanque de almacenamiento, es colectada y enviada a un tanque desnatador.

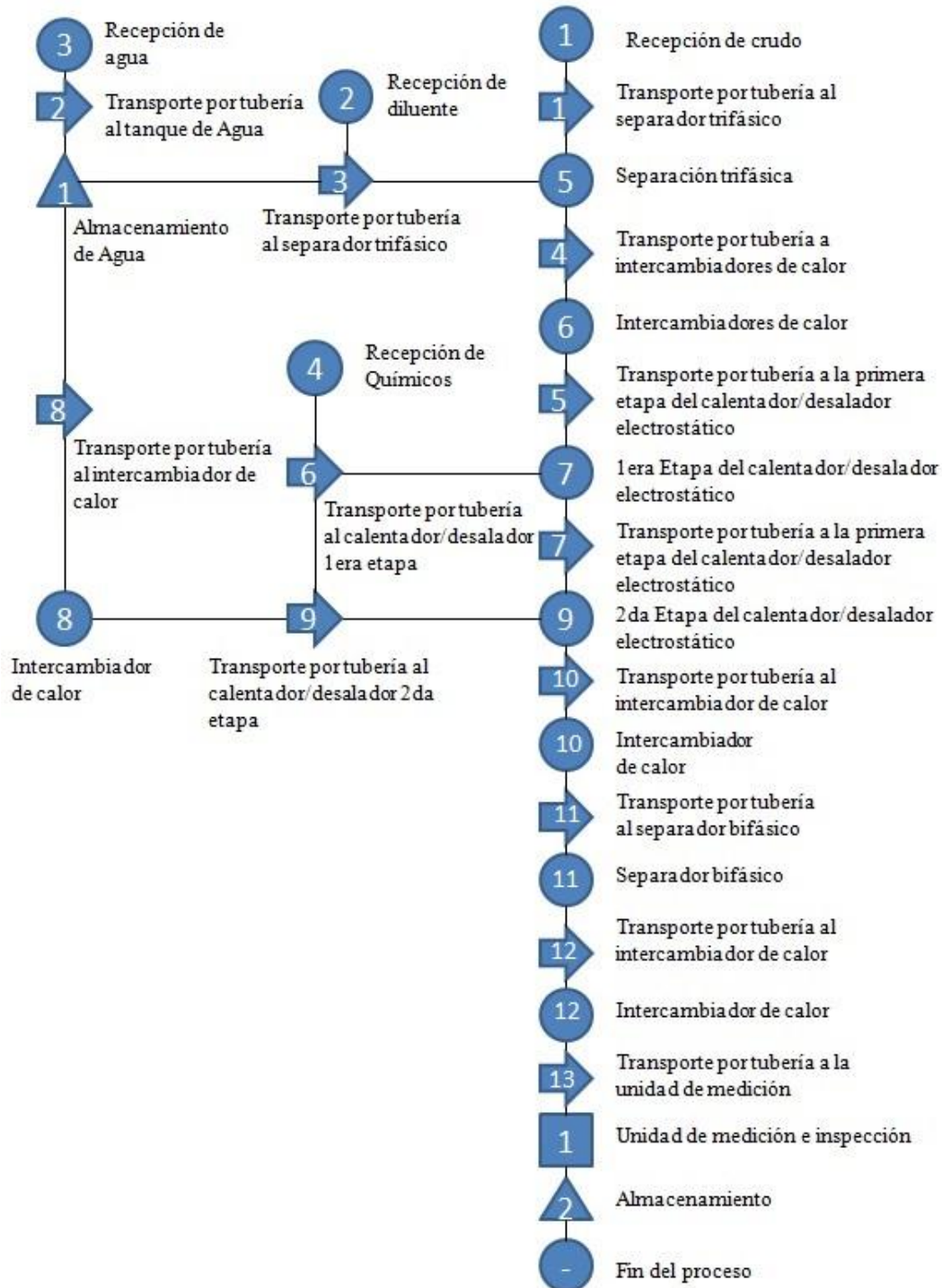
Para garantizar la calidad del agua para su reinyección al pozo, se establece su procesamiento en un desnatador de capacidad 500 BBLs y sus respectivas 2 bombas del tanque; las cuales, transfieren el agua desnatada hacia filtros de nuez que permiten una eficiente remoción de sólidos y aceites remanentes. El agua después de ser filtrada, es fiscalizada mediante un patín de medición para luego ser enviada al tanque de agua de proceso de 500 BBLs, donde se almacena el agua que luego se inyectara al pozo a través de 3 bombas de inyección que manejan 1.500 BPD y 1600 psig c/u.

El gas producido en la planta será usado en una gran parte como combustible para los calentadores de crudo, como gas blanketing o de manta, como gas de purga para el flare y para los pilotos. El restante será enviado hacia el KOD y de allí al mechurrio para ser quemado. El gas remanente del blanketing será manejado a través de una estaca de venteo frio.

La planta estará provista de todos los servicios necesarios para una segura operación, tales como: Generación Eléctrica, Sistema de Aire de Planta e Instrumentos, lavado y remoción de arena, Agua de Servicio, Drenajes cerrados y abiertos, Sistema Contra Incendios, Diesel, Sistema de Inertización con Nitrógeno, Sistema de Gas Combustible, Sistema de Control, Sistema de Medición y Detección de Fuego y Gas.

Además, contará con un sistema de inyección de químicos tales como: Demulsificantes, Antiespumante, Inhibidores de corrosión e Inhibidores de escala; los cuales, son inyectados a través del proceso en las cantidades y periodicidad requerida para lograr las especificaciones deseadas.

## Flujograma de proceso Alternativa B



**Figura 17.** Flujograma de Proceso Planta B

**Fuente:** Elaboración Propia



### **5.3. SISTEMAS DE SERVICIOS INDUSTRIALES Y AUXILIARES**

#### **5.3.1. Sistema de gas combustible**

El sistema de gas combustible es alimentado desde la línea que descarga la corriente de gas asociado que sale del Separador de Producción; en la cual, se toma una fracción de la corriente de gas para acondicionamiento y posteriores usos en la instalación como gas combustible para los calentadores de DCO, gas de manto (Blanketing) y purga. El acondicionamiento de esta corriente de gas se lleva a cabo en el Paquete de Gas Combustible; y el mismo, comprende un Despojador (Scrubber) de Gas Combustible y un Filtro de Gas Combustible. El gas remanente, no acondicionado, es enviado hacia el sistema de alivio, el cual está conformado por el KOD del Mechurrio; el cual, recolecta condensados y garantiza un gas seco para ser quemado en el Paquete de Quemador. El condensado de gas recolectado en el Despojador (Scrubber) de Gas Combustible, es transferido hacia el cabezal de drenaje cerrado que finalmente va al KOD del Mechurrio.

#### **5.3.2. Sistema de aire comprimido**

El sistema de aire de planta e instrumentos está conformado por el paquete de compresión de aire; el cual, dispone de filtro de entrada, compresor de aire para instrumentación, tanque de aire comprimido, filtro de salida y secador para aire de instrumentación.

#### **5.3.3. Nitrógeno**

El sistema de nitrógeno requerido para la inertización de equipos en el arranque de planta, así como para la puga del cabezal del Mechurrio y de la Estaca de Venteo está conformado por un bastidor de botellas de nitrógeno, que conforman el Paquete de Nitrógeno.

#### 5.3.4. Sistema de inyección química

El sistema de inyección de químicos está conformado por unidades de inyección de químicos específicos, que actúan incrementando la eficiencia de los procesos de separación, que se llevan a cabo en la instalación, o previniendo la ocurrencia de situaciones que afectan negativamente estos procesos o a las mismas instalaciones. Estos químicos dosificados, son inyectados en puntos específicos del proceso, en las cantidades y periodicidad requeridos para lograr la eficiencia deseada. Estas unidades disponen de tanques, bombas de inyección y sistema de dosificación. Los químicos considerados en estas instalaciones son los siguientes:

- **Demulsificante:** Este producto químico se inyecta en la línea de entrada del Separador de Producción, en la dosis requerida de manera de promover una mejor separación de las fases líquida agua/crudo.
- **Antiespumante:** Este producto químico se inyecta igualmente en la línea de entrada del Separador de Producción, en la dosis requerida, de manera de prevenir la formación de espuma la cual causa una separación deficiente y distorsión de la medición de interfase gas/líquido.
- **Inhibidor de Corrosión:** Este químico es utilizado con el fin de proteger los equipos y tuberías de los efectos de la corrosión. Este químico se inyecta en puntos seleccionados del sistema de tratamiento y exportación de crudo, sistema de tratamiento e inyección de agua de producción, y sistema de agua contra incendio.
- **Inhibidor de Incrustaciones o Escalas:** Este químico es utilizado con el fin de prevenir la deposición de sales solubles inorgánicas en los equipos, tales como carbonato de calcio, sulfitos de hierro y otras. Se inyecta a la entrada del

proceso de tratamiento y en las bombas de exportación de crudo diluido y de inyección de agua de producción.

- **Clarificador de Agua:** Este producto se inyecta a la entrada del sistema de tratamiento de agua de producción de manera de desestabilizar la dispersión de las gotas de crudo en el agua y permitir que las gotas más pequeñas se unan en gotas más grandes, permitiendo la separación del crudo y agua.

### **5.3.5. Lavado y remoción de arena**

Con el fin de remover la arena asociada a la corriente de producción y que sedimenta en el fondo de los equipos de procesos, está previsto un sistema de remoción de arena por chorro de agua (Sand Jet). Este sistema succiona agua desde los Tanques de Agua de Desalación y mediante la Bomba del Sistema de Lavado de Arena, descarga en una red de tuberías que inyecta el agua a presión a estos equipos. La corriente de lavado de arena en los equipos descarga a la Fosa de Drenaje Atmosférico.

### **5.3.6. Drenaje abierto**

El sistema de drenaje abierto maneja las aguas contaminadas, tales como aguas de lluvia, que entran en contacto con equipos de proceso y que son recolectadas en el área del patín del equipo. Estas aguas drenan por gravedad a través de una red de recolección hacia el Tanque de Drenaje Atmosférico, donde el agua separada es descargada a la Fosa de Drenaje Atmosférico, mientras que el crudo recuperado es transferido por medio de la Bombas de Crudo Recuperado, hacia el Tanque de DCO Fuera de Especificación.

### **5.3.7. Drenaje cerrado**

El sistema de drenaje cerrado, maneja los contenidos drenados de equipos de procesos para las actividades de mantenimiento. Estos drenajes son descargados a un cabezal de recolección que descarga al KOD del Mechurrio, desde donde eventualmente este volumen es reprocesado.

### **5.3.8. Almacenamiento y suministro de diesel**

Se contempla un sistema de almacenamiento y suministro de combustible Diesel, para las Bomba SCI – Diesel, para los generadores Diesel, y como eventual combustible de los Calentadores de DCO, por lo menos en la etapa de arranque. El sistema de almacenamiento y suministro de combustible Diesel, está conformado por los Tanques de Almacenamiento de Diesel, de 500 BBLS de capacidad nominal y las Bombas de Suministro de Diesel.

### **5.3.9. Suministro de agua de servicios**

El sistema de suministro de agua de servicio, está conformado por una alimentación de agua cruda proveniente de un pozo de agua. En la instalación, el agua cruda es almacenada en el Tanque de Agua Cruda, de 500 BBLS de capacidad nominal. Desde este tanque, el agua entra al Paquete de Agua Potable; el cual, comprende las Bombas de Agua Fresca y el Tanque de Agua Fresca a Presión. Desde este tanque, el agua de servicios, es distribuida desde un cabezal de agua hacia los diferentes puntos de la instalación donde es requerido el servicio.

### **5.3.10. Sistema de generación de potencia**

Este sistema, generará la potencia eléctrica en los niveles requeridos para satisfacer las diversas cargas demandadas por las operaciones de la instalación. Este sistema está conformado por cuatro (04) unidades de generación idénticas. Para cada una de estas unidades se dispone de correspondientes Tanques Diarios de Diesel de 1.000 Gal de capacidad nominal. Cada unidad está conformada por Generadores Diesel, de 1.280 Kw Común a las cuatro (04) unidades se dispone de un panel de sincronización y control de los generadores.

### **5.3.11. Sistema de agua contra incendio**

El agua del sistema contra incendio es suministrada desde el Tanque de Agua Cruda, y es almacenada en el Tanque de Agua SCI, de 5.000 BBLs de capacidad nominal. En caso de una eventualidad, el agua contra incendio es bombeada en el sistema por las Bombas de SCI – Eléctrica, accionada por motor eléctrico, y eventualmente por las Bombas de SCI – Diesel, accionada por motor a diesel. De modo de mantener presurizada la red de suministro de agua contra incendio, se dispone de Bomba Jockey.

### **5.3.12. Procesamiento del gas**

El Sistema de gas de Alta Presión (Gas del Separador trifásico) se envía directamente al sistema de recolección y alivio del centro operativo.

Por el gas de baja presión se ha concebido un sistema de Alivio y Venteo (Gas de los Calentadores Tratadores, Separador de Estabilización y Alivio de los sistemas) que se encargara del venteo y final combustión atmosférica de gas producido. Este sistema será diseñado y construido cumpliendo las normas ambientales y de seguridad aplicables.

El gas de los sistemas de venteo pasaran por los KOD's que se encargaran de retener los líquidos condensados y de arrastre antes de la quema del gas en el mechurrio.

Los líquidos retenidos en los KOD's serán reciclados al sistema de manejo de la Planta de Producción Temprana, y re-inyectados al separador, para recuperar los hidrocarburos.

#### **5.3.13. Tratamiento de agua separada**

El agua de formación proveniente del separador trifásico y del separador electrostático junto al agua de desalinación, con un estimado de máximo 500 ppm de crudo, es llevado a un tanque y desde allí bombeado por las bombas de transferencia de agua hacia el sistema de agua del centro de operaciones a través de un sistema de medición magnético.

#### **5.3.14. Medición del agua separada**

En la línea de descarga de las bombas de transferencia, se considera un sistema de medición del agua de forma de poder realizar un balance de fluidos en la estación. Además, de incluir un medidor magnético para medición de agua.

#### **5.3.15. Almacenaje e inyección de agua fresca**

El agua fresca se inyectara a la entrada del Calentador/Tratador electrostática segunda etapa de cada tren con bombas de inyección centrifugas a través de un sistema de filtro grueso. El agua filtrada pasara por un intercambiador de calor Agua/Agua de tipo placa.

### **5.3.16. Medición del agua fresca**

En la línea de Inyección del agua Fresca, se ha considerado un sistema de medición del agua a inyectar, de forma de poder realizar un balance de fluidos en la estación.

## **5.4. INGENIERÍA DEL PROYECTO**

La ingeniería de un proyecto industrial tiene por objeto llenar una doble función: Primero, la de aportar la información que permita hacer una evaluación económica del proyecto; Segundo, la de establecer las bases técnicas sobre las que se construirá e instalará la planta, en caso de que el proyecto demuestre ser económicamente atractivo.

### **5.4.1. Determinación de la tecnología**

Los factores que se deben tomar en cuenta para la selección de maquinaria y equipo son los siguientes:

- Precio.
- Capacidad.
- Calidad.
- Consumo energético.
- Costos operativos.
- Mano de obra necesaria.
- Costo de mantenimiento.
- Infraestructura necesaria.
- Equipos auxiliares.
- Existencia de repuestos.

#### **5.4.2. Códigos, estándares y normas aplicables**

Los diseños cumplen con las normas y reglamentos venezolanos, las normas PDVSA y las normas internacionales que sean aplicables al tipo de instalaciones y sistemas que forman parte del proyecto.

Cuando haya diferencias entre los estándares de PDVSA y los estándares internacionales utilizados en la industria de petróleo y gas (API, ASME, ISO, etc.) Se utilizará el más restrictivo de ellos. [14].

En caso de presentarse discrepancias en los estándares, prevalecerá el siguiente orden de prioridades:

- Leyes y Regulaciones Venezolanas.
- Estándares de PDVSA.
- Estándares Internacionales utilizados en la Industria de Petróleo y Gas.



#### **5.4.2.1 Normas COVENIN**

**2239-1-91** (Materiales Inflamables y Combustibles. Almacenamiento y Manipulación. Parte: 1 Líquidos. Jun. 1991).

#### **5.4.2.2. Manual de Diseño de Procesos PDVSA**

**MDP-01-DP-01** (Temperatura y Presión de Diseño. Rev.0, Nov.95).

**MDP-05-E-01** (Transferencia de Calor Intercambiadores de Calor- Principios Básicos. Rev.0, Jul.95).

**MDP-08-SA-01** (Seguridad en el Diseño de Plantas Sistemas de Alivio de Presión - Principios Básicos. Rev. 1, Ago. 97).

**MDP-08-SA-04** (Seguridad en el Diseño de Plantas – Procedimientos para especificar y dimensionar Válvulas de Alivio de Presión. Rev.1, Ago.97).

**MDP -08-SA-05** (Seguridad en el Diseño de Plantas Sistemas de Alivio de Presión – Instalación de Válvulas de Alivio de Presión. Rev. 1, Ago.97).

**MDP-03-S-03** (Separación Física – Tambores Separadores – Separadores Líquido Vapor. Rev. 1, Abr. 2005).

**MDP-02-P-02** (Bombas - Principios Básicos. Rev. 0, Nov. 97).

**MDP-02-P-04** (Bombas - NPSH. Rev. 0, Nov. 1997).

**MDP-02-P-06** (Bombas - Cálculos en Servicios de Bombeo. Rev. 0, Nov. 1997).

**MDP-05-F-01** (Transferencia de Calor Hornos – Principios Básicos, Rev. 0, Oct. 1995).

**MDP-05-F-02** (Transferencia de Calor Hornos Consideraciones de Diseño, Rev. 0, Nov. 1995).

#### **5.4.2.3. Manual de Ingeniería de Diseño de PDVSA**

**90616.1.024** (Volumen 13-III Tuberías y Oleoductos - Dimensionamiento de Tuberías de Proceso. Rev.0, Nov.93)

**L-TP 1.5** (Volumen 13-III Tuberías y Oleoductos - Cálculo Hidráulico de Tuberías. Rev.0, Jul.94).

**H-251** (Volumen13-II Tuberías y Oleoductos-Process and Utility Piping Design Requirements. Rev.1, Dic.98)

**GA-201** (Volumen 14 Equipos Rotativos. Centrifugal Pumps. Rev. 1, Mar 93)

**FH-203-R** (Volumen 11 Equipos en Paquetes y Misceláneos – Sistemas de Alimentación de Químicos de Procesos. Rev.0, Ago.89)

**CB-201-P** (Volumen 17 Chimeneas y Venteos - Mechurrio de Baja Presión. Rev.0, Ago.90)

**L-TP-3.1** (Volumen 17 Chimeneas y Venteos - Cálculos para la Dispersión de Gas de la Chimenea. Rev.0, Ago.90)

**90616.1.020** (Volumen 17 Chimeneas y Venteos - Cálculos de Dispersión. Rev.0, Ago.90)

**90616.1.021** (Volumen 17 Chimeneas y Venteos - Sistemas de Mechurrios. Rev.0, Ago.90)

**90616.1.022** (Volumen 17 Chimeneas y Venteos - Sistemas de Alivio. Rev.0, Ago.90)

**90622.1.001** (Volumen 22 Seguridad en Diseño - Guías de Seguridad en Diseño. Rev.1, Ago.94)

**90617.1.041** (Volumen 08 Intercambiadores de Calor - Intercambiadores de Calor de Carcasa y Tubos. Rev.1, Oct.94)

**90616.1.027** (Separadores Líquido – Vapor, Rev.1. May 1991)

**L-TP 1.1** (Volumen 15 Proceso - Preparación de Diagramas de Proceso. Rev.3, Ene.09)

**L-TP 1.2** (Volumen 15 Proceso - Simbología para Planos de Proceso. Rev. 0, Oct. 09)

**L-TP 1.3** (Volumen 15 Proceso - Identificación y Numeración de Tuberías. Rev.3, Ene.09).

#### **5.4.2.4. Manual de Ingeniería de Riesgo de PDVSA**

**IR-S-01** (Volumen 1 Filosofía de Diseño Seguro. Rev.1, Mar.04)

**IR-M-01** (Volumen 1 Separación entre Equipos e Instalaciones. Rev.2, Abr.95)

**IR-I-02** (Volumen 2 Sistema de Detección de Gases Inflamables / Tóxicos. Rev.3, Ago.96)

**IR-M-03** (Volumen 1 Sistema de Agua Contra Incendio. Rev. 3 Mar 99).

#### **5.4.2.5. Normas API**

**RP-520** Sizing, Selection and Installation of Pressure-Relieving Devices in Refineries. Part I Sizing and Selection. Seventh Edition, January 2000. Eighth Edition, December 2008.

**RP-521** Pressure-Relieving and Depressuring Systems. Fifth Edition, January 2007.

**STD 610** Centrifugal Pumps for Petroleum, Petrochemical and Natural Gas Industries. Tenth Edition, October 2004

**STD 675** Positive Displacement Pumps – Controlled Pump. Second Edition, October 1994

#### **5.4.2.6. Normas ASME**

##### **Sección VIII División 1**

Boiler & Pressure Vessel – Rules for Construction of Pressure Vessels, Edition 2007, July 2007.

##### **Sección VIII Division 2**

Boiler & Pressure Vessel – Alternative Rules – Rules for Construction of Pressure Vessels, Edition 2007, July 2007.

#### **5.4.2.7. Decretos – Leyes y Regulaciones Venezolanas**

##### **Decreto 883**

Normas para la clasificación y el control de la calidad de los cuerpos de agua y vertidos o efluentes líquidos, Gaceta Oficial N° 5Oct.1995.

**Decreto 638**

Normas Sobre Calidad del Aire y Control de la Contaminación Atmosférica, 26 Abril 1995. Gaceta Oficial N° 4899, 19 Mayo 1995.

**Decreto 1257**

Normas Sobre Evaluación Ambiental de Actividades Susceptibles de Degradar El Ambiente, 13 Marzo 1996. Gaceta Oficial N°35946, 25 Abril 1996.

Normas Técnicas para la Fiscalización Automatizada del Gas Natural. 28 Agosto 2001. Ministerio de Energía y Minas. Despacho del Viceministro de Hidrocarburos Dirección de Exploración y Producción División Técnica de Fiscalización.

Normas Técnicas para la Fiscalización de Hidrocarburos Líquidos (MEM). 28 Agosto 2001. Ministerio de Energía y Minas. Despacho del Viceministro de Hidrocarburos Dirección de Exploración y Producción División Técnica de Fiscalización.

**Gaceta Oficial N° 5833**

Ley Orgánica del Ambiente. 22 Dic. 2006.

**Decreto 1510**

Ley Orgánica de Hidrocarburos. Ley sobre Sustancias, Materiales y Desechos Peligrosos. Gaceta Oficial N° 37323, 13 Nov. 2001.

**Gaceta Oficial N° 39913**

Ley Penal del Ambiente. 2 Mayo 2012

## 5.5. SELECCIÓN DE EQUIPOS

### 5.5.1. Equipos alternativa A

**Tabla 6.** Equipos Planta A

Descripción	Cantidad
<b>EQUIPO DE PROCESO PARA CRUDO</b>	
Línea de Entrada, Válvula de Corte (SDV)	1
Separador de Producción (Horizontal, Trifásico)	1
Bombas Separador - Crudo Diluido (DCO) (Cavidad Progresiva 3X50%)	3
Intercambiador de Calor #1 y #2 - Crudo Diluido (DCO) (Tipo Cascara y Tubo)	6
Calentador - Crudo Diluido (DCO)Calentador Indirecto	2
Desalinador - Tratador Electrostático Crudo Diluido (Primera Etapa)	2
Desalinador - Tratador Electrostático Crudo Diluido (Segunda Etapa)	2
Intercambiador de Calor para Agua de Desalación (Tipo Placa y Armazón)	2
Bomba Centrifuga para el Agua de Proceso	3
<b>SISTEMA DE AMACENAMIENTO Y EXPORTACIÓN DE CRUDO</b>	
Tanque de almacenamiento - Crudo Diluido (DCO) con Bomba de Drenaje Incluida	10
Bombas de Exportación - Crudo Diluido (DCO Booster 4 X 33%)	4
Tanque de Almacenaje - Crudo Diluido (DCO) Fuera de Especificación	5
Bombas de Recirculación - Crudo Diluido (DCO Booster 4 X 33%)	3
Medición de Exportación - Crudo Diluido (DCO) (Medidor Coriolis, SDV)	1
<b>EQUIPO PARA EL MANEJO DE AGUA DE PRODUCCIÓN</b>	
Tanque de almacenamiento - Agua de proceso	3
Bomba de inyección para agua de producción Centrifuga 3 X 50%	3
Bomba Booster para agua de producción Centrifuga 3 X 50%	2
Skid de medición de agua de producción	1
Desnatador de aceite con bomba	1
Filtros cascara nuez para agua de producción	1
<b>EQUIPO PARA TRATAMIENTO DE AGÜA DESALINADORA</b>	
Filtros ásperos - Agua de desalinación (2X100%)	2
Tanque de agua de desalinación	3
Tren A- Bombas Booster para agua de desalinización (Centrifuga 2 X 100%)	2
Tren B- Bombas Booster para agua de desalinización (Centrifuga 2 X 100%)	2
<b>SISTEMA DE QUEMADOR</b>	
KO Drum de quemador (Horizontal, 2 fases)	1
Bombas de recirculación - KO Drum quemador (Neumáticas - 2X100%)	2
Quemador columna vertical con punta de quemador y botonera para ignición	1
Estaca de venteo con bomba y drenaje	1

Fuente: Elaboración Propia

**Tabla 6. Equipos Planta A (Continuación)**

Descripción	Cantidad
<b>SISTEMA DE DRENAJES</b>	
Tanque de drenaje atmosférico No-Peligroso (Fibra de vidrio) con bombas	1
<b>SISTEMA DE INYECCIÓN QUÍMICA</b>	
Sistema de inyección de químicos de proceso (5 Tipos de Químicos, bombas Dosificadoras Eléctricas) con tanques	1
Sistema de inyección de químico para agua producida (5 Tipos de químicos, bombas dosificadoras eléctricas) con tanque	1
<b>GAS COMBUSTIBLE</b>	
Sistema de gas combustible con filtro separador y sobrecalentador	1
<b>SISTEMA DE AIRE COMPRIMIDO</b>	
Paquete de compresor de aire - Aire para servicios e instrumentación	1
<b>SISTEMA DE GAS INERTE</b>	
Estante/Rack para cilindros de nitrógeno	1
<b>SISTEMA DE AGUA DE SERVICIO</b>	
Paquete de agua potable con filtro y bomba	1
Tanque almacenamiento agua potable	1
Bomba de agua potable (2x100%)	2
<b>SISTEMA DE COMBUSTIBLE DIESEL</b>	
Tanque vertical de almacenamiento diesel	1
Bomba de transferencia diesel	2
<b>GENERACIÓN ELÉCTRICA / ILUMINACIÓN</b>	
Generador eléctrico motor diesel	1
Control de Generador	1
Sistema de 125 V T DC y baterías para la subestación	1
<b>SISTEMA DE AGUA CONTRA INCENDIOS</b>	
Bomba de Agua Contra Incendio (Motor Eléctrico 1 X 1250 GPM X 200 HP)	1
Bomba de Agua Contra Incendios (Diesel 1X1250 GPM X 250 HP)	1
Panel para Bomba de Agua Contra Incendios	1
Tanque de Agua Contra Incendios	1
Monitor de Agua Contra Incendio	1
Carrete Porta Manguera C/100 Pies de Manguera con Boquillas	1
5 Barriles de Espuma (55 Galones)	1

Fuente: Elaboración Propia

### 5.5.2. Equipos alternativa B

**Tabla 7. Equipos Planta B**

Descripción	Cantidad
<b>EQUIPO DE PROCESO PARA CRUDO</b>	
Línea de Entrada, Válvula de Corte (SDV)	1
Separador de Producción (Horizontal, Trifásico)	1
Bombas Separador - Crudo Diluido (DCO) (Cavidad Progresiva 3X50%)	3
Intercambiador de Calor #1 y #2 - Crudo Diluido (DCO) (Tipo Cascara y Tubo)	2
Intercambiador de Calor #3 y #4 - Crudo Diluido (DCO) (Tipo Cascara y Tubo)	2
Calentador - Tratador Electrostático Crudo Diluido (Primera Etapa)	1
Calentador - Tratador Electrostático Crudo Diluido (Segunda Etapa)	1
Intercambiador de Calor para Agua de Desalación (Tipo Placa y Armazón)	1
Bombas del Proceso de Reciclaje (Centrifuga 3 X 50%)	3
Separador de Producción (Vertical, Bifásico)	1
Bombas Separador Estabilización (Centrifuga 3 X 50%)	3
<b>SISTEMA DE AMACENAMIENTO Y EXPORTACIÓN DE CRUDO</b>	
Tanque de almacenamiento - Crudo Diluido (DCO) con Bomba de Drenaje Incluida	10
Bombas de Exportación - Crudo Diluido (DCO Booster 4 X 33%)	4
Tanque de Almacenaje - Crudo Diluido Fuera de Especificación (DCO)	5
Bota de Gas - Crudo Diluido Fuera de Especificación	1
Bombas de Recirculación - Crudo Diluido (DCO Booster 4 X 33%)	4
Medición de Exportación - Crudo Diluido (DCO) (Medidor Coriolis, SDV)	1
<b>EQUIPO PARA EL MANEJO DE AGUA DE PRODUCCIÓN</b>	
Tanque de almacenamiento - Agua de proceso (500 BBL C/U)	1
Bombas de agua de proceso, Centrifuga 3 X 50%	3
Skid de medición de agua	1
<b>EQUIPO PARA TRATAMIENTO DE AGUA DESALINADORA</b>	
Filtros ásperos - Agua de desalinación (2X100%)	2
Tanque de agua de desalinación	4
Tren A- Bombas Booster para agua de desalinización (Centrifuga 2 X 100%)	3
Tren B- Bombas Booster para agua de desalinización (Centrifuga 2 X 100%)	2
<b>SISTEMA DE QUEMADOR</b>	
KO Drum de quemador (Horizontal, 2 fases)	1
Bombas de recirculación - KO Drum quemador (Neumáticas - 2X100%)	2
Quemador columna vertical, con punta de quemador y botonera para ignición	1
Estaca de venteo con bomba y drenaje	1

Fuente: Elaboración Propia



**Tabla 7. Equipos Planta B (Continuación)**

Descripción	Cantidad
<b>SISTEMA DE DRENAJES</b>	
<b>Tanque de drenaje atmosférico No-Peligroso (Fibra de vidrio) con bombas</b>	<b>1</b>
<b>SISTEMA DE INYECCIÓN QUÍMICA</b>	
<b>Sistema de inyección de químicos de proceso (5 Tipos de Químicos, bombas Dosificadoras Eléctricas)</b>	<b>1</b>
<b>GAS COMBUSTIBLE</b>	
<b>Sistema de gas combustible con filtro separador y sobrecalentador</b>	<b>1</b>
<b>SISTEMA DE AIRE COMPRIMIDO</b>	
<b>Paquete de compresor de aire - Aire para servicios e instrumentación</b>	<b>1</b>
<b>SISTEMA DE GAS INERTE</b>	
<b>Estante/Rack para cilindros de nitrógeno</b>	PARTIDA [LOT]
<b>SISTEMA DE AGUA DE SERVICIO</b>	
<b>Paquete de agua potable con filtro y bomba tanque almacenamiento agua potable</b>	<b>1</b>
<b>Bomba de agua potable (2x100%)</b>	<b>2</b>
<b>SISTEMA DE COMBUSTIBLE DIESEL</b>	
<b>Tanque vertical de almacenamiento diesel</b>	<b>1</b>
<b>Bomba de transferencia diesel</b>	<b>2</b>
<b>GENERACIÓN ELÉCTRICA / ILUMINACIÓN</b>	
<b>Generador eléctrico motor diesel</b>	<b>1</b>
<b>Control de Generador</b>	<b>1</b>
<b>Sistema de 125 V T DC y baterías para la subestación</b>	<b>1</b>
<b>SISTEMA DE AGUA CONTRA INCENDIOS</b>	
<b>Bomba de Agua Contra Incendio (Motor Eléctrico 1 X 1250 GPM X 200 HP)</b>	<b>1</b>
<b>Bomba de Agua Contra Incendios (Diesel 1X1250 GPM X 250 HP)</b>	<b>1</b>
<b>Panel para Bomba de Agua Contra Incendios</b>	<b>1</b>
<b>Tanque de Agua Contra Incendios</b>	<b>1</b>
<b>Monitor de Agua Contra Incendio</b>	PARTIDA [LOT]
<b>Carrete Porta Manguera C/100 Pies de Manguera con Boquillas</b>	PARTIDA [LOT]
<b>5 Barriles de Espuma (55 Galones)</b>	PARTIDA [LOT]

Fuente: Elaboración Propia

## **5.6. DESCRIPCIÓN DE LOS EQUIPOS DE PROCESOS**

### **5.6.1. Los separadores de producción**

Para realizar la separación del gas y del petróleo de todo el fluido se emplean separadores de producción, que pueden ser verticales y horizontales, los cuales tienen una capacidad para manejar ciertos volúmenes diarios de crudo y de gas, a determinadas presiones y etapas de separación.

La separación para una, dos y tres etapas está regulada por los siguientes factores:

- La presión de flujo en el cabezal del pozo.
- La presión con que llega a la estación el fluido.
- La relación Gas – Petróleo.
- La temperatura.
- El tipo de crudo.

La última etapa de separación ocurre en los tanques de almacenamiento, donde todavía se desprende gas del petróleo, a una presión levemente mayor o igual a la atmosférica.

Cuando la producción está acompañada de ciertas cantidades de agua, lo que implica que tanto el agua como el petróleo pueden contener elementos corrosivos, entonces la separación involucra otros tipos de adicionales de tratamiento, estos son:

- Calentamiento.
- Aplicación de anticorrosivo y demulsificantes.
- Lavado y desalación del crudo.
- Tanques especiales para el asentamiento de los elementos no deseados en el crudo y el gas.

### 5.6.2. Separador trifásico

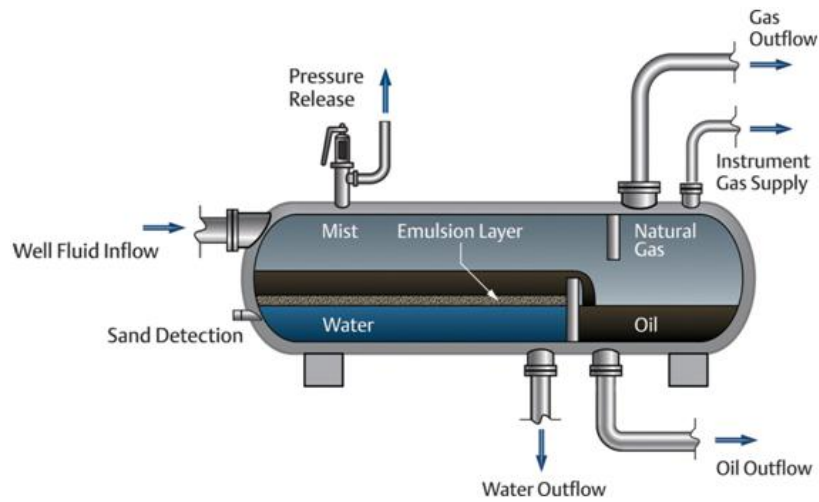
El separador de producción trifásico (**Ver Figura 18**) esta instrumentado para el monitoreo de la temperatura, presión y nivel total y de interface, además de los sistemas de seguridad correspondientes.

La salida de crudo es controlada por una válvula de nivel activada por el nivel de la sección de crudo del equipo. La salida de agua, está controlada por una válvula de control de nivel de interface, operada por el lazo de control de nivel de interface. El equipo cuenta con doble transmisor de interface (sistema redundante), uno tipo capacitivo y otro tipo radar, cuya acción podrá ser seleccionada por el operador, ya que este es el lazo más crítico y susceptible de falla en este tipo de equipos.

La presión del recipiente se regula con la válvula de control de presión que permite la salida del gas hacia el sistema de recolección del mismo y hacia la Planta Principal. Esta válvula está ajustada a máxima presión de operación como condición normal. Este recipiente estará protegido con sistemas de alarma y alivio de presión para caso de sobre-presión establecido por las Normas Internacionales.

Cuando el líquido llegue a alto nivel por mal función del sistema de control de nivel o cualquier eventualidad, la instrumentación deberá generar una alarma en la sala de control y cuando alcance muy alto nivel total (85% del diámetro del equipo) o muy alta presión (80 psig), se debe activar la válvula de cierre (Shut Down) del equipo, dedicada para este propósito.

Además la salida de crudo está equipada de un sistema de bypass abriendo hacia al tanque de carga a través de una Bota Degasificadora permitiendo mantener la producción en caso de un paro eléctrico.



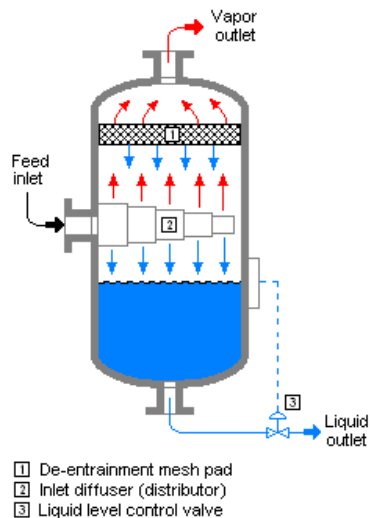
**Figura 18.** Separador Trifásico Horizontal

**Fuente:** Emerson Process Management

### 5.6.3. Separador bifásico de estabilización

El separador bifásico de estabilización (**Ver Figura 19**) tiene dos objetivos:

Primero asegurar la estabilización del crudo dentro las especificaciones requeridas; segundo, actuar como “Surge Tank” para permitir el control del sistema de transferencia de crudo hacia el centro operativo.



**Figura 19.** Separador Bifásico Vertical

**Fuente:** Wikipedia

#### 5.6.4. Manifold y válvulas de cierra de entrada

El Manifold de entrada a la planta (**Ver Figura 20**) está constituido por dos brazos de un tamaño específico solicitado con sus respectivas válvulas de control y de cierre manual, Válvula de Cierre automatizado (SDV). Se ubica en el límite de la planta para aislar el sistema de producción del cabezal del pozo en caso de problemas de proceso u otras emergencias en la PPR.



**Figura 20.** Múltiple de Producción

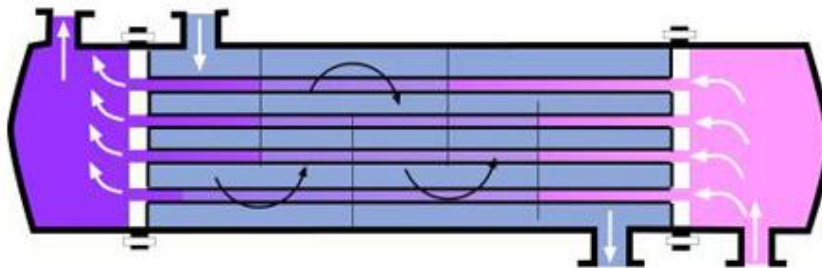
**Fuente:** Facilidades de Superficie de la Industria Petrolera

#### 5.6.5. Intercambiadores de calor

Su función principal es incrementar la temperatura del crudo extra pesado (Pre-calentar) para disminuir el consumo de energía y mejorar la eficiencia de los calentadores tratadores electrostáticos, como también enfriar el crudo procesado hasta una temperatura inferior o igual a 150 grados F. Este equipo sirve para calentar el fluido por los tubos, en el cual circula el fluido caliente y por fuera de estos (La carcasa) circula el fluido frío, de tal forma que un fluido se enfría y el otro se calienta.

Se diseña en base a la cantidad de fluido que se desea enfriar y a las temperaturas que se tienen y se desean lograr.

Estas unidades de enfriamiento crudo/agua permiten optimizar la presión y temperatura de estabilización en el separador y exportar o almacenar crudo estabilizado. (Ver Figura 21).



**Figura 21.** Intercambiador de Calor

**Fuente:** Facilidades de Superficie de la Industria Petrolera

#### 5.6.6. Calentadores / tratadores electrostáticos

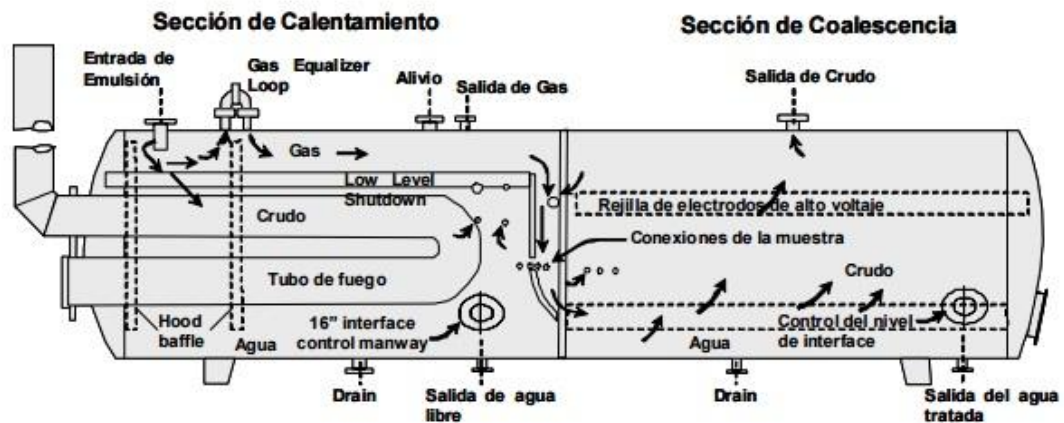
La primera función de estos equipos es elevar la temperatura del crudo diluido requerida para esta etapa de calentamiento y separación de agua del hidrocarburo como así también la extracción de sales con el agua de producción y/o el agua de desalinación. Así mismo mejorar la movilidad disminuyendo su viscosidad. (Ver Figura 22).

La primera y segunda etapa de deshidratación y desalinización se realiza en el calentador tratador electrostático, en donde se alcanza la especificación del crudo, con menos de 1% de BS&W (Contenido de agua y sedimentos). Este equipo funciona bajo el principio de coalescencia de las gotas de agua en el seno del crudo, mediante la acción de alineamiento dieléctrico de las gotas, y su final sedimentación hacia la parte baja del equipo.

A la salida de la primera etapa de desalinización se inyectara una corriente de agua fresca de desalinización pre-calentada proveniente de un pozo y almacenada en tanque provisto de manto de gas blanketing para evitar la entrada de oxígeno. Con la intención de evitar el oxígeno en todo el sistema de desalinización se mantendrá como circuito cerrado.

El agua de lavado saliendo del calentador tratador electrostático será reinyectada a la entrada del calentador tratador electrostática de tal modo a garantizar la especificación de un contenido de sal de 20 PTB.

Las variables que definen el desempeño del equipo son: Temperatura del flujo de entrada, Nivel de interface (altura del colchón de agua) y concentración de corte de agua a la salida de crudo (BS&W). El equipo viene como un paquete, con sus controladores de nivel de interface para la salida del agua, y su controlador de presión en el equipo, para la salida del crudo hacia los tanques de almacenamiento.



**Figura 22.** Calentadores/Tratadores Electrostáticos

Fuente: <http://www.estrucplan.com.ar/>

### 5.6.7. Tanques de almacenamiento de petróleo

Los tanques apornados de almacenamiento de crudo se diseñan y se construyen de acuerdo con la norma API. Puede ser del tipo soldado o apornado dependiendo del tiempo de entrega y de la necesidad de reubicación. Los tanques tienen volúmenes variables en barriles y están equipados con dispositivos de medición de nivel, válvulas de alivio de presión/vacío, arresta fuego, etc. La batería de tanque incluye un dique de base para control de derrames con capacidad adecuada según las normas vigentes aplicables. **(Ver Figura 23).**



**Figura 23. Tanque de Almacenamiento**

**Fuente:** Facilidades de Superficie de la Industria Petrolera

### 5.6.8. Calentador

El calentador está diseñado para la transferencia de calor por convección. La densidad de flujo uniforme alrededor de la bobina es un proceso que permite un calentamiento uniforme del aceite crudo, reduciendo así la coquización de los tubos de proceso. Este flujo de calor uniforme reduce los puntos calientes del tubo y evita abrasador del



petróleo crudo. El sistema de control del calentador, proporciona control de la temperatura del proceso precisa para un calentamiento uniforme del aceite crudo proceso. (Ver Figura 24).



**Figura 24.** Calentador

**Fuente:** Uniflux Corp

### **5.6.9. Bota degasificadora**

El Tanque por crudo fuera de especificación está equipado con un Bota degasificadora usado en caso de falla eléctrica cuando el crudo sea enviado directamente al tanque de almacenaje.

### **5.6.10. Bombas de recirculación de crudo**

Se requieren para transferir el crudo de los tanques de almacenamiento hacia la entrada de los trenes de tratamiento para reprocesar el crudo a fuera de especificación o hacia al sistema de transferencia para exportar el crudo bajo especificaciones al centro de operaciones.

### 5.6.11. Bombas de recirculación del agua

Estas tienen una capacidad de bombeo de hasta 1.500 BHPD para bombear de la entrada al tanque desnatador con una presión inicial de 5 Psi. (Ver Figura 25).

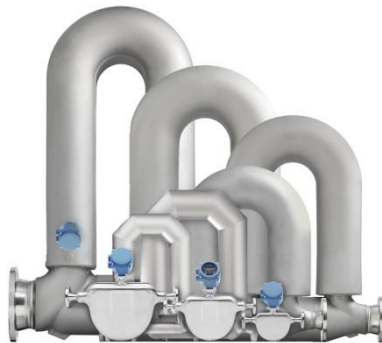


**Figura 25.** Bombas de Recirculación

**Fuente:** Schlumberger

### 5.6.12. Medición de crudo

Medidor tipo Coriolis con capacidad de medir hasta 65.000 BOPD. (Ver Figura 26).



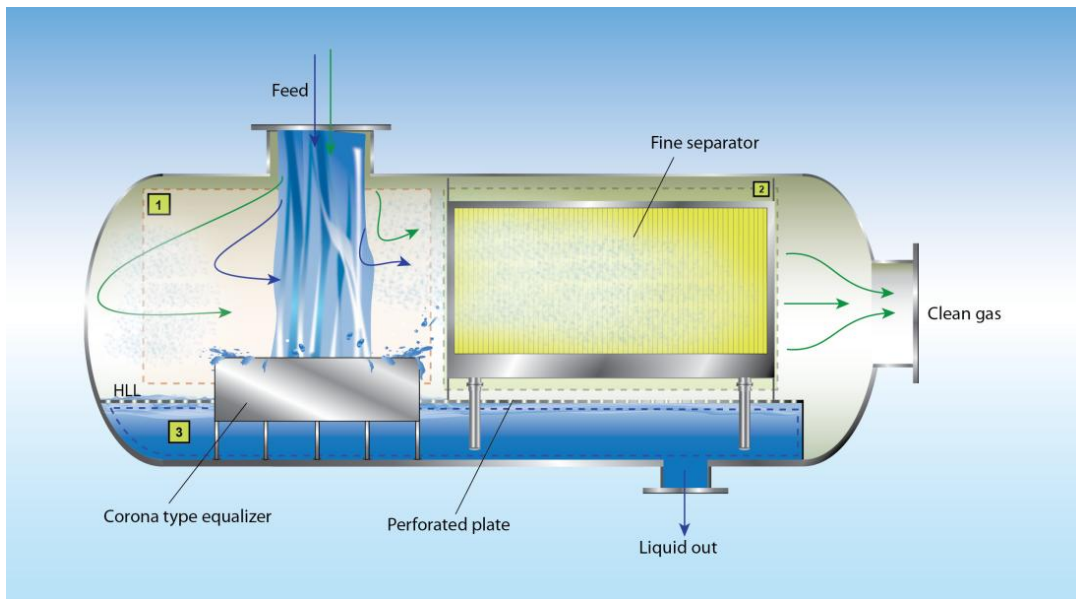
**Figura 26.** Medidor

**Fuente:** Emerson Process Management

### 5.6.13. Ko drum del mechorrio de baja presión

El recipiente desempeña una doble función de separación de líquidos arrastrados y líquidos atrapados y proporcionará un volumen de seguridad en caso de inundación de un separador. El recipiente no tendrá ningún componente interno y estará conectado por tubería abierta al sistema de Venteo / Mechorrio de la facilidad.

Este recipiente sirve de depurador a la alimentación de gas, los sistemas de manto (Blanketing) de los tanques y gas combustible utilizado en la PPT. El recipiente del sistema de adecuación de gas cuenta con control de nivel para retirar los condensados, los cuales regresan a reproceso en la planta. (Ver Figura 27).



**Figura 27.** Ko Drum

**Fuente:** [www.ensepatec.me](http://www.ensepatec.me)

#### 5.6.14. Sistema de mechurrio

Está diseñado siguiendo las normas y regulaciones específicas para limitar los efectos de la radiación térmica a máximo flujo y no constituya un elemento de riesgo para el personal, el ambiente y el equipo. (Ver **Figura 28**).

El mechero incluye un panel de encendido a distancia (Encendido a gas con chispa eléctrica) y un piloto continuo de gas. Se incluirá un “sello de velocidad” como protección contra la entrada de aire.



**Figura 28.** Mechurrio

**Fuente:** La Ingeniería Química desde otra Óptica

## **5.7. DETERMINACIÓN DE LAS ÁREAS DE TRABAJO**

- Área de Separación Gas Líquido
- Área de Tratamiento de Crudo
- Área de Tratamiento de Agua de Producción
- Sistema de Alivio y Venteo, Mechurrio
- Sistema de Almacenamiento y Despacho de Crudo Diluido Seco
- Sistema de Almacenamiento y Manejo del Crudo Fuera de Especificaciones
- Unidad de Medición Fiscal de Crudo
- Unidad de Servicios Industriales y Sistemas Auxiliares
- Mantenimiento
- Sanitarios Área Producción
- Sanitarios Oficinas
- Oficinas Administrativas
- Vigilancia
- Comedor
- Áreas Verdes
- Estacionamiento
- Sala de Control
- Almacén y Taller
- Estación de Bomberos
- Alojamiento

### **Área total de la planta A**

a = 102.500 m<sup>2</sup> Planta A

### **Área total de la planta B**

a = 82.336 m<sup>2</sup> Planta B

## 5.8. LAY – OUT

### 5.8.1. Alternativa A

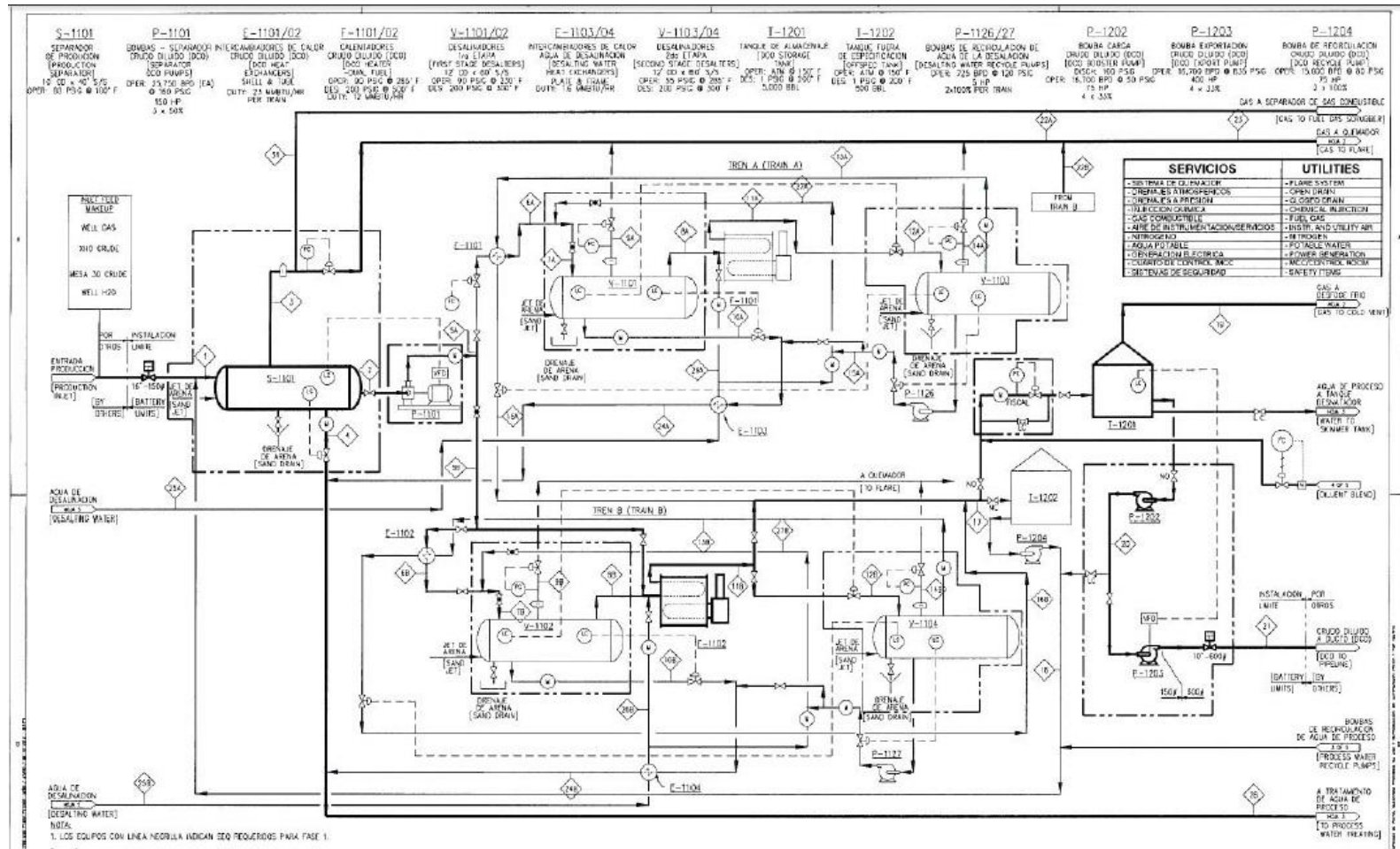


Figura 29. LAY – OUT Planta A

Fuente: Schlumberger

## 5.8.2. Alternativa B

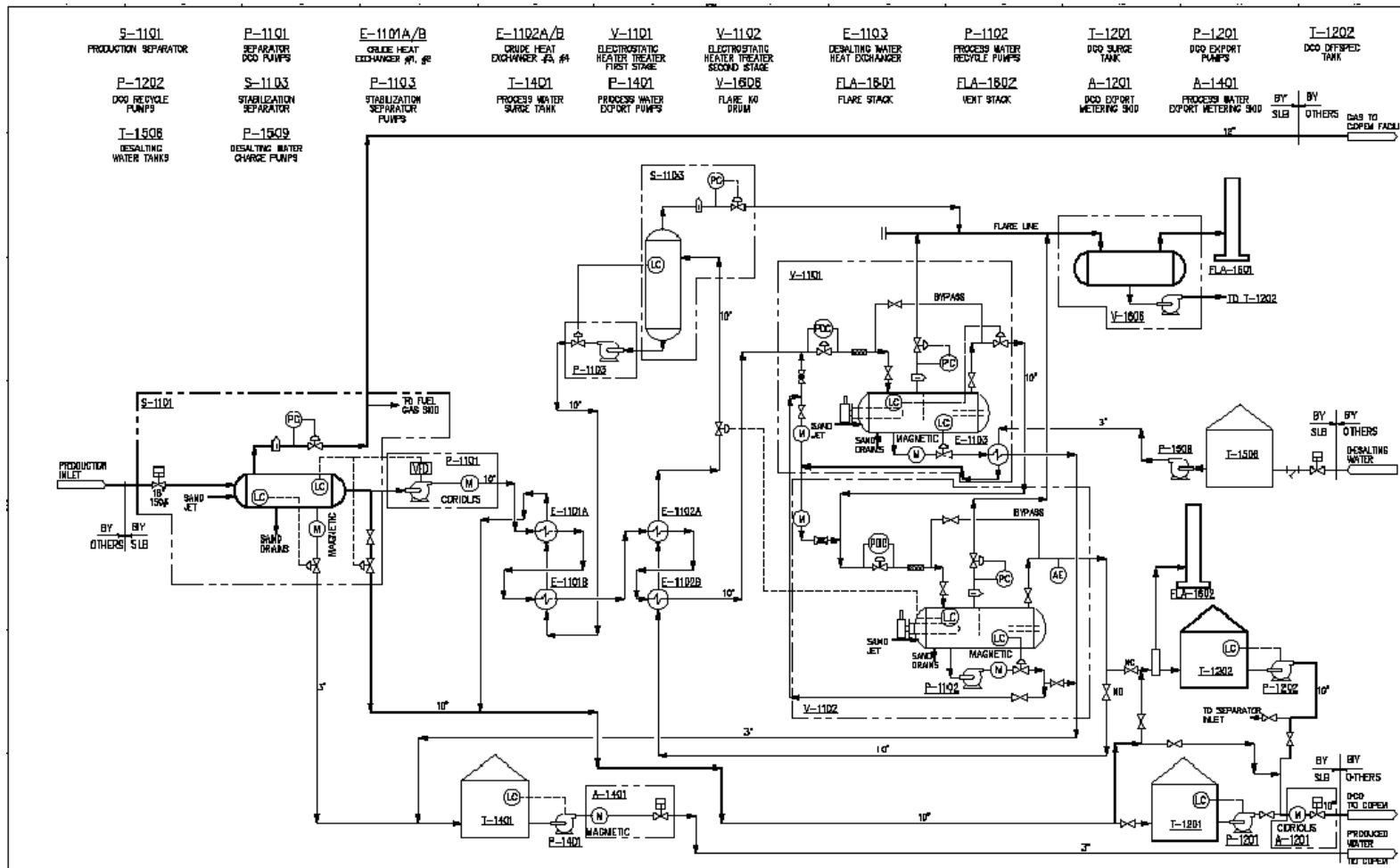


Figura 30. LAY – OUT Planta B

Fuente: Schlumberger

## 5.9. PLANTILLA DE PERSONAL

**Tabla 8.** Plantilla de Personal

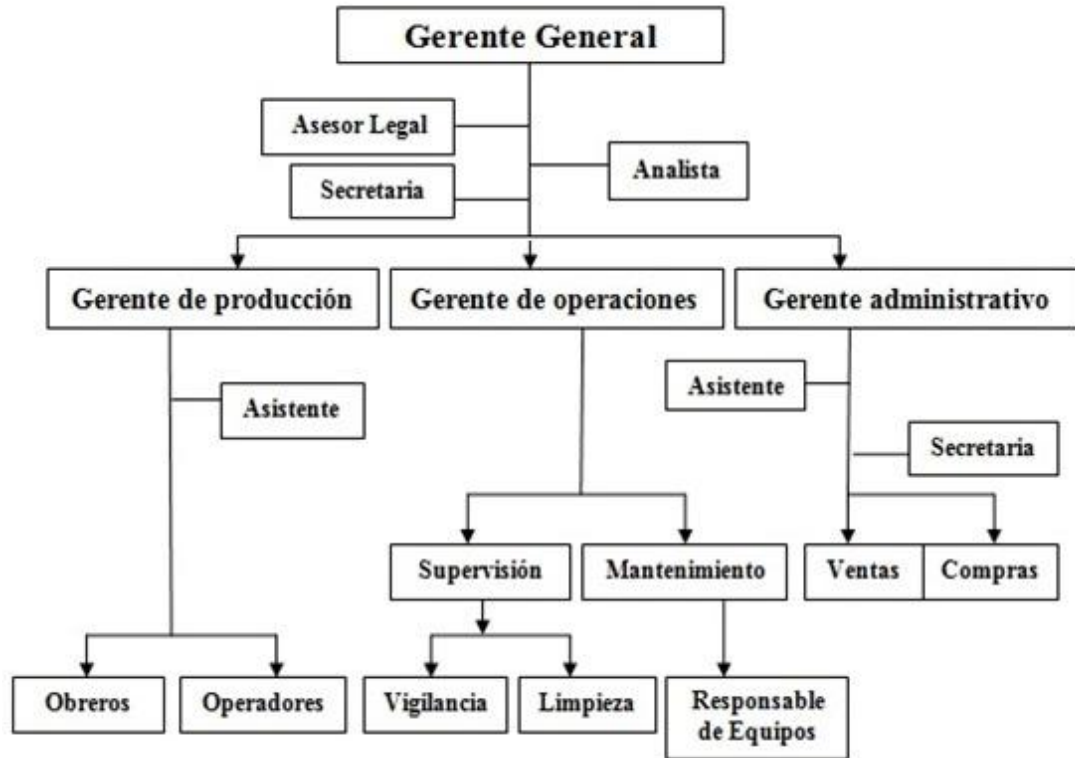
<b>Plantilla de Personal</b>		
<b>Departamento</b>	<b>Cargo</b>	<b>Cantidad</b>
<b>Gerencia General</b>	<b>Gerente</b>	<b>1</b>
	<b>Secretaria</b>	<b>1</b>
	<b>Asesor Legal</b>	<b>1</b>
	<b>Analista</b>	<b>1</b>
<b>Producción</b>	<b>Gerente</b>	<b>1</b>
	<b>Asistente</b>	<b>1</b>
	<b>Supervisores</b>	<b>3</b>
	<b>Operadores</b>	<b>6</b>
	<b>Obreros</b>	<b>6</b>
<b>Operaciones</b>	<b>Gerente</b>	<b>1</b>
	<b>Supervisores</b>	<b>2</b>
	<b>Vigilancia</b>	<b>4</b>
	<b>Limpieza</b>	<b>4</b>
<b>Administración</b>	<b>Gerente</b>	<b>1</b>
	<b>Asistente</b>	<b>1</b>
	<b>Secretaria</b>	<b>1</b>
<b>Total Personal</b>		<b>35</b>

**Fuente:** Elaboración Propia

El personal requerido en las instalaciones comprende de tres (03) turnos para trabajos de ocho (08) horas cada uno de ellos, ya que es un sistema de producción continuo y no se detiene en ningún momento.



## 5.10. ORGANIGRAMA DE LA EMPRESA



**Figura 31.** Organigrama de la Empresa

**Fuente:** Elaboración Propia

## CAPITULO VI

### 6. INVERSIÓN Y FINANCIAMIENTO

#### 6.1. ALTERNATIVA A

Para determinar el valor de la inversión de los activos fijos y diferidos se tomó en cuenta todo lo necesario para operar la empresa desde el punto de vista de producción y administración.

##### 6.1.1. Inversión en activo fijo

Para determinar el valor de los activos fijos se dividieron en dos etapas, equipos e instalación.

Los equipos se dividieron en:

- Equipos de producción, tales como separador de producción, calentadores, intercambiadores de calor, bombas, tanques, etc. (**Ver Tabla 9**)
- Equipos de oficinas tales como computadoras, impresoras, escritorios, sillas, mesas, etc. (**Ver Tabla 10**)

## Activos fijos en equipos de producción

**Tabla 9.** Activos Fijos en Equipos de Producción Planta A

Equipos de Producción Planta A	Horizonte Economico (años)	Tasa de cambio Simadi USS	
	10	200	
Equipos de Producción Planta A	Descripcion	Costo de Equipos	
		Cantidad	Costo (USS)
Equipo de Proceso para el Crudo	Línea de entrada	1	15.000.000
	Valvula de corte (SDV)	1	
	Separador de producción horizontal, trifasico	1	
	Bomba del separador de Crudo	3	
	Intercambiador de calor de Crudo	6	
	Intercambiador de calor Para el agua de desalinación	2	
	Calentador - Crudo Diluido (Calentador Indirecto)	2	
	Desalinador - Tratador Electrostático Crudo Diluido (Primera Etapa)	2	
Desalinador - Tratador Electrostático Crudo Diluido (Segunda Etapa)	2		
Bomba Centrifuga Para el agua de proceso	3		
Sistema de almacenamiento y exportacion del crudo	Tanque de almacenamiento Crudo diluido	10	5.000.000
	Bomba de exportación Centrifuga	4	
	Tanque de almacenaje Crudo diluido fuera de especificacion	5	
	Bomba de recirculacion Crudo diluido(Tipo Cavidad Progresiva)	3	
	Medidor Crudo diluido (Medidor Coriolis, SDV)	1	
Equipo para el manejo de agua de producción	Tanque de almacenamiento Agua de proceso (500 BBL C/U)	3	1.500.000
	Bomba de exportacion de Agua de Proceso, centrifuga	5	
	Desnatador de aceite con bomba	1	
	Filtros cascaro nuez para agua de producción	1	
	Skid de medición de exportacion de agua de proceso (Magnetic Meter)	1	
Equipo para el tratamiento de agua desalinadora	Filtros asperos - Agua de desalinación	2	1.500.000
	Tanque de agua de desalinación	3	
	Bomba de carga de agua desalinadora (centrifuga)	2	
	Bomba Sand Jet (Centrifuga)	2	
Sistema Quemador	Ko Drum de quemador (Horizontal, 2 Fases)	1	1.200.000
	Bomba de recirculación KO Drum de quemador (Neumatica)	2	
	Sistema de quemador (columna vertical C/Punta de quemador y botonera para ignicion)	1	
	Estaca de Venteo	1	

**Fuente:** Elaboración Propia

**Tabla 9.** Activos Fijos en Equipos de Producción Planta A (Continuación)

Equipos de Producción Planta A	Descripción	Costo de Equipos	
		Cantidad	Costo (US\$)
Sistema de drenajes	Tanque de drenaje atmosférico No-peligroso (Fibra de vidrio)	1	500.000
Sistema de inyección química	Patin de inyección química para proceso con tanque (5 tipos de químicos, bombas dosificadoras eléctricas)	2	1.000.000
Gas Combustible	Patin de gas combustible con separador de gas	1	1.500.000
Sistema de aire Comprimido	Paquete de compresor de aire Aire para servicios e instrumentación, tanque a presión	1	500.000
Sistema de agua contra incendios	Bomba de agua contra incendio (Motor eléctrico)	2	2.000.000
	Bomba de agua contra incendio (Motor Diesel)	2	
	Panel para Bomba de Agua Contra Incendios	1	
	Monitos de Agua Contra Incendios	20	
	Carrete porta Manguera C/100 Pies de Manguera con Boquilla	1	
	Barriles de espuma (55 Galones)	5	
Estructura y Servicios	Tanque de agua contra incendio	1	
	Sistema gas inerte	1	500.000
	Sistema diluyente	1	2.000.000
	Servicio de servicio de agua	1	700.000
	Sistema de gas combustible	1	500.000
	Generación eléctrica/luces	3	4.000.000
	Sistema Eléctrico y otros componentes	1	3.000.000
	Cuarto de control y equipamiento	1	2.000.000
	Comunicaciones	1	200.000
	Sistema de seguridad	1	1.000.000
Estructuras	1	10.000.000	
Otros Productos	1	6.000.000	
	<b>Subtotal</b>	37	59.600.000
	<b>Nacionalización</b>	8%	4.768.000
	<b>Transporte Internacional US\$</b>		8.000.000
	<b>Total US\$</b>		72.368.000
	<b>Transporte Nacional Bs.</b>		250.000.000
	<b>Total Bs.</b>		14.723.600.000

**Fuente:** Elaboración Propia

## Activos fijos en equipos de oficina

**Tabla 10.** Activos Fijos de Oficina Planta A

Activos Fijos de Oficinas Planta A			
Descripción	Cantidad	Costo Unidad	Costo Total
Computadoras	12	200.000	28.800.000
Fotocopiadoras	6	85.000	6.120.000
Muebles de oficina	12	35.000	5.040.000
Impresoras	3	110.000	3.960.000
Equipamiento de Oficina	12	10.000	1.440.000
Vehiculos	4	2.000.000	96.000.000
Subtotal Bs.		2.440.000	141.360.000
IVA 12%		292.800	16.963.200
Total Bs.		2.732.800	158.323.200

Fuente: Elaboración Propia

## Resumen de activos fijos de equipos

**Tabla 11.** Activos Fijos de Equipos Planta A

	Inversión en Activo Fijo Planta A	
	Descripción	Costo Bs.
Equipos	Activo Fijo de Producción	14.723.600.000
	Activo Fijo de Oficinas	158.323.200
	Total Bs.	14.881.923.200

Fuente: Elaboración Propia

## Activos fijos de instalación

Los activos fijos de instalación se dividieron en cinco etapas (**Ver Tabla 12**):

- Movimiento de tierra y mejoramiento de suelo
- Obras civiles
- Obras eléctricas
- Instrumentación
- Tuberías

**Tabla 12.** Activos Fijos en Instalación Planta A

	<b>Inversión en Activo Fijo Planta A</b>	
	<b>Descripción</b>	<b>Costo Bs.</b>
<b>Instalación</b>	<b>Movimiento y Mejoramiento de Suelo</b>	60.000.000
	<b>Obras Civiles</b>	110.000.000
	<b>Obras Eléctricas</b>	15.000.000
	<b>Instalación de Instrumentos</b>	12.000.000
	<b>Instalación de Tuberías</b>	40.000.000
	<b>Subtotal Bs.</b>	237.000.000
	<b>Impuesto 12%</b>	28.440.000
	<b>Total Bs.</b>	265.440.000

**Fuente:** Elaboración Propia

### Resumen de activos fijos

**Tabla 13.** Resumen de Activos Fijos Planta A

<b>Resumen de Activo Fijo Planta A</b>	<b>Costo Bs.</b>
<b>Total Bs.</b>	<b>15.147.363.200</b>

**Fuente:** Elaboración Propia

#### 6.1.2. Inversión en activo diferido

Los activos diferidos comprenden todos los activos intangibles. Para la empresa los activos diferidos en el inicio son los siguientes:

- Planeación e integración que tiene un valor del 3% de la inversión total.
- Ingeniería de proyecto que incluye la instalación y puesta en funcionamiento de la planta y tiene un valor del 3,5% de la inversión total.
- Supervisión del proyecto que comprende la compra de equipos y materiales y tiene un valor del 1,5% de la inversión total.
- Administración del proyecto que tiene un costo del 0,5% del valor de la inversión total.

El cálculo de la inversión en activos diferidos se muestra en la **Tabla 14**.

**Tabla 14.** Inversión en Activo Diferido Planta A

<b>Total Inversión Activo Diferido Planta A</b>			
<b>Descripción</b>	<b>Total Activos Fijos Bs.</b>	<b>%</b>	<b>Costo Bs.</b>
<b>Planeación e integración</b>	15.147.363.200	3,0%	454.420.896
<b>Ingeniería de proyecto</b>	15.147.363.200	3,5%	530.157.712
<b>Supervisión</b>	15.147.363.200	1,5%	227.210.448
<b>Administración del proyecto</b>	15.147.363.200	0,5%	75.736.816
<b>Total Bs.</b>			<b>1.287.525.872</b>

**Fuente:** Elaboración Propia

### 6.1.3. Inversión total en activo fijo y diferido

**Tabla 15.** Inversión en Activos Planta A

<b>Inversión Total en Activos Fijos y Diferidos Planta A</b>	
<b>Total Bs.</b>	<b>16.434.889.072</b>

**Fuente:** Elaboración Propia

### 6.1.4. Financiamiento de la inversión

Al calcular el financiamiento de la inversión se toma en cuenta el monto de financiamiento a través del costo total de la inversión inicial. Para la Alternativa A, tenemos una inversión total en activos de 16.434.889.072 Bs. (**Ver Tabla 15**) por lo que se estableció un monto máximo a financiar de 70% aproximadamente del costo de la inversión inicial como parte del monto que se desea financiar, quedando así un aporte propio mínimo del inversionista del 30% restante (**Ver Tabla 16**).



**Tabla 16. Financiamiento Planta A**

<b>Financiamiento de la Inversión Alternativa A</b>			
<b>Descripción</b>	<b>Tasa de Cambio \$ 200</b>		
	<b>Prestamo Bs.</b>	<b>Inversión Propia Bs.</b>	<b>Total Bs.</b>
Equipo de Proceso para el Crudo	3.240.000.000	0	3.240.000.000
Sistema de Almacenamiento y Exportación del crudo	1.080.000.000	0	1.080.000.000
Equipo para el manejo de Agua de Producción	324.000.000	0	324.000.000
Equipo para el tratamiento de agua desalinadora	324.000.000	0	324.000.000
Sistema Quemador	259.200.000	0	259.200.000
Sistema de drenajes	108.000.000	0	108.000.000
Sistema de inyección química	216.000.000	0	216.000.000
Gas Combustible	324.000.000	0	324.000.000
Sistema de aire Comprimido	108.000.000	0	108.000.000
Sistema de agua contra incendios	432.000.000	0	432.000.000
Sistema gas inerte	108.000.000	0	108.000.000
Sistema diluyente	432.000.000	0	432.000.000
Servicio de servicio de agua	151.200.000	0	151.200.000
Sistema de gas combustible	108.000.000	0	108.000.000
Generacion electrica / Luces	864.000.000	0	864.000.000
Sistema Electrico y otros componentes	648.000.000	0	648.000.000
Cuarto de control y equipamiento	432.000.000	0	432.000.000
Comunicaciones	0	43.200.000	43.200.000
Equipo de seguridad	0	216.000.000	216.000.000
Estructuras	0	2.160.000.000	2.160.000.000
Otros productos	0	1.296.000.000	1.296.000.000
Computadoras	0	32.256.000	32.256.000
Fotocopiadoras	0	6.854.400	6.854.400
Muebles de oficina	0	5.644.800	5.644.800
Impresoras	0	4.435.200	4.435.200
Equipamiento de Oficina	0	1.612.800	1.612.800
Vehiculos	0	107.520.000	107.520.000
Movimiento y Mejoramiento de Suelo	0	67.200.000	67.200.000
Obras Civiles	0	123.200.000	123.200.000
Obras Electricas	0	16.800.000	16.800.000
Instalación de Instrumentación	0	13.440.000	13.440.000
Instalación de Tuberias	0	44.800.000	44.800.000
Planeación e integración	0	454.420.896	454.420.896
Ingeniería de proyecto	0	530.157.712	530.157.712
Supervisión	0	227.210.448	227.210.448
Administración del proyecto	0	75.736.816	75.736.816
Transporte Internacional	1.600.000.000	0	1.600.000.000
Transporte Nacional	250.000.000	0	250.000.000
<b>Total General Bs.</b>	<b>11.008.400.000</b>	<b>5.426.489.072</b>	<b>16.434.889.072</b>

**Fuente:** Elaboración Propia



### 6.1.5. Cronograma de inversión alternativa A

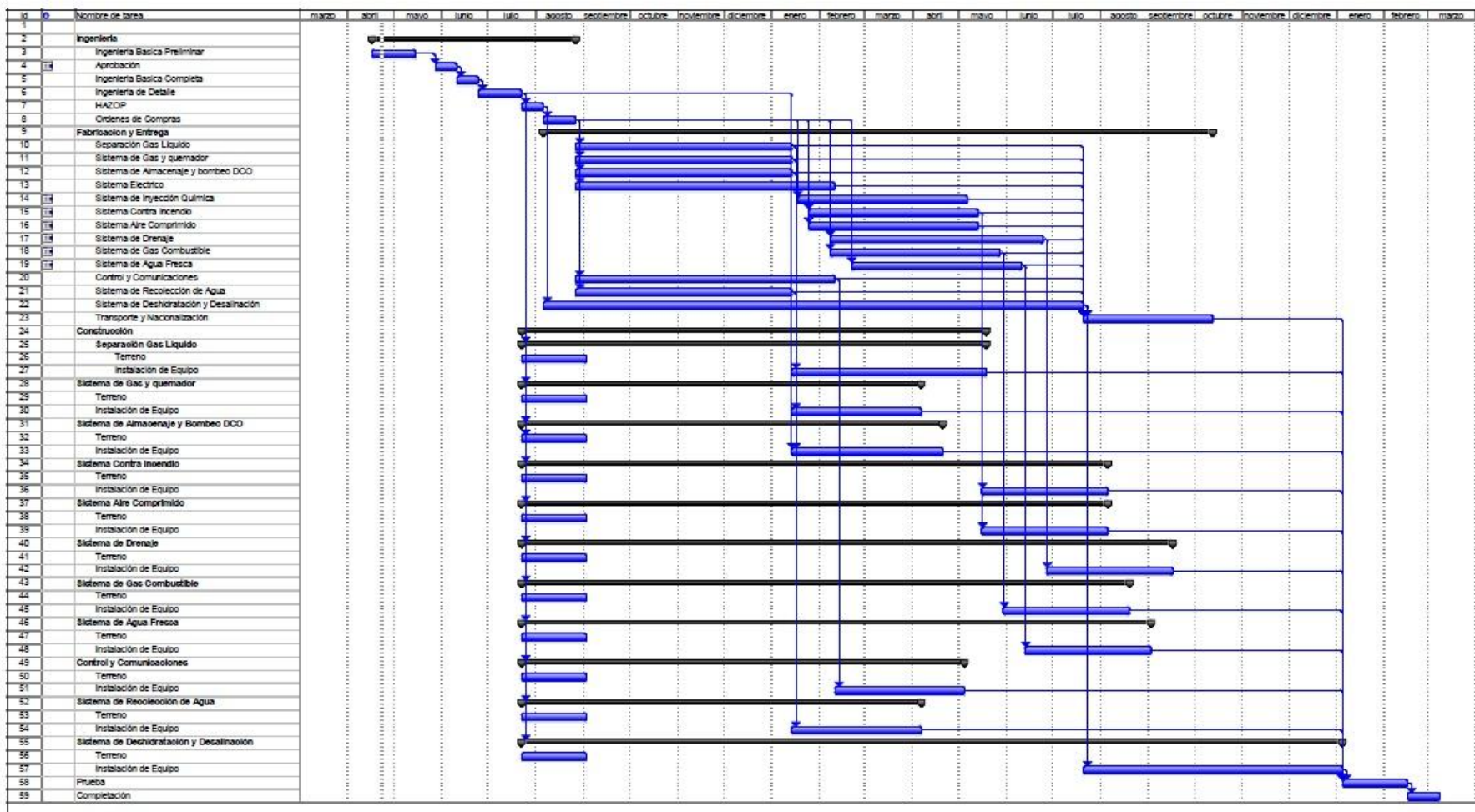


Figura 32. Cronograma de Inversión Planta A

Fuente: Elaboración Propia

## **6.2. ALTERNATIVA B**

Para determinar el valor de la inversión de los activos fijos y diferidos se tomó en cuenta todo lo necesario para operar la empresa desde el punto de vista de producción y administración.

### **6.2.1. Inversión en activo fijo**

Para determinar el valor de los activos fijos se dividieron los activos en dos etapas, equipos e instalación.

Los equipos se dividieron en:

- Equipos de producción, tales como separador de producción, calentadores, intercambiadores de calor, bombas, tanques, etc. (**Ver Tabla 17**)
- Equipos de oficinas tales como computadoras, impresoras, escritorios, sillas, mesas, etc. (**Ver Tabla 18**)

## Activos fijos en equipos de producción

**Tabla 17.** Activos Fijos en Equipos de Producción Planta B

	Horizonte Economico en años	Tasa de cambio Simadi USS	
	10	200	
Equipos de produccion Planta B	Costo de Equipos		
	Descripcion	Cantidad	Costo (USS)
Equipo de Proceso para el crudo	Linea de entrada Valvula de corte (SDV)	1	20.000.000
	Separador de produccion horizontal, trifasico	1	
	Bomba del separador de DCO	3	
	Intercambiador de calor para el Crudo	4	
	Calentador-tratador electrostatico Primera etapa	1	
	Calentador-tratador electrostatico Segunda etapa	1	
	Intercambiador de calor Para el agua de desalinación	1	
	Bomba Centrifuga Para el agua de proceso	3	
	Separador estabilizador de Producción vertical, Bifasico	1	
	Bomba centrifuga del separador vertical	3	
Sistema de almacenamiento y exportacion del crudo	Tanque de almacenamiento Crudo diluido (DCO)	10	5.000.000
	Bomba de exportación Centrifuga	4	
	Tanque de almacenaje Crudo diluido fuera de especificacion	5	
	Bota de gas Crudo diluido fuera de especificación	1	
	Bomba de recirculacion Crudo diluido(Tipo Cavidad Progresiva)	4	
	Medidor Crudo diluido DCO (Medidor Coriolis, SDV)	1	
Equipo para el manejo de agua de producción	Tanque de almacenamiento Agua de proceso (500 BBL C/U)	1	1.000.000
	Bomba de exportacion de Agua de proceso, centrifuga	3	
	Skid de medición de exportacion de Agua de proceso	1	
Equipo para el tratamiento de agua desalinadora	Filtros asperos Agua de desalinación	2	1.000.000
	Tanque de agua de Desalinación	4	
	Bomba de carga de Agua desalinadora (centrifuga)	3	
	Bomba Sand Jet (Centrifuga)	2	
Sistema Quemador	Ko Drum de quemador (Horizontal, 2 Fases)	1	600.000
	Bomba de recirculación KO Drum de quemador (Neumatica)	2	
	Sistema de quemador (columna vertical C/Punta de quemador y botonera para ignicion)	1	
	Estaca de Venteo	1	

**Fuente:** Elaboración Propia

**Tabla 17.** Activos Fijos en Equipos de Producción Planta B (Continuación)

Equipos de producción Planta B	Costo de Equipos		
	Descripción	Cantidad	Costo (US\$)
Sistema de drenajes	Tanque de drenaje atmosférico No-peligroso (Fibra de vidrio)	1	500.000
Sistema de inyección química	Patin de inyección química para proceso con tanque (5 tipos de químicos, bombas dosificadoras electricas)	1	500.000
Gas Combustible	Patin de gas combustible con separador de gas	1	800.000
Sistema de aire Comprimido	Paquete de compresor de aire para servicios e instrumentacion	1	500.000
Sistema de agua contra incendios	Bomba de agua contra incendio (Motor electrico)	1	2.000.000
	Bomba de agua contra incendio (Motor Diesel)	1	
	Panel para Bomba de Agua Contra Incendios	1	
	Monitos de Agua Contra Incendios	20	
	Carrete porta Manguera C/100 Pies de Manguera con Boquilla	1	
	Barriles de espuma (55 Galones)	5	
	Tanque de agua contra incendio	1	
Estructura y Servicios	Sistema gas inerte	1	500.000
	Sistema diluyente	1	2.000.000
	Servicio de servicio de agua	1	1.000.000
	Sistema de gas combustible	1	500.000
	Generacion electrica / Luces	1	4.000.000
	Sistema electrico y otros componentes	1	5.000.000
	Cuarto de control y equipamiento	1	4.000.000
	Comunicaciones	1	200.000
	Sistema de seguridad	1	1.000.000
	Estructuras	1	10.000.000
Otros productos	1	8.000.000	
	<b>SubTotal</b>	<b>31</b>	<b>68.100.000</b>
	<b>Nacionalización</b>	<b>8%</b>	<b>5.448.000</b>
	<b>Transporte Internacional US\$</b>		<b>6.000.000</b>
	<b>Total US\$</b>		<b>79.548.000</b>
	<b>Transporte Nacional Bs.</b>		<b>250.000.000</b>
	<b>Total Bs.</b>		<b>16.159.600.000</b>

**Fuente:** Elaboración Propia

### Activos fijos en equipos de oficina

**Tabla 18.** Activos Fijos de Oficina Planta B

<b>Activos Fijos de Oficinas Planta B</b>			
<b>Descripción</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Costo Unidad</b>	<b>Costo Total</b>
Computadoras	12	200.000	28.800.000
Fotocopiadoras	6	85.000	6.120.000
Muebles de oficina	12	35.000	5.040.000
Impresoras	3	110.000	3.960.000
Equipamiento de Oficina	12	10.000	1.440.000
Vehículos	4	2.000.000	96.000.000
<b>Subtotal Bs.</b>		2.440.000	141.360.000
<b>IVA 12%</b>		292.800	16.963.200
<b>Total Bs.</b>		2.732.800	158.323.200

**Fuente:** Elaboración Propia

### Resumen de activos fijos de equipos

**Tabla 19.** Activos Fijos Equipos Planta B

	<b>Inversión en Activo Fijo Planta B</b>	
	<b>Descripción</b>	<b>Costo Bs.</b>
<b>Equipos</b>	<b>Activo Fijo de Producción</b>	16.159.600.000
	<b>Activo Fijo de Oficinas</b>	158.323.200
	<b>Total Bs.</b>	16.317.923.200

**Fuente:** Elaboración Propia

### Activos fijos en instalación

Los activos fijos de instalación se dividieron en cinco etapas (**Ver Tabla 20**):

- Movimiento de tierra y mejoramiento de suelo
- Obras civiles
- Obras eléctricas
- Instrumentación
- Tuberías



**Tabla 20.** Activos Fijos en Instalación Planta B

	<b>Inversión en Activo Fijo Planta B</b>	
	<b>Descripción</b>	<b>Costo Bs.</b>
<b>Instalación</b>	<b>Movimiento y Mejoramiento de Suelo</b>	60.000.000
	<b>Obras Civiles</b>	100.000.000
	<b>Obras Eléctricas</b>	15.000.000
	<b>Instalación de Instrumentos</b>	12.000.000
	<b>Instalación de Tuberías</b>	40.000.000
	<b>Subtotal</b>	227.000.000
	<b>Impuesto 12%</b>	27.240.000
	<b>Total Bs.</b>	254.240.000

**Fuente:** Elaboración Propia

### Resumen de activos fijos

**Tabla 21.** Resumen de Activos Fijos Planta B

<b>Resumen de Activo Fijo Planta B</b>	<b>Costo Bs.</b>
<b>Total Bs.</b>	<b>16.572.163.200</b>

**Fuente:** Elaboración Propia

### 6.2.2. Inversión en activo diferido

Los activos diferidos comprenden todos los activos intangibles. Para la empresa los activos diferidos en el inicio son los siguientes:

- Planeación e integración que tiene un valor del 3% de la inversión total.
- Ingeniería de proyecto que incluye la instalación y puesta en funcionamiento de la planta y tiene un valor del 3,5% de la inversión total.
- Supervisión del proyecto que comprende la compra de equipos y materiales y tiene un valor del 1,5% de la inversión total.
- Administración del proyecto que tiene un costo del 0,5% del valor de la inversión total.

El cálculo de la inversión en activos diferidos se muestra en la **Tabla 22.**

**Tabla 22.** Inversión en Activo Diferido Planta B

<b>Total Inversión Activo Diferido Planta B</b>			
<b>Descripción</b>	<b>Total Activos Fijos Bs.</b>	<b>%</b>	<b>Costo Bs.</b>
Planeación e integración	16.572.163.200	3,0%	497.164.896
Ingeniería de proyecto	16.572.163.200	3,5%	580.025.712
Supervisión	16.572.163.200	1,5%	248.582.448
Administración del proyecto	16.572.163.200	0,5%	82.860.816
<b>Total Bs.</b>			<b>1.408.633.872</b>

**Fuente:** Elaboración Propia

### 6.2.3. Inversión total en activo fijo y diferido

La inversión total de los activos fijos y diferidos se muestra en la **Tabla 23**.

**Tabla 23.** Inversión en Activos Planta B

<b>Inversión Total en Activos Fijos y Diferidos Planta B</b>	
<b>Total Bs.</b>	<b>17.980.797.072</b>

**Fuente:** Elaboración Propia

### 6.2.4. Financiamiento de la inversión

Al calcular el financiamiento de la inversión se tomó en cuenta el monto a financiar por el costo total de la inversión inicial para el desarrollo de la planta. Para la Alternativa B, tenemos una inversión total en activos de 17.980.797.072 Bs. (**Ver Tabla 23**) por lo que se estableció una solicitud de financiamiento del 70% aproximadamente del costo de la inversión inicial como parte del monto que se desea financiar (**Ver Tabla 24**), quedando así un aporte mínimo del inversionista del 30% restante.

**Tabla 24. Financiamiento Planta B**

<b>Financiamiento de la Inversión Alternativa B</b>			
<b>Descripción</b>	<b>Tasa de Cambio \$ 200</b>		
	<b>Prestamo Bs.</b>	<b>Inversión Propia Bs.</b>	<b>Total Bs.</b>
Equipo de Proceso para el Crudo	4.320.000.000	0	4.320.000.000
Sistema de Almacenamiento y Exportación del crudo	1.080.000.000	0	1.080.000.000
Equipo para el manejo de Agua de Producción	216.000.000	0	216.000.000
Equipo para el tratamiento de agua desalinadora	216.000.000	0	216.000.000
Sistema Quemador	129.600.000	0	129.600.000
Sistema de drenajes	108.000.000	0	108.000.000
Sistema de inyección química	108.000.000	0	108.000.000
Gas Combustible	172.800.000	0	172.800.000
Sistema de aire Comprimido	108.000.000	0	108.000.000
Sistema de agua contra incendios	432.000.000	0	432.000.000
Sistema gas inerte	108.000.000	0	108.000.000
Sistema diluyente	432.000.000	0	432.000.000
Servicio de servicio de agua	216.000.000	0	216.000.000
Sistema de gas combustible	108.000.000	0	108.000.000
Generacion electrica / Luces	864.000.000	0	864.000.000
Sistema Electrico y otros componentes	1.080.000.000	0	1.080.000.000
Cuarto de control y equipamiento	864.000.000	0	864.000.000
Comunicaciones	0	43.200.000	43.200.000
Equipo de seguridad	0	216.000.000	216.000.000
Estructuras	0	2.160.000.000	2.160.000.000
Otros productos	0	1.728.000.000	1.728.000.000
Computadoras	0	32.256.000	32.256.000
Fotocopiadoras	0	6.854.400	6.854.400
Muebles de oficina	0	5.644.800	5.644.800
Impresoras	0	4.435.200	4.435.200
Equipamiento de Oficina	0	1.612.800	1.612.800
Vehiculos	0	107.520.000	107.520.000
Movimiento y Mejoramiento de Suelo	0	67.200.000	67.200.000
Obras Civiles	0	112.000.000	112.000.000
Obras Electricas	0	16.800.000	16.800.000
Instalación de Instrumentación	0	13.440.000	13.440.000
Instalación de Tuberias	0	44.800.000	44.800.000
Planeación e integración	0	497.164.896	497.164.896
Ingeniería de proyecto	0	580.025.712	580.025.712
Supervisión	0	248.582.448	248.582.448
Administración del proyecto	0	82.860.816	82.860.816
Transporte Internacional	1.200.000.000	0	1.200.000.000
Transporte Nacional	250.000.000	0	250.000.000
<b>Total General Bs.</b>	<b>12.012.400.000</b>	<b>5.968.397.072</b>	<b>17.980.797.072</b>

**Fuente:** Elaboración Propia



### 6.2.5. Cronograma de inversión alternativa B

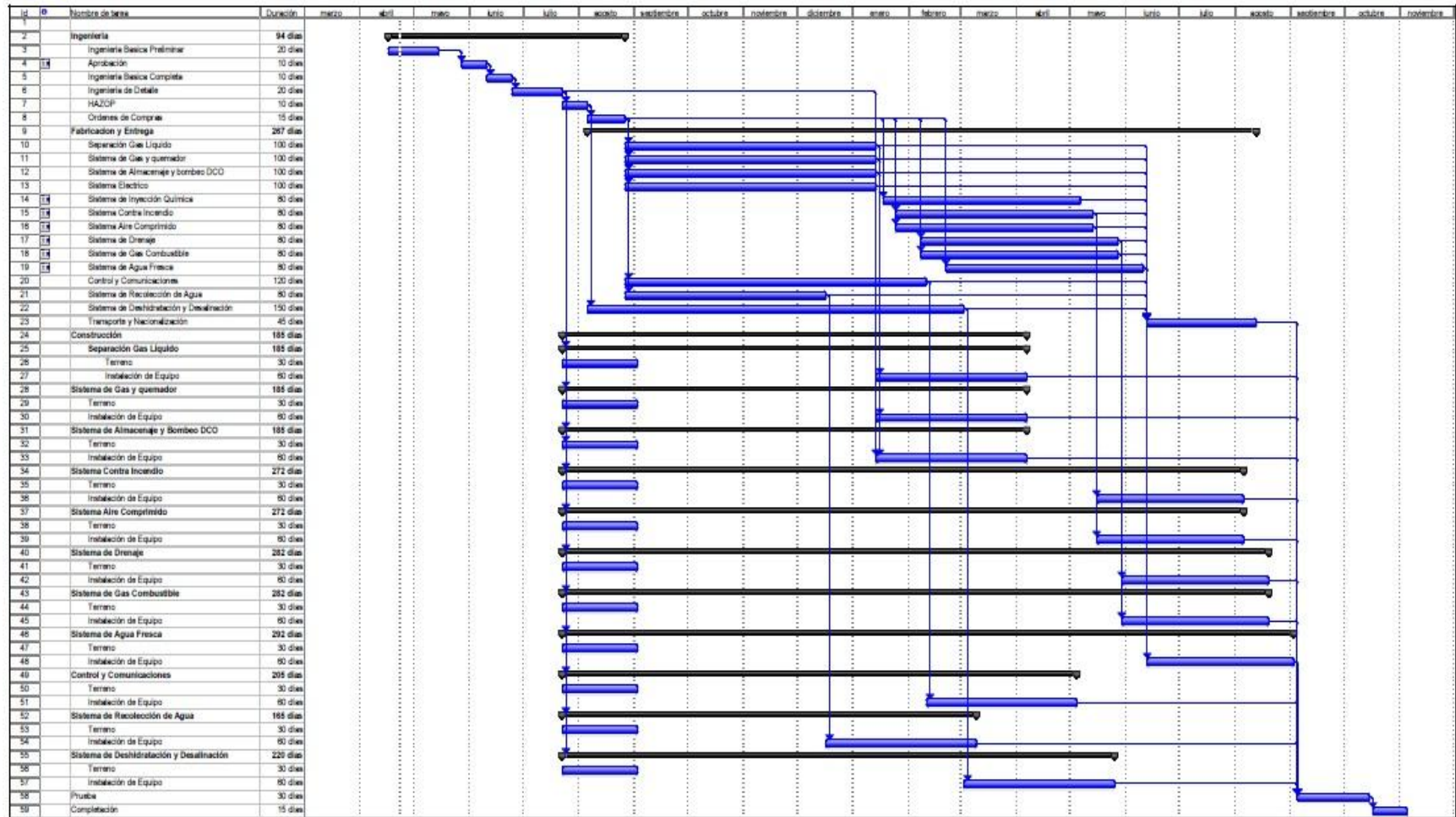


Figura 33. Cronograma de Inversión Planta B

Fuente: Elaboración Propia

## **CAPÍTULO VII**

### **7. INGRESOS Y EGRESOS**

#### **7.1. COSTO DE PRODUCCIÓN ALTERNATIVA A**

##### **7.1.1. Depreciación y amortización**

Los cargos por depreciación son cargos permitidos para que el inversionista recupere la inversión inicial que ha realizado, donde los activos fijos se deprecian y los activos diferidos se amortizan ante la posibilidad de que su valor disminuya por el uso o por el tiempo. Se observa en la **Tabla 25 y Tabla 26**, como se les asignó tiempo de vida útil, para obtener un porcentaje de depreciación en cada grupo de equipos, que están separados por etapas de proceso.

Todos los equipos de producción están conformados por más de 30 máquinas distintas, las cuales tienen diferentes porcentajes de depreciación. Se calculó de manera generalizada por grupo de proceso para establecer un promedio de los porcentajes para cada uno de los activos.

**Tabla 25.** Depreciación y Amortización Equipos de Producción Planta A

	Horizonte Economico (años)	Tasa de cambio Simadi US\$			
	10	200			
Equipos de Produccion Planta A	<b>Depreciación</b>				
	Descripcion	Vida Util (Años)	%	Depreciación anual US\$	Valor de Salvamento US\$
Equipo de Proceso para el Crudo	Línea de entrada	15	6	900.000	6.000.000
	Valvula de corte (SDV)				
	Separador de produccion horizontal, trifasico				
	Bomba del separador de Crudo				
	Intercambiador de calor				
	Intercambiador de calor Para el agua de desalinación				
	Calentador - Crudo Diluido (Calentador Indirecto)				
	Desalinador - Tratador Electrostático Crudo Diluido (Primera Etapa)				
	Desalinador - Tratador Electrostático Crudo Diluido (Segunda Etapa)				
	Bomba Centrifuga Para el agua de proceso				
Sistema de almacenamiento y exportacion del crudo	Tanque de almacenamiento Crudo diluido	10	10	500.000	0
	Bomba de exportación Centrifuga				
	Tanque de almacenaje Crudo diluido fuera de especificacion				
	Bomba de recirculacion Crudo diluido(Tipo Cavidad Progresiva)				
	Medidor Crudo diluido (Medidor Coriolis, SDV)				
Equipo para el manejo de agua de producción	Tanque de almacenamiento Agua de proceso (500 BBL C/U)	10	10	150.000	0
	Bomba de exportacion de Agua de Proceso, centrifuga				
	Desnatador de aceite con bomba				
	Filtros cascaro nuez para agua de producción				
	Skid de medición de exportacion de agua de proceso (Magnetic Meter)				
Equipo para el tratamiento de agua desalinadora	Filtros asperos - Agua de desalinación	10	10	150.000	0
	Tanque de agua de desalinación				
	Bomba de carga de agua desalinadora (centrifuga)				
	Bomba Sand Jet (Centrifuga)				
Sistema Quemador	Ko Drum de quemador (Horizontal, 2 Fases)	20	5	60.000	600.000
	Bomba de recirculación				
	KO Drum de quemador (Neumatica)				
	Sistema de quemador (columna vertical C/Punta de quemador y botonera para ignicion)				
	Estaca de Venteo				

**Fuente:** Elaboración Propia

**Tabla 25.** Depreciación y Amortización Equipos de Producción Planta A (Cont)

Equipos de Producción Planta A	Depreciación				
	Descripcion	Vida Util (Años)	%	Depreciación anual US\$	Valor de Salvamento US\$
Sistema de drenajes	Tanque de drenaje atmosferico No-peligroso (Fibra de vidrio)	20	5	25.000	250.000
Sistema de inyección química	Patín de inyección química para proceso con tanque (5 tipos de químicos, bombas dosificadoras electricas)	10	10	100.000	0
Gas Combustible	Patín de gas combustible con separador de gas	10	10	150.000	0
Sistema de aire Comprimido	Paquete de compresor de aire Aire para servicios e instrumentacion, tanque a presión	10	10	50.000	0
Sistema de agua contra incendios	Bomba de agua contra incendio (Motor electrico)	20	5	100.000	1.000.000
	Bomba de agua contra incendio (Motor Diesel)				
	Panel para Bomba de Agua Contra Incendios				
	Monitos de Agua Contra Incendios				
	Carrete porta Manguera C/100 Pies de Manguera con Boquilla				
	Barriles de espuma (55 Galones)				
Tanque de agua contra incendio					
Estructura y Servicios	Sistema gas inerte	20	5	1.495.000	14.950.000
	Sistema diluyente				
	Servicio de servicio de agua				
	Sistema de gas combustible				
	Generacion electrica/luces				
	Edificio electrico y otros componentes				
	Cuarto de control y equipamiento				
	Comunicaciones				
	Sistema de seguridad				
	Estructuras				
Otros Productos					
Total US\$				3.680.000	22.800.000
Total Bs.				736.000.000	4.560.000.000

**Fuente:** Elaboración Propia

**Tabla 26.** Depreciación y Amortización Activos de Oficina Planta A

Activos Fijos de Oficinas Planta A				
Depreciación				
Descripcion	Vida Util (Años)	%	Depreciación anual Bs.	Valor de Salvamento Bs.
Computadoras	5	20	6.451.200	0
Fotocopiadoras	15	7	456.960	2.284.800
Muebles de oficina	15	7	376.320	1.881.600
Impresoras	15	7	295.680	1.478.400
Equipamiento de Oficina	10	10	161.280	0
Vehiculos	5	20	21.504.000	0
<b>Total Bs.</b>			<b>29.245.440</b>	<b>5.644.800</b>

**Fuente:** Elaboración Propia

### 7.1.2. Costos de producción

Para el cálculo de los costos de producción se tomaron en cuenta todos aquellos factores que intervienen directamente en la producción.

#### Costo por consumo de combustible

Para el combustible que se utilizara en la planta, se tomó en cuenta el consumo de los hornos de crudo diluido, el consumo de los generadores, el consumo de la bomba de agua contra incendio usado como respaldo y para el arranque de la planta, como se observa en la **Tabla 27**.

**Tabla 27.** Costo por Consumo de Combustible Planta A

Consumo de Combustible Planta A	Consumo MM BTU/Hr	Costo MM BTU	
		Bs./Hr	Bs. /año
	23,94	113	23.697.727

**Fuente:** Elaboración Propia

#### Costo por consumo de agua

Para el cálculo del consumo de agua, se tomó en cuenta el almacenaje e inyección de agua fresca para las etapas del desalinizador y deshidratación, así también para el sistema de agua contra incendio y los servicios básicos dentro de la planta, como se observa en la **Tabla 28**.

**Tabla 28.** Costo por Consumo de Agua Planta A

Consumo de Agua Planta A	Consumo		Costo	
	Bbls	m3	Bs./m3	Bs./año
	2.000	320	1,9	220.752

**Fuente:** Elaboración Propia

### Costo de mano de obra directa

A los obreros y operadores que son los encargados de controlar y verificar todas las etapas del proceso y están directamente relacionados con el producto se les considera mano de obra directa. Luego a este total se le agrega un 70% de prestaciones que incluye pago de servicio médico, fondo de vivienda, fondo de jubilación, vacaciones, aguinaldos y días de descanso obligatorio [16]. (Ver **Tabla 29**).

**Tabla 29.** Costo de Mano de Obra Directa Planta A

Costo de Mano de Obra Directa Planta A			
Descripción	Cantidad	Sueldo mensual	Sueldo anual
Gerente	2	24.336	584.073
Supervisor	3	18.396	662.256
Obreros	6	10.731	772.632
Operadores	6	12.264	883.008
Subtotal Bs.		65.727	2.901.969
Prestaciones 70%		46.009	2.031.378
Total Bs.		111.737	4.933.347

Fuente: Elaboración Propia

### Costo de mano de obra indirecta

A los supervisores, jefes de turno, gerentes, etc. se les considera mano de obra indirecta, ya que son los empleados que aun y cuando la planta está en producción, estos no afectan directamente en el proceso de producción. Además, de su costo total se le agrega un 70% de prestaciones que incluye pago de servicio médico, fondo de vivienda, fondo de jubilación, vacaciones, aguinaldos y días de descanso obligatorio [16]. Como se observa en la **Tabla 30**.



**Tabla 30.** Costo de Mano de Obra Indirecta Planta A

<b>Costo de Mano de Obra Indirecta Planta A</b>			
<b>Descripción</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Sueldo mensual</b>	<b>Sueldo anual</b>
Gerentes	2	24.336	584.073
Secretaria	2	8.300	199.200
Asesor Legal	1	14.300	171.600
Asistente	2	9.200	220.800
Supervisor	2	18.396	441.504
Analista	1	12.500	150.000
Limpieza	4	7.747	371.855
Vigilancia	4	8.600	412.800
<b>Subtotal Bs.</b>		103.379	2.551.832
<b>Prestaciones 70%</b>		72.366	1.786.282
<b>Total Bs.</b>		175.745	4.338.114

**Fuente:** Elaboración Propia

### **Costo de mantenimiento**

Este cálculo se realiza en base a la contratación de servicios externos durante el tiempo programado para el mantenimiento correctivo y el mantenimiento preventivo. Se estima un gasto anual para su aplicación como indica la **Tabla 31**.

**Tabla 31.** Costo de Mantenimiento Planta A

<b>Mantenimiento Planta A</b>			
<b>Descripción</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Costo mensual</b>	<b>Costo anual</b>
Mantenimiento Mecánico	1	1.149.750	13.797.000
Logística	1	1.916.250	22.995.000
<b>Total Bs.</b>		3.066.000	36.792.000

**Fuente:** Elaboración Propia

### Costo de control de calidad

De la misma manera que el costo por mantenimiento, se utilizan servicios externos para verificar los parámetros de calidad que presenta la planta y para ello se estima un costo anual por este servicio como se observa en la **Tabla 32**.

**Tabla 32.** Costo de Control de Calidad Planta A

Control de Calidad Planta A			
Descripción	Cantidad	Costo mensual	Costo anual
Responsable de Equipos	1	170.000	2.040.000
Supervisión	2	1.200.000	28.800.000
<b>Total Bs.</b>		1.370.000	30.840.000

**Fuente:** Elaboración Propia

### 7.1.3. Resumen de costos de producción

Después de obtener los costos de producción anteriormente mencionados, se realizó una suma de todos los costos que forman parte de la producción de la planta estimando un 10% de los costos totales como imprevistos y sin incluir los costos de administración como se muestra en la **Tabla 33**.

**Tabla 33.** Resumen de Costos de Producción Planta A

Resumen de Costos de Producción Planta A	Costo Anual
Mano de Obra	9.271.462
Agua	220.752
Combustible	23.697.727
Mantenimiento	36.792.000
Control de calidad	30.840.000
Seguro de Equipos 5%	736.180.000
Depreciación	765.245.440
<b>SubTotal Bs.</b>	<b>1.602.247.381</b>
<b>Imprevistos 10%</b>	<b>161.274.738</b>
<b>Total Bs.</b>	<b>1.763.522.119</b>

**Fuente:** Elaboración Propia



#### 7.1.4. Costos administrativos

Se realizó un resumen de los costos administrativos para obtener el costo total del consumo por el área de administración donde se incluyen todos los gastos que pudieran existir en la empresa fuera del área de producción. Es en esta área de administración y costos generales donde se cargaran como se muestra en la **Tabla 34**.

**Tabla 34.** Costos Administrativos Planta A

Costos Administrativos Planta A			
Descripción	Cantidad	Costo mensual	Costo anual
Logística	1	100.000	1.200.000
Papelería/artículos de oficina	1	600.000	7.200.000
Limpieza, Seguridad y Servicios Básicos	1	175.000	2.100.000
<b>Total Bs.</b>		875.000	10.500.000

**Fuente:** Elaboración Propia

#### 7.1.5. Costos de operación

El costo total de operación es la suma de los costos de producción y los costos de administración como se puede observar en la **Tabla 35** para una producción de 50.000 BPD de Crudo. Todos estos costos se estimaron en el periodo cero, es decir antes de realizar la inversión.

**Tabla 35.** Costos Totales de Operación Planta A

Resumen de Costos de Operación Planta A	Costo anual
Costo de Producción	1.763.522.119
Costo de Administración	10.500.000
<b>Total Bs.</b>	<b>1.774.022.119</b>

**Fuente:** Elaboración Propia

### 7.1.6. Costos Financieros

La tasa de interés anual y la liquidez se estableció como referencia de la banca pública y privada, detallando los intereses, anualidad y pago de capital que se generan en el transcurso de los diez años de financiamiento, en el que se estimó una tasa de interés del 12% fija para la banca pública (**Ver Tabla 36 y Tabla 37**).

**Tabla 36.** Pago de la Deuda Banca Pública Planta A

<b>Tabla de Pago de la Deuda Planta A</b>				
<b>Año</b>	<b>Interés (Bs.)</b>	<b>Anualidad (Bs.)</b>	<b>Pago a Capital (Bs.)</b>	<b>Deuda después del pago (Bs.)</b>
0	0	0	0	11.008.400.000
1	1.321.008.000	1.948.312.473	627.304.473	10.381.095.527
2	1.245.731.463	1.948.312.473	702.581.009	9.678.514.518
3	1.161.421.742	1.948.312.473	786.890.731	8.891.623.787
4	1.066.994.854	1.948.312.473	881.317.618	8.010.306.169
5	961.236.740	1.948.312.473	987.075.732	7.023.230.436
6	842.787.652	1.948.312.473	1.105.524.820	5.917.705.616
7	710.124.674	1.948.312.473	1.238.187.799	4.679.517.817
8	561.542.138	1.948.312.473	1.386.770.335	3.292.747.483
9	395.129.698	1.948.312.473	1.553.182.775	1.739.564.708
10	208.747.765	1.948.312.473	1.739.564.708	0

**Fuente:** Elaboración Propia

**Tabla 37.** Datos Financieros Banca Pública Planta A

<b>Monto a Financiar (Bs.)</b>	<b>11.008.400.000</b>
<b>Interés Anual (%)</b>	<b>12%</b>
<b>Plazo (años)</b>	<b>10</b>
<b>Anualidad (Bs.)</b>	<b>1.948.312.473</b>

**Fuente:** Elaboración Propia

## 7.2 PUNTO DE EQUILIBRIO ALTERNATIVA A

### Costos fijos y costos variables

Para determinar el punto de equilibrio se clasificaron los costos en dos tipos, costos fijos y costos variables, con la finalidad de determinar el nivel mínimo de producción donde los costos totales se igualan a los ingresos (**Ver Figura 4**). Para ello se estableció una tabla de clasificación de los costos como vemos en la **Tabla 38**.

**Tabla 38.** Producción Mínima Económica Planta A

Produccion Mínima Económica Planta A			
Costos Variables	Costo anual	Costos Fijos	Costo anual
Mano de Obra Directa	4.933.347	Mano de Obra Indirecta	4.338.114
Agua	220.752	Mantenimiento	36.792.000
Combustible	23.697.727	Control de calidad	30.840.000
Seguro de Equipos	736.180.000	Depreciacion	765.245.440
Imprevistos	161.274.738	Administracion	10.500.000
<b>Total Bs.</b>	<b>926.306.565</b>	<b>Total Bs.</b>	<b>847.715.554</b>

**Fuente:** Elaboración Propia

### Ingresos

Para determinar el valor de los ingresos se toma en cuenta el costo de operación y la inversión inicial de la planta. Luego se calcula el costo mínimo por barril mejorado que para la alternativa A es igual a 2,5 US\$ (500 Bs.) por barril mejorado, para determinar los ingresos totales anuales como se muestra en la **Tabla 39**.

**Tabla 39.** Ingresos Planta A

Produccion Minima Economica Planta A				
Costo del Barril de Petróleo Mejorado 2,5 \$				Tasa de cambio Simadi = 200Bs.
Costo del Barril de Petróleo Mejorado igual a Bs. 500				
	Produccion BPD	% de producción	Bs./mensual	Bs./Anual
Modulo 1	15.000	30	225.000.000	2.700.000.000
	30.000	60	450.000.000	5.400.000.000
	50.000	100	750.000.000	9.000.000.000

**Fuente:** Elaboración Propia

### Punto de equilibrio

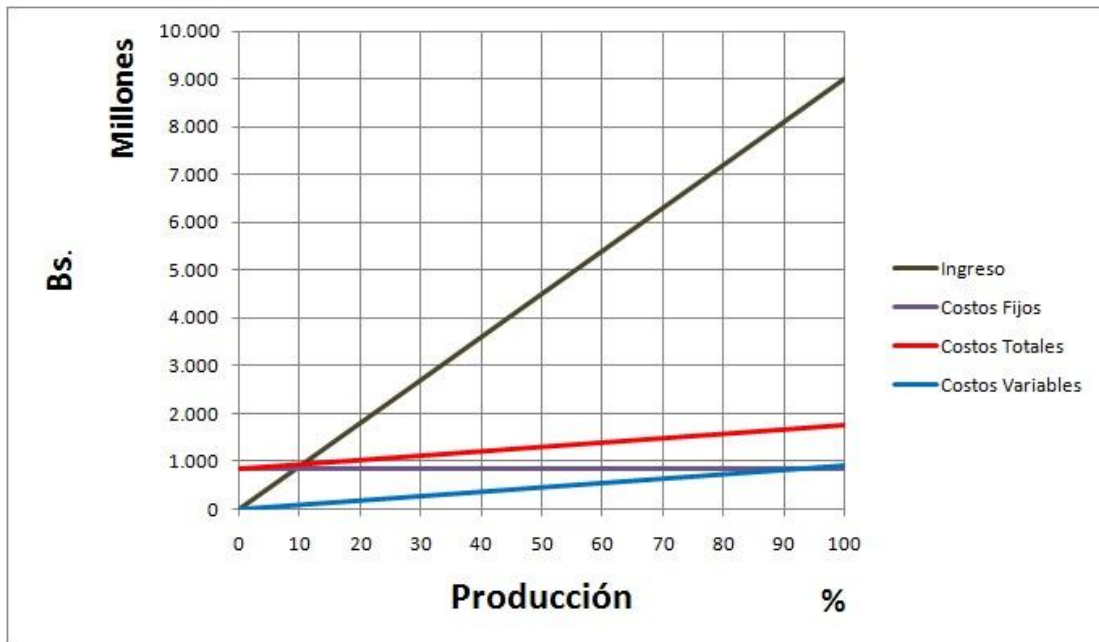
Para determinar el punto de equilibrio se calculó el valor de los ingresos, el valor de los costos fijos, el valor de los costos variables, el valor de los costos totales y la cantidad de barriles diarios de crudo que se pueden producir al 100% de su capacidad de producción (Ver **Tabla 40**).

**Tabla 40.** Punto de Equilibrio Planta A

Clasificación de costos Planta A	
Descripción	Bs./año
Ingresos	9.000.000.000
Costos Totales	1.774.022.119
Costos Variables	926.306.565
Costos Fijos	847.715.554

**Fuente:** Elaboración Propia

Luego de determinar estos valores se realiza el grafico para determinar el punto de intersección de los ingresos y los costos totales de la Planta A, y así encontrar el porcentaje mínimo de producción que se debe obtener para que la planta sea económicamente viable (Ver **Figura 34**).



**Figura 34.** Punto de Equilibrio Planta A

**Fuente:** Elaboración Propia

El punto de equilibrio tiene un resultado de 10,5 % para una producción mínima equivalente a 5.250 barriles de crudo diarios.

### 7.3. COSTO DE PRODUCCIÓN ALTERNATIVA B

#### 7.3.1. Depreciación y amortización

Se observa en la **Tabla 41 y Tabla 42.** Como se les otorgo tiempo de vida útil, para obtener un porcentaje de depreciación en cada grupo de equipos que están separados por etapas de proceso.

Todos los equipos de producción están conformados por diferentes máquinas, las cuales tienen diferentes porcentajes de depreciación. Se calculó de manera generalizada por grupo de proceso para establecer un promedio de los porcentajes para cada uno de los activos.

**Tabla 41. Depreciación y Amortización Equipos de Producción Planta B**

	Horizonte Economico en años	Tasa de cambio Simadi US\$			
	10	200			
Equipos de produccion Planta B	Depreciación				
	Descripcion	Vida Util (Años)	%	Valor anual US\$	Valor de Salvamento US\$
Equipo de Proceso para el crudo	Línea de entrada	20	5	1.000.000	10.000.000
	Valvula de corte (SDV)				
	Separador de produccion horizontal, trifasico				
	Bomba del separador de DCO				
	Intercambiador de calor				
	Calentador-tratador electrostatico Primera etapa				
	Calentador-tratador electrostatico Segunda etapa				
	Intercambiador de calor Para el agua de desalinación				
	Bomba Centrifuga Para el agua de proceso				
	Separador estabilizador de Producción vertical, Bifasico				
Bomba centrifuga del separador vertical					
Sistema de almacenamiento y exportacion del crudo	Tanque de almacenamiento Crudo diluido (DCO)	10	10	500.000	0
	Bomba de exportación Centrifuga				
	Tanque de almacenaje Crudo diluido fuera de especificacion				
	Bota de gas				
	Crudo diluido fuera de especificación				
	Bomba de recirculacion Crudo diluido(Tipo Cavidad Progresiva)				
	Medidor Crudo diluido DCO (Medidor Coriolis, SDV)				
Equipo para el manejo de agua de producción	Tanque de almacenamiento Agua de proceso (500 BBL C/U)	10	10	100.000	0
	Bomba de exportacion de Agua de proceso, centrifuga				
	Skid de medición de exportacion de Agua de proceso				
Equipo para el tratamiento de agua desalinadora	Filtros asperos Agua de desalinación	10	10	100.000	0
	Tanque de agua de Desalinación				
	Bomba de carga de Agua desalinadora (centrifuga)				
	Bomba Sand Jet (Centrifuga)				
Sistema Quemador	Ko Drum de quemador (Horizontal, 2 Fases)	20	5	30.000	300.000
	Bomba de recirculación				
	KO Drum de quemador (Neumatica)				
	Sistema de quemador (columna vertical C/Punta de quemador y botonera para ignicion)				
	Estaca de Venteo				

**Fuente:** Elaboración Propia



**Tabla 41.** Depreciación y Amortización Equipos de Producción Planta B (Cont)

Equipos de producción Planta B	Depreciación				
	Descripción	Vida Útil (Años)	%	Valor anual US\$	Valor de Salvamento US\$
Sistema de drenajes	Tanque de drenaje atmosférico No-peligroso (Fibra de vidrio)	20	5	25.000	250.000
Sistema de inyección química	Patín de inyección química para proceso con tanque (5 tipos de químicos, bombas dosificadoras eléctricas)	10	10	50.000	0
Gas Combustible	Patín de gas combustible con separador de gas	10	10	80.000	0
Sistema de aire Comprimido	Paquete de compresor de aire para servicios e instrumentación	10	10	50.000	0
Sistema de agua contra incendios	Bomba de agua contra incendio (Motor eléctrico)	20	5	100.000	1.000.000
	Bomba de agua contra incendio (Motor Diesel)				
	Panel para Bomba de Agua Contra Incendios				
	Monitores de Agua Contra Incendios				
	Carrete porta Manguera C/100				
	Pies de Manguera con Boquilla				
	Barriles de espuma (55 Galones)				
Tanque de agua contra incendio					
Estructura y Servicios	Sistema gas inerte	20	5	1.810.000	18.100.000
	Sistema diluyente				
	Servicio de servicio de agua				
	Sistema de gas combustible				
	Generación Eléctrica / Luces				
	Sistema eléctrico y otros componentes				
	Cuarto de control y equipamiento				
	Comunicaciones				
	Sistema de seguridad				
	Estructuras				
	Otros productos				
Total US\$				3.845.000	29.650.000
Total Bs.				769.000.000	5.930.000.000

**Fuente:** Elaboración Propia

**Tabla 42.** Depreciación y Amortización Activos de Oficina Planta B

Activos Fijos de Oficinas Planta B				
Depreciación				
Descripción	Vida Útil (Años)	%	Depreciación anual Bs.	Valor de Salvamento Bs.
Computadoras	5	20	6.451.200	0
Fotocopiadoras	15	7	456.960	2.284.800
Muebles de oficina	15	7	376.320	1.881.600
Impresoras	15	7	295.680	1.478.400
Equipamiento de Oficina	10	10	161.280	0
Vehículos	5	20	21.504.000	0
Total Bs.			29.245.440	5.644.800

**Fuente:** Elaboración Propia

### 7.3.2. Costos de producción

Para el cálculo de los costos de producción en las plantas de separación gas-líquido se tomaron en cuenta todos aquellos factores que intervienen en el desarrollo del producto, es decir todos los factores que inciden directamente en la producción.

A continuación se observan los resultados del estudio de cada una de las áreas en los costos de producción en la planta B.

#### Costo por consumo de combustible

Para el combustible que se utilizara en la planta, se tomó en cuenta el consumo de los hornos de crudo diluido (DCO), el consumo de los generadores, el consumo de la bomba de agua contra incendio usado como respaldo y para el arranque de la planta, como se observa en la **Tabla 43**.

**Tabla 43.** Costo por Consumo de Combustible Planta B

Consumo de Combustible Planta B	Consumo MM BTU/Hr	Costo MM BTU	
		Bs./Hr	Bs./año
	15,5	113	15.343.140

**Fuente:** Elaboración Propia

#### Costo por consumo de agua

Para el cálculo del consumo de agua como se puede observar en la **Tabla 44** se toma en cuenta el almacenaje e inyección de agua fresca para las etapas del desalinizador y deshidratación, como también para el sistema de agua contra incendio y los servicios básicos dentro de la planta.



**Tabla 44.** Costo por Consumo de Agua Planta B

Consumo de Agua Planta B	Consumo		Costo	
	Bbls	m3	Bs./m3	Bs./año
	1.500	240	1,9	165.564

**Fuente:** Elaboración Propia

### Costo de mano de obra directa

La mano de obra directa se considera como la de los obreros y operadores que son los encargados de controlar y verificar todas las etapas del proceso y están directamente relacionados con el producto. Luego a este total se le agrega un 70% de prestaciones que incluye pago de servicio médico, fondo de vivienda, fondo de jubilación, vacaciones aguinaldos y días de descanso obligatorio [16]. (**Ver Tabla 45**)

**Tabla 45.** Costo de Mano de Obra Directa Planta B

Costo de Mano de Obra Directa Planta B			
Descripción	Cantidad	Sueldo mensual	Sueldo anual
Gerente	2	24.336	584.073
Supervisor	3	18.396	662.256
Obreros	6	10.731	772.632
Operadores	6	12.264	883.008
Subtotal Bs.		65.727	2.901.969
Prestaciones 70%		46.009	2.031.378
Total Bs.		111.737	4.933.347

**Fuente:** Elaboración Propia

### Costo de mano de obra indirecta

A los supervisores, jefes de turno, gerentes, entre otros, se les considera mano de obra indirecta, ya que son los empleados que aun estando en producción la planta no afectan directamente en el proceso de producción. Además de su costo total le agregamos un 70% de prestaciones que incluye pago de servicio médico, fondo de vivienda, fondo de jubilación, vacaciones aguinaldos y días de descanso obligatorio [16]. Como se observa en la **Tabla 46**.

**Tabla 46.** Costo de Mano de Obra Indirecta Planta B

<b>Costo de Mano de Obra Indirecta Planta B</b>			
<b>Descripción</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Sueldo mensual</b>	<b>Sueldo anual</b>
Gerentes	2	24.336	584.073
Secretaria	2	8.300	199.200
Asesor Legal	1	14.300	171.600
Asistente	2	9.200	220.800
Supervisor	2	18.396	441.504
Analista	1	12.500	150.000
Limpieza	4	7.747	371.855
Vigilancia	4	8.600	412.800
<b>Subtotal Bs.</b>		103.379	2.551.832
<b>Prestaciones 70%</b>		72.366	1.786.282
<b>Total Bs.</b>		175.745	4.338.114

**Fuente:** Elaboración Propia

### Costo de mantenimiento

Este cálculo se realiza en base a la contratación de servicios externos durante el tiempo programado para el mantenimiento correctivo y el mantenimiento preventivo y se estimó un gasto anual para su aplicación como indica la **Tabla 47**.

**Tabla 47.** Costo de Mantenimiento Planta B

<b>Mantenimiento Planta B</b>			
<b>Descripción</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Costo mensual</b>	<b>Costo anual</b>
Mantenimiento Mecánico	1	574.875	6.898.500
Logística	1	1.533.000	18.396.000
<b>Total Bs.</b>		2.107.875	25.294.500

**Fuente:** Elaboración Propia

### Costo de control de calidad

De la misma manera que el cálculo por mantenimiento, se utilizan servicios externos para verificar los parámetros de calidad que presenta la planta y para ello se estima un costo anual por este servicio como se observa en la **Tabla 48**.

**Tabla 48.** Costo de Control de Calidad Planta B

Control de Calidad Planta B			
Descripción	Cantidad	Costo mensual	Costo anual
Responsable de Equipos	1	170.000	2.040.000
Supervisión	2	1.200.000	28.800.000
Total Bs.		1.370.000	30.840.000

**Fuente:** Elaboración Propia

### 7.3.3. Resumen de costos de producción

Después de obtener los costos de producción anteriormente mencionados se realizó una suma de todos los costos que forman parte de la producción de la planta, luego se calculo un 10% de los costos totales para los imprevistos sin incluir los costos de administración como se muestra en la **Tabla 49**.

**Tabla 49.** Resumen de Costos de Producción Planta B

Resumen de Costos Producción Planta B	Costo Anual
Mano de Obra	9.271.462
Mantenimiento	25.294.500
Agua	165.564
Combustible	15.343.140
Control de calidad	30.840.000
Seguro de Equipos 5%	807.980.000
Depreciación	798.245.440
<b>SubTotal Bs.</b>	<b>1.687.140.106</b>
<b>Imprevistos 10%</b>	<b>169.764.011</b>
<b>Total Bs.</b>	<b>1.856.904.116</b>

**Fuente:** Elaboración Propia

#### 7.3.4. Costos administrativos

Se realizó un resumen de los costos administrativos para obtener el costo total del consumo por el área de administración donde se incluyen todos los gastos que pudieran existir en la empresa fuera del área de producción. Es en esta área de administración y costos generales donde se cargaran como se muestra en la **Tabla 50**.

**Tabla 50.** Costos Administrativos Planta B

Costos Administrativos Planta B			
Descripción	Cantidad	Costo mensual	Costo anual
Logística	1	100.000	1.200.000
Papelería/artículos de oficina	1	600.000	7.200.000
Limpieza, Seguridad y Servicios Básicos	1	175.000	2.100.000
<b>Total Bs.</b>		875.000	10.500.000

**Fuente:** Elaboración Propia

#### 7.3.5. Costos de operación

El costo total de operación es la suma de los costos de producción y los costos de administración que se pueden observar en la **Tabla 51** para una producción de 50.000 BPD de Crudo. Todos estos costos se estiman en el periodo cero, es decir antes de realizar la inversión.

**Tabla 51.** Resumen de Costos de Operación Planta B

Resumen de Costos de Operación Planta B	Costo anual
Costo de Producción	1.856.904.116
Costo de Administración	10.500.000
<b>Total Bs.</b>	<b>1.867.404.116</b>

**Fuente:** Elaboración Propia

### 7.3.6. Costos financieros

La tasa de interés anual y la liquidez se estableció como referencia del promedio de las bancas del país y partiendo de esta información se realizó la tabla de pago de la deuda, detallando los intereses, anualidad y pago de capital que se generan en el transcurso de los diez (10) años de financiamiento, en el que se estimó una tasa de interés del 12% fija para la banca pública (**Ver Tabla 52 y 53**).

**Tabla 52.** Pago de la Deuda Banca Pública Planta B

<b>Tabla de Pago de la Deuda Planta B</b>				
<b>Año</b>	<b>Interés (Bs.)</b>	<b>Anualidad (Bs.)</b>	<b>Pago a Capital (Bs.)</b>	<b>Deuda después del pago (Bs.)</b>
0	0	0	0	12.012.400.000
1	1.441.488.000	2.126.004.574	684.516.574	11.327.883.426
2	1.359.346.011	2.126.004.574	766.658.562	10.561.224.864
3	1.267.346.984	2.126.004.574	858.657.590	9.702.567.274
4	1.164.308.073	2.126.004.574	961.696.501	8.740.870.774
5	1.048.904.493	2.126.004.574	1.077.100.081	7.663.770.693
6	919.652.483	2.126.004.574	1.206.352.090	6.457.418.602
7	774.890.232	2.126.004.574	1.351.114.341	5.106.304.261
8	612.756.511	2.126.004.574	1.513.248.062	3.593.056.199
9	431.166.744	2.126.004.574	1.694.837.830	1.898.218.369
10	227.786.204	2.126.004.574	1.898.218.369	0

**Fuente:** Elaboración Propia

**Tabla 53.** Datos Financieros Banca Pública Planta B

<b>Monto a Financiar (Bs.)</b>	<b>12.012.400.000</b>
<b>Interés Anual (%)</b>	<b>12%</b>
<b>Plazo (años)</b>	<b>10</b>
<b>Anualidad (Bs.)</b>	<b>2.126.004.574</b>

**Fuente:** Elaboración Propia

## 7.4. PUNTO DE EQUILIBRIO ALTERNATIVA B

### Costos fijos y costos variables

Para determinar el punto de equilibrio se clasificaron los costos en dos tipos, costos fijos y costos variables, con la finalidad de determinar el nivel mínimo de producción donde los costos totales se igualan a los ingresos. Para ello se estableció una tabla de clasificación de los costos como se observa en la **Tabla 54**.

**Tabla 54.** Producción Mínima Económica Planta B

Produccion Mínima Económica Planta B			
Costos Variables	Costo anual	Costos Fijos	Costo anual
Mano de Obra Directa	4.933.347	Mano de Obra Indirecta	4.338.114
Agua	165.564	Mantenimiento	25.294.500
Combustible	15.343.140	Control de calidad	30.840.000
Seguro de Equipos	807.980.000	Depreciacion	798.245.440
Imprevistos	169.764.011	Administracion	10.500.000
<b>Total Bs.</b>	<b>998.186.062</b>	<b>Total Bs.</b>	<b>869.218.054</b>

**Fuente:** Elaboración Propia

### Ingresos

El valor de los ingresos se toma en cuenta el costo de operación y la inversión inicial de la planta, luego se calcula el costo mínimo por barril mejorado que para la alternativa A es igual a 2,5 US\$ (500 Bs.) por barril mejorado, para determinar los ingresos totales anuales como se muestra en la **Tabla 55**.



**Tabla 55.** Ingresos Planta B

Produccion Minima Economica Planta B				
Costo del Barril de Petróleo Mejorado 2,5 \$			Tasa de cambio Simadi = 200Bs.	
Costo del Barril de Petróleo Mejorado igual a Bs. 500				
	Produccion BPD	% de producción	Bs./mensual	Bs./Anual
Modulo 1	15.000	30	225.000.000	2.700.000.000
	30.000	60	450.000.000	5.400.000.000
	50.000	100	750.000.000	9.000.000.000

**Fuente:** Elaboración Propia

### Punto de equilibrio

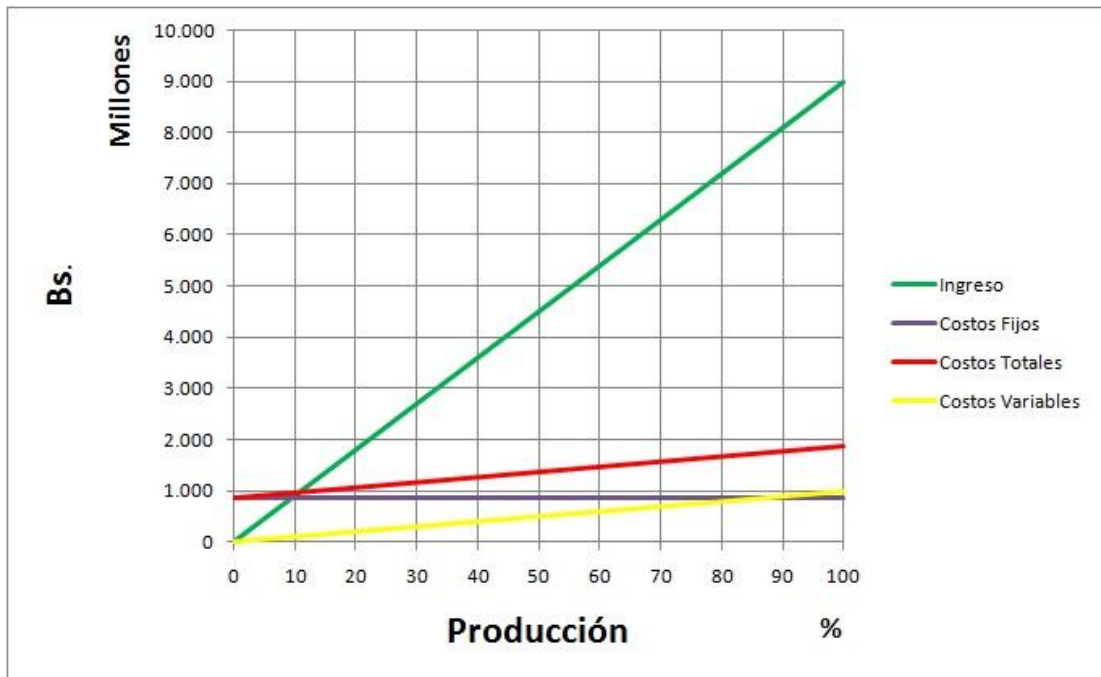
Para el punto de equilibrio se realizó la **Tabla 56** donde se calculó el valor de los ingresos, el valor de los costos fijos, el valor de los costos variables, el valor de los costos totales y la cantidad de barriles diarios de crudo que se pueden producir a diferentes porcentajes de producción.

**Tabla 56.** Punto de Equilibrio Planta B

Clasificación de costos Planta B	
Descripción	Bs./año
Ingresos	9.000.000.000
Costos Totales	1.867.404.116
Costos Variables	998.186.062
Costos Fijos	869.218.054

**Fuente:** Elaboración Propia

Luego de determinar estos valores se realizó el grafico para determinar el punto de intersección de los ingresos y los costos totales de la Planta B. y así encontrar el porcentaje mínimo de producción que se debe tener obtener para que la planta sea económicamente viable (**Ver Figura 35**).



**Figura 35.** Punto de Equilibrio Planta B

**Fuente:** Elaboración Propia

En el que los resultados del punto de equilibrio son de 10,86 % para una producción mínima equivalente a 5.431 barriles de crudo diarios.



## **CAPITULO VIII**

### **8. ESTUDIO ECONÓMICO**

#### **8.1. DETERMINACIÓN DEL ESTADO DE RESULTADOS PRO-FORMA**

##### **8.1.1. Determinación de la tasa activa**

Para obtener la tasa activa de financiamiento se evaluaron las características que ofrecen tanto la banca pública, como la banca privada en el país y se determino por medio de esta investigación que el financiamiento a utilizar en el estudio es el 12% que actualmente otorga la banca pública [17] [18].

##### **8.1.2. Determinación de la TMAR**

La TMAR es la tasa de ganancia anual que solicita el inversionista. Para determinar la TMAR se toman en cuenta tres (03) parámetros, la estabilidad de venta del producto, la estabilidad o inestabilidad macroeconómica del país y la competencia del mercado. Para el estudio se establecieron los dos (02) primeros parámetros como los más importantes ya que en el proyecto se tomó como único cliente PDVSA; además, no se establece inflación debido a que los ingresos varían de la misma manera que varían los costos.

Para determinar la TMAR se estimo un valor de 5% por encima del porcentaje de financiamiento; es decir,  $TMAR = 17\%$ .

### **8.1.3. Determinación del ISLR**

Para obtener el valor del ISLR que se aplica en plantas de producción se toma como referencia la ley de hidrocarburos y la Ley de impuesto sobre la renta, donde establece que las empresas dedicadas al proceso de mejoramiento de crudos pesados y extra pesados están sujetas a impuestos del 34%. [19]

### **8.1.4. Estados de resultados alternativa A**

Para el cálculo de los flujos netos de efectivo (FNE) y los flujos descontados, se realiza una evaluación económica donde se presentan dos (02) estados de resultados.

- Primero se presenta el estado de resultado sin financiamiento y con producción constante, en el cual se estudia un caso ideal donde el proyecto no está financiamiento. (**Ver Tabla 57**).
- Segundo se presenta el estado de resultado con un financiamiento de banca pública con tasa igual al 12% y con producción constante, tomando un financiamiento de aproximadamente el 70% del costo de inversión inicial. (**Ver Tabla 58**).

**Estado de resultados sin financiamiento y con producción constante**

**Tabla 57.** Estado de Resultado 1 Planta A

Estado de Resultados sin Financiamiento y con Producción Constante										
Planta A										
Concepto	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Producción	50000 BPD	50000 BPD	50000 BPD	50000 BPD	50000 BPD	50000 BPD	50000 BPD	50000 BPD	50000 BPD	50000 BPD
+Ingreso	9.000.000.000	9.000.000.000	9.000.000.000	9.000.000.000	9.000.000.000	9.000.000.000	9.000.000.000	9.000.000.000	9.000.000.000	9.000.000.000
- Costo de Producción	1.763.522.119	1.763.522.119	1.763.522.119	1.763.522.119	1.763.522.119	1.763.522.119	1.763.522.119	1.763.522.119	1.763.522.119	1.763.522.119
- Costo de Administración	10.500.000	10.500.000	10.500.000	10.500.000	10.500.000	10.500.000	10.500.000	10.500.000	10.500.000	10.500.000
= Utilidad antes de impuestos	7.225.977.881	7.225.977.881	7.225.977.881	7.225.977.881	7.225.977.881	7.225.977.881	7.225.977.881	7.225.977.881	7.225.977.881	7.225.977.881
- Impuesto 34%	2.456.832.480	2.456.832.480	2.456.832.480	2.456.832.480	2.456.832.480	2.456.832.480	2.456.832.480	2.456.832.480	2.456.832.480	2.456.832.480
= Utilidad despues de impuestos	4.769.145.401	4.769.145.401	4.769.145.401	4.769.145.401	4.769.145.401	4.769.145.401	4.769.145.401	4.769.145.401	4.769.145.401	4.769.145.401
+ Depreciación	765.245.440	765.245.440	765.245.440	765.245.440	765.245.440	765.245.440	765.245.440	765.245.440	765.245.440	765.245.440
=Flujo Neto de Efectivo Bs.	5.534.390.841	5.534.390.841	5.534.390.841	5.534.390.841	5.534.390.841	5.534.390.841	5.534.390.841	5.534.390.841	5.534.390.841	5.534.390.841
=Flujos Descontado Bs.	5.534.390.841	5.534.390.841	5.534.390.841	5.534.390.841	5.534.390.841	5.534.390.841	5.534.390.841	5.534.390.841	5.534.390.841	10.100.035.641

**Fuente:** Elaboración Propia

**Estado de resultados con financiamiento y con producción constante**

**Tabla 58.** Estado de Resultado 2 Planta A

Estado de Resultados con Financiamiento y Producción Constante										
Planta A										
Concepto	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Producción	50000 BPD	50000 BPD	50000 BPD	50000 BPD	50000 BPD	50000 BPD	50000 BPD	50000 BPD	50000 BPD	50000 BPD
+Ingreso	9.000.000.000	9.000.000.000	9.000.000.000	9.000.000.000	9.000.000.000	9.000.000.000	9.000.000.000	9.000.000.000	9.000.000.000	9.000.000.000
- Costo de Producción	1.763.522.119	1.763.522.119	1.763.522.119	1.763.522.119	1.763.522.119	1.763.522.119	1.763.522.119	1.763.522.119	1.763.522.119	1.763.522.119
- Costo de Administración	10.500.000	10.500.000	10.500.000	10.500.000	10.500.000	10.500.000	10.500.000	10.500.000	10.500.000	10.500.000
- Interés de Financiamiento	1.321.008.000	1.245.731.463	1.161.421.742	1.066.994.854	961.236.740	842.787.652	710.124.674	561.542.138	395.129.698	208.747.765
= Utilidad antes de impuestos	5.904.969.881	5.980.246.418	6.064.556.139	6.158.983.026	6.264.741.141	6.383.190.229	6.515.853.207	6.664.435.743	6.830.848.183	7.017.230.116
- Impuesto 34%	2.007.689.760	2.033.283.782	2.061.949.087	2.094.054.229	2.130.011.988	2.170.284.678	2.215.390.090	2.265.908.153	2.322.488.382	2.385.858.239
= Utilidad despues de impuestos	3.897.280.121	3.946.962.636	4.002.607.052	4.064.928.797	4.134.729.153	4.212.905.551	4.300.463.117	4.398.527.590	4.508.359.801	4.631.371.877
+ Depreciación	765.245.440	765.245.440	765.245.440	765.245.440	765.245.440	765.245.440	765.245.440	765.245.440	765.245.440	765.245.440
- Pago de capital	627.304.473	702.581.009	786.890.731	881.317.618	987.075.732	1.105.524.820	1.238.187.799	1.386.770.335	1.553.182.775	1.739.564.708
=Flujo Neto de Efectivo Bs.	4.035.221.089	4.009.627.066	3.980.961.761	3.948.856.619	3.912.898.860	3.872.626.170	3.827.520.758	3.777.002.696	3.720.422.466	3.657.052.609
=Flujos Descontados Bs.	3.735.007.626	3.435.202.139	3.156.897.498	2.898.464.585	2.658.394.404	2.435.289.105	2.227.853.674	2.034.888.237	1.855.280.940	3.795.385.480

**Fuente:** Elaboración Propia

### **8.1.5. Estados de resultados alternativa B**

Para el cálculo de los flujos netos de efectivo (FNE) y los flujos descontados, se realiza una evaluación económica donde se presentan dos (02) estados de resultados.

- Primero se presenta el estado de resultado sin financiamiento y con producción constante, en el cual se estudia un caso ideal donde el proyecto no es financiado. **(Ver Tabla 59).**
- Segundo se presenta el estado de resultado con un financiamiento de banca pública, con tasa igual al 12% y con producción constante, donde se tomando un financiamiento de aproximadamente el 70% del costo de inversión inicial. **(Ver Tabla 60).**

**Estado de resultados sin financiamiento y con producción constante**

**Tabla 59.** Estado de Resultado 1 Planta B

Estado de Resultados sin Financiamiento y con Producción Constante										
Planta B										
Concepto	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Producción	50000 BPD	50000 BPD	50000 BPD	50000 BPD	50000 BPD	50000 BPD	50000 BPD	50000 BPD	50000 BPD	50000 BPD
+Ingreso	9.000.000.000	9.000.000.000	9.000.000.000	9.000.000.000	9.000.000.000	9.000.000.000	9.000.000.000	9.000.000.000	9.000.000.000	9.000.000.000
- Costo de Producción	1.856.904.116	1.856.904.116	1.856.904.116	1.856.904.116	1.856.904.116	1.856.904.116	1.856.904.116	1.856.904.116	1.856.904.116	1.856.904.116
- Costo de Administración	10.500.000	10.500.000	10.500.000	10.500.000	10.500.000	10.500.000	10.500.000	10.500.000	10.500.000	10.500.000
= Utilidad antes de impuestos	7.132.595.884	7.132.595.884	7.132.595.884	7.132.595.884	7.132.595.884	7.132.595.884	7.132.595.884	7.132.595.884	7.132.595.884	7.132.595.884
- Impuesto 34%	2.425.082.600	2.425.082.600	2.425.082.600	2.425.082.600	2.425.082.600	2.425.082.600	2.425.082.600	2.425.082.600	2.425.082.600	2.425.082.600
= Utilidad despues de impuestos	4.707.513.283	4.707.513.283	4.707.513.283	4.707.513.283	4.707.513.283	4.707.513.283	4.707.513.283	4.707.513.283	4.707.513.283	4.707.513.283
+ Depreciación	798.245.440	798.245.440	798.245.440	798.245.440	798.245.440	798.245.440	798.245.440	798.245.440	798.245.440	798.245.440
=Flujo Neto de Efectivo Bs.	5.505.758.723	5.505.758.723	5.505.758.723	5.505.758.723	5.505.758.723	5.505.758.723	5.505.758.723	5.505.758.723	5.505.758.723	5.505.758.723
=Flujos Descontados Bs.	5.505.758.723	5.505.758.723	5.505.758.723	5.505.758.723	5.505.758.723	5.505.758.723	5.505.758.723	5.505.758.723	5.505.758.723	5.505.758.723

**Fuente:** Elaboración Propia



## Estado de resultados con financiamiento y con producción constante

**Tabla 60.** Estado de Resultado 2 Planta B

Estado de Resultados con Financiamiento y Producción Constante										
Planta B										
Concepto	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Producción	50000 BPD	50000 BPD	50000 BPD	50000 BPD	50000 BPD	50000 BPD	50000 BPD	50000 BPD	50000 BPD	50000 BPD
+Ingreso	9.000.000.000	9.000.000.000	9.000.000.000	9.000.000.000	9.000.000.000	9.000.000.000	9.000.000.000	9.000.000.000	9.000.000.000	9.000.000.000
- Costo de Producción	1.856.904.116	1.856.904.116	1.856.904.116	1.856.904.116	1.856.904.116	1.856.904.116	1.856.904.116	1.856.904.116	1.856.904.116	1.856.904.116
- Costo de Administración	10.500.000	10.500.000	10.500.000	10.500.000	10.500.000	10.500.000	10.500.000	10.500.000	10.500.000	10.500.000
- Interés de Financiamiento	1.441.488.000	1.359.346.011	1.267.346.984	1.164.308.073	1.048.904.493	919.652.483	774.890.232	612.756.511	431.166.744	227.786.204
= Utilidad antes de impuestos	5.691.107.884	5.773.249.872	5.865.248.900	5.968.287.811	6.083.691.391	6.212.943.401	6.357.705.651	6.519.839.372	6.701.429.140	6.904.809.679
- Impuesto 34%	1.934.976.680	1.962.904.957	1.994.184.626	2.029.217.856	2.068.455.073	2.112.400.756	2.161.619.921	2.216.745.387	2.278.485.908	2.347.635.291
= Utilidad despues de impuestos	3.756.131.203	3.810.344.916	3.871.064.274	3.939.069.955	4.015.236.318	4.100.542.644	4.196.085.730	4.303.093.986	4.422.943.232	4.557.174.388
+ Depreciación	798.245.440	798.245.440	798.245.440	798.245.440	798.245.440	798.245.440	798.245.440	798.245.440	798.245.440	798.245.440
- Pago de capital	684.516.574	766.658.562	858.657.590	961.696.501	1.077.100.081	1.206.352.090	1.351.114.341	1.513.248.062	1.694.837.830	1.898.218.369
=Flujo Neto de Efectivo Bs.	3.869.860.070	3.841.931.793	3.810.652.124	3.775.618.894	3.736.381.677	3.692.435.994	3.643.216.829	3.588.091.364	3.526.350.843	3.457.201.459
=Flujos Descontados Bs.	3.582.645.829	3.292.811.588	3.023.605.663	2.773.464.508	2.540.939.421	2.324.687.972	2.123.466.078	1.936.120.649	1.761.582.787	1.611.935.505

**Fuente:** Elaboración Propia

## CAPITULO IX

### 9. ANÁLISIS DE RESULTADOS

#### 9.1. ANÁLISIS TÉCNICO

Para el análisis técnico se realiza una tabla comparativa de ventajas y desventajas de cada alternativa (**Ver Tabla 61 y Tabla 62**), donde se pueden observar las características técnicas de cada una de las plantas tomando en cuenta datos como:

- Capacidad de los equipos
- Consumo de los equipos
- Peso de los equipos
- Cantidad de equipos
- Optimización de los recursos utilizados
- Tiempo de instalación
- Tamaño y capacidad de cada planta

**Tabla 61.** Evaluación Técnica Planta A

Planta A	
Ventajas	Desventajas
Capacidad de Producción de Crudo 50 MBCPD Capacidad de Producción de Gas 10 MMPCPD	No tiene Capacidad de Procesar Gas Mayor Consumo de BTU/Hr Mayor Cantidad de Equipos Mayor Tiempo de Instalación (23 meses) Quema del Gas Restante Mayor Tamaño de Planta Mayor Cantidad de Mantenimiento en Equipos El Peso Neto de los Equipos es Mayor

**Fuente:** Elaboración Propia



**Tabla 62.** Evaluación Técnica Planta B

<b>Planta B</b>	
<b>Ventajas</b>	<b>Desventajas</b>
Capacidad de Producción de Cruudo 50 MBCPD Capacidad de Producción de Gas 10 MMPCPD El Peso Neto de los Equipos es Menor Menor Consumo de BTU/Hr Menor Cantidad de Equipos Menor Tiempo de Instalación (19 meses) Mayor Aprovechamiento de los Hidrocarburos Menor Tamaño de Planta	No tiene Capacidad de Procesar Gas Quema del Gas Restante

**Fuente:** Elaboración Propia

Luego se hace una evaluación del proyecto, y se consideran datos básicos obtenidos en el estudio técnico, específicamente en la selección de maquinaria donde se observan las características principales de los equipos que conforman cada uno de los procesos de las alternativas a estudiar.

Planta A [Ver Anexo 13 y Anexo 14]

Planta B [Ver Anexo 15 y Anexo 16]

Las características más importantes a tomar en cuenta para la siguiente comparación de alternativas se observan en la **Tabla 63**.

**Tabla 63.** Características Técnicas

	<b>Cantidad de Equipos (Unidades)</b>	<b>Tiempo de Instalación (Meses)</b>	<b>Eficiencia Energetica (Consumo MMBTU/hr)</b>	<b>Tamaño de Planta (m2)</b>
<b>Alternativa A</b>	89	23	23,94	102.500
<b>Alternativa B</b>	83	19	15,15	82.333

**Fuente:** Elaboración Propia

Después de evaluar las características de las plantas, se obtiene que el consumo de BTU/Hr sea mayor en la planta A que en la planta B, lo que es una desventaja en la optimización de recursos. La planta A al utilizar una mayor cantidad de combustible aumenta el calentamiento en el proceso, y esto produce diferentes ventajas y desventajas en el proceso.

**Las siguientes ventajas son:**

- Reduce la viscosidad (Un incremento en la temperatura de 10 °F baja la viscosidad de la emulsión).
- Incrementa la colisión de las gotas de agua para su coalescencia.
- Incrementa la diferencia de densidad entre la salmuera y el crudo.
- Promueve una mejor distribución del demulsificante.
- Disuelve las parafinas cristalizadas que le dan estabilidad a las emulsiones.
- Debilita la película de emulsionante que rodea a las gotas de agua.

**Sin embargo el calentamiento presenta las siguientes desventajas:**

- Provoca la migración de los compuestos más volátiles del crudo hacia la fase gas, ocasionando una disminución de volumen del crudo calentado y una disminución en su gravedad API.
- Incrementa los costos de combustible.
- Incrementa los riesgos en las instalaciones.
- Requieren mayor instrumentación y control.
- Causa depósitos de coke.

Es muy importante tomar en consideración en el análisis de la evaluación técnica, que la puesta en marcha o entrega final de la planta de procesamiento de crudo en la alternativa A tiene un lapso de instalación de veintitrés (23) meses, a diferencia de la alternativa B que es de diecinueve (19) meses, lo que implica que la planta B comienza a producir crudo mejorado cuatro (04) meses antes que la planta A.

Luego se analiza la cantidad de equipos en las alternativas, y se tiene que la planta B tiene una menor cantidad, esto disminuye la cantidad de equipos a transportar, los trabajos de mantenimiento y el espacio requerido para la instalación de los equipos.

Es por ello, que al evaluar las características técnicas de las alternativas como su eficiencia energética, el tiempo de instalación, la cantidad de equipos y el tamaño de planta, se logra concluir que ambas plantas son técnicamente viables para su instalación, pero la mayor cantidad de características positivas o ventajas, la de más tecnología, mejor eficiencia energética y la mejor opción de instalación entre ambas alternativas desde el punto de vista técnico es la planta B.

## 9.2. ANÁLISIS ECONÓMICO FINANCIERO

Para realizar el análisis económico del proyecto, se consideran ciertas premisas básicas además de los datos obtenidos en los cuadros de costos e inversiones.

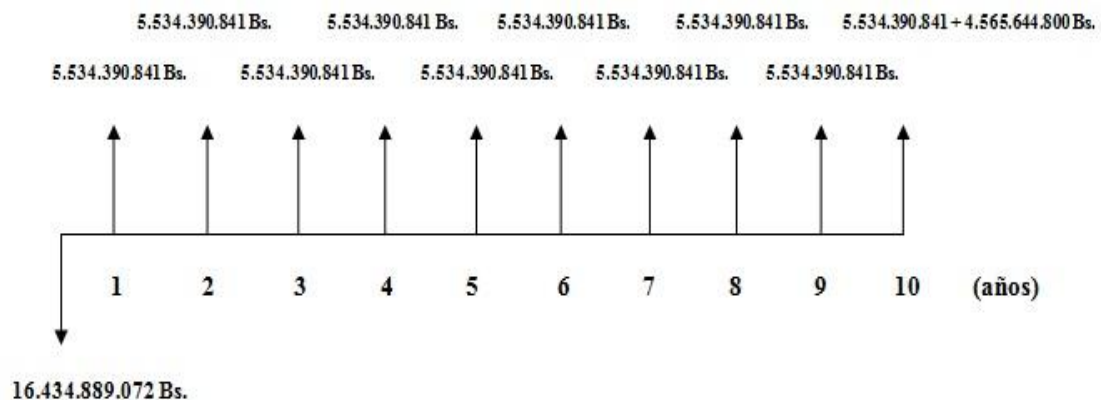
**Dichas premisas son las siguientes:**

- ISLR: 34%.
- Vida Útil del proyecto: 10 años.
- Tasa de interés 12 %.
- TMAR 17%.

### 9.2.1. Rentabilidad alternativa A

#### Caso 1A: Cálculo con producción constante y sin financiamiento

Con los datos obtenidos en el estudio económico con producción constante y sin financiamiento, se realiza el siguiente diagrama de flujo (Ver **Figura 36**), tomando en cuenta la inversión inicial, y el flujo neto de efectivo (FNE) a través de los diez (10) años; además se le agrega el valor de salvamento al final de los diez (10) años. Para este último valor de salvamento ver **Tabla 25** y **Tabla 26**.



**Figura 36.** Diagrama de Flujo 1 Planta A

**Fuente:** Elaboración Propia

Para el cálculo del VPN, la TIR y la eficiencia de inversión (Ver Figura 8), (Ver Figura 9) y (Ver Figura 10) respectivamente.

Con datos como los flujos descontados, el valor de salvamento, el monto de inversión inicial, la tasa de descuento y el horizonte económico se obtiene la siguiente. (Ver Tabla 64).

**Tabla 64.** Rentabilidad Económica 1 Planta A

<b>Horizonte Economico</b>	<b>10</b>
<b>TMAR</b>	<b>17%</b>
<b>Valor de Salvamento</b>	<b>Bs. 4.565.644.800</b>
<b>VPN</b>	<b>Bs. 10.297.468.976</b>
<b>TIR</b>	<b>32,15%</b>
<b>Eficiencia de Inversión</b>	<b>62,66%</b>

**Fuente:** Elaboración Propia

El estudio resulta aceptable, ya que el valor presente neto es positivo al estar la tasa interna de retorno por encima de la tasa mínima aceptable de rendimiento (TMAR = 17%); además, la eficiencia de inversión es de 62,66% y el periodo de recuperación es de cuatro (04) años y seis (06) meses (Ver Tabla 65).

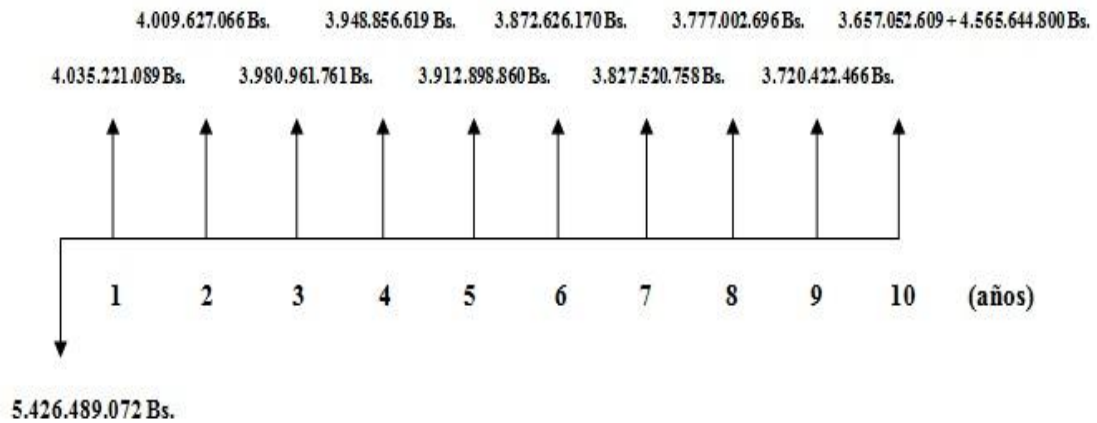
**Tabla 65.** Periodo de Recuperación 1 Planta A

<b>Calculo del PRI</b>		
<b>Año</b>	<b>Flujos Descontados (Bs.)</b>	<b>Saldo al final del año</b>
0	-16.434.889.072	-16.434.889.072
1	4.730.248.582	-11.704.640.490
2	4.042.947.506	-7.661.692.983
3	3.455.510.689	-4.206.182.294
4	2.953.427.939	-1.252.754.355
5	2.524.297.384	1.271.543.030
6	2.157.519.132	3.429.062.161
7	1.844.033.446	5.273.095.607
8	1.576.096.962	6.849.192.570
9	1.347.091.421	8.196.283.990
10	2.101.184.986	10.297.468.976

**Fuente:** Elaboración Propia

**Caso 2A: Cálculo con producción constante y con un financiamiento del 12%**

En el segundo caso del estudio económico con producción constante y con financiamiento, se realiza el siguiente diagrama de flujo (Ver Figura 37), tomando en cuenta la inversión inicial y el flujo neto de efectivo (FNE) a través de los diez (10) años; además se le agrega el valor de salvamento al final de los diez (10) años.



**Figura 37.** Diagrama de Flujo 2 Planta A  
**Fuente:** Elaboración Propia

Nuevamente con los flujos descontados, el valor de salvamento, el monto de inversión inicial, la tasa de descuento y el horizonte económico se obtiene lo siguiente. (Ver Tabla 66).

**Tabla 66.** Rentabilidad Económica 2 Planta A

<b>Horizonte Económico</b>	<b>10</b>
<b>TMAR Mixta</b>	<b>14%</b>
<b>Valor de Salvamento</b>	<b>Bs. 4.565.644.800</b>
<b>VPN</b>	<b>Bs. 16.550.751.460</b>
<b>TIR</b>	<b>73,59%</b>
<b>Eficiencia de Inversión</b>	<b>305,00%</b>

**Fuente:** Elaboración Propia

Para este segundo estudio el resultado también es positivo para el valor presente neto y la tasa interna de retorno, que está por encima de la tasa mínima aceptable de rendimiento mixta (**TMAR Mixta = 14%**).

La Eficiencia de Inversión es del **305%** y el Periodo de Recuperación es de un (01) año y ocho (08) meses (**Ver Tabla 67**).

**Tabla 67.** Periodo de Recuperación 2 Planta A

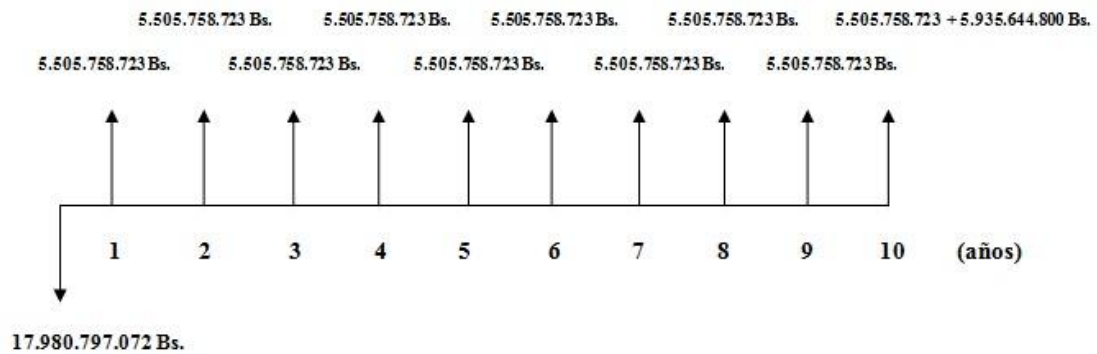
Calculo del PRI		
Año	Flujos Descontados (Bs.)	Saldo al final del año
0	-5.426.489.072	-5.426.489.072
1	3.550.540.208	-1.875.948.864
2	3.104.260.666	1.228.311.802
3	2.711.872.753	3.940.184.554
4	2.366.899.223	6.307.083.778
5	2.063.640.893	8.370.724.670
6	1.797.083.179	10.167.807.849
7	1.562.813.875	11.730.621.724
8	1.356.950.792	13.087.572.517
9	1.176.078.100	14.263.650.617
10	2.287.100.843	16.550.751.460

**Fuente:** Elaboración Propia

### 9.2.2. Rentabilidad alternativa B

#### Caso 1B: Cálculo con producción constante y sin financiamiento

Con los datos obtenidos en el estudio económico 1 de la alternativa B con producción constante y sin financiamiento, se realiza el siguiente diagrama de flujo (**Ver Figura 38**), tomando en cuenta la inversión inicial y el flujo neto de efectivo (FNE) a través de los diez (10) años; además se le agrega el valor de salvamento al final de los diez (10) años. Para este último valor de salvamento ver **Tabla 41** y **Tabla 42**.



**Figura 38.** Diagrama de Flujo 1 Planta B

**Fuente:** Elaboración Propia

Los resultados del VPN, TIR y eficiencia de inversión se observan en la **Tabla 68**.

**Tabla 68.** Rentabilidad Económica 1 Planta B

<b>Horizonte Económico</b>	<b>10</b>
<b>TMAR</b>	<b>17%</b>
<b>Valor de Salvamento</b>	<b>Bs. 5.935.644.800</b>
<b>VPN =</b>	<b>Bs. 7.668.350.489</b>
<b>TIR =</b>	<b>28,03%</b>
<b>Eficiencia de Inversión</b>	<b>42,65%</b>

**Fuente:** Elaboración Propia



El estudio es favorable, ya que la tasa interna de retorno está por encima de la tasa mínima aceptable de rendimiento (TMAR = 17%).

La Eficiencia de Inversión es de **45,93 %** y el Periodo de Recuperación es de cinco (05) años y seis (06) meses (**Ver Tabla 69**).

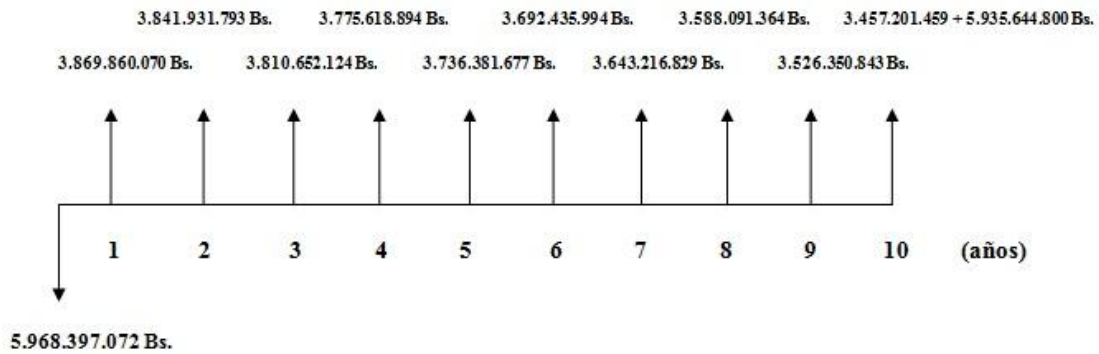
**Tabla 69.** Periodo de Recuperación 1 Planta B

Calculo del PRI		
Año	Flujos Descontados (Bs.)	Saldo al final del año (Bs.)
0	-16.434.889.072	-16.434.889.072
1	4.730.248.582	-11.704.640.490
2	4.042.947.506	-7.661.692.983
3	3.455.510.689	-4.206.182.294
4	2.953.427.939	-1.252.754.355
5	2.524.297.384	1.271.543.030
6	2.157.519.132	3.429.062.161
7	1.844.033.446	5.273.095.607
8	1.576.096.962	6.849.192.570
9	1.347.091.421	8.196.283.990
10	2.101.184.986	10.297.468.976

**Fuente:** Elaboración Propia

**Caso 2B: Cálculo con producción constante y con financiamiento del 12%**

En el segundo caso de la alternativa B con producción constante y con financiamiento, se realiza el siguiente diagrama de flujo (Ver Figura 39), tomando en cuenta nuevamente la inversión inicial, y el flujo neto de efectivo (FNE) a través de los diez (10) años; y además se le agrega el valor de salvamento al final de los diez (10) años.



**Figura 39.** Diagrama de Flujo 2 Planta B

**Fuente:** Elaboración Propia

Para observar los resultados del VPN, TIR y eficiencia de inversión (Ver Tabla 70).

**Tabla 70.** Rentabilidad Económica 2 Planta B

<b>Horizonte Economico</b>	<b>10</b>
<b>TMAR Mixta</b>	<b>14%</b>
<b>Valor de Salvamento</b>	<b>Bs. 5.935.644.800</b>
<b>VPN</b>	<b>Bs. 15.450.002.533</b>
<b>TIR</b>	<b>64,01%</b>
<b>Eficiencia de Inversión</b>	<b>258,86%</b>

**Fuente:** Elaboración Propia

El estudio resulta ser positivo, el valor presente neto es positivo y la tasa interna de retorno está por encima de la tasa mínima aceptable de rendimiento (**TMAR Mixta= 14%**).

La Eficiencia de Inversión de **258,86 %** y el Periodo de Recuperación es de un (01) año y ocho (08) meses (**Ver Tabla 71**).

**Tabla 71.** Periodo de Recuperación 2 Planta B

Calculo del PRI		
Año	Flujos Descontados (Bs.)	Saldo al final del año (Bs.)
0	-5.426.489.072	-5.426.489.072
1	3.550.540.208	-1.875.948.864
2	3.104.260.666	1.228.311.802
3	2.711.872.753	3.940.184.554
4	2.366.899.223	6.307.083.778
5	2.063.640.893	8.370.724.670
6	1.797.083.179	10.167.807.849
7	1.562.813.875	11.730.621.724
8	1.356.950.792	13.087.572.517
9	1.176.078.100	14.263.650.617
10	2.287.100.843	16.550.751.460

**Fuente:** Elaboración Propia

Al evaluar los casos tanto de la planta A como de la Planta B, se observa la variación del proyecto cuando se usa una inversión propia o cuando se solicita financiamiento, en esos dos (02) casos se puede apreciar que la tasa interna de retorno (TIR) mejora al utilizar el financiamiento debido a que el banco solo percibe ingresos del proyecto por medio de los interés.

También se observa que el tiempo de recuperación de la inversión es más rápido con el financiamiento. Esto ocurre debido a que la inversión realizada no es en su totalidad aporte propio y la tasa interna de retorno se eleva cuando disfruta del financiamiento. Cuando se financia un proyecto, se realiza un desembolso por cuotas mensuales de amortización de capital y pago de intereses, y esto permite recuperarse más rápido en el tiempo; es por ello, que se observa como el valor presente neto (VPN) aumenta en estos casos.

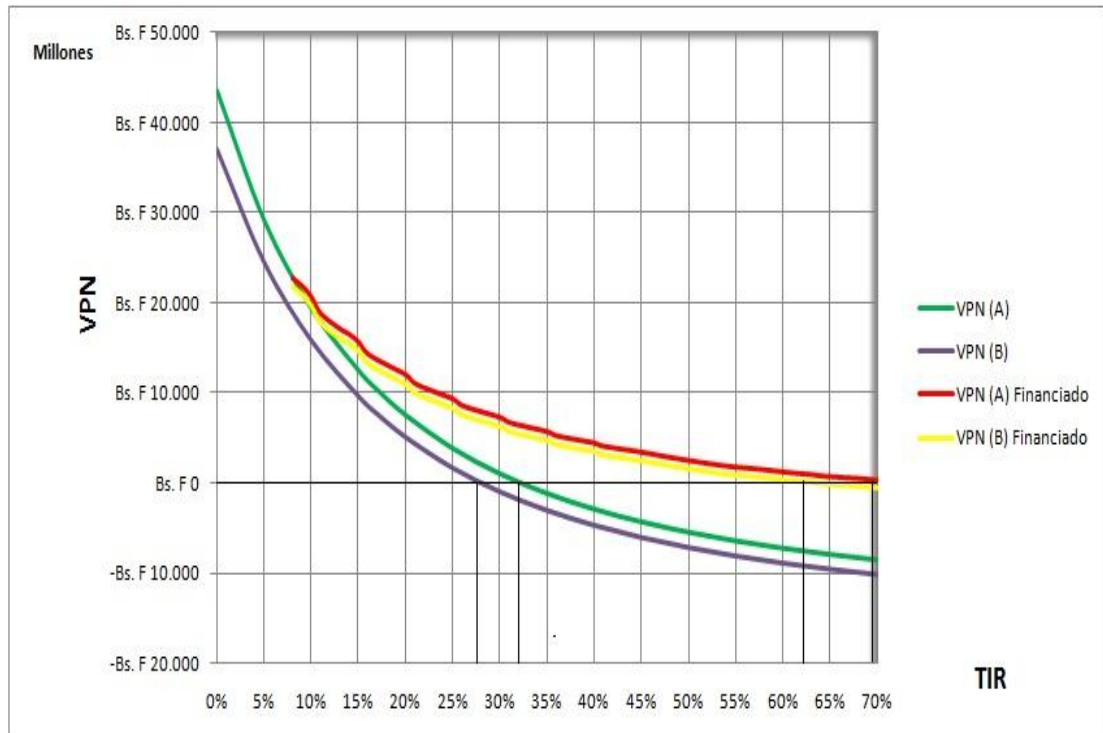
Al evaluar las alternativas con una **TMAR = 17%**, sin financiamiento, notamos que el VPN en ambos casos es positivo con una TIR de **32,15%** para la alternativa A y **28,03 %** para la alternativa B. Luego si evaluamos el caso con financiamiento donde la tasa de descuento combinada con la tasa del banco (12%) obtenemos (**TMAR Mixta = 14%**), se observa que la TIR es de **73,59%** para la alternativa A y **64,01%** para la alternativa B, lo que nos da un margen más amplio en la tasa de descuento si se desea aumentar la ganancia del inversionista.

Luego de analizar las alternativas con y sin financiamiento, se estable que a través de los parámetros de rentabilidad las dos (02) alternativas son opciones viables para la instalación de una planta de procesamiento y separación gas-líquido, ya que ambas poseen valores positivos en la evaluación. Sin embargo en este proyecto se desea comparar y seleccionar la mejor alternativa, y es por ello que tanto para un escenario sin financiamiento como para un escenario con financiamiento la mejor opción es la planta A (**Ver Tabla 76**).

**Tabla 72. Comparación de Rentabilidad**

<b>Sin Financiamiento</b>		<b>TMAR</b>	<b>17%</b>
<b>Planta A</b>		<b>Planta B</b>	
<b>VPN</b>	<b>Bs. 10.297.468.976</b>	<b>VPN</b>	<b>Bs. 7.668.350.489</b>
<b>TIR</b>	<b>32,15%</b>	<b>TIR</b>	<b>28,03%</b>
<b>Eficiencia de Inversión</b>	<b>62,66%</b>	<b>Eficiencia de Inversión</b>	<b>42,65%</b>
<b>Con Financiamiento del 12 %</b>		<b>TMAR Mixta</b>	<b>14%</b>
<b>Planta A</b>		<b>Planta B</b>	
<b>VPN =</b>	<b>Bs. 16.550.751.460</b>	<b>VPN =</b>	<b>Bs. 15.450.002.533</b>
<b>TIR =</b>	<b>73,59%</b>	<b>TIR =</b>	<b>64,01%</b>
<b>Eficiencia de Inversión</b>	<b>305,00%</b>	<b>Eficiencia de Inversión</b>	<b>258,86%</b>

**Fuente:** Elaboración Propia



**Figura 40. VPN Vs TIR**

**Fuente:** Elaboración Propia

### 9.3. ANÁLISIS MIXTO TÉCNICO ECONÓMICO

Para el análisis técnico económico es necesario poder tomar en cuenta las condiciones económicas y las condiciones técnicas de ambas alternativas; y así, establecer una relación para la toma de decisión final. Para ello se seleccionaron los siguientes criterios de comparación: Inversión - Tiempo de Instalación - Tiempo de Recuperación - Tamaño de Planta - Cantidad de Equipos - Eficiencia Energética y Rentabilidad, que son los más importantes de acuerdo a la selección realizada anteriormente en la evaluación técnica y económica en cada caso.

En la toma de decisiones es necesario establecer cuáles serían los niveles de importancia a través de una escala numérica que se le va a otorgar a cada uno de los criterios y así poder evaluarlos dentro de un mismo concepto. Para esto se define una escala del uno (01) al nueve (09), en donde uno (01) significa que hay igualdad entre los criterios evaluados, nueve (09) significa que hay un criterio extremadamente por encima del otro y cero (0) significa que no hay ninguna relación entre los criterios. Luego de definir la escala numérica se realizan las comparaciones directamente entre todos los criterios que conforman el estudio, para así evaluar la importancia que tiene cada uno de ellos en el proyecto, donde dependiendo de la escala numérica se selecciona un valor representativo y se establecen las comparaciones.

**[Ver Anexo 17]**

Al establecer los diferentes criterios de comparación se procede a elaborar una matriz para determinar el nivel de prioridad entre criterios. Este proceso se conoce como Análisis Multicriterio: Modelo Proceso Analítico Jerárquico [6]. Este procedimiento nos permite obtener la matriz de comparación de pares y normalizarla [Ver Anexo 18]. Luego de realizar la matriz normalizada se calcula el promedio de sus valores para obtener el porcentaje de prioridad de cada criterio (Ver Tabla 73).

**Tabla 73. Prioridad de Criterios**

Criterios	Inversión	Tiempo de Instalación	Tiempo de Recuperación	Tamaño de Planta	Cantidad de Equipos	Eficiencia Energética	Rentabilidad
Prioridad	14%	17%	8%	4%	4%	23%	31%

**Fuente:** Elaboración Propia

El índice de consistencia se realiza para verificar que la valoración dada a los criterios estudiados sea lógica. El valor del índice debe ser menor a 0,01, estos se puede verificar en el [Anexo 19].

Luego se establecen los niveles de prioridad de cada criterio, para cada una de las alternativas, para este cálculo se realiza una matriz por cada criterio, donde se compara el nivel de importancia que tiene cada uno de ellos (Criterios), con respecto a cada alternativa y se le asigna un número de la tabla de escala. [Ver Anexo 20]. El resultado de ese estudio se puede ver en la **Tabla 74**.

**Tabla 74. Prioridad de Alternativas con cada Criterio**

	Inversión	Tiempo de Instalación	Tiempo de Recuperación	Tamaño de Planta	Cantidad de Equipos	Eficiencia Energética	Rentabilidad
Alternativa A	67%	20%	75%	33%	25%	17%	67%
Alternativa B	33%	80%	25%	67%	75%	83%	33%
	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

**Fuente:** Elaboración Propia

Después de obtener la prioridad de cada alternativa con respecto a cada criterio, se procede a multiplicar el vector de prioridad de las alternativas (**Tabla 74**) con el de los criterios obtenidos anteriormente (**Tabla 73**) para obtener la mejor alternativa.

La alternativa que reúne las mejores condiciones técnicas y económicas es la alternativa B (**Ver Tabla 75**).

**Tabla 75. Resultado Técnico Económico**

Prioridad	
Alternativa A	45%
Alternativa B	55%

**Fuente:** Elaboración Propia

#### 9.4. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

El análisis de sensibilidad permite determinar la estabilidad de los índices de rentabilidad del proyecto, específicamente la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el Valor Presente Neto (VPN), cuando existen variaciones en sus variables más importantes tales como:

- Disminución de la producción (**Ver Tabla 76**)
- Aumento de la tasa de interés del financiamiento (**Ver Tabla 77**)
- Incremento en los costos de producción (**Ver Tabla 78**)

Para realizar el análisis de sensibilidad se utilizan la planta B, ya que fue la alternativa final seleccionada.

**Tabla 76.** Análisis de Sensibilidad 1

	Indicadores Inversionista	Condiciones Normales	Escenario Pesimista		
		Alternativa B	Descenso de la Producción 10%	Descenso de la Producción 20%	Descenso de la Producción 30%
TMAR=17%	Eficiencia de Inversión	42,65%	27,26%	11,87%	-3,52%
	Tiempo de recuperación (años)	6	7	8	> 10
	Valor Presente Neto (VPN) Bs.	7.668.350.489	4.901.139.935	2.133.929.380	-633.281.175
	Tasa Interna de Retorno (TIR)	28,03%	24,19%	20,20%	16,03%
TMAR=25%	Eficiencia de Inversión	9,33%	-2,47%	-14,26%	-26,06%
	Tiempo de recuperación (años)	7	9	> 10	> 10
	Valor Presente Neto (VPN) Bs.	1.677.532.455	-443.346.487	-2.564.225.430	-4.685.104.373
	Tasa Interna de Retorno (TIR)	28,03%	24,19%	20,20%	16,03%
	Punto de Equilibrio	10,86	12,24	14,02	16,39

**Fuente:** Elaboración Propia



**Tabla 77. Análisis de Sensibilidad 2**

	Indicadores Inversionista	Condiciones Normales	Escenario Pesimista		
		Alternativa B Tasa de Interes 12%	Tasa de Interes al 18%	Tasa de Interes al 24%	Tasa de Interes al 30%
TMAR=17%	Eficiencia de Inversión	258,86%	156,41%	76,28%	12,86%
	Tiempo de recuperación (años)	2	3	4	9
	Valor Presente Neto (VPN) Bs.	15.450.002.533	9.335.441.486	4.552.773.273	767.303.121
	Tasa Interna de Retorno (TIR)	64,01%	53,92%	42,62%	29,87%
TMAR=25%	Eficiencia de Inversión	221,84%	132,46%	61,43%	4,36%
	Tiempo de recuperación (años)	2	3	4	10
	Valor Presente Neto (VPN) Bs.	13.240.356.940	7.905.777.388	3.666.194.056	260.415.437
	Tasa Interna de Retorno (TIR)	64,01%	53,92%	42,62%	29,87%
	Punto de Equilibrio	10,86	10,86	10,86	10,86

**Fuente:** Elaboración Propia

**Tabla 78. Análisis de Sensibilidad 3**

	Indicadores Inversionista	Condiciones Normales	Escenario Pesimista		
		Alternativa B	Incremento de los Costos 20%	Incremento de los Costos 40%	Incremento de los Costos 60%
TMAR=17%	Eficiencia de Inversión	42,65%	36,26%	29,87%	23,49%
	Tiempo de recuperación (años)	6	6	6	7
	Valor Presente Neto (VPN) Bs.	7.668.350.489	6.520.017.071	5.371.683.653	4.223.350.235
	Tasa Interna de Retorno (TIR)	28,03%	26,45%	24,85%	23,22%
TMAR=25%	Eficiencia de Inversión	9,33%	4,43%	-0,46%	-5,35%
	Tiempo de recuperación (años)	7	8	8	9
	Valor Presente Neto (VPN) Bs.	1.677.532.455	797.412.885	-82.706.686	-962.826.257
	Tasa Interna de Retorno (TIR)	28,03%	26,45%	24,85%	23,22%
	Punto de Equilibrio	10,86	13,37	16,01	18,79

**Fuente:** Elaboración Propia

De las tres variables estudiadas en el análisis de sensibilidad, se obtuvo que el proyecto pueda ser más sensible a cambios en la producción, seguido de la variación de la tasa de interés; siendo la variación de costos la que menor sensibilidad representa para la rentabilidad del proyecto.

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Al evaluar las principales características técnicas de las alternativas, se observa la diferencia entre las ventajas y desventajas de las alternativas que se estudian en este proyecto. Sabemos que las dos (02) alternativas tienen condiciones para su instalación, pero analizando entre si ambas alternativas, se concluye que la planta de mejor rendimiento y eficiencia técnica es la planta B.

Luego al analizar el método de inversión, con parámetros como el VPN, TIR y PRI; El cual, nos indica que las dos alternativas de producción son viables por sus resultados satisfactorios, tanto para un escenario sin financiamiento como para un escenario con financiamiento. Evaluando los resultados obtenidos en los procesos, la planta A siempre obtuvo resultados de rentabilidad por encima de la planta B, y es por eso que la opción más rentable económicamente es la planta A.

Ambas alternativas son eficientes y rentables desde el punto de vista técnico y económico respectivamente, pero dependiendo de las necesidades del inversionista o empresa que desea realizar la instalación puede variar la decisión. Haciendo un análisis del proceso analítico jerárquico, seleccionando diferentes criterios según los requerimientos, necesidades y opiniones técnicas dentro de la empresa Schlumberger, se obtuvo que la mejor solución, más factible tanto técnica como económicamente, es la alternativa B.

Se aconseja realizar un estudio que incluya una planta de tratamiento de gas que pueda adaptarse a estas alternativas para evitar la quema del gas restante; y además, realizar el estudio de una planta de tratamiento de desechos para mejorar mucho más la eficiencia y el rendimiento económico de estas plantas. También se podría evaluar la posibilidad de que se realice un estudio de las alternativas con un aumento de su capacidad aplicando una reinversión en el transcurso del proyecto y elevar su producción hasta 150 MBPD de crudo diluido y 30 MMPCPD de gas.

## BIBLIOGRAFÍA

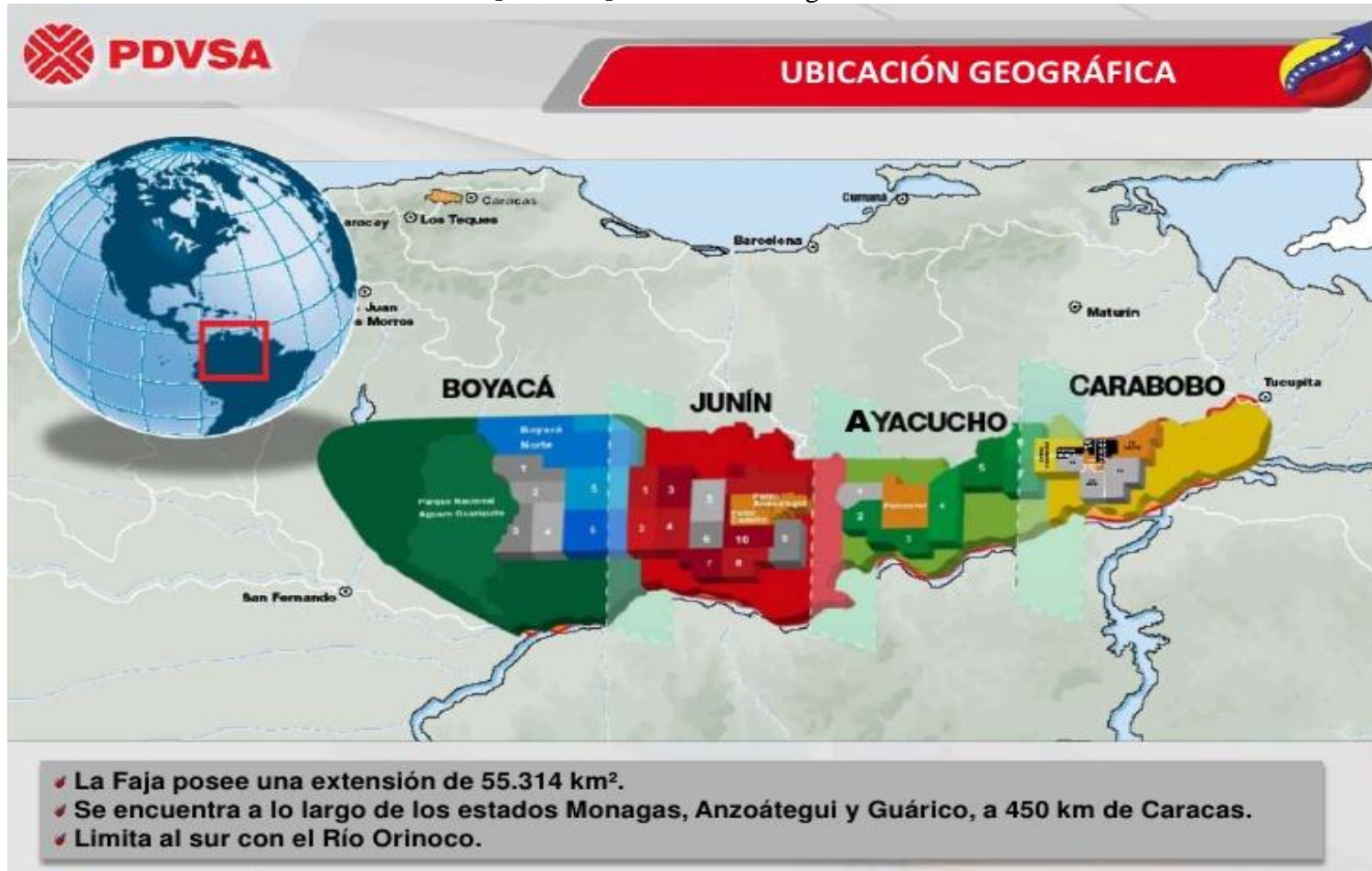
- [1] Zerpa S., Adrián A. (2003). *Manual de estimación de costos para estaciones de flujo*. Trabajo especial de grado. Universidad Central de Venezuela. Caracas.
- [2] Teixeira J. Jesús E. (2011). *Factibilidad técnica de la inyección de solvente para un crudo de la faja petrolífera del Orinoco*. Trabajo especial de grado. Universidad Central de Venezuela. Caracas.
- [3] Fernández B., Ramón R.; Lares M., Daniel E. y Pérez P., Leonardo J. (2012). *Descripción de los procesos de mejoramiento de los crudos pesados y extra pesados a nivel de superficie aplicados en la faja petrolífera del Orinoco*. Trabajo especial de grado. Universidad de Oriente.
- [4] W. Bruce Lowe y Gary L., Trotter. (1999). *Nuevas tácticas para el manejo de la producción*. Oilfield Review Schlumberger Journal.
- [5] Martelo S., María D. y Delgado A., Gustavo J. (2006). *Sistema de completación en procesos térmicos en la faja petrolífera del Orinoco*. Trabajo especial de grado. Universidad Central de Venezuela. Caracas.
- [6] Carl C., Robert K.; Decoster, Eric; Guzman G., Angel; Huggins, Cynthia; Larry K., Mike M.; Kupsch, Nathan; Linares, Luz Marina.; Rough, Howard y Waite, Mike. (2002-2003). *Yacimientos de petróleo pesado*. Oilfield Review Schlumberger Journal.

- [7] Domínguez, Víctor. (2014). *Estudio de factibilidad Técnico-Económica para la instalación de una planta productora de pinturas ecológicas*. Trabajo especial de grado. Universidad Central de Venezuela. Caracas.
- [8] Domingo A., Valero A. (2005). *Estudio de factibilidad técnico económico financiero para la instalación de una fábrica de bolsas plásticas*. Trabajo de grado de especialista. Postgrado en Economía Empresarial. Universidad Católica Andrés Bello. Caracas.
- [9] Bacca Gabriel (2001). *Evaluación de Proyectos*. Caracas Ma. Graw Hill.
- [10] Analisis Multicriterio (AHP, Thomas Seay – [www.expertchoice.com](http://www.expertchoice.com)).
- [11] Fidias G. Arias. (1999). *El proyecto de investigación, guía para su elaboración*. (3Edicion) Caracas Episteme.
- [12] Página oficial de Petróleos de Venezuela (PDVSA) [http://www.pdvsa.com/index.php?tpl=interface.sp/design/readmenu princ.tpl.html&newsid\\_temas=96](http://www.pdvsa.com/index.php?tpl=interface.sp/design/readmenu princ.tpl.html&newsid_temas=96).
- [13] HUB Centro informativo SLB empresa Schlumberger VTT (2013).
- [14] <http://www.slb.com/> SLB empresa Schlumberger VTT (2014).
- [15] Canadian Association of Petroleum Producers; <http://www.capp.ca/ENERGYSUPPLY/INNOVATIONSTORIES/WATER/Pages/undergroundCombustion.aspx>; 6 de marzo de 2012.
- [16] <http://www.notilogia.com/2015/05/nuevo-tabulador-salarial-para-la-administracion-publica.html> (mayo de 2015)

- [17] <http://www.bandes.gob.ve/financiamiento-nacional/condiciones-de-financiamiento3> (marzo 15 de 2015)
- [18] <http://www.banescob.com/tasas/tasas-activas/tasas-activas-personas-empresas> (marzo 15 de 2015)
- [19] [http://declaraciones.seniat.gob.ve/portal/page/portal/MANEJADOR\\_CONTENTIDO\\_SENIAT/02NORMATIVA\\_LEGAL/2.4TRIBUTOS\\_INTERNO\\_S/2.4.02ISLR/2.4.2.html](http://declaraciones.seniat.gob.ve/portal/page/portal/MANEJADOR_CONTENTIDO_SENIAT/02NORMATIVA_LEGAL/2.4TRIBUTOS_INTERNO_S/2.4.02ISLR/2.4.2.html)
- [20] [http://www.el-nacional.com/economia/Pdvsa-produccion-Faja-Petrolifera-Orinoco\\_0\\_583141744.html](http://www.el-nacional.com/economia/Pdvsa-produccion-Faja-Petrolifera-Orinoco_0_583141744.html) (febrero 28 de 2015).
- Bookaman, V. y De Abreu, C. *El Pozo Ilustrado*. Fondo Editorial del Centro Internacional de Educación y Desarrollo (FONCIED), Primera edición en CD-ROM, Caracas, 1998.
- [http://www.protectoseal.com/spanish/vaporFlame/tank\\_blanketing.cfm](http://www.protectoseal.com/spanish/vaporFlame/tank_blanketing.cfm) (mayo 12 de 2015)

# **ANEXOS**

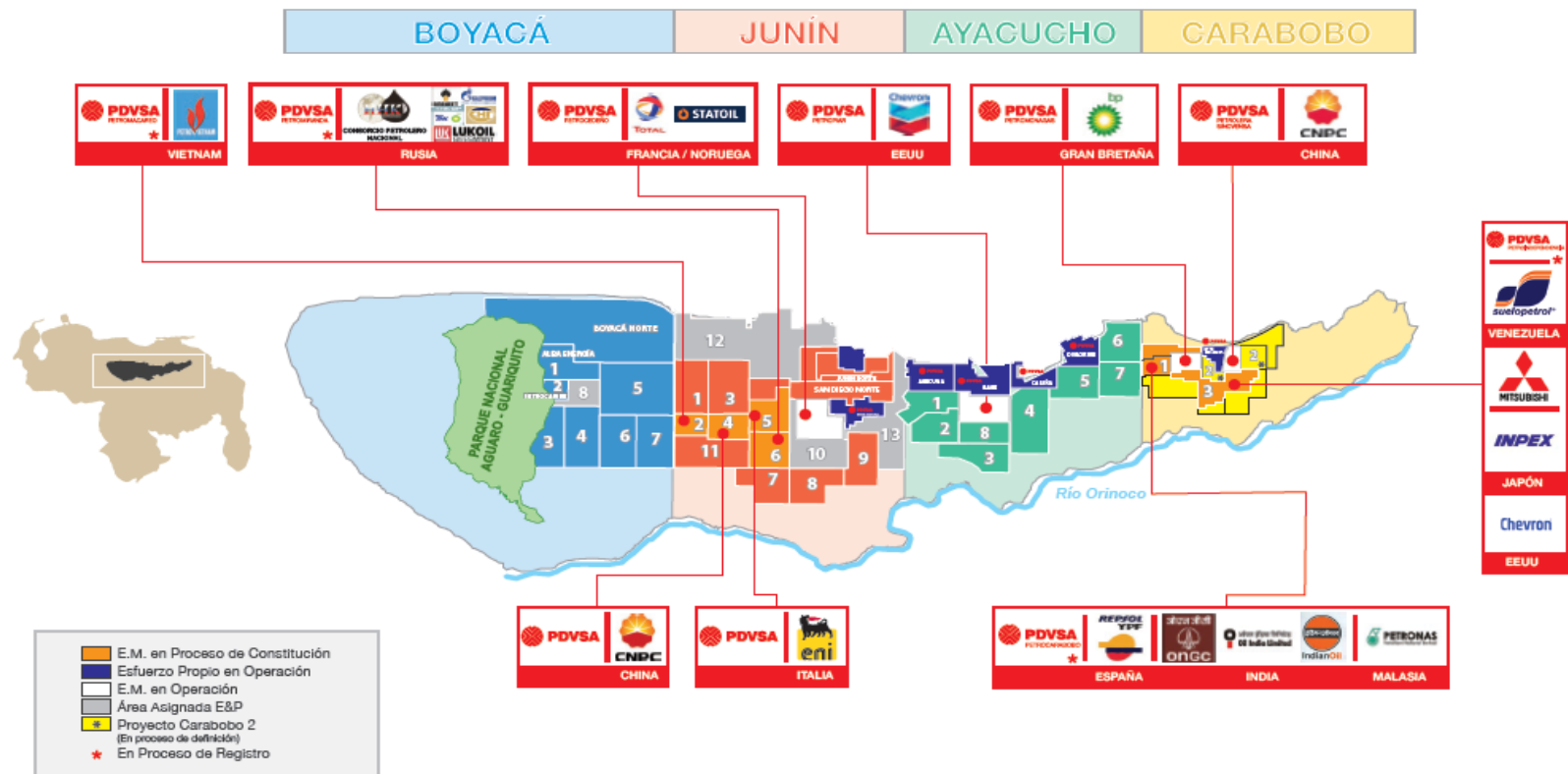
[Anexo 1]. Ubicación Geográfica



[Anexo 2]. Empresas Mixtas

# FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO

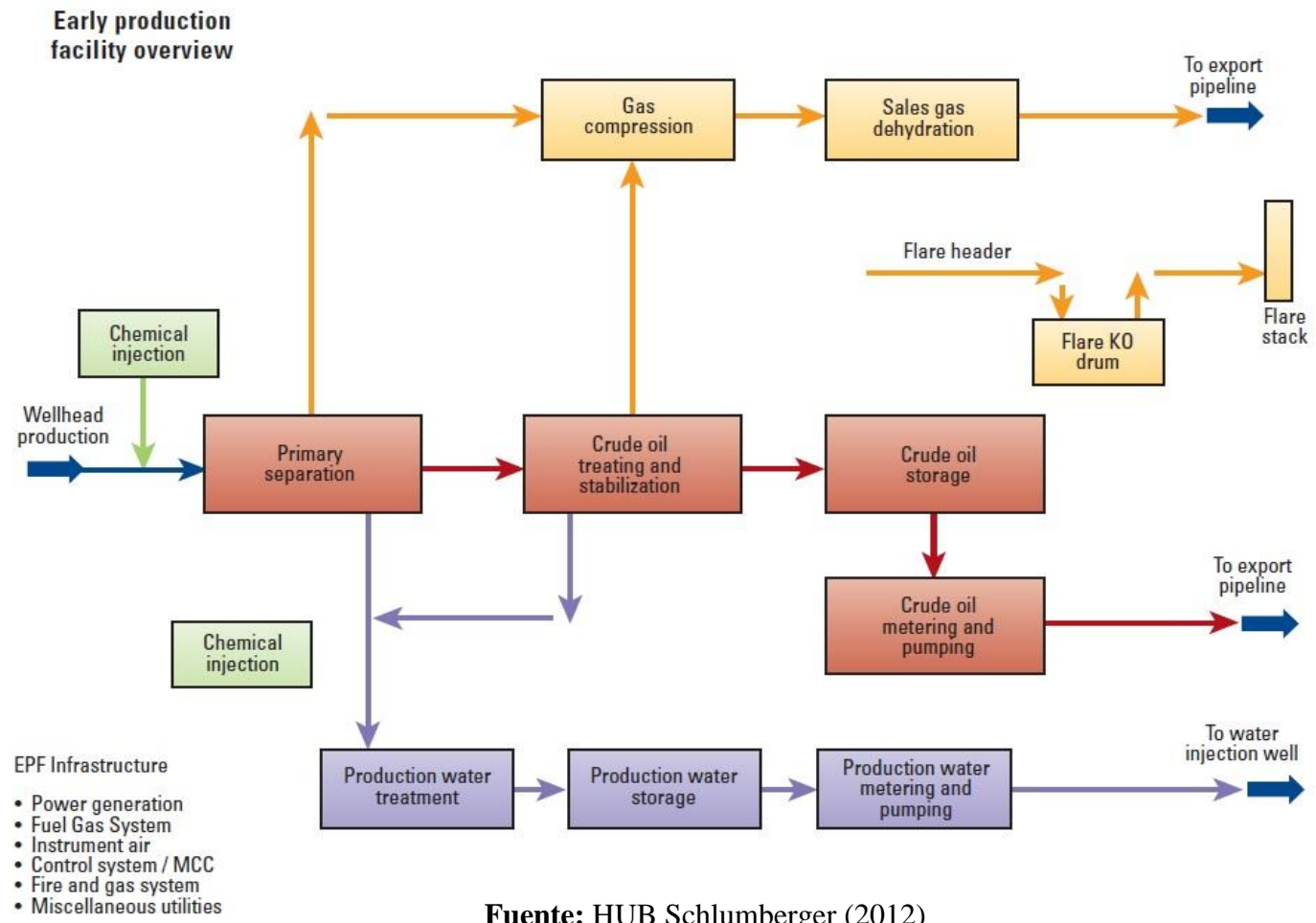
## Empresas Mixtas



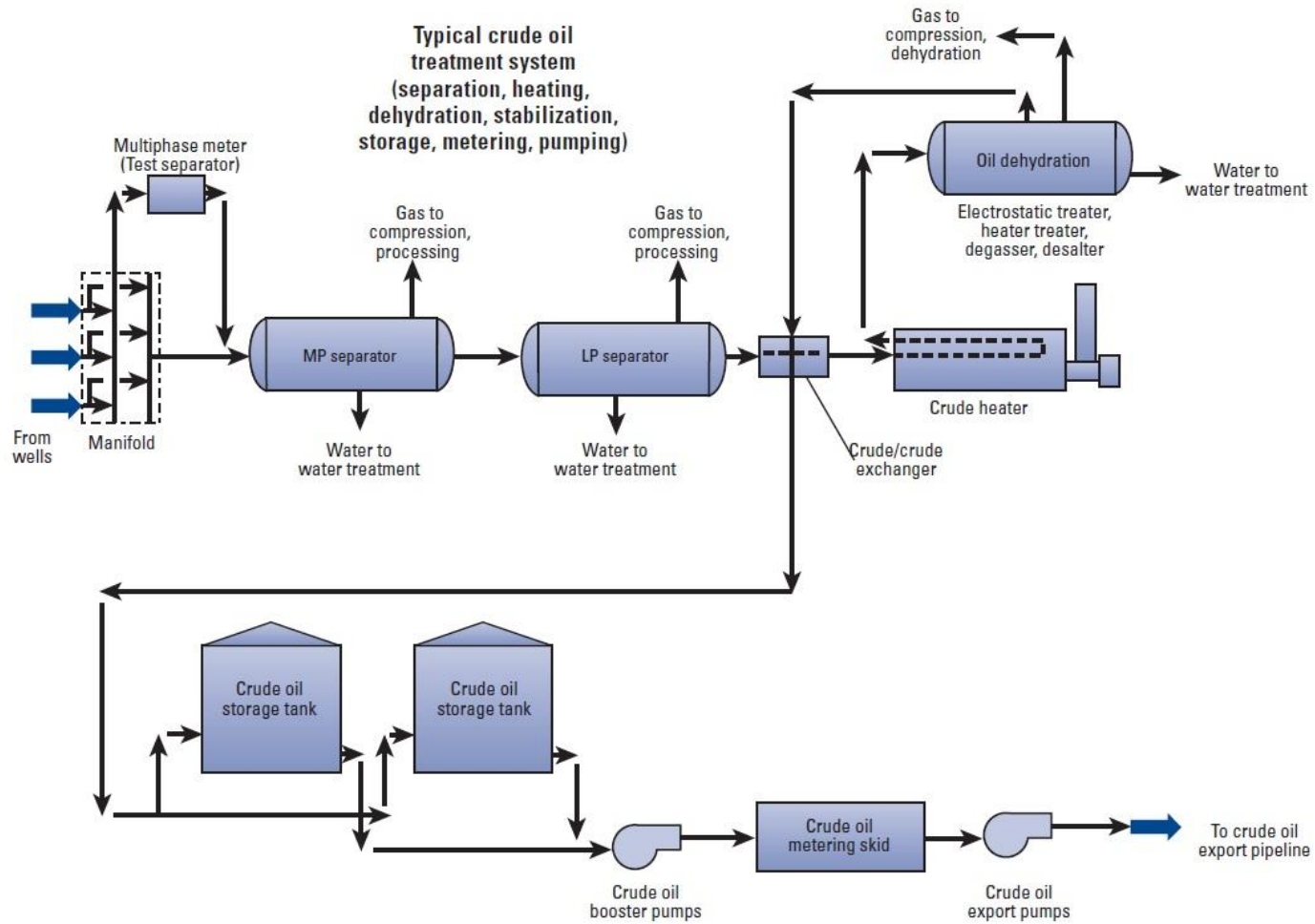
Fuente: PDVSA (2014)



[Anexo 3]. Proceso Plantas EPF

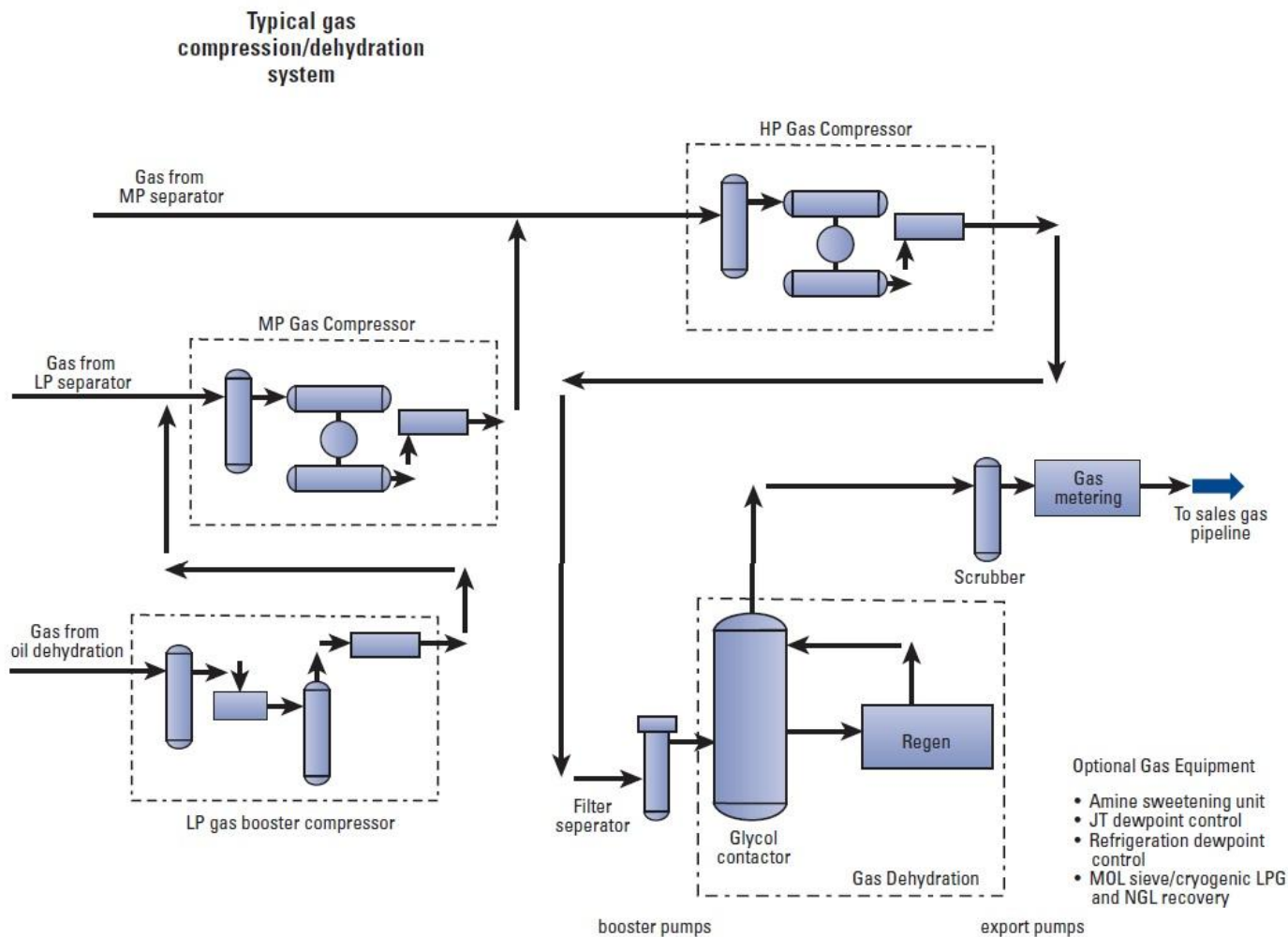


[Anexo 4]. Tratamiento del Crudo Plantas EPF



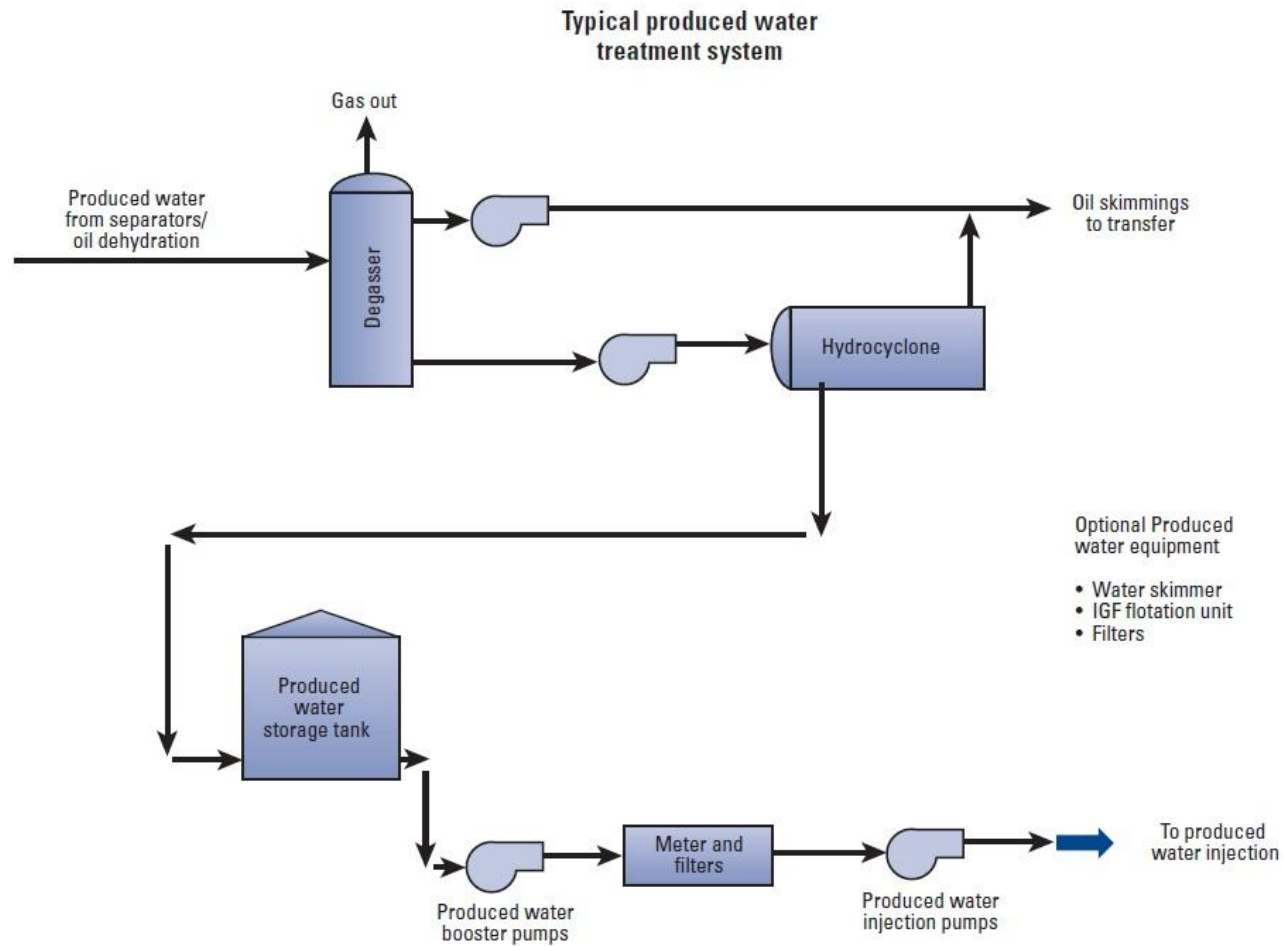
Fuente: HUB Schlumberger (2012)

[Anexo 5]. Tratamiento del Gas Plantas EPF



Fuente: HUB Schlumberger (2012)

[Anexo 6]. Tratamiento del Agua Plantas EPF



Fuente: HUB Schlumberger (2012)

[Anexo 7]. Planta de Proceso EPF



**Fuente:** Schlumberger (2014)



[Anexo 8]. Planta de Proceso EPF



**Fuente:** Schlumberger (2014)

[Anexo 9]. Planta de Proceso EPF



**Fuente:** Schlumberger (2014)

[Anexo 10]. Planta de Proceso EPF



Fuente: Schlumberger (2014)



**[Anexo 11].** Planta de Proceso EPF



**Fuente:** Schlumberger (2014)

**[Anexo 12].** Planta de Proceso EPF



**Fuente:** Schlumberger (2014)

## [Anexo 13]. Características Técnicas Planta A

Descripción	Cantidad	Dimensiones Preliminares	Peso Seco por paquete (Lbs)	Capacidad Barriles de Oil por día	Capacidad Barriles de agua por día	Capacidad GAS MMPCPD	Capacidad HP	Capacidad de Proceso MM BTU/HR	Capacidad de Proceso Total MM BTU/HR	PRESIÓN		TEMPERATURA		TUBERÍA	
										Operación (Psig)	Diseño (psig)	Operación (°F)	Diseño (°F)	Clase (ANSI)	
<b>EQUIPO DE PROCESO PARA CRUDO</b>															
Línea de Entrada, Válvula de Corte (SDV)	1	20" 150# RF		50.000	1.500	9			0	55	200	100	200	150#	
Separador de Producción (Horizontal, Trifásico)	1	10' OD X 40' S/S	132.000	50.000	1.500	9			0	69	150	100	200	150#	
Bombas Separador - Crudo Diluido (DCO) (Cavidad Progresiva 3X50%)	3		82.000	25.000	750		120		0	175	250	100	200	150#	
Intercambiador de Calor #1 y #2 - Crudo Diluido (DCO) (Tipo Cascara y Tubo)	4		170.000	25.000	750			0,0	0	42	180	245	345	150#	
Calentador - Crudo Diluido (DCO)Calentador Indirecto	2	96' X 40'	170.000	25.000	750			10,0	20	52	180	295	345	150#	
Desalinador - Tratador Electrostático Crudo Diluido (Primera Etapa)	2	14' X 80'	250.000	25.000	750	1,0		9,4	18,8	47	100	285	345	150#	
Desalinador - Tratador Electrostático Crudo Diluido (Segunda Etapa)	2	14' X 80'	250.000	25.000	750	1,0		9,4	18,8	42	90	285	345	150#	
Intercambiador de Calor para Agua de Desalación (Tipo Placa y Armazón)	2		28.333	25.000	450			3,0	6	90 / 75	150	80 / 200	250	150#	
Bomba Centrifuga para el Agua de Proceso	3		9.500		1.000		5			100	200	200	250	150#	
<b>SISTEMA DE AMACENAMIENTO Y EXPORTACIÓN DE CRUDO</b>															
Tanque de almacenamiento - Crudo Diluido (DCO) con Bomba de Drenaje Incluida	10			5000 BARRILES, NOMINALES, APERNADO							ATMOSFÉRICO [ATM]	ATMOSFÉRICO [ATM]	100	200	150#
Bombas de Exportación - Crudo Diluido (DCO Booster 4 X 33%)	4		34.500	25.000	170		600,0			145	200	100	200	150#	
Tanque de Almacenaje - Crudo Diluido (DCO) Fuera de Especificación	5			5000 BARRILES, NOMINALES, APERNADO							ATMOSFÉRICO [ATM]	ATMOSFÉRICO [ATM]	100	300	150#
Bombas de Recirculación - Crudo Diluido (DCO Booster 4 X 33%)	3		34.500	25.000	1.000		100			1.300	1400	100	300	150#	
Medición de Exportación - Crudo Diluido (DCO) (Medidor Coriolis, SDV)	1		26.000	50.000	70					1.300	1400	100	200	150#	
<b>EQUIPO PARA EL MANEJO DE AGUA DE PRODUCCIÓN</b>															
Tanque de almacenamiento - Agua de proceso	3		16.000	500 BARRILES NOMINAL							ATMOSFÉRICO [ATM]	ATMOSFÉRICO [ATM]	200	250	150#
Bomba de inyección para agua de producción Centrifuga 3 X 50%	3		9.500		1.000		25			100	200	200	250	150#	
Bomba Booster para agua de producción Centrifuga 3 X 50%	2				1.000		5								
Skid de medición de agua de producción	1		8.000		2.000					100	200	200	250	150#	
Desnatador de aceite con bomba	1				2.000										
Filtros cascara nuez para agua de producción	1				2.000										
<b>EQUIPO PARA TRATAMIENTO DE AGUA DESALINADORA</b>															
Filtros ásperos - Agua de desalinación (2X100%)	2		200		1.000					80	150	AMB	200	150#	
Tanque de agua de desalinación	3		16.000	500 BARRILES NOMINAL							ATMOSFÉRICO [ATM]	ATMOSFÉRICO [ATM]	AMB	200	150#
Tren A- Bombas Booster para agua de desalinación (Centrifuga 2 X 100%)	2		10.000		500		5			140	200	AMB	200	150#	
Tren B- Bombas Booster para agua de desalinación (Centrifuga 2 X 100%)	2		10.000		500		5								
<b>SISTEMA DE QUEMADOR</b>															
KO Drum de quemador (Horizontal, 2 fases)	1	8' OD X 25' S/S	55.000	200	800	9				7	100	123	200	150#	
Bombas de recirculación - KO Drum quemador (Neumáticas - 2X100%)	2		1.500	1.000			5			62	150	115	200	150#	
Quegador columna vertical con punta de quemador y botonera para ignición	1	Stack 45 FT	20.000			9					ATMOSFÉRICO [ATM]	ATMOSFÉRICO [ATM]	115	200	150#
Estaca de venteo con bomba y drenaje	1		7.500			1					ATMOSFÉRICO [ATM]	ATMOSFÉRICO [ATM]	150	200	150#

Fuente: Elaboración Propia

**[Anexo 14]. Características Técnicas Planta A (Continuación)**

Descripción	Cantidad	Dimensiones Preliminares	Peso Seco por paquete (Lbs)	Capacidad Barriles de Oil por día	Capacidad Barriles de agua por día	Capacidad GAS MMPCPD	Capacidad HP	Capacidad de Proceso MM.RTL/HR	Capacidad de Proceso Total MM.RTL/HR	PRESIÓN		TEMPERATURA		TUBERIA Clase (ANSI)	
										Operación (Psig)	Diseño (psig)	Operación (°F)	Diseño (°F)		
<b>SISTEMA DE DRENAJES</b>															
Tanque de drenaje atmosférico No-Peligroso (Fibra de vidrio) con bombas	1	6' OD X 30' S/S	5.100	200 BBLs. NOM.							ATMOSFÉRICO [ATM]	ATMOSFÉRICO [ATM]	AMB [AMB.]	200	150#
<b>SISTEMA DE INYECCIÓN QUÍMICA</b>															
Sistema de inyección de químicos de proceso (5 Tipos de Químicos, bombas Dosificadoras Eléctricas) con tanques	1		8.000												
Sistema de inyección de químico para agua producida (5 Tipos de químicos, bombas dosificadoras eléctricas) con tanque	1		8000												
<b>GAS COMBUSTIBLE</b>															
Sistema de gas combustible con filtro separador y sobrecalentador	1		12.000			1,0		13,2	13,2	60	200	100	200	150#	
<b>SISTEMA DE AIRE COMPRIMIDO</b>															
Paquete de compresor de aire - Aire para servicios e instrumentación	1		17.500	200 CFM						125	200	AMB [AMB.]	175	150#	
<b>SISTEMA DE GAS INERTE</b>															
Estante/Rack para cilindros de nitrógeno	1														
<b>SISTEMA DE AGUA DE SERVICIO</b>															
Paquete de agua potable con filtro y bomba	1			500											
Tanque almacenamiento agua potable	1			100 bbls						Amb	Atm	AMB [AMB.]	150		
Bomba de agua potable (2x100%)	2			500											
<b>SISTEMA DE COMBUSTIBLE DIESEL</b>															
Tanque vertical de almacenamiento diesel	1			500 bbl						Amb	Atm	AMB [AMB.]	175		
Bomba de transferencia diesel	2			60 GPM						75	100	AMB [AMB.]	175		
<b>GENERACIÓN ELÉCTRICA / ILUMINACIÓN</b>															
Generador eléctrico motor diesel															
Control de Generador															
Sistema de 125 V T DC y baterías para la subestación															
<b>SISTEMA DE AGUA CONTRA INCENDIOS</b>															
Bomba de Agua Contra Incendio (Motor Eléctrico 1 X 1250 GPM X 200 HP)	1		20.000					250							
Bomba de Agua Contra Incendios (Diesel 1X1250 GPM X 250 HP)	1		25.000					250							
Panel para Bomba de Agua Contra Incendios	1														
Tanque de Agua Contra Incendios				5000 BARRILES,											
Monitor de Agua Contra Incendio	1														
Carrete Porta Manguera C/100 Pies de Manguera con Boquillas	1														
5 Barriles de Espuma (55 Galones)	1														

**Fuente:** Elaboración Propia



## [Anexo 15]. Características Técnicas Planta B

Descripción	Cantidad	Dimensiones Preliminares	Peso Seco por paquete (Lbs)	Capacidad Barriles de Oil por día	Capacidad Barriles de agua por día	Capacidad GAS MMPCPD	Capacidad HP	Capacidad de Proceso MM BTU/HR	Capacidad de Proceso Total MM BTU/HR	PRESIÓN		TEMPERATURA		TUBERIA Clase (ANSI)
										Operación (Psig)	Diseño (psig)	Operación (°F)	Diseño (°F)	
<b>EQUIPO DE PROCESO PARA CRUDO</b>														
Línea de Entrada, Válvula de Corte (SDV)	1	20" 150# RF		49.000	3.000	22			0	60	150	100	200	150#
Separador de Producción (Horizontal, Trifásico)	1	10' OD X 40' S/S	132.000	49.000	3.000	22			0	69	150 / Vacío completo	100	200	150#
Bombas Separador - Crudo Diluido (DCO) (Cavidad Progresiva 3X50%)	3		82.000	24.500	1.500		150		0	175	250	100	200	150#
Intercambiador de Calor #1 y #2 - Crudo Diluido (DCO) (Tipo Cascara y Tubo)	2		170.000	49.000	3.000			7,5	15	TUBE: 160 - 140 SHELL: 80 - 60	220	TUBE: 100 - 142 SHELL: 185 - 140	300	150#
Intercambiador de Calor #3 y #4 - Crudo Diluido (DCO) (Tipo Cascara y Tubo)	2		170.000	49.000	3.000			8,0	16	TUBE: 130 - 110 SHELL: 50 - 30	220	TUBE: 142 - 185 SHELL: 230 - 185	300	150#
Calentador - Tratador Electrostático Crudo Diluido (Primera Etapa)	1	14' X 80'	250.000	49.000	4.600	3,0		9,4	9,4	85	120	180 - 205	300	150#
Calentador - Tratador Electrostático Crudo Diluido (Segunda Etapa)	1	14' X 80'	250.000	49.000	2.100	1,0		9,4	9,4	60	120	205 - 230	300	150#
Intercambiador de Calor para Agua de Desalación (Tipo Placa y Armazón)	1		28.333		1.600			3,0	3	90 / 75	150	80 / 200	250	150#
Bombas del Proceso de Reciclaje (Centrifuga 3 X 50%)	3				800		3,0		0	60 - 110	150	230	300	150#
Separador de Producción (Vertical, Bifásico)	1	8' X 20'	33.000	49.000	500	0,3			0	10	120	185	250	150#
Bombas Separador Estabilización (Centrifuga 3 X 50%)	3		32.000	24.500	250		75,0		0	95	150	185	250	150#
<b>SISTEMA DE AMACENAMIENTO Y EXPORTACIÓN DE CRUDO</b>														
Tanque de almacenamiento - Crudo Diluido (DCO) con Bomba de Drenaje Incluida	10			5000 BARRILES, NOMINALES, APERNADO						ATMOSFÉRICO (ATM)	ATMOSFÉRICO (ATM)	150	200	150#
Bombas de Exportación - Crudo Diluido (DCO Booster 4 X 33%)	4		34.500	16.400	170		60,0			100	200	150	200	150#
Tanque de Almacenaje - Crudo Diluido Fuera de Especificación (DCO)	5			5000 BARRILES, NOMINALES, APERNADO						ATMOSFÉRICO (ATM)	ATMOSFÉRICO (ATM)	230	300	150#
Bota de Gas - Crudo Diluido Fuera de Especificación	1		30.000											
Bombas de Recirculación - Crudo Diluido (DCO Booster 4 X 33%)	4		34.500	16.400	1.000		60			100	200	230	300	150#
Medición de Exportación - Crudo Diluido (DCO) (Medidor Coriolis, SDV)	1		26.000	49.000	3.000					100	200	150	200	150#
<b>EQUIPO PARA EL MANEJO DE AGUA DE PRODUCCIÓN</b>														
Tanque de almacenamiento - Agua de proceso (500 BBL C/U)			16.000	500 BARRILES NOMINAL						ATMOSFÉRICO (ATM)	ATMOSFÉRICO (ATM)	200	250	150#
Bombas de agua de proceso, Centrifuga 3 X 50%	3		9.500		2.100		10			100	200	200	250	150#
Skid de medición de agua	1		8.000		4.200					100	200	200	250	150#
<b>EQUIPO PARA TRATAMIENTO DE AGUA DESALINADORA</b>														
Filtros ásperos - Agua de desalinación (2X100%)	2		200		1.600					80	150	AMBIENT	200	150#
Tanque de agua de desalinación	4		16.000		500 BARRILES NOMINAL					ATMOSFÉRICO (ATM)	ATMOSFÉRICO (ATM)	AMBIENT	200	150#
Tren A- Bombas Booster para agua de desalinación (Centrifuga 2 X 100%)	3		9.000		800		7,5			160	250	AMBIENT	200	150#
Tren B- Bombas Booster para agua de desalinación (Centrifuga 2 X 100%)	2		10.000		8.000		25			140	200	AMBIENT	200	150#
<b>SISTEMA DE QUEMADOR</b>														
KO Drum de quemador (Horizontal, 2 fases)	1	8' OD X 25' S/S	55.000	10.000	1.000	22				5	150	200	300	150#
Bombas de recirculación - KO Drum quemador (Neumáticas - 2X100%)	2		1.500	1.500			5			60	150	200	300	150#
Quegador columna vertical, con punta de quemador y botonera para ignición	1		20.000			22				ATMOSFÉRICO (ATM)	ATMOSFÉRICO (ATM)	200	300	150#
Estaca de venteo con bomba y drenaje	1		7.500			2				ATMOSFÉRICO (ATM)	ATMOSFÉRICO (ATM)	100	230	150#

Fuente: Elaboración Propia

**[Anexo 16]. Características Técnicas Planta B (Continuación)**

Descripción	Cantidad	Dimensiones Preliminares	Peso Seco por paquete (Lbs)	Capacidad Barriles de Oil por día	Capacidad Barriles de agua por día	Capacidad GAS MMPCPD	Capacidad HP	Capacidad de Proceso MM BTU/HR	Capacidad de Proceso Total MM BTU/HR	PRESIÓN		TEMPERATURA		TUBERIA	
										Operación (Psig)	Diseño (psig)	Operación (°F)	Diseño (°F)	Clase (ANSI)	
<b>SISTEMA DE DRENAJES</b>															
Tanque de drenaje atmosférico No-Peligroso (Fibra de vidrio) con bombas	1	6' OD X 30' S/S	5.100	200 BBLs. NOM.							ATMOSFERICO [ATM]	ATMOSFERICO [ATM]	AMBIENTAL [AMR]	200	150#
<b>SISTEMA DE INYECCIÓN QUÍMICA</b>															
Sistema de inyección de químicos de proceso (5 Tipos de Químicos, bombas Dosificadoras Eléctricas)	1		5.000												
<b>GAS COMBUSTIBLE</b>															
Sistema de gas combustible con filtro separador y sobrecalentador	1		12.000			1,0			13,2	50	150	100	200	150#	
<b>SISTEMA DE AIRE COMPRIMIDO</b>															
Paquete de compresor de aire - Aire para servicios e instrumentación	1		17.500	150 CFM						125	200	AMBIENTAL [AMR]	175	150#	
<b>SISTEMA DE GAS INERTE</b>															
Estante/Rack para cilindros de nitrógeno	PARTIDA [LOT]														
<b>SISTEMA DE AGUA DE SERVICIO</b>															
Paquete de agua potable con filtro y bomba	1				500										
tanque almacenamiento agua potable	1			100 bbls						Amb	Atm	Amb	150		
Bomba de agua potable (2x100%)	2				500										
<b>SISTEMA DE COMBUSTIBLE DIESEL</b>															
Tanque vertical de almacenamiento diesel	1			500 bbl						Amb	Atm	Amb	175		
Bomba de transferencia diesel	2			60 GPM						75	100	Amb	175		
<b>GENERACIÓN ELÉCTRICA / ILUMINACIÓN</b>															
Generador eléctrico motor diesel	1														
Control de Generador	1														
Sistema de 125 V T DC y baterías para la subestación	1														
<b>SISTEMA DE AGUA CONTRA INCENDIOS</b>															
Bomba de Agua Contra Incendio (Motor Eléctrico 1 X 1250 GPM X 200 HP)	1		20.000												
Bomba de Agua Contra Incendios (Diesel 1X1250 GPM X 250 HP)	1		25.000												
Panel para Bomba de Agua Contra Incendios	1														
Tanque de Agua Contra Incendios	1			500 BARRILES NOMINALES, APERNADO											
Monitor de Agua Contra Incendio	PARTIDA [LOT]														
Carrete Porta Manguera C/100 Pies de Manguera con Boquillas	PARTIDA [LOT]														
5 Barriles de Espuma (55 Galones)	PARTIDA [LOT]														

**Fuente:** Elaboración Propia

[Anexo 17]. Criterios y Comparaciones

Escala Numérica	Escala	Explicación	Comparación en Pares	Criterio más Importante	Nivel de Importancia	Clasificación Numérica
1	Ambos de Igual Importancia	Ambos elementos contribuyen con la propiedad en igual forma	<b>Inversión - Tiempo de Recuperación</b>	<b>Inversión</b>	Moderado	3
2	Valores intermedios entre Igual y Moderada	Usado como valores de consenso	<b>Inversión - Tiempo de Instalación</b>	<b>Tiempo de Instalación</b>	Moderado	2
3	Moderada importancia de uno sobre otro	La experiencia y el juicio favorecen a un elemento sobre el otro.	<b>Tiempo de Instalación - Tiempo de Recuperación</b>	<b>Tiempo de Instalación</b>	De igual a Moderado	4
4	Valores intermedios entre Moderada y Fuerte	Usado como valores de consenso	<b>Inversión - Tamaño de Planta</b>	<b>Inversión</b>	De Fuerte a Muy Fuerte	5
5	Fuerte importancia de uno sobre otro	Un elemento es fuertemente favorecido	<b>Inversión - Cantidad de Equipos</b>	<b>Inversión</b>	De Moderado a Fuerte	4
6	Valores intermedios entre Fuerte y Muy Fuerte	Usado como valores de consenso	<b>Inversión - Eficiencia Energética</b>	<b>Eficiencia Energética</b>	Moderado	2
7	Muy Fuerte importancia de uno sobre otro	Un elemento es muy fuertemente dominante	<b>Inversión - Rentabilidad</b>	<b>Rentabilidad</b>	De igual a Moderado	3
8	Valores intermedios entre Muy Fuerte y Extrema	Usado como valores de consenso	<b>Tiempo de Instalación - Tamaño de Planta</b>	<b>Tiempo de Instalación</b>	De igual a Moderado	3
9	Extrema importancia de uno sobre otro	Un elemento es favorecido con una diferencia de magnitud extrema	<b>Tiempo de Instalación - Cantidad de Equipos</b>	<b>Tiempo de Instalación</b>	De igual a Moderado	3
0	No hay relación	Un elemento no contribuye al objetivo	<b>Tiempo de Instalación - Eficiencia Energética</b>	<b>Eficiencia Energética</b>	Fuerte	3
			<b>Tiempo de Instalación - Rentabilidad</b>	<b>Rentabilidad</b>	De Moderado a Fuerte	4
			<b>Tiempo de Recuperación - Tamaño de Planta</b>	<b>Tiempo de Recuperación</b>	Moderado	3
			<b>Tiempo de Recuperación - Cantidad de Equipos</b>	<b>Tiempo de Recuperación</b>	Moderado	3
			<b>Tiempo de Recuperación - Eficiencia Energética</b>	<b>Eficiencia Energética</b>	Moderado	3
			<b>Tiempo de Recuperación - Rentabilidad</b>	<b>Rentabilidad</b>	Fuerte	4
			<b>Tamaño de Planta - Cantidad de Equipos</b>	<b>Cantidad de Equipos</b>	De igual a Moderado	1
			<b>Tamaño de Planta - Eficiencia Energética</b>	<b>Eficiencia Energética</b>	Fuerte	5
			<b>Tamaño de Planta - Rentabilidad</b>	<b>Rentabilidad</b>	Muy Fuerte	5
			<b>Cantidad de Equipos - Eficiencia Energética</b>	<b>Eficiencia Energética</b>	Fuerte	5
			<b>Cantidad de Equipos - Rentabilidad</b>	<b>Rentabilidad</b>	Fuerte	5
			<b>Eficiencia Energética - Rentabilidad</b>	<b>Rentabilidad</b>	De igual a Moderado	2

Criterios
<b>Inversión</b>
<b>Tiempo de Instalación</b>
<b>Tiempo de Recuperación</b>
<b>Tamaño de Planta</b>
<b>Cantidad de Equipos</b>
<b>Eficiencia Energética</b>
<b>Rentabilidad</b>

Fuente: Elaboración Propia

[Anexo 18]. Prioridad de Criterios

Criterios	Inversión	Tiempo de Instalación	Tiempo de Recuperación	Tamaño de Planta	Cantidad de Equipos	Eficiencia Energética	Rentabilidad
Inversión	1	1/2	3	5	4	1/2	1/3
Tiempo de Instalación	2	1	4	4	5	1/3	1/3
Tiempo de Recuperación	1/3	1/4	1	3	3	1/3	1/4
Tamaño de Planta	1/5	1/4	1/3	1	1/2	1/5	1/5
Cantidad de Equipos	1/4	1/5	1/3	2	1	1/5	1/5
Eficiencia Energética	2	3	3	5	5	1	1/2
Rentabilidad	3	3	4	5	5	2	1
Σ	8,783	8,200	15,667	25,000	23,500	4,567	2,817

Criterios	Inversión	Tiempo de Instalación	Tiempo de Recuperación	Tamaño de Planta	Cantidad de Equipos	Eficiencia Energética	Rentabilidad
Inversión	0,114	0,061	0,191	0,200	0,170	0,109	0,118
Tiempo de Instalación	0,228	0,122	0,255	0,160	0,213	0,073	0,118
Tiempo de Recuperación	0,038	0,030	0,064	0,120	0,128	0,073	0,089
Tamaño de Planta	0,023	0,030	0,021	0,040	0,021	0,044	0,071
Cantidad de Equipos	0,028	0,024	0,021	0,080	0,043	0,044	0,071
Eficiencia Energética	0,228	0,366	0,191	0,200	0,213	0,219	0,178
Rentabilidad	0,342	0,366	0,255	0,200	0,213	0,438	0,355

Criterios	Prioridad
Inversión	14%
Tiempo de Instalación	17%
Tiempo de Recuperación	8%
Tamaño de Planta	4%
Cantidad de Equipos	4%
Eficiencia Energética	23%
Rentabilidad	31%

Fuente: Elaboración Propia



[Anexo 19]. Consistencia de Criterios

**Consistencia**

Criterios	Inversión	Tiempo de Instalación	Tiempo de Recuperación	Tamaño de Planta	Cantidad de Equipos	Eficiencia Energética	Rentabilidad	$\Sigma$
Inversión	0,138	0,084	0,232	0,179	0,178	0,114	0,103	1,028
Tiempo de Instalación	0,276	0,167	0,310	0,143	0,222	0,076	0,103	1,297
Tiempo de Recuperación	0,046	0,042	0,077	0,107	0,133	0,076	0,077	0,559
Tamaño de Planta	0,028	0,042	0,026	0,036	0,022	0,046	0,062	0,261
Cantidad de Equipos	0,034	0,033	0,026	0,072	0,044	0,046	0,062	0,317
Eficiencia Energética	0,276	0,501	0,232	0,179	0,222	0,228	0,155	1,793
Rentabilidad	0,413	0,501	0,310	0,179	0,222	0,456	0,310	2,391

Inversión	7,458731
Tiempo de Instalación	7,7656602
Tiempo de Recuperación	7,2280015
Tamaño de Planta	7,2806029
Cantidad de Equipos	7,1295113
Eficiencia Energética	7,8717769
Rentabilidad	7,7172037
Promedio	7,4930697

Índice de consistencia aleatorio IA en función de la dimensión de la matriz (n)

n	1	2	3	4	5	6	7	8
IA	0	0	0,525	0,882	1,115	1,252	1,341	1,404
n	9	10	11	12	13	14	15	16
IA	1,452	1,484	1,513	1,535	1,555	1,570	1,583	1,595

Índice de consistencia	0,082
Razon de Consistencia	0,061

Fuente: Elaboración Propia

[Anexo 20]. Prioridad de Alternativas

Inversión			
	Alternativa A	Alternativa B	
Alternativa A	1,000	2,000	Alternativa A
Alternativa B	0,500	1,000	Alternativa B
$\Sigma$	1,500	3,000	Prioridad
			0,667
			0,333
Eficiencia Energética			
	Alternativa A	Alternativa B	
Alternativa A	1,000	0,200	Alternativa A
Alternativa B	5,000	1,000	Alternativa B
$\Sigma$	6,000	1,200	Prioridad
			0,167
			0,833
Cantidad de Equipos			
	Alternativa A	Alternativa B	
Alternativa A	1,000	0,333	Alternativa A
Alternativa B	3,000	1,000	Alternativa B
$\Sigma$	4,000	1,333	Prioridad
			0,250
			0,750
Periodo de Recuperación de Inversión			
	Alternativa A	Alternativa B	
Alternativa A	1,000	3,000	Alternativa A
Alternativa B	0,333	1,000	Alternativa B
$\Sigma$	1,333	4,000	Prioridad
			0,750
			0,250
Tamaño de la Planta			
	Alternativa A	Alternativa B	
Alternativa A	1,000	0,500	Alternativa A
Alternativa B	2,000	1,000	Alternativa B
$\Sigma$	3,000	1,500	Prioridad
			0,333
			0,667
Tiempo de Instalación			
	Alternativa A	Alternativa B	
Alternativa A	1,00	0,250	Alternativa A
Alternativa B	4,000	1,000	Alternativa B
$\Sigma$	5,000	1,250	Prioridad
			0,200
			0,800
TIR y VPN			
	Alternativa A	Alternativa B	
Alternativa A	1,000	2,000	Alternativa A
Alternativa B	0,500	1,000	Alternativa B
$\Sigma$	1,500	3,000	Prioridad
			0,667
			0,333

Fuente: Elaboración Propia

[Anexo 21]. Características del Crudo Extra Pesado

DESCRIPCIÓN	VALOR
Gravedad API	8.0
Gravedad Específica 15.56/15.56 °C (60/60 °F)	1.01434
Peso Molecular	467
Hidrógeno, wt %	-
Punto de Inflamación, °C	78.89 (174 °F)
Punto de Fluidez, °C	26.67 (80 °F)
Número de Neutralización	3.31
Azufre, wt%	4.1
Nitrógeno, ppm	6500
Azufre, lb/bbl	14.556
Nitrógeno, lb/bbl	2.3077
CCR, wt%	16.98
Asfaltenos(C7), wt%	11.8
Niquel, ppm	114
Vanadium, ppm	490
UOP "K" factor	11.3
Calor de Combustión (Bruto), BTU/lb	17 535
Calor de Combustión (Neto), BTU/lb	16 545

Fuente: Schlumberger (2013)

[Anexo 22]. Características del Crudo Extra Pesado (Continuación)

DESCRIPCIÓN	VALOR
Correlación RI (70 °C) para FOM	1.54729
SIMDIS Destilación	
IBP (°F)	48.89 (120 °F)
5 wt% off (°C)	277.2 (531 °F)
10 wt% off (°C)	322.2 (612 °F)
20 wt% off (°C)	392.8 (739 °F)
30 wt% off (°C)	452.8 (847 °F)
40 wt% off (°C)	510 (950 °F)
50 wt% off (°C)	567.2 (1053 °F)
60 wt% off (°C)	623.3 (1154 °F)
70 wt% off (°C)	673.3 (1244 °F)
80 wt% off (°C)	
90 wt% off (°C)	
95 wt% off (°C)	
Average Punto de Ebullición Pt (°C)	566.1 (1051 °F)

**Fuente:** Schlumberger (2013)

[Anexo 23]. Propiedades del Crudo Extra Pesado

DESCRIPCIÓN	VALOR
<b>Viscosidad (cSt)</b>	
@ 15.56 °C (60°F)	3 654 200
@ 37.78 °C (100°F)	94 548
@ 54.44 °C (130°F)	12 454
@ 98.89 °C (210°F)	352.8
@ 148.89 °C (300°F)	38.4
<b>Presión de Vapor (kPaa):</b>	
@ 26.67 °C (80°F)	0.07 (0.01 psia)
@ 37.78 °C (100°F) (Reid Presión de Vapor, RVP)	0.07 (0.01 psia)
@ 54.44 °C (130°F)	0.14 (0.02 psia)
@ 58.33 °C (137°F)	0.21 (0.03 psia)
@ 65.56 °C (150°F)	0.28 (0.04 psia)
@ 82.22 °C (180°F)	0.48 (0.07 psia)
<b>Calor Especifico, Cp (kJ/kg- °C):</b>	
@ 26.67 °C (80°F)	1.75 (0.419 BTU/lb-°F)
@ 37.78 °C (100°F)	1.83 (0.438 BTU/lb-°F)
@ 54.44 °C (130°F)	1.89 (0.451 BTU/lb-°F)
@ 58.33 °C (137°F)	1.90 (0.455 BTU/lb-°F)
@ 65.56 °C (150°F)	1.94 (0.463 BTU/lb-°F)
@ 82.22 °C (180°F)	2.01 (0.481 BTU/lb-°F)
<b>Conductividad Térmica, k (W/m °C):</b>	
@ 26.67 °C (80°F)	0.13 (0.0736 BTU/hr-ft-°F)
@ 37.78 °C (100°F)	0.13 (0.0727 BTU/hr-ft-°F)
@ 54.44 °C (130°F)	0.12 (0.0713 BTU/hr-ft-°F)
@ 58.33 °C (137°F)	0.12 (0.0710 BTU/hr-ft-°F)
@ 65.56 °C (150°F)	0.12 (0.0704 BTU/hr-ft-°F)
@ 82.22 °C (180°F)	0.12 (0.0690 BTU/hr-ft-°F)

Fuente: Schlumberger (2013)

[Anexo 24]. Gas Asociado y Gas Casing

**Gas Asociado**

COMPONENTE	% MOL
Nitrógeno	0.040
Metano	91.890
CO <sub>2</sub>	6.070
H <sub>2</sub> S	0
Etano	0.540
Propano	0.339
i-Butano	0.092
n-Butano	0.158
i-Pentano	0.137
n-Pentano	0.184
Hexano	0.202
Heptanos	0.117
Octanos	0.130
Nonanos	0.077
Decanos	0.020
Undecanes +	0.004
Total	100.00

**Fuente:** Schlumberger (2013)

**Gas Casing**

PARÁMETRO	VALOR
Flujo (PCE/BBL)	4 – 8 (Intermitente)
Presión en el Pozo (k Pag)	TBD
Temperatura (°C)	37.78 (100°F)

**Fuente:** Schlumberger (2013)



[Anexo 25]. Características del Agua Asociada

PARÁMETRO	UNIDAD	VALOR
pH	--	7.4 – 7.8
Dureza - Calcio	ppm	797.5
Dureza – Magnesio	ppm	484.11
Total Dureza (CaCO <sub>3</sub> )	ppm	1281.61
Alcalinidad	ppm	346.0
Cloruros	ppm	22 371
HierroTotal	ppm	0.28
Silica	ppm	7.74
Potasio	ppm	150
Sodio	ppm	8665.62
Calcio	ppm	381.19
Magnesio	ppm	118
Total Sólidos Suspendidos (TSS)	ppm	30 – 40 (max. 100)
Total Sólidos Disueltos (TDS)	ppm	24 600
Tamaño de Partícula para el Tanque de Lavado	microns (μ)	500
Tamaño de Partícula para Coalescedores	microns (μ)	250
Total Sólidos	ppm	TBD
Temperatura Superficial	°C	37.78 (100 °F)

**Fuente:** Schlumberger (2013)


[Anexo 26]. Características del Agua Fresca Desalinizada

PARÁMETROS	UNIDAD	VALOR
pH		8.6
Total Sólidos Disueltos	mg/L	298
Total Aluminio	mg/L	0.178
Total Arsénico	mg/L	NIL
Total Bario	mg/L	0.073
Total Cadmio	mg/L	NIL
Total Cobre	mg/L	NIL
Total Cromo	mg/L	NIL
Total Hierro	mg/L	0.111
Total Manganeseo	mg/L	0.038
Total Mercurio	mg/L	NIL
Total Plata	mg/L	NIL
Total Lead	mg/L	NIL
Total Selenio	mg/L	NIL
Total Zinc	mg/L	NIL
Niquel	mg/L	NIL
Sodio	mg/L	76.7
Cloruros	mg/L	9.08
Color Actual	PT-Co	4
Fluoruros	mg/L	0.055
Nitritos/Nitratos	mg/L	0.035
Sulfatos	mg/L	12.7
Total Dureza	mg/L CaCO <sub>3</sub>	87.4
Turbiedad	NTU	NIL
Cianuros	mg/L	NIL
Detergentes	mg/L	0.006
Aceite Mineral	mg/L	NIL
Fenoles	mg/L	NIL
Coliformes Totales	NM/100ml	NIL
Coliformes Fecales	NM/100ml	NIL

Fuente: Schlumberger (2013)



[Anexo 27]. Características del Diluyente Mesa 30

		<b>MESA 30</b>													
CARACTERÍSTICAS DEL CRUDO			HIDROCARBUROS LIVIANOS							INFORMACIÓN GENERAL					
GRAVEDAD API 60 °F	API	30,5	CROMATOGRAMA DE GASES							LOS DATOS ANALÍTICOS EN ESTA HOJA REPRESENTAN LOS RESULTADOS DE UNA EVALUACIÓN COMPLETA REALIZADA EN INTEVEP - JUNIO 2011					
GRAVEDAD ESPECÍFICA 60/60 ° F	Adim	0,8735	IBP-20 20-95 95-135												
VISCOSIDAD CINEMÁTICA A 20°C	cSt	16,390	% VOL	3,01	3,58	10,19									
VISCOSIDAD CINEMÁTICA A 37,8°C	cSt	8,434	C3	0,032	0,002	0,002									
VISCOSIDAD CINEMÁTICA A 50,0°C	cSt	6,238	ISO C4	0,174	0,004	0,002									
FACTOR DE CARACTERIZACIÓN K (UOP)	Adim	12,3	N-C4	0,931	0,017	0,007									
PUNTO DE INFLAMACIÓN	° C	< 0	ISO-C5	0,054	0,178	0,017									
AZUFRE	% Peso	1,07	N-C5	0,702	0,458	0,025									
PUNTO DE FLUIDEZ	° C	-39	C6+	0,226											
SAL POR CONDUCTIVIDAD	lb/1000bbl	0													
PRESIÓN DE VAPOR REID	100°F. psi	5,26													
CLORUROS INORGÁNICOS	ppm mg/Kg	4,52													
			DESTILACIÓN												
FRACCIONES	° C	CRUDO	PIE-30	20-35	95-135	135-195	195-230	230-300	300-343	343-399	399-451	451-520	520+	520+	
FACTOR DE CARACTERIZACIÓN K (UOP)	Adim	12,3													
RENDIMIENTO EN EL CRUDO	% Masa		2,04	2,90	8,78	7,42	8,86	10,00	7,87	11,45	9,75	8,98	52,85	22,47	
RENDIMIENTO EN EL CRUDO	% Vol		3,01	3,58	10,19	9,25	10,27	7,84	11,11	9,24	8,31	47,84	16,18		
RENDIMIENTO ACUMULADO	% Masa		2,04	4,94	13,80	21,02	29,88	39,88	47,35	58,80	68,55	77,51	100,00	100,00	
RENDIMIENTO ACUMULADO	% Vol		3,01	6,57	16,75	25,00	34,25	44,52	52,16	63,27	72,51	80,82	100,00	100,00	
RENDIMIENTO PROMEDIO ACUMULADO	% Vol		1,51	4,79	11,99	20,66	28,93	39,39	49,34	57,72	67,89	76,87			
GRAVEDAD ESPECÍFICA 60/60 ° F	Adim	0,8735	0,8859	0,7483	0,7828	0,8142	0,8473	0,8729	0,8994	0,9206	0,9402	0,9574	1,0217		
GRAVEDAD API A 60 F	API	30,5	74,8	57,6	49,3	42,3	35,5	30,8	26,0	22,2	19,0	16,3	7,0		
			D7109	D80	D80	D80	D80	D80	D80	D1100	D1100	D1100	D7109		
PIE (%VOL D1180 D88 %OFF D7169)	° C	88,7	48,2	84,1	118,0	117,1	188,1	287,0	347	398	429	329,2	489,3		
* 5% (%VOL D1180 D88 %OFF D7169)	° C	112,4	54,5	94,2	141,7	163,7	239,9	299,3	354	406	458	342,4	514,7		
* 10% (%VOL D1180 D88 %OFF D7169)	° C	151,7	56,3	96,7	145,2	167,5	246,1	292,1	350	411	469	356,8	531,7		
* 20% (%VOL D1180 D88 %OFF D7169)	° C	221,7	59,1	99,7	149,5	200,4	251,9	297,9	351	417	476	367,3	558,5		
* 30% (%VOL D1180 D88 %OFF D7169)	° C	272,6	59,5	100,0	150,3	202,6	253,9	299,2	355	421	479	416,1	582,4		
* 40% (%VOL D1180 D88 %OFF D7169)	° C	331,7	61,1	104,2	152,0	204,6	256,8	300,7	358	428	482	447,8	607,2		
* 50% (%VOL D1180 D88 %OFF D7169)	° C	398,6	62,7	105,6	153,8	207,0	257,9	302,1	370	439	484	491,5	634,4		
* 60% (%VOL D1180 D88 %OFF D7169)	° C	448,1	64,3	108,0	155,8	209,5	260,1	303,5	375	434	490	520,8	684,4		
* 70% (%VOL D1180 D88 %OFF D7169)	° C	514,9	66,0	109,8	158,2	212,7	263,0	305,2	378	439	494	571,0	702,1		
* 80% (%VOL D1180 D88 %OFF D7169)	° C	614,1	68,0	113,9	161,3	218,8	268,4	307,8	380	447	500	609,8			
* 90% (%VOL D1180 D88 %OFF D7169)	° C		70,8	121,1	165,8	221,9	271,7	310,7	402	460	509	713,5			
* 95% (%VOL D1180 D88 %OFF D7169)	° C		73,9	126,1	169,3	226,1	275,9	313,8	416	473	525				
PFE (%VOL D1100 D80 %OFF D7109)	° C		64,7	137,7	170,0	230,7	280,1	310,8	434	490	530				
VISCOSIDAD CINEMÁTICA A 20°C	cSt	16,39				1,477	2,699	5,664							
VISCOSIDAD CINEMÁTICA A 37,8°C	cSt	8,434				1,242	2,328	4,097							
VISCOSIDAD CINEMÁTICA A 50,0°C	cSt	6,238				1,081	1,561	3,309							
VISCOSIDAD CINEMÁTICA A 80°C	cSt								8,189	22,93	129,1				
VISCOSIDAD CINEMÁTICA A 82,2°C	cSt								4,319	10,99	31,54	50,28	12999		
VISCOSIDAD CINEMÁTICA A 98,0°C	cSt								3,203	6,021	16,90	27,16	2091		
VISCOSIDAD CINEMÁTICA A 135°C	cSt											6,642	203,5		
VISCOSIDAD ABSOLUTA 60 ° C	Pa s												160		
MERCAPTANOS (UOP 163)	ppm mg/Kg	9,1	< 0,1	2,2	5,8	8,4	22	8,5							
H2S (UOP 163)	ppm mg/Kg	< 1,0	< 1,0	< 1,0	< 1,0	< 1,0	20	< 1,0							
AZUFRE	% Masa	1,07	0,0033	0,0017	0,0138	0,0825	0,476	0,888	1,20	1,23	1,42	1,89	2,24		
CORROSIÓN A LA LAMINA DE COBRE	60°C/2h		1a	3a	3a	3b	3b+	2b							
PUNTO DE FLUIDEZ	° C	-39			< -42,0	-30	-12	15	33	42	0	57			
PUNTO DE NUBE	° C					-30	-11	10							
PUNTO DE INFLAMACIÓN	° C	< 0			20,0	85,0	102,0	148	192	200	270	222	349		
PRESIÓN DE VAPOR REID (MICRO)	psi	5,26	7,88	2,85	1,90										
CLORUROS INORGÁNICOS	ppm mg/Kg	4,52		< 1	1,41	< 1									
NÚMERO DE NEUTRALIZACIÓN	mg/KOH/g	0,20			< 0,10	< 0,10	0,14	< 0,10	< 0,10	< 0,10	< 0,10	< 0,10	< 0,10		
ASFALTENOS (IP-143 / ASTM D 8580)	% Masa	2,4										4,5	10,3		
RON, CLARO	Octanos			60,0	55,0										
MON. CLARO	Octanos			49,0	< 40,0										
AROMÁTICOS (HPLC)	% Masa							26,78	35,32	31,57	36,57				
SATURADOS (HPLC)	% Masa							60,99	59,44	62,00	52,62				
RESINAS (HPLC)	% Masa							3,27	5,24	6,40	10,01				
AROMÁTICOS - FIA	% Vol		4,3	13,8	17,8	19,7	27,3								
SATURADOS - FIA	% Vol		94,7	89,9	80,2	70,0									
OLEFINAS - FIA	% Vol		1,0	1,5	1,3	1,1	2,7								
PARAFINAS - PONA	% Masa		32,77	18,73	17,78										
PARAFINAS - PONA	% Vol		34,80	20,26	19,01										
ISO PARAFINAS - PONA	% Masa		30,84	20,16	28,88										
ISO PARAFINAS - PONA	% Vol		41,49	31,10	30,67										
NAFTENOS - PONA	% Masa		21,37	35,63	25,11										
NAFTENOS - PONA	% Vol		18,25	34,74	25,02										
AROMÁTICOS - PONA	% Masa		6,01	10,27	28,38										
AROMÁTICOS - PONA	% Vol		4,67	13,99	25,18										
ÍNDICE DE REFORMABILIDAD (N + 2A)	% Masa		33,39	68,37	81,67										
ÍNDICE DE REFORMABILIDAD (N + 2A)	% Vol		28,56	62,62	75,38										
PUNTO DE HUMO	mm					21,0	16,0								
PUNTO DE CONGELACIÓN	° C					-53,8	-25								
NÚMERO LUMINOMÉTRICO CALCULADO	Adim					46,6	33,5								
NAFTALENOS	% Masa				0,29	1,72	6,52								
ÍNDICE DE REFRACTACIÓN A 20°C	Adim					1,4610	1,4712	1,4040	1,4695						
ÍNDICE DE REFRACTACIÓN A 67°C	Adim									1,4932	1,5058				
RELACION CARBONO / HIDRÓGENO	Adim		5,85	5,71	6,03	6,14	6,24	6,48	6,88	7,07	7,12				
CARBONIO	% Masa		83,19	83,82	84,11	84,33	84,89	84,88	86,00	86,14	85,88				
HIDRÓGENO	% Masa		14,73	14,88	13,94	13,73	13,58	13,09	12,51	12,18	12,05				
NITRÓGENO TOTAL	ppm mg/Kg														
NITRÓGENO BÁSICO	ppm mg/Kg	735					55	168	505	675	917	1310	2320		
COLOR SAYBOLT (ASTM)	Adim		> +30	> +30	> +30	+27	+14	< L3,0	L2,0	< L4,0	L7,5				
ESTABILIDAD DEL COLOR (después)	Adim (24h)					22	< -16								
PUNTO DE ANILINA	° C				40,15	50,05	62,95	80,00	75,00	62,25	68,75				
NÚMERO DE CETANO	Adim					41,4	40,5								
RESIDUOS DE MICROCARBÓN	% Masa	4,23								< 0,1	0,60	8,56	22,1		
CENIZAS	% Masa	0,0074										0,0223	0,0373		
VANADIO	ppm mg/Kg	50,3									0,28	93	226		
NIQUEL	ppm mg/Kg	12,3									< 0,1	22	51,5		
SODIO	ppm mg/Kg	1,03										2,06	4,60		
HIERRO	ppm mg/Kg	1,16										2,23	5,14		
PENETRACIÓN A 25 ° C, 100 g, 5 s	1/10 mm												70		
PUNTO DE AGUDAMIENTO	° C												47,1		

Fuente: PDVSA Intevep (2011)

[Anexo 28]. Crudo Diluido a Diferentes Temperaturas

T deg °F	T Deg°C	Viscosity (cP)
80	26.67	872.01
85	29.44	738.12
90	32.22	626.69
95	35	533.66
100	37.78	455.74
105	40.56	390.28
110	43.33	335.14
115	46.11	288.55
120	48.89	249.08
125	51.67	215.55
130	54.44	286.99
135	57.22	162.61
140	60	141.73
145	62.78	123.82
150	65.56	108.4
155	68.33	95.12
160	71.11	83.63
165	73.89	73.69
170	76.67	65.06
175	79.44	57.55
180	82.22	51.01
185	85	45.29
190	87.78	40.29
195	90.56	35.91
200	93.33	32.05
205	96.11	28.66
210	98.89	25.68

**Fuente:** Schlumberger (2013)

## GLOSARIO

**Colchón de agua** = Se llama así cuando se mantiene cierta cantidad de agua en el fondo de un tanque con el propósito de obtener una lectura más precisa del petróleo.

**Mechurrio** = Es un quemador que se instala en las afueras de la planta, a una posición elevada, y se usa para la quema de gases combustibles de desecho de plantas químicas o refinerías mediante la ignición.

**Blanketing** = Las válvulas de blanketing (inertización) se utilizan en sistemas de almacenamiento en tanques cuando se desean reducir los peligros asociados con los líquidos inflamables o cuando se desea minimizar la contaminación de los productos que podría generarse al ingresar aire en el espacio de vapor del tanque.

**Desalinización** = Es un proceso mediante el cual se elimina la sal del agua para obtener agua potable.

**Flujogramas** = Es una representación grafica del plan de trabajo que muestra los pasos principales del proceso, este diagrama se usa para obtener un panorama general del proceso y así identificar los cambios dentro del mismo.

**Diagramas de bloques** = Se utilizan para mostrar de manera general el funcionamiento del proceso. Se utilizan como una referencia, para que aquellos que no conozcan el proceso puedan obtener una idea general del mismo.

**Bombeo Multifásico** = Es el trabajo que realizan las bombas con una mezcla de petróleo, gas, agua y sedimentos proveniente de los pozos.

**Agua asociada** = Se llama así al agua que esta emulsionada con el crudo cuando sale del pozo, es decir que es el agua que proviene del pozo en combinación con el crudo, sedimentos y gas del pozo.

**Gas casing** = Se refiere al gas que se encuentra en la parte superficial del pozo.

**Gas asociado** = Gas que se encuentra en un yacimiento donde predominan los hidrocarburos líquidos en forma de petróleo.

**Crudo extra pesado** = Los petróleos crudos se clasifican en livianos, medios, pesados y extra pesados. Esta clasificación está vinculada a la gravedad específica o índice de grado API de cada uno. Su clasificación según API es: Crudos Livianos 30-40°, Crudos Medianos 22- 29°, Crudos Pesados 10-22° y Crudos Extra Pesados menos de 10°.

**Agua fresca desalinizada** = Agua con bajo contenido de sal.

**Diluyente Mesa 30** = Es la denominación de un crudo liviano de 30° API, producto de una mezcla de crudos en el Oriente de Venezuela.

**Viscosidad** = La viscosidad es la característica de la mayoría de los productos lubricantes. Es una medida de fluidez a determinadas temperaturas.

**Flare** = Conocido como antorcha, es un dispositivo utilizado en plantas industriales tales como refinería, plantas químicas, procesamiento de gas natural, así como en sitios de procesamiento de crudo para la quema del gas restante o remanente.

**Desaladores** = Dispositivo que se utiliza para disminuir el porcentaje de sales en un fluido.

**Desnatador** = Son diseñados para remover de forma rápida y eficiente todos los tipos de aceite residuales flotantes y grasas en la superficie del agua.

**Scrubber** = Dispositivo de control que pueden utilizarse para eliminar algunas partículas y/o gases de las corrientes de escape.

**Inertización** = Es un término que se utiliza en la industria ambiental, para indicar un proceso de tratamiento de residuos catalogados como residuos peligrosos, sean líquidos o sólidos, para minimizar su potencial naturaleza química.

**Huff and Puff** = Inyección cíclica de vapor, técnica a veces denominada (Steam-Soak) empapado con vapor.

**Demulsificante:** Este producto químico se inyecta en la línea de entrada del Separador de Producción, en la dosis requerida de manera de promover una mejor separación de las fases líquida agua/crudo.

**Antiespumante:** Este producto químico se inyecta igualmente en la línea de entrada del Separador de Producción, en la dosis requerida, de manera de prevenir la formación de espuma la cual causa una separación deficiente y distorsión de la medición de interface gas/líquido.

**Inhibidor de Corrosión:** Este químico es utilizado con el fin de proteger los equipos y tuberías de los efectos de la corrosión. Este químico se inyecta en puntos seleccionados del sistema de tratamiento y exportación de crudo, sistema de tratamiento e inyección de agua de producción, y sistema de agua contra incendio.

**Inhibidor de Incrustaciones o Escalas:** Este químico es utilizado con el fin de prevenir la deposición de sales solubles inorgánicas en los equipos, tales como

carbonato de calcio, sulfitos de hierro y otras. Se inyecta a la entrada del proceso de tratamiento y en las bombas de exportación de crudo diluido y de inyección de agua de producción.

**Clarificador de Agua:** Este producto se inyecta a la entrada del sistema de tratamiento de agua de producción de manera de desestabilizar la dispersión de las gotas de crudo en el agua y permitir que las gotas más pequeñas se unan en gotas más grandes, permitiendo la separación del crudo y agua.