

# **ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL**

## **FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS**

### **ESTUDIO DEL USO DEL GAS NATURAL PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA EN EL BLOQUE 18**

#### **PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIEROS EN PETRÓLEOS**

**ÁLVAREZ LAZO LUIS ALFREDO**  
([luis.alfredoalvarez@hotmail.com](mailto:luis.alfredoalvarez@hotmail.com))  
**DE LA A SAAVEDRA ADRIÁN DE JESÚS**  
([adriandelaa@hotmail.com](mailto:adriandelaa@hotmail.com))

**DIRECTOR: ING. GERARDO BARROS, Msc.**  
([gerardo.barros@epn.edu.ec](mailto:gerardo.barros@epn.edu.ec))  
**CO-DIRECTOR: ING. PAÚL VILLAGÓMEZ, Msc.**  
([pvillagomez@hotmail.com](mailto:pvillagomez@hotmail.com))

**Quito, Mayo 2010**

## DECLARACIÓN

Nosotros, Álvarez Lazo Luis Alfredo, y, De La A Saavedra Adrián de Jesús, declaramos bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de nuestra autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que hemos consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedemos nuestros derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normativa institucional vigente.

-----  
Álvarez Lazo Luis Alfredo

-----  
De La A Saavedra Adrián de Jesús

## AGRADECIMIENTOS

A Petrobras Energía S.A., por mantener las puertas abiertas a quien lo requiera, aportando a una formación integral, personal y profesionalmente, acogiéndolo en un ambiente afable de cordialidad y respeto; en post del desarrollo de la industria petrolera en el país y generando conciencia en cada proceso del actuar diario para velar por el cuidado del medio que nos rodea.

*Especial agradecimiento al Departamento de Instalaciones de Superficie por su compromiso y liderazgo en conducir esta pasantía. A los profesionales y técnicos, que siendo verdaderos maestros han sabido transmitir sus conocimientos contribuyendo de esta manera para cumplir el objetivo planteado.*

## **DEDICATORIA**

A mi familia, especialmente a mis Padres, que con su ejemplo han sabido guiarme hacia una formación íntegra, siendo ellos la única razón para sentirme orgulloso.

***Luis Alfredo***

Dedico este trabajo a Dios, a mis padres y familia, a mis amigos y a todas las personas que confiaron en mí especialmente a Natalí Rivas, sin su apoyo este trabajo no se hubiera podido realizar.

***Adrián de Jesús***

**CONTENIDO**

<b>RESUMEN EJECUTIVO</b>	<b>I</b>
<b>PRESENTACIÓN</b>	<b>III</b>
<b>CAPITULO 1</b>	<b>1</b>
<b>1.1 INTRODUCCIÓN</b>	<b>1</b>
<b>1.2 ANTECEDENTES</b>	<b>1</b>
<b>1.3 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA</b>	<b>2</b>
<b>1.4 PROPUESTA DE SOLUCIÓN</b>	<b>3</b>
<b>1.5 FORMULACIÓN Y SISTEMATIZACION DEL PROBLEMA</b>	<b>3</b>
<b>1.5.1 FORMULACIÓN</b>	<b>3</b>
<b>1.5.2 SISTEMATIZACIÓN</b>	<b>3</b>
<b>1.6 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN</b>	<b>4</b>
<b>1.6.1 GENERAL</b>	<b>4</b>
<b>1.6.2 ESPECÍFICOS</b>	<b>4</b>
<b>1.7 JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO</b>	<b>5</b>
<b>1.7.1 PRÁCTICA</b>	<b>5</b>
<b>1.7.2 HIPÓTESIS</b>	<b>5</b>
<b>1.8 ASPECTOS METODOLÓGICOS</b>	<b>5</b>
<b>CAPÍTULO 2.</b>	<b>7</b>
<b>2.1. INTRODUCCIÓN</b>	<b>7</b>
<b>2.2 CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL BLOQUE 18 (PLAN DE DESARROLLO CAMPO PALO AZUL Y PATA, 2009)</b>	<b>7</b>

2.2.1.	UBICACIÓN DEL BLOQUE 18	7
2.2.2.	ESTRATIGRAFÍA	8
2.2.	CARACTERÍSTICAS DEL CAMPO UNIFICADO PALO AZUL	9
2.2.1	ANTECEDENTES DEL CAMPO PALO AZUL	9
2.2.2	CARACTERÍSTICAS LITOLÓGICAS DEL RESERVORIO.	10
2.2.3	CÁLCULO DE RESERVAS CAMPO PALO AZUL	11
2.2.4	PARÁMETROS DE RESERVORIO DEL CAMPO	12
2.2.4.1	PROPIEDADES DE RESERVORIO	12
2.2.4.2	MECANISMO DE DRENAJE	12
2.2.5	POES CAMPO PALO AZUL	13
2.2.6	RESUMEN DE RESERVAS PROBADAS	13
2.2.7	RESERVAS DE GAS PALO AZUL	14
2.2.8	CROMATOGRAFÍA DEL GAS DEL CAMPO PALO AZUL	15
2.3.	CARACTERÍSTICAS DEL CAMPO PATA	16
2.3.1	UBICACION	16
2.3.2	PARÁMETROS DE RESERVORIO DEL CAMPO PATA	17
2.3.3	POES CAMPO PATA RESERVORIOS U, T Y BASAL TENA	17
2.3.4	RESERVAS U, T Y BASAL TENA	17
2.3.5	CROMATOGRAFÍA DEL CAMPO PATA	18
	CAPITULO 3	19
3.1.	INTRODUCCIÓN	19

<b>3.2 ESTUDIO DE FACILIDADES DE PRODUCCIÓN ACTUALES DE LA UNIDAD CPF DEL CAMPO UNIFICADO PALO AZUL</b>	<b>19</b>
<b>3.2.1. DESCRIPCIÓN DE LA CPF (CENTRAL DE PROCESAMIENTO DE FLUIDOS)</b>	<b>19</b>
3.2.1.1. SEPARACIÓN	22
3.2.1.1.1. SEPARADORES DE AGUA LIBRE	22
3.2.1.1.2. TRATADORES:	23
3.2.1.2. TRATAMIENTO DEL AGUA DE PRODUCCIÓN	27
3.2.1.3. SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE CRUDO DESHIDRATADO Y AGUA DE PRODUCCIÓN:	28
3.2.1.4. SISTEMA DE BOMBEO Y FISCALIZACIÓN	28
3.2.1.5. INYECCIÓN DEL AGUA DE PRODUCCIÓN	29
3.2.1.6. RECUPERACIÓN DE GAS	29
3.2.1.7. GAS BLANKETING	29
3.2.1.8. SISTEMA CONTRA INCENDIO	30
3.2.1.8.1. SISTEMA DE AGUA CONTRA INCENDIO	30
3.2.1.8.2. SISTEMA DE ESPUMA	30
3.2.1.8.3. SISTEMAS DE DETECCIÓN	30
3.2.2. PROBLEMAS ASOCIADOS AL PROCESAMIENTO DE GAS NATURAL DENTRO DE CPF	31
3.2.3. DISEÑO GENERALIZADO DE UN SEPARADOR TRIFÁSICO	31
3.2.3.1. ASUNCIONES	32
3.2.3.2. TEORÍA DE ASENTAMIENTO (LEY DE STOKES)	32
3.2.3.3. SEPARACIÓN DE TRES FASES	34

3.2.3.4.	TIEMPO DE RETENCIÓN _____	34
3.2.3.5.	ECUACIÓN DE ASENTAMIENTO _____	35
3.2.3.5.1.	CAPACIDAD PARA MANEJO DE GAS (SECCIÓN DE ASENTAMIENTO GRAVITACIONAL) _____	35
3.2.3.5.2.	CAPACIDAD PARA MANEJO DE LÍQUIDO (SECCIÓN DE RECOLECCIÓN DE LÍQUIDO) _____	36
3.2.4.	TERCER SEPARADOR HORIZONTAL DE AGUA LIBRE A INCLUIR EN LA CPF	36
3.2.4.1.	TEORÍA DE ASENTAMIENTO (LEY DE STOKES) CAPACIDAD DE GAS	36
3.2.4.2.	TEORÍA DE ASENTAMIENTO (LEY DE STOKES) TIEMPO DE RETENCIÓN _____	38
3.2.5.	DISEÑO GENERALIZADO BASADO EN NORMA API 12J _____	41
3.2.5.1.	PROCESO DE DISEÑO _____	41
CAPITULO 4 _____		46
4.1.	INTRODUCCIÓN _____	46
4.2.	DESCRIPCIÓN ACTUAL DE LA PLANTA DE GENERACION ELÉCTRICA EN LA CENTRAL DE PROCESAMIENTO DE FLUIDOS CPF _____	46
4.2.1.	EL CICLO DE VAPOR _____	47
4.2.2.	DESCRIPCIÓN GENERAL DEL SUMINISTRO DE LA PLANTA _____	48
4.2.2.1.	EQUIPOS PRINCIPALES DEL SISTEMA DE GENERACIÓN A VAPOR _	49
2.2.1.1	EFICIENCIA DE CALDERAS Y TURBINAS _____	51
4.2.2.2.	EQUIPOS PRINCIPALES DEL SISTEMA MOTOR DE COMBUSTIÓN _	51
4.2.2.3.	EQUIPOS DE ÁREAS COMUNES _____	53
4.2.3.	CAPTACIÓN Y TRATAMIENTO DE AGUA _____	54



4.2.4.	COMBUSTIBLES DEL MOTOR A COMBUSTIÓN.	54
4.2.5.	CARACTERISTICAS DEL SISTEMA DE EMISIONES DE LA PLANTA	55
4.2.6.	CHIMENEAS	55
4.3.	DETERMINACIÓN DE VOLÚMENES DE PRODUCCIÓN	56
4.3.1.	PROYECCIONES DE PRODUCCION PARA RE-ENTRADAS Y NUEVOS POZOS (ESCENARIO BASE)	56
4.3.2.	PALO AZUL	58
4.3.3.	PATA	59
4.3.4.	PRODUCCIONES TOTALES	60
4.4.	DETERMINACIÓN DE DEMANDA ENERGÉTICA	61
4.4.1.	PROGRAMA PARA SATISFACER DEMANDA ENERGÉTICA	61
4.4.1.1	VOLUMENES ESTIMADOS DE GAS	64
CAPITULO 5		67
5.1.	INTRODUCCIÓN	67
5.2.	ESTUDIO TÉCNICO DE LAS PROPUESTAS PARA CUBRIR DEMANDA ENERGÉTICA DEL BLOQUE 18	67
5.2.1.	ALTERNATIVA DE GENERACIÓN CON CRUDO	67
5.2.2.	ALTERNATIVA DE GENERACIÓN CON GAS	69
5.2.3.	ÁRBOL JERARQUICO DEL PROYECTO	69
5.2.4	SISTEMAS DE TRANSPORTE PARA EL GAS CAPTADO	71
5.2.4.1	SISTEMA DE GASODUCTO VIRTUAL	71
5.2.4.1.1	UNIDADES DE COMPRESIÓN:	72
5.2.4.1.2	UNIDADES DE TRANSPORTE Y ALMACENAMIENTO:	72

<b>5.2.4.1.3</b>	<b>UNIDADES DE DESCOMPRESIÓN:</b> _____	<b>73</b>
<b>5.2.4.1.4</b>	<b>RAZONES PARA DESCARTAR UN SISTEMA DE GASODUCTO VIRTUAL:</b>	<b>73</b>
<b>5.2.4.2</b>	<b>GASODUCTO</b> _____	<b>75</b>
<b>5.2.4.3</b>	<b>RAZONES PARA ESCOGER UN GASODUCTO</b> _____	<b>75</b>
<b>5.2.4.4</b>	<b>PARÁMETROS DEL TRANSPORTE DE GAS NATURAL A TRAVÉS DE GASODUCTOS</b> _____	<b>76</b>
<b>5.2.4.5</b>	<b>FACTORES INFLUYENTES EN EL TRANSPORTE DE GAS EN TUBERÍAS</b>	<b>77</b>
<b>5.2.4.5.1</b>	<b>PRESIÓN</b> _____	<b>77</b>
<b>5.2.4.5.2</b>	<b>TEMPERATURA:</b> _____	<b>77</b>
<b>5.2.4.5.3</b>	<b>CONTENIDO DE HIDROCARBUROS:</b> _____	<b>78</b>
<b>5.2.4.5.4</b>	<b>COMPRESIBILIDAD DEL GAS:</b> _____	<b>78</b>
<b>5.2.4.6</b>	<b>PROCESOS QUE INFLUYEN EN EL TRANSPORTE DE GAS</b> _____	<b>78</b>
<b>5.2.4.6.1</b>	<b>FORMACIÓN DE HIDRATOS:</b> _____	<b>78</b>
<b>5.2.4.6.2</b>	<b>CORROSIÓN:</b> _____	<b>79</b>
<b>5.2.4.6.3</b>	<b>CONDENSACIÓN DE GASES EN EL GASODUCTO:</b> _____	<b>79</b>
<b>5.2.4.7</b>	<b>CONSIDERACIONES DEL GAS A SER TRANSPORTADO POR EL SISTEMA</b> <b>80</b>	
<b>5.2.4.8</b>	<b>PROPIEDADES DEL GAS NATURAL PRODUCIDO POR EMPRESAS ALEDAÑAS AL BLOQUE 18</b> _____	<b>81</b>
<b>5.2.4.8.1</b>	<b>GAS DEL CAMPO BERMEJO</b> _____	<b>81</b>
<b>5.2.5</b>	<b>DIMENSIONAMIENTO DEL GASODUCTO</b> _____	<b>85</b>
<b>5.2.5.1</b>	<b>PLANTEAMIENTOS INICIALES DE DISEÑO</b> _____	<b>86</b>
<b>5.2.5.1.1</b>	<b>CAUDAL</b> _____	<b>86</b>

<b>5.2.5.1.2</b>	<b>PRESIÓN</b>	<b>87</b>
<b>5.2.5.1.3</b>	<b>LONGITUD</b>	<b>87</b>
<b>5.2.5.1.4</b>	<b>TEMPERATURA</b>	<b>87</b>
<b>5.2.5.1.5</b>	<b>FACTOR DE DISEÑO</b>	<b>87</b>
<b>5.2.5.1.6</b>	<b>ESPECIFICACIÓN DEL MATERIAL DE TUBERÍA</b>	<b>87</b>
<b>5.2.5.1.7</b>	<b>DIÁMETRO DEL DUCTO</b>	<b>87</b>
<b>5.2.5.1.8</b>	<b>ESPESOR DE LA PARED</b>	<b>88</b>
<b>5.2.6</b>	<b>PARÁMETROS UTILIZADOS PARA DETERMINACIÓN DEL MODELO HIDRÁULICO</b>	<b>89</b>
<b>5.2.6.1</b>	<b>CARGA AMBIENTAL</b>	<b>89</b>
<b>5.2.6.2</b>	<b>CRUCES DEL GASODUCTO</b>	<b>89</b>
<b>5.2.6.3</b>	<b>SECCIONES DE DUCTO</b>	<b>89</b>
<b>5.2.6.4</b>	<b>PROTECCIÓN ANTICORROSIVA</b>	<b>90</b>
<b>5.2.7</b>	<b>PRINCIPIOS DE FLUJO DE GASES</b>	<b>90</b>
<b>5.2.7.1</b>	<b>ECUACIÓN BÁSICA:</b>	<b>92</b>
<b>5.2.7.2</b>	<b>ECUACIÓN DE WEYMOUTH:</b>	<b>92</b>
<b>5.2.7.3</b>	<b>ECUACIÓN DE PANHANDLE A:</b>	<b>93</b>
<b>5.2.7.4</b>	<b>ECUACIÓN DE PANHANDLE B</b>	<b>94</b>
<b>5.2.7.5</b>	<b>ECUACIÓN DE AGA:</b>	<b>95</b>
<b>5.2.8</b>	<b>VELOCIDAD MÁXIMA DE FLUJO</b>	<b>97</b>
<b>5.2.9</b>	<b>PÉRDIDAS POR FRICCIÓN EN LA TUBERÍA</b>	<b>97</b>
<b>5.2.9.1</b>	<b>ECUACIÓN DE SWAMEE &amp; JAIN</b>	<b>97</b>

5.2.9.2	ECUACIÓN DE COLEBROOK & WHITE	98
5.2.10	PRUEBAS DE PRESIÓN A GASODUCTOS	100
5.2.11	UNIDADES DE COMPRESIÓN Y BOMBEO	100
5.2.11.1	DISEÑO DE COMPRESORES	101
5.2.11.2	BOMBAS MULTIFÁSICAS	103
5.2.12	RUTAS PROPUESTAS PARA EL GASODUCTO	104
5.2.13	EMISIONES A LA ATMÓSFERA	104
	CAPÍTULO 6	107
6.1.	INTRODUCCIÓN	107
6.2.	ANÁLISIS ECONÓMICO	107
6.2.1.	COSTOS DE INVERSIÓN (CAPEX).	108
6.2.2.	COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX).	108
6.3.	ANÁLISIS DE INVERSIONES	109
6.3.1.	VALOR PRESENTE NETO	109
6.3.2.	TASA INTERNA DE RETORNO	110
6.4.	ALTERNATIVAS DE INVERSIÓN	111
6.4.1.	PARÁMETROS COMUNES PARA LAS DIFERENTES ALTERNATIVAS	111
6.4.2.	ALTERNATIVA 1: USO DE CRUDO	112
6.4.2.1.	CAPEX DE LA ALTERNATIVA 1	112
6.4.2.2.	OPEX DE LA ALTERNATIVA 1	113
6.4.3.	ALTERNATIVA 2: USO DE GAS	118

6.4.3.1.	CAPEX DE LA ALTERNATIVA 2	118
6.4.3.2.	OPEX DE LA ALTERNATIVA 2	120
6.4.4.	ALTERNATIVA 3: USO DE GAS Y VENTA DE ENERGÍA	122
6.4.4.1.	CAPEX PARA LA ALTERNATIVA 3	122
6.4.4.2.	OPEX PARA LA ALTERNATIVA 3	123
6.4.5.	ALTERNATIVA 4: RENTA DE ENERGÍA	125
6.4.5.1.	OPEX PARA LA ALTERNATIVA 4	125
6.5.	ANÁLISIS DE LA MEJOR ALTERNATIVA ECONÓMICA	127
6.5.1.	VALOR ANUAL EQUIVALENTE	128
6.5.1.1.	ANÁLISIS ENTRE PROYECTOS	128
6.5.2.	INVERSIÓN INCREMENTAL	129
6.6.	COSTO DE LA ENERGÍA GENERADA	132
6.7.	ALTERNATIVA SELECCIONADA	132
6.7.1.	MÉTODO DE JERARQUÍAS ANALÍTICAS	133
6.7.2.	ANÁLISIS FODA	140
6.7.3.	ANÁLISIS DE RIESGOS	141
6.7.3.1.	ALTERNATIVA QUEMA DE CRUDO	142
6.7.3.2.	ALTERNATIVA QUEMA DE GAS	144
6.7.3.3.	RENTA DE ENERGÍA	146
6.8.	CONCLUSIONES	148
6.9.	ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD	149

6.9.1.	INTRODUCCIÓN	149
6.9.2.	ESCENARIO 1 “CONSERVADOR”	149
6.9.2.1.	PARÁMETROS	149
6.8.2.2	RECOMENDACIONES	151
6.9.3.	ESCENARIO 2 “MÁS PROBABLE”	151
6.9.3.1.	PARÁMETROS	151
6.9.3.2.	RECOMENDACIONES	153
6.9.4.	ESCENARIO DE MÁXIMA “OPTIMISTA”	153
6.9.4.1.	PARÁMETROS	153
6.9.4.2.	RECOMENDACIONES	155
6.10.	COMPARACIÓN DE ESCENARIO BASE CON ESCENARIOS DE MAYOR INVERSIÓN	155
6.11.	CONCLUSIONES	157
	CAPITULO 7	158
7.1.	INTRODUCCIÓN	158
7.2.	PLAN DE IMPLEMENTACIÓN DEL PROYECTO	158
7.2.1	PROYECTO CONCEPTUAL	158
7.2.1.1	PAQUETE DE SOPORTE A LA DECISIÓN (PSD)	158
7.2.1.1.1	DESARROLLO DE LA INGENIERÍA CONCEPTUAL (DOCUMENTACIÓN DE DISEÑO “CONCEPTUAL” DE LA ALTERNATIVA SELECCIONADA)	158
7.2.1.1.1.1	EVTE DEL PROYECTO	158
7.2.1.1.1.2	INGENIERÍA DEL PROYECTO	159
7.2.1.1.1.2	PLAN DE EJECUCIÓN PRELIMINAR DEL PROYECTO	160

<b>PROPÓSITO</b>	<b>160</b>
<b>ALCANCE DEL PLAN</b>	<b>160</b>
<b>DIAGRAMA DE BLOQUES DEL PROCESO</b>	<b>161</b>
<b>CONTROL DEL PLAN DE EJECUCION DEL PROYECTO</b>	<b>162</b>
<b>ANTECEDENTES</b>	<b>162</b>
<b>GESTION DEL PROYECTO</b>	<b>162</b>
<b>PLAN DE GESTIÓN DE CAMBIOS</b>	<b>162</b>
<b>PLAN DE GESTION DE COSTOS</b>	<b>163</b>
<b>COSTOS ESTIMADOS, PRESUPUESTO Y FLUJO DE CAJA</b>	<b>163</b>
<b>PLAN DE GESTION DE RECURSOS HUMANOS</b>	<b>163</b>
<b>ORGANIZACIÓN</b>	<b>163</b>
<b>PLAN DE GESTION DE RIESGOS</b>	<b>164</b>
<b>MATRIZ DE CALIFICACIÓN DE RIESGOS</b>	<b>164</b>
<b>QUEMAR GAS (ALTERNATIVA SELECCIONADA)</b>	<b>164</b>
<b>PLAN DE GESTION DE ADQUISICIONES</b>	<b>168</b>
<b>PLAN DE CONTRATACIONES</b>	<b>170</b>
<b>PLAN DE GESTION DE SEGURIDAD SALUD Y MEDIO AMBIENTE</b>	<b>170</b>
<b>CONTROL DE AVANCES</b>	<b>170</b>
<b>CRONOGRAMA ESTIMADO DEL PROYECTO</b>	<b>171</b>
<b>7.2.2 COMPLETACIÓN DEL PROYECTO BÁSICO (INGENIERÍA BÁSICA)</b>	<b>173</b>
<b>7.2. 3 COMPLETACIÓN DE LA FASE DE EJECUCIÓN</b>	<b>174</b>

<b>7.2. 3 COMPLETACIÓN DE LA FASE DE CIERRE</b>	<b>175</b>
<b>CAPÍTULO 8</b>	<b>176</b>
<b>8.1 CONCLUSIONES:</b>	<b>176</b>
<b>8.2 RECOMENDACIONES</b>	<b>178</b>
<b>REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS</b>	<b>182</b>
<b>REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS DIGITALES</b>	<b>183</b>
<b>SIMBOLOGÍA</b>	<b>184</b>
<b>GLOSARIO</b>	<b>188</b>
<b>ANEXOS</b>	<b>1</b>
<b>ANEXO 1</b>	<b>2</b>
<b>PROCEDIMIENTO PARA CATALOGAR UN PROYECTO COMO MECANISMO DE DESARROLLO LIMPIO MDL1. ASPECTOS GENERALES</b>	<b>2</b>
<b>1. ASPECTOS GENERALES</b>	<b>3</b>
<b>1.1 ANTECEDENTES EN EL MARCO DE LA CONVENCION Y DEL PROTOCOLO DE KYOTO</b>	<b>3</b>
<b>1.2 ANTECEDENTES A NIVEL NACIONAL.</b>	<b>6</b>
<b>1.3 DE LA AUTORIDAD NACIONAL MDL</b>	<b>6</b>
<b>1.4 ALCANCE DEL PROCEDIMIENTO.</b>	<b>7</b>
<b>1.5 PROCEDIMIENTO PARA LA EMISION DE CARTA DE APROBACION A PROYECTOS MDL</b>	<b>7</b>
<b>1.6 FASE I: PRESENTACION, EVALUACION Y APROBACION NACIONAL.</b>	<b>8</b>
<b>1.7 PRESENTACION, REVISION TECNICA BASICA Y SUSCRIPCION DEL ACUERDO ESPECIFICO</b>	<b>8</b>
<b>1.7.1 PRESENTACION:</b>	<b>8</b>



1.7.2	REVISIÓN TÉCNICA BÁSICA:	9
1.7.3	SUSCRIPCIÓN DEL ACUERDO ESPECÍFICO:	9
1.8	EVALUACIÓN DEL PROYECTO	10
1.8.1	EVALUACIÓN PRELIMINAR	11
1.8.2	EVALUACIÓN FINAL	12
1.9	APROBACIÓN NACIONAL.	13
1.10	FASE II: SEGUIMIENTO Y REGISTRO OFICIAL A PROYECTOS MDL APROBADOS	15
1.11	SEGUIMIENTO DE PROYECTOS MDL	15
1.11.1	SEGUIMIENTO DURANTE LA VALIDACIÓN Y EL REGISTRO	16
1.11.2	SEGUIMIENTO DURANTE EL PROCESO DE VALIDACIÓN DEL PROYECTO	16
	RELACIÓN CON EL PROPONENTE	16
	RELACIÓN CON LA ENTIDAD OPERACIONAL DESIGNADA	17
	RELACIÓN CON ENTIDADES NACIONALES MDL DE OTROS PAÍSES PARTICIPANTES	18
1.12	SEGUIMIENTO DURANTE EL REGISTRO DEL PROYECTO	18
1.13	SEGUIMIENTO DURANTE LA EJECUCIÓN DEL PROYECTO	19
1.13.1	INFORMES ANUALES DE EJECUCIÓN DEL PROYECTO	19
1.13.2	INSPECCIONES IN SITU DEL PROYECTO	21
1.13.3	INFORMES INDEPENDIENTES DE (RE)VALIDACIÓN, VERIFICACIÓN Y/O CERTIFICACIÓN	21
1.14	REGISTRO NACIONAL MDL	22

<b>1.15 CONTENIDO DE LA “IDEA DEL PROYECTO” PARA SOLICITUD DE CARTA DE RESPALDO A PROPUESTAS DE PROYECTOS MDL.</b>	<b>23</b>
<b>1.15.1 DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO</b>	<b>23</b>
<b>1.16 METODOLOGÍA PARA LA LÍNEA BASE</b>	<b>24</b>
<b>1.17 DURACIÓN / PERÍODO DE ACREDITACIÓN</b>	<b>24</b>
<b>1.18 NIVEL DE CONSULTA:</b>	<b>24</b>
<b>1.19 APORTE A OBJETIVOS, POLÍTICAS Y PRIORIDADES</b>	<b>25</b>
<b>1.20 CUMPLIMIENTO DEL MARCO LEGAL</b>	<b>25</b>
<b>1.21 IMPACTOS AMBIENTALES</b>	<b>26</b>
<b>1.22 IMPACTOS SOCIOECONÓMICOS</b>	<b>26</b>
<b>1.23 IMPACTOS TECNOLÓGICOS</b>	<b>27</b>
<b>ANEXO 2</b>	<b>28</b>
<b>ACUERDO MINISTERIAL N° 041</b>	<b>28</b>

## INDICE DE FIGURAS

FIGURA 1.1 ÁRBOL DE PROBLEMAS	2
FIGURA 1.2 FASES DE UN PROYECTO DE ACUERDO AL SGPMP	5
FIGURA 2.1 MAPA DE LA REPÚBLICA DEL ECUADOR Y UBICACIÓN DEL BLOQUE 18	8
FIGURA 2.2: CORTE GEOLÓGICO (O-E) DEL ECUADOR Y UBICACIÓN DEL BLOQUE 18 (PALO AZUL)	8
FIGURA 2.3: SECUENCIA SEDIMENTARIA DEL CAMPO.	9
FIGURA 2.4: CARACTERÍSTICAS LITOLÓGICAS DE HOLLÍN	11
FIGURA 2.5: MAPA DE UBICACIÓN DEL CAMPO PATA.	16
FIGURA 3.1 DIAGRAMA DE PROCESO CPF PALO AZUL	21
FIGURA 3.2 SEPARADOR FWKO TIPO BALDE Y VERTEDERO	22
FIGURA 3.3. SEPARADOR INSTALADO EN CPF.	23
FIGURA 3.4 TRATADOR ELECTROSTÁTICO CPF	23
FIGURA 3.5 P&ID DE LA CPF	24
FIGURA 3.6 PATÍN DE MEDICIÓN.	29
FIGURA 3.7 SISTEMA CONTRA INCENDIOS.	30
FIGURA 3.8 DISEÑO DE FWKO	31
FIGURA 3.9 ASENTAMIENTO POR GRAVEDAD.	33
FIGURA 3.10 EMULSIÓN DE AGUA Y DIESEL	34
FIGURA 3.11 DIÁMETRO DEL SEPARADOR VS. LONGITUD DEL SEPARADOR	41
FIGURA 3.12 DIÁMETRO DEL SEPARADOR VS. LONGITUD DEL SEPARADOR, DISEÑADO BAJO NORMA API 12J	45
FIGURA 4.1 PLANTA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA A GAS-CRUDO	47
FIGURA 4.2 CICLO DE AGUA-VAPOR	48
FIGURA 4.3 ESQUEMA DE LA PLANTA DE VAPOR	48
FIGURA 4.4. ESQUEMA DE TURBOGENERADOR	50
FIGURA 4.5 EFICIENCIA DE CALDERAS Y TURBINAS	51
FIGURA 4.6 ESQUEMA DE LA UNIDAD GENERADORA A CRUDO	53
FIGURA 4.7 PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO PARA EL ESCENARIO BASE	58
FIGURA 4.8 PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN DE AGUA PARA EL ESCENARIO BASE	59
FIGURA 4.9 PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO PARA EL ESCENARIO BASE	59
FIGURA 4.10 PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO PARA EL ESCENARIO BASE	60
FIGURA 4.11 PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN DE FLUIDO PARA EL ESCENARIO BASE	60
FIGURA 4.12 CAPTURA DE PANTALLA DE PROGRAMA PARA EL CÁLCULO DE LA DEMANDA ELÉCTRICA.	61
FIGURA 4.13 DEMANDA ENERGÉTICA DEL BLOQUE 18 EN EL TIEMPO	63
FIGURA 4.14 GAS SIN CO <sub>2</sub> PARA EL ESCENARIO BASE	65
FIGURA 4.15 VALORES CALCULADOS DE ENERGÍA ANUALES PARA EL ESCENARIO BASE.	66
FIGURA 5.1 CONSUMO Y COSTO DE CRUDO POR AÑO	68
FIGURA 5.2 ÁRBOL JERÁRQUICO DEL PROYECTO	70
FIGURA 5.3 MAPA CATASTRAL PETROLERO	74
FIGURA 5.4 CAPTURA DE PANTALLAS DEL PROGRAMA PARA DISEÑAR EL GASODUCTO	86
FIGURA 5.5 ALTERNATIVAS DE RUTA DEL GASODUCTO	105
FIGURA 6.1 COSTO DE LA ENERGÍA EN EL TIEMPO PARA CADA ALTERNATIVA	132
FIGURA 6.3 MATRIZ DE DECISIÓN	139
FIGURA 6.4 ANÁLISIS FODA	141
FIGURA 6.5 IDENTIFICACIÓN Y CALIFICACIÓN DE RIESGOS (QUEMAR CRUDO)	143
FIGURA 6.6 IDENTIFICACIÓN Y CALIFICACIÓN DE RIESGOS (QUEMAR GAS)	145
FIGURA 6.7 IDENTIFICACIÓN Y CALIFICACIÓN DE RIESGOS (RENTA ENERGÍA)	147
FIGURA 6.8 PRODUCCIONES PARA EL ESCENARIO 1	150
FIGURA 6.9 DEMANDA ENERGÉTICA PARA EL ESCENARIO 1	150

FIGURA 6.10 PRODUCCIONES PARA EL ESCENARIO 2 _____	152
FIGURA 6.11 DEMANDA ENERGÉTICA PARA EL ESCENARIO 2 _____	152
FIGURA 6.12 PRODUCCIONES PARA EL ESCENARIO 3 _____	154
FIGURA 6.13 DEMANDA ENERGÉTICA PARA EL ESCENARIO 3 _____	154
FIGURA 6.14 ESCENARIO BASE VS ESCENARIOS DE MAYOR INVERSIÓN _____	156
FIGURA 6.15 ESCENARIO BASE VS ESCENARIOS DE MAYOR INVERSIÓN _____	157
FIGURA 7.1 TIPO DE ESTRUCTURA DEL EQUIPO PARA DESARROLLO DEL PROYECTO _____	164
FIGURA 7.2 MATRIZ DE CALIFICACIÓN DE RIESGOS _____	165
FIGURA 7.3 MATRIZ DE RIESGOS _____	169
FIGURA 7.4 CRONOGRAMA ESTIMADO DEL PROYECTO (ALTERNATIVA #3, ESCENARIO BASE) _____	172

## ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 2.1 PROPIEDADES DEL RESERVORIO	12
TABLA 2.2 SUMARIO DE RESERVAS CAMPO PALO AZUL	13
TABLA 2.3 DETALLE RESERVAS PROBADAS	14
TABLA 2.4: CROMATOGRAFÍA GASEOSA DEL GAS PALO AZUL.	15
TABLA 2.5 DATOS DE POROSIDAD Y SATURACIÓN CORRESPONDEN A PROMEDIOS PONDERADOS.	17
TABLA 2.6 .NIVEL DE REFERENCIA DE PRESIONES DEL CAMPO PATA= 8975´	17
TABLA 2.7 POES POR RESERVORIO CAMPO PATA	17
TABLA 2.8 RESERVAS DEL CAMPO PATA	17
TABLA 2.9 CROMATOGRAFÍA GASEOSA DEL GAS PATA.	18
TABLA 3.1 COMPORTAMIENTO DE LAS PARTÍCULAS DE LÍQUIDO EN FUNCIÓN DE SU TAMAÑO	33
TABLA 3.2 LONGITUD Y DIÁMETRO DEL SEPARADOR BASADOS EN MANEJO DE GAS	38
TABLA 3.3 LONGITUD Y DIÁMETRO DEL SEPARADOR BASADOS EN TIEMPO DE RETENCIÓN	39
TABLA 3.4 VALOR DE CONSTANTE K EN FUNCIÓN DEL TIPO Y LONGITUD DEL SEPARADOR	42
TABLA 3.5 POSIBLES DIÁMETROS Y LONGITUDES DE SEPARADOR BASÁNDONOS EN NORMA API 12J	44
TABLA 4. 1 PRODUCCIONES DE LOS CAMPOS PALO AZUL Y PATA SEGÚN ESCENARIO BASE.	57
TABLA 5.1 CROMATOGRAFÍA DEL GAS PRODUCIDO EN EL CAMPO BERMEJO	83
TABLA 5. 2 PARÁMETROS DE DISEÑO DEL DUCTO	89
TABLA 5.3 CÁLCULO DE CP Y CV	102
TABLA 5.4 ESCENARIOS DE ANÁLISIS DE EMISIONES.	104
TABLA 5.5 CANTIDAD ACUMULADA DE COMBUSTIBLE A USARSE DURANTE LA VIDA ÚTIL DEL PROYECTO.	106
TABLA 6.1 INTERPRETACIÓN DEL VAN	110
TABLA 6.2 INTERPRETACIÓN DEL TIR	110
TABLA 6.3 PARÁMETROS PARA ANÁLISIS DE INVERSIONES	111
TABLA 6. 4 CAPEX DE ELEMENTOS PARA AUMENTAR LA CAPACIDAD DE GENERACIÓN POR CRUDO	113
TABLA 6.5 CONSTANTES DE LOS DIFERENTES EQUIPOS EN PGE	113
TABLA 6.6. PRECIOS DEL PETRÓLEO CRUDO SEGÚN EIA	114
TABLA 6.7 COSTOS POR CRUDO EN MOTORES PARA CUBRIR DÉFICIT DE ENERGÍA	115
TABLA 6.8 OPEX PARA LA ALTERNATIVA 1	115
TABLA. 6.9 INGRESOS POR GENERACIÓN	116
TABLA 6.10 TABLA DE FLUJO DE PROYECTO Y COSTO ANUAL DE ENERGÍA PARA ALTERNATIVA 1	118
TABLA 6.11 CAPEX DE GASODUCTO	119
TABLA 6.12 CAPEX PARA AUMENTAR LA CAPACIDAD DE GENERACIÓN CON GAS	120
TABLA 6.13 OPEX PARA LA ALTERNATIVA 2	120
TABLA 6.14 INGRESOS POR GENERACIÓN	121
TABLA 6.15 TABLA DE FLUJO DE PROYECTO Y COSTO ANUAL DE ENERGÍA PARA LA ALTERNATIVA 2	122
TABLA 6.16 OPEX PARA LA ALTERNATIVA 3	123
TABLA 6 17 INGRESOS POR GENERACIÓN PARA LA ALTERNATIVA 3	124
TABLA 6.18 TABLA DE FLUJO DE PROYECTO Y COSTO ANUAL DE ENERGÍA PARA LA ALTERNATIVA 3	125

TABLA 6.19 OPEX PARA LA ALTERNATIVA 4	126
TABLA 6.20 INGRESOS POR GENERACIÓN PARA LA ALTERNATIVA 4	126
TABLA 6.21 TABLA DE FLUJO DE PROYECTO Y COSTO ANUAL DE ENERGÍA PARA LA ALTERNATIVA 4	127
TABLA 6.22 VALOR ACTUAL NETO EQUIVALENTE PARA CADA ALTERNATIVA	128
TABLA 6.23 FLUJOS DE CAJA DE CADA ALTERNATIVA	130
TABLA 6.24 TIR CORREGIDO RESULTANTE DEL ANÁLISIS INCREMENTAL DE LA INVERSIÓN EN BASE A LA ALTERNATIVA 3	131
TABLA 6.25 TIR CORREGIDO RESULTANTE DEL ANÁLISIS INCREMENTAL DE LA INVERSIÓN EN BASE A LA ALTERNATIVA 2	131
TABLA 6.26 TABLA NUMÉRICA DE SAATY	133
TABLA 6.27 COMPARACIÓN ENTRE CRITERIOS (NÚMERO DE SATTY)	135
TABLA 6.28 MATRIZ A	136
TABLA 6.29 MATRIZ A PONDERADA	136
TABLA 6.30 MATRIZ P	137
TABLA 6.31 MATRIZ "D"	137
TABLA 6.32 VALORES IA	138
TABLA 6.33 RESULTADOS DE ANÁLISIS INCREMENTAL ESCENARIO 1	151
TABLA 6.34 RESULTADOS DE ANÁLISIS INCREMENTAL ESCENARIO 2	153
TABLA 6.35 RESULTADOS DE ANÁLISIS INCREMENTAL ESCENARIO 3	155
TABLA 6.36 ESCENARIO BASE VS ESCENARIOS DE MAYOR INVERSIÓN	155
TABLA 6.37 ESCENARIO BASE VS ESCENARIOS DE MAYOR INVERSIÓN	156

## **RESUMEN EJECUTIVO**

El presente trabajo analiza la factibilidad del uso del gas asociado a la producción de petróleo del Bloque 18, el cual tiene un alto contenido de CO<sub>2</sub>, para la generación de electricidad en diferentes escenarios de producción y las alternativas de captar gas similar de otros campos, con el objeto de mantener un suministro permanente de este combustible a lo largo de la vida útil del proyecto, reemplazando el uso de crudo u otros combustibles líquidos que son más costosos y más contaminantes.

En el Capítulo 1 se presentan los antecedentes, el problema de investigación propuesto, los objetivos para resolver el problema y la metodología a seguirse en el desarrollo del presente trabajo.

En el capítulo 2 se presenta una descripción general del Bloque 18, su ubicación geográfica, información sísmica, estratigrafía, litología, además se presentan las reservas de petróleo y gas. Se describen los campos Palo Azul y Pata del Bloque 18 para conocimiento base del entorno en el cual se desarrolla este proyecto. Se presenta el análisis cromatográfico del gas producido con la finalidad de conocer sus propiedades para de esta manera, recomendar un combustible con similares características que pueda suplir la falta de este combustible a futuro.

En el Capítulo 3 se realiza una breve descripción de las Facilidades de Producción y los diferentes sistemas que funcionan en la Central de Procesamiento de Fluidos (CPF) del Campo Palo Azul, así como los criterios que se tomaron para el diseño y las condiciones actuales de operación de cada equipo. Como parte del problema asociado al uso del gas natural, se analiza y propone el dimensionamiento básico de un separador de agua libre instalado en la CPF Palo Azul mediante la teoría de asentamiento y la norma de diseño API 12J.

En el capítulo 4 se estudia los equipos y el funcionamiento de la planta de Generación Eléctrica (PGE) en la CPF del Campo Palo Azul.

De acuerdo al pronóstico de producción de fluidos dado por el Departamento de Reservorios a Nov. 2009 (Escenario Base), se calcula la demanda energética del Bloque 18 hasta el año 2022.

En el capítulo 5 se desarrolla el estudio técnico del proyecto. Se plantean diferentes propuestas para cubrir la demanda energética tomando como base dos tipos de combustibles disponibles que son el gas asociado y el crudo. También se describen las opciones de captar gas de campos aledaños al Bloque 18, para disponer de este combustible a lo largo de la vida del proyecto.

En el capítulo 6 se presenta la evaluación económica de las diferentes alternativas planteadas. Se hace uso de los indicadores económicos más comunes, como TIR y el VAN. Se calcula el costo medio anual de energía en función de los costos de operación proyectados (OPEX) y de la energía generada.

En base a los resultados de los Estudios Técnicos y Evaluación Económica se recomienda la mejor alternativa mediante un proceso cualitativo y cuantitativo que incluye Matriz de Decisión, Análisis FODA y Análisis de Riesgos. Se realiza el análisis de sensibilidad con tres posibles escenarios de producción con mayores inversiones que el escenario base, catalogados de acuerdo a su demanda como “conservador”, “más probable” y de “potencial máxima”.

En el capítulo 7 conforme a la metodología del Stage Gate Project Management Process, como un método formal y disciplinado para planificar y ejecutar proyectos se presenta el Plan de Ejecución Preliminar para las siguientes fases del proyecto.

Finalmente en el capítulo 8 se presentan las conclusiones y las recomendaciones.



## **PRESENTACIÓN**

Dentro del desarrollo de la Industria Petrolera en el País es fundamental hacer conciencia de la importancia del uso del gas natural asociado a la producción de petróleo, el cual actualmente en muchas empresas petroleras no tiene uso alguno o el excedente de dicho combustible es venteadado a la atmósfera, contribuyendo a aumentar la contaminación ambiental.

El presente proyecto plantea una solución a este problema en el Bloque 18 optimizando el uso de este recurso como una fuente principal de energía de costo cero y más benigna para el ambiente pues con su uso se reducen las emisiones considerablemente en comparación con otro combustible fósil convencional.

En el caso del Bloque 18, el gas disponible producido en el Campo Palo Azul es un gas pobre (77 % de CO<sub>2</sub> y 450 BTU/pie<sup>3</sup>) y ha podido usarse para la generación eléctrica mediante equipos de alta tecnología que pueden quemar directamente este tipo de gas pobre sin requerir un tratamiento previo.

Sin embargo, el gas disponible al momento presenta una tasa de decrecimiento por lo que será necesario buscar la manera de obtener más gas ya sea a través de nuevos pozos en el campo Palo Azul, o incluso captando un gas de similares características de campos aledaños al Bloque 18.

Al pronosticarse que existirá en el futuro cercano un déficit de la cantidad requerida de gas para mantener una generación eléctrica 100% con gas, se requiere implementar un proyecto adicional de captación del recurso de campos que tienen una mayor disponibilidad del combustible o que simplemente no lo utilicen.

Conforme las directrices de la empresa operadora del Bloque 18 y para asegurar una gestión efectiva del proyecto se seguirá la metodología del Stage Gate Project Management Process. Se completarán los estudios técnicos y económicos

y la selección de la mejor alternativa para finalmente definir el Plan de Ejecución Preliminar del Proyecto.

# **CAPITULO 1**

## **1.1 INTRODUCCIÓN**

Este capítulo tiene por finalidad presentar el alcance y los objetivos del presente trabajo a partir del análisis del árbol de problemas, y la propuesta de solución describiendo la metodología a seguirse.

## **1.2 ANTECEDENTES**

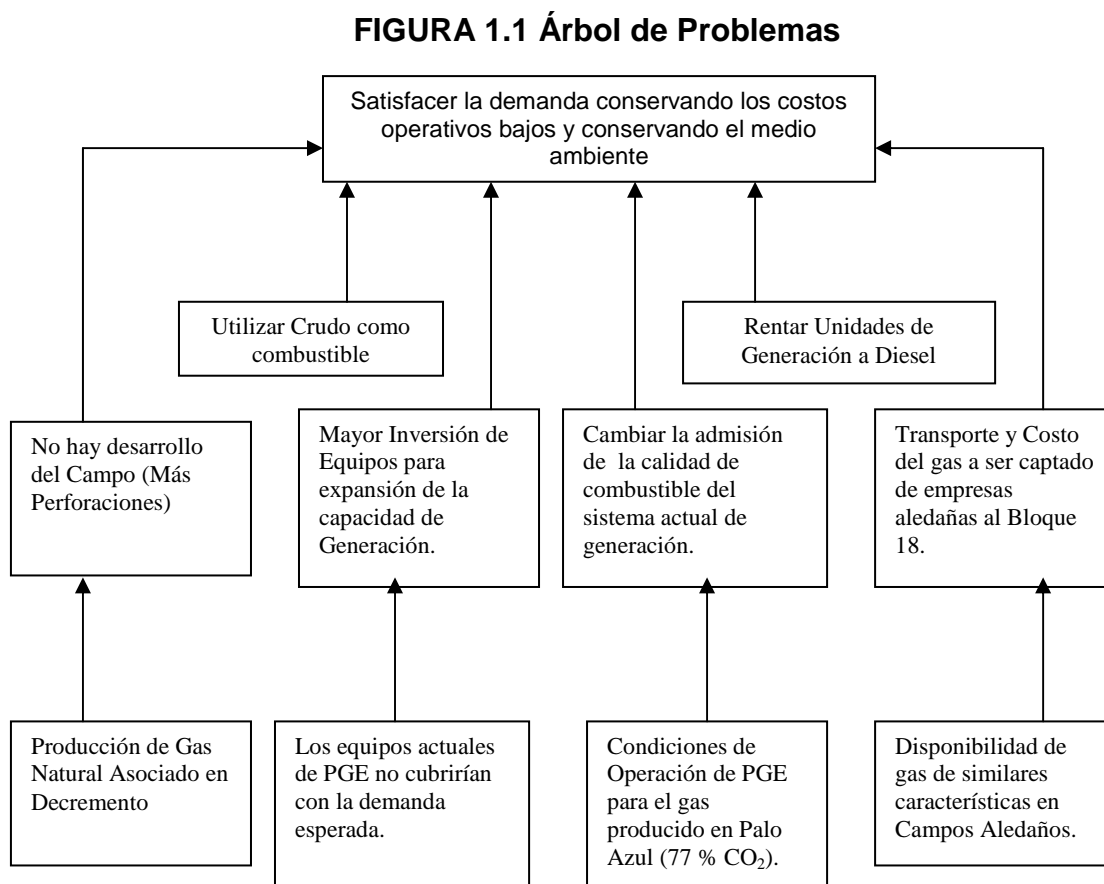
Años atrás, el Ecuador TLC, empresa operadora del Bloque 18 ha obtenido la energía eléctrica requerida para sus operaciones de la renta de unidades de generación a diesel, lo que significó un alto costo en operaciones (OPEX). En el año 2008 entró en operación la Planta de Generación Eléctrica (PGE) centralizada que utiliza el gas natural asociado a la producción de petróleo del Campo Unificado Palo Azul. Este fluido contiene un 77% de CO<sub>2</sub> por lo que se considera un gas pobre, sin embargo la tecnología actual de los equipos de la PGE nos permite generar energía eléctrica con este tipo de combustible sin ningún procesamiento adicional. El sistema puede funcionar con gas y/o crudo y está conformado por dos Turbo generadores a vapor de 6 MW de potencia cada uno más una unidad Moto generadora de combustión interna de respaldo de 5,38 MW de potencia que utiliza crudo como combustible. Existe en la planta una Unidad Recuperadora de Vapor que nos entrega un gas rico por lo que también se puede utilizar la mezcla de gas pobre (90%) y gas rico (10%) para su operación brindando gran flexibilidad al sistema.

Conforme el pronóstico de producción de fluidos entregado por el Departamento de Reservorios a Noviembre de 2009 (Escenario Base), se nota que la producción de petróleo va en decremento, como consecuencia por la Relación Gas-Petróleo del crudo, la producción de gas también decrecerá y la producción de agua va en aumento; es así que la producción total de fluido aumentará y por consiguiente la demanda energética también debido a la energía necesaria para reinyectar esta agua.

Se plantea, por tanto un análisis y se busca alternativas para aprovechar el recurso disponible, es decir, seguir utilizando gas como combustible que como ya se dijo no necesariamente será del Bloque 18, generando la demanda energética y mirando hacia un desempeño productivo de la industria petrolera amigable al medio ambiente y con una optimización de costos OPEX, como parte de la estrategia de la empresa.

### 1.3 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El problema surge por la notable disminución del combustible que actualmente se utiliza para generación eléctrica y el aumento acelerado de la producción de fluido (aumento de la producción de agua). Es así que partiendo desde la comprensión del funcionamiento de las instalaciones de superficie de la CPF del campo unificado Palo Azul y la PGE, se incurre en un análisis de problemas asociados que se detallan en la Figura 1.1



REALIZADO POR: ADRIÁN DE LA A Y LUIS ÁLVAREZ

## **1.4 PROPUESTA DE SOLUCIÓN**

Para dar solución al problema antes planteado se propone cuatro alternativas que se analizarán en este trabajo. Las cuatro alternativas planteadas como solución al problema son:

- Proyecto de Captación de Gas de similares características cromatográficas de Campos Aledaños al Bloque 18 para cubrir únicamente su demanda, lo que implica una inversión en construcciones y equipos para aumento de la capacidad de generación y sistemas de transporte de dicho gas.
- Captación de gas como el caso anterior para satisfacer la demanda del Bloque 18 y usar el excedente de energía eléctrica adicional producida para su comercialización.
- Para reemplazar el uso del gas se plantea la opción de cubrir la demanda del Bloque 18 con generadores a crudo.
- Para reemplazar el uso del gas se plantea la opción de cubrir la demanda del Bloque 18 rentando generadores a diesel.

## **1.5 FORMULACIÓN Y SISTEMATIZACION DEL PROBLEMA**

### **1.5.1 FORMULACIÓN**

- ¿Se puede cubrir la demanda del Bloque 18 con gas natural asociado a la producción de petróleo del Campo Palo Azul, dando solución al problema fijado por el presente Proyecto de titulación en el tiempo de la vida del proyecto?

### **1.5.2 SISTEMATIZACIÓN**

- ¿Se puede captar gas de similares condiciones cromatográficas de campos cercanos al Bloque 18?
- ¿Es más viable quemar crudo que realizar el proyecto para continuar usando gas como combustible para la generación eléctrica?

- ¿La inversión de construcciones y equipos requeridos (CAPEX) justifican el desarrollo del proyecto si estos tienen un gasto por operaciones (OPEX) bajo?
- ¿Los costos de operación OPEX en caso de rentar energía o quemar crudo pueden ser comparados con la inversión CAPEX del proyecto para los escenarios de uso de gas como combustible?
- ¿Alguno de los escenarios propuestos cumple con los requerimientos ambientales para ser incluso catalogado como un Mecanismo de Desarrollo Limpio?
- ¿Cuál es el riesgo de cada una de las alternativas planteadas como solución?

## **1.6 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN**

### **1.6.1 GENERAL**

- Estudiar el uso del Gas Natural para la Generación Eléctrica en el Bloque 18.

### **1.6.2 ESPECÍFICOS**

- Determinar las Características Generales del Bloque 18
- Estudiar las Facilidades de Producción actuales de la unidad CPF del Campo Unificado Palo Azul.
- Estudiar el uso del Gas para Generación Eléctrica en el Bloque 18.
- Proponer diferentes escenarios para la Generación Eléctrica en el Bloque 18 en los próximos años.
- Desarrollar el estudio Técnico Económico de cada propuesta planteada y recomendar la mejor alternativa, cumpliendo con la metodología del Stage Gate Project Management Process (SGPMP) (VILLAGOMEZ MONTEROS, 2009).

## 1.7 JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO

### 1.7.1 PRÁCTICA

Este proyecto surge de la necesidad del Bloque 18 de aprovechar el gas pobre producido por el Campo Palo Azul en Generación Eléctrica, reduciendo los costos de producción y emisiones al medio ambiente. Además se requiere satisfacer la demanda energética de la empresa a futuro por lo que se realizan diferentes propuestas como alternativa. Una vez obtenidos los resultados de éstos estudios se harán las respectivas recomendaciones técnico – económicas. Es decir, existe la necesidad real en la empresa de conocer la factibilidad de este proyecto.

### 1.7.2 HIPÓTESIS

Por tener el presente proyecto una justificación práctica no se plantea ninguna hipótesis a ser demostrada mediante un sistema de análisis o estudio.

## 1.8 ASPECTOS METODOLÓGICOS

Conforme las directrices de la empresa operadora del Bloque 18 y considerando que todo proyecto de Inversión y Optimización debe asegurar una gestión efectiva de su desarrollo, se seguirá la metodología del Stage Gate Project Management Process, la cual divide al proyecto en cinco fases.

La siguiente figura muestra las 5 fases en que el proyecto se divide para su desarrollo.

**Figura 1.2 Fases de un proyecto de acuerdo al SGPM**



FUENTE: PMBOOK 3 EDITION

En cada una de estas fases se requiere completar entregables, cuyo análisis permiten definir en mejor forma el proyecto, es decir, ir disminuyendo el grado de incertidumbre y aumentando la definición del proyecto.

La metodología Stage Gate Project Management Process tiene muchas ventajas para proyectos de inversión grandes, sobretodo petroleros, en los cuales es importante realizar varios estudios técnicos, análisis económicos y revisiones de ingeniería de valor antes de la ejecución, pues los proyectos implican millones de dólares.

El presente trabajo se completará con los entregables de las fases de Identificación de Oportunidades y Proyecto Conceptual (Front End Loading, FEL I y FEL II) con la evaluación técnica - económica (EVTE) de la alternativa recomendada.

Algunos entregables de la ingeniería conceptual (OPS&S Consulting, 2005), se exponen en el capítulo 7.



## **CAPÍTULO 2.**

### **2.1. INTRODUCCIÓN**

En este capítulo se describe en forma general las características geológicas, petrofísicas, geofísicas, litológicas, ubicación geográfica, además se presentan las reservas de petróleo y gas para los Campos Palo Azul y Pata.

También se presenta el análisis cromatográfico del gas de las diferentes arenas productoras del Bloque 18 con la finalidad de usar sus propiedades como base para recomendar un combustible con similares características que pueda suplir la falta de este combustible a futuro.

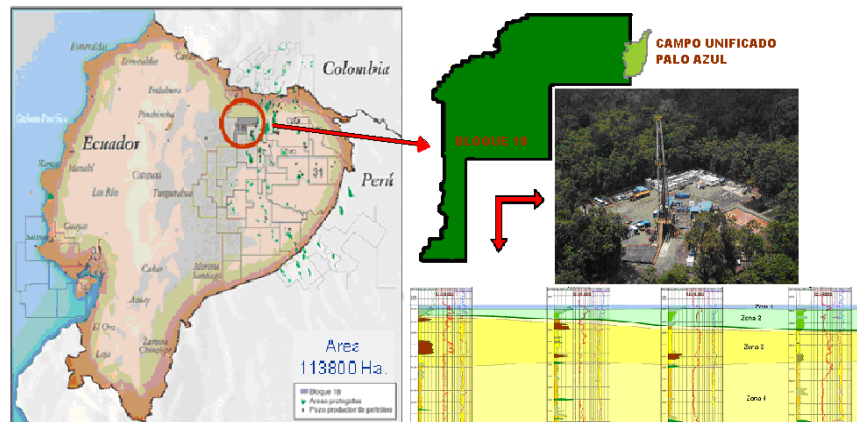
### **2.2 CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL BLOQUE 18** (Plan de Desarrollo Campo Palo Azul y Pata, 2009)

#### **2.2.1. UBICACIÓN DEL BLOQUE 18**

El Bloque 18 está localizado en el Noreste de la amazonía ecuatoriana, en la provincia de Orellana. Los campos en operación en el Bloque 18 son el campo de Pata y el campo compartido de Palo Azul y la ubicación de estos campos están a 300 Km. de la capital del Ecuador, Quito.

El Bloque 18 se encuentran limitado al Norte por el Bloque 11 perteneciente a Corporación Nacional Petrolera China, al sur por los Bloques 7 y 19 pertenecientes a Perenco (Petroamazonas), al Este por los campos petroleros estatales de Petroecuador y al Oeste por el Parque Nacional Sumaco (Figura 1).

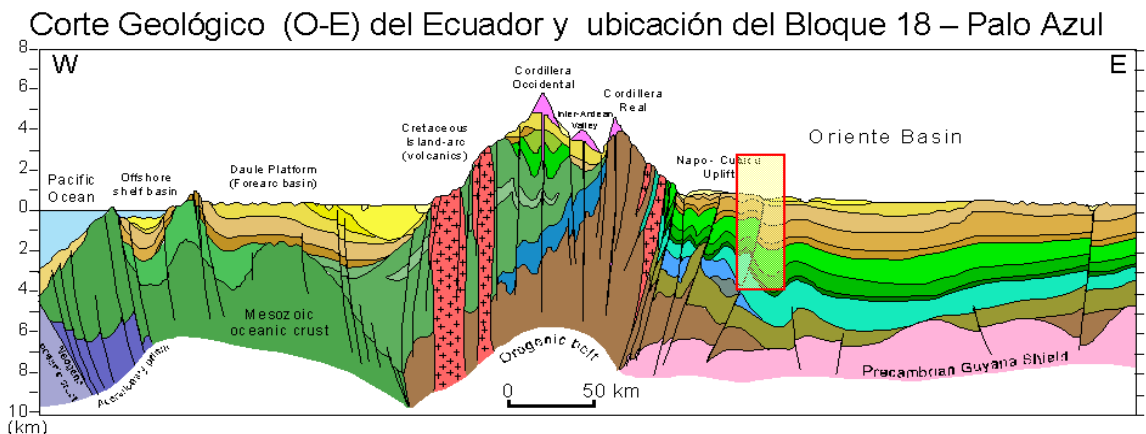
**Figura 2.1 Mapa de la República del Ecuador y ubicación del Bloque 18**



**FUENTE:** PLAN DE DESARROLLO DE LOS CAMPOS PALO AZUL Y PATA, DEPARTAMENTO DE RESERVORIOS-ETLC

En el corte geológico oeste-este del Ecuador figura 2.2 se encuentra la ubicación del Bloque 18 con respecto al contexto geotectónico regional del Ecuador

**Figura 2.2: Corte geológico (O-E) del Ecuador y ubicación del bloque 18 (Palo Azul)**

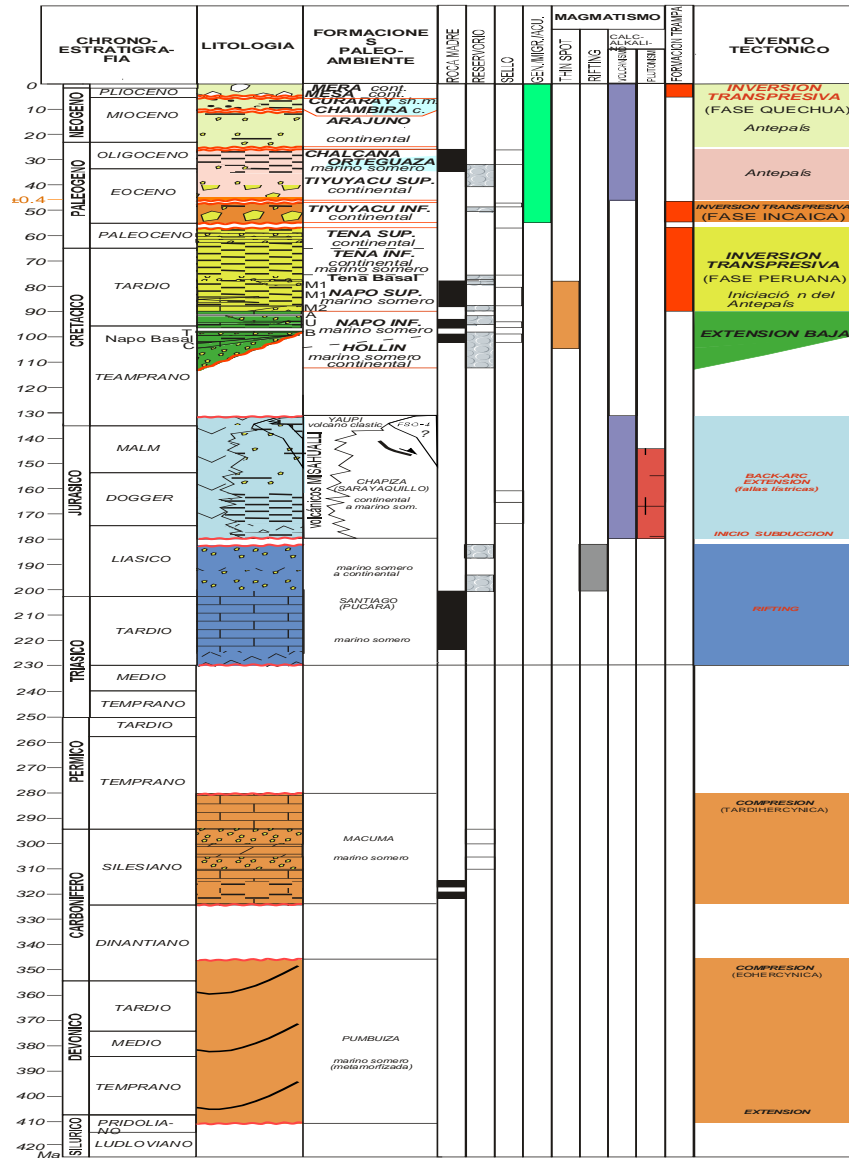


**FUENTE:** PLAN DE DESARROLLO DE LOS CAMPOS PALO AZUL Y PATA, DEPARTAMENTO DE RESERVORIOS-ETLC

### 2.2.2. ESTRATIGRAFÍA

La secuencia sedimentaria está depositada sobre un basamento cristalino. La columna estratigráfica se detalla en la figura 2.3.

Figura 2.3: Secuencia sedimentaria del campo.



Trad. Baby et al. (1999)

FUENTE: PLAN DE DESARROLLO DE LOS CAMPOS PALO AZUL Y PATA, DEPARTAMENTO DE RESERVORIOS-ETLC

## 2.2. CARACTERISTICAS DEL CAMPO UNIFICADO PALO AZUL

### 2.2.1 ANTECEDENTES DEL CAMPO PALO AZUL

El Campo Palo Azul fue descubierto en 1991, con la perforación del pozo exploratorio Palo Azul 01 en enero de 1999. Encontrando como arenas productoras a Basal Tena y Hollín. El pozo llegó a una profundidad de perforación de 10423 ft.

El campo se ha desarrollado hasta la actualidad a partir de 4 plataformas (Well Pads: A, B, C y D). El pozo exploratorio Palo Azul 01 y el pozo de avanzada PA 02 perforados verticalmente permitieron delinear el campo así como 27 pozos direccionales productores adicionales y 2 pozos inyectoros.

El principal reservorio del Campo Palo Azul es la arenisca de la formación Hollín, y como secundarias la arenisca del miembro Basal Tena y las areniscas de miembro U y T de la formación Napo en donde se encuentran acumulaciones de hidrocarburos.

### **2.2.2 CARACTERÍSTICAS LITOLÓGICAS DEL RESERVORIO.**

La Formación Hollín es el principal reservorio del Campo Palo Azul ya que casi la totalidad de su producción proviene del miembro Hollín inferior, sección constituida por facies de estuario. Esta formación en el área del Bloque 18 ha sido dividida en 4 Zonas:

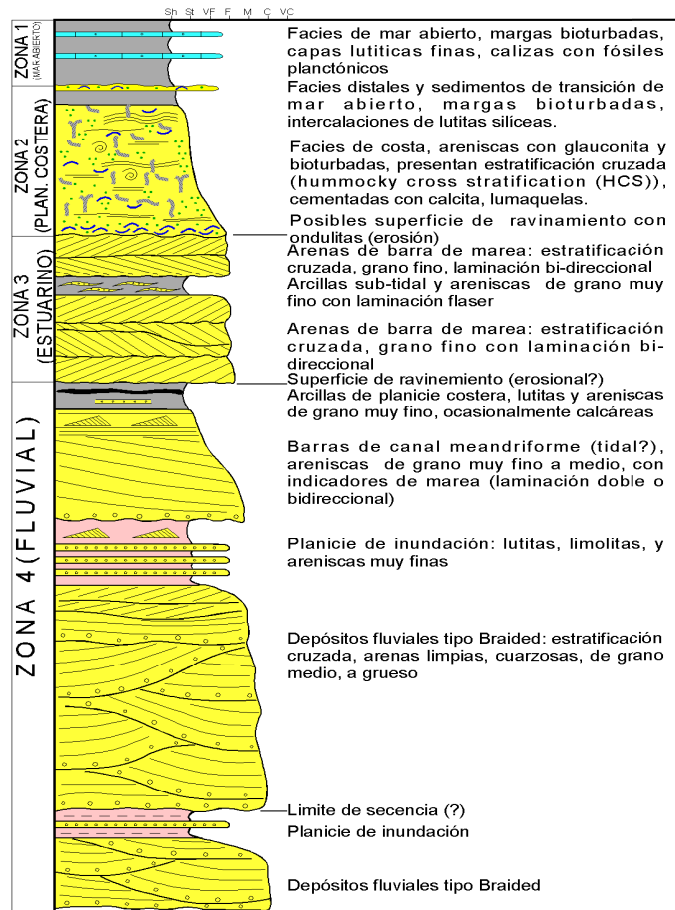
Zona 1 con sedimentos de mar abierto caracterizado por la presencia de depósitos calcáreos y asociados a la Caliza C.

Zona 2 con sedimentos marinos, y de planicie costera. Tiene un espesor variable pudiendo incluso estar ausente; está constituida por areniscas cuarzosas finas a muy finas intensamente bioturbadas y cementadas con abundante glauconita y bioclásticos como componente secundario. Presenta bajas permeabilidades y porosidades, condiciones desfavorables para un reservorio.

Zona 3 con depósitos de ambiente estuarino principalmente dominado por mareas, se caracteriza por una sucesión de sedimentos depositados en un ambiente continental a transicional. Presenta sucesiones constituidas casi exclusivamente por niveles de areniscas limpias, con finas intercalaciones de niveles limolíticos y lutíticos.

Zona 4 con depósitos de ambiente fluvial, de tipo entrenzado en la base gradando a meandriforme hacia el tope con areniscas limpias y masivas, como secuencias de point bar y relleno de canal.

**Figura 2.4: Características litológicas de Hollín**



**FUENTE:** PLAN DE DESARROLLO DE LOS CAMPOS PALO AZUL Y PATA, DEPARTAMENTO DE RESERVORIOS-ETLC

### 2.2.3 CÁLCULO DE RESERVAS CAMPO PALO AZUL

Para la arena Hollín del campo Palo Azul se actualizó el modelo de simulación matemática, basado en la perforación de los pozos hasta del año 2007, mejorando el entendimiento geológico y comportamiento dinámico de los fluidos. Los principales objetivos de la realización de la simulación numérica de la arena Hollín, principal reservorio del campo Palo Azul fueron:

- Cálculo del petróleo original en sitio (POES) del reservorio. (CRAFT, 1958)

- Obtención del factor de recuperación ( $F_R$ ).
- Calculo de reservas

El contacto agua petróleo (CAP) fue inicialmente definido por el ensayo de producción en el pozo Palo Azul-1 a una profundidad de -9045 pies bajo el nivel del mar, y confirmado con la información obtenida de la perforación adicional de 28 pozos productores y 2 pozos inyectores de agua. Dicha profundidad es la utilizada en el modelo de simulación para la inicialización del Contacto Agua Petróleo (CAP) del yacimiento Hollín.

## 2.2.4 PARÁMETROS DE RESERVORIO DEL CAMPO

### 2.2.4.1 Propiedades de Reservorio

Las principales propiedades del reservorio se calcularon en base a coronas tomadas del mismo, la tabla 2.1 nos muestra un resumen de las mismas.

**Tabla 2.1 Propiedades del reservorio**

Propiedad	Símbolo	Valor	Unidad
Porosidad	$\Phi$	10	%
Volumen de arcilla	$V_{sh}$	35	%
Saturación de agua	$S_w$	50	%
Exponente de cementación	m	1.80-1.98	Ad
Exponente de saturación	n	2.05	Ad
Constante	a	1	Ad

FUENTE: PLAN DE DESARROLLO DE LOS CAMPOS PALO AZUL Y PATA, DEPARTAMENTO DE RESERVORIOS-ETLC

### 2.2.4.2 Mecanismo de Drenaje

El mecanismo de drenaje en el reservorio Hollín del campo Palo Azul es empuje de agua por la presencia de un acuífero de fondo y lateral. La presencia de este acuífero ha sido probada al inicio en los pozos Palo Azul-1 y Palo Azul-2 y pudo ser interpretado claramente en el resto de pozos de desarrollo del campo. Además se conoce de otros campos de la cuenca que presentan un fuerte empuje de agua para este yacimiento.

La característica de presencia regional de la arena permite suponer que dicho acuífero es prácticamente infinito, comparado con las dimensiones del campo Palo Azul.

Esto puede corroborarse por el comportamiento de presión observado en los pozos durante cierres de producción prolongados en el campo. Estos valores de presión alcanzaron valores casi de presión original del campo que fue de 4320 psi.

### 2.2.5 POES Campo Palo Azul

Una vez inicializado el modelo se procedió a la determinación del Petróleo Original En Sitio, cuyo valor se estimó en 322,523,408 STB.

```

=====
:                               FIELD TOTALS                               :
:   PAV = 4346.04 PSIA          :                                         :
:   PORV= 2885425230. RB       :                                         :
: (PRESSURE IS WEIGHTED BY HYDROCARBON PORE VOLUME:                     :
:  PORE VOLUMES ARE TAKEN AT REFERENCE CONDITIONS):                     :
:----- OIL STB -----:-- WAT STB --:----- GAS MSCF -----:
: LIQUID   VAPOUR   TOTAL :   TOTAL   :   FREE   DISSOLVED   TOTAL :
:-----:-----:-----:-----:-----:-----:
:CURRENTLY IN PLACE : 322523408. : 322523408. : 2340757496. : 128686840. : 128686840. :
:-----:-----:-----:-----:-----:-----:
:OUTFLOW THROUGH WELLS : 0. : 0. : 0. : 0. : 0. :
:ANALYTIC AQUIFER INFLUX : 0. : 0. : 0. : 0. : 0. :
:WELL MATERIAL BAL. ERROR: 0. : 0. : 0. : 0. : 0. :
:FIELD MATERIAL BAL. ERROR: 0. : 0. : 0. : 0. : 0. :
:-----:-----:-----:-----:-----:-----:
:ORIGINALLY IN PLACE : 322523408. : 322523408. : 2340757496. : 128686840. : 128686840. :
=====

```

### 2.2.6 Resumen de Reservas Probadas

**Tabla 2.2 Sumario de Reservas Campo Palo Azul**

POES (MMBLS)	RESERVAS PD (MMBLS)	RESERVAS PND (MMBSL)	RESERVAS TOTALES PROBADAS	Acumulado 31/12/2008 (MMBLS)	Recuperación Final Probadas (MMBLS)	Factor de Recobro (%)
322.2	*40.8	**13.1	53.9	54.8	108.7	33.7

**FUENTE:** PLAN DE DESARROLLO DE LOS CAMPOS PALO AZUL Y PATA, DEPARTAMENTO DE RESERVORIOS-ETLC

\*Las Reservas PD (Probadas Desarrolladas) incluyen trabajos de fracturamiento hidráulico.

\*\*Las Reservas PND (Probadas No Desarrolladas) incluyen la perforación de cuatro (4) Re-entradas y cuatro (4) pozos nuevos de evaluación con un total de 13.1 MMBLS de petróleo, de los cuales 10.96 MMBLS de petróleo corresponde a los cuatro (4) pozos nuevos.

En las tablas 2.2 y 2.3 se detalla un estimado de reservas probadas para la actividad programada a partir del año 2009 hasta el 18 de Octubre del 2022.

**Tabla 2.3 Detalle reservas probadas**

PD (MMBLS)	FRACTURAS (MMBLS)	RE- ENTRADAS (MMBLS)	POZOS NUEVOS (4) (MMBLS)	Acumulado 31/12/2008 (MMBLS)	Total Reservas Probadas (MMBLS)	Recuperación Final Probadas (MMBLS)
38.01	2.78	2.16	10.96	54.8	53.9	108.7

FUENTE: PLAN DE DESARROLLO DE LOS CAMPOS PALO AZUL Y PATA, DE PARTAMENTO DE RESERVORIOS-ETLC

### 2.2.7 Reservas de Gas Palo Azul

Debido a que no existen casquetes de gas libre, para calcular las reservas de gas asociado se utilizó la siguiente fórmula:

$$\text{Reservas de gas} = \text{Reservas de petróleo} * R_{si} \text{ (J PIRSON, 1958)}$$

Dado el alto contenido de CO<sub>2</sub> (73.8%) del gas de la formación Hollín, actualmente este gas es utilizado para generación, por lo que constituye reservas probadas. El valor de R<sub>si</sub> utilizado fue obtenido del análisis PVT del pozo Palo Azul-1. Este valor es de 399 ft<sup>3</sup>/bbl.

Las reservas probadas de gas al 31/12/2008 se estimó en 5634 MMft<sup>3</sup>

Para el cálculo de reservas de gas se asumió:

- El porcentaje de CO<sub>2</sub> es de 73.8 %, el cual no se consideró para el cálculo.
- Se utilizó 26.2 % para el cálculo de las Reservas de Gas que corresponden a los componentes C1...C7+.



## 2.2.8 Cromatografía del gas del Campo Palo Azul

Tabla 2.4: Cromatografía gaseosa del gas Palo Azul.

### CROMATOGRAFÍA GASEOSA

Muestra	Locación CPF
Presión	50 psi
Temperatura	42,6 °C
Fecha	4/12/2009

Muestras analizadas a 50 °C, con los siguientes resultados:

Componente	Locación CPF	
	%Peso	%Moles
Nitrógeno	0.77	1.22
Metano	1.72	4.77
CO <sub>2</sub>	74.85	75.52
Etano	1.33	1.96
Agua	0.55	1.35
Propano	5.11	5.16
Isobutano	2.02	1.54
n-Butano	4.88	3.74
Isopentano	2.63	1.62
n-Pentano	2.66	1.64
Pentano	0.13	0.08
Isohexano	1.18	0.08
n-Hexano	1.54	0.61
Hexano	0.08	0.79
i-Heptano	0.52	0.04
n-Heptano	0.04	0.23
Heptano	0	0

Densidad relative	1.53
Peso molecular promedio [g/gmol]	44
Poder calórico del gas[Btu/ft <sup>3</sup> ]	592

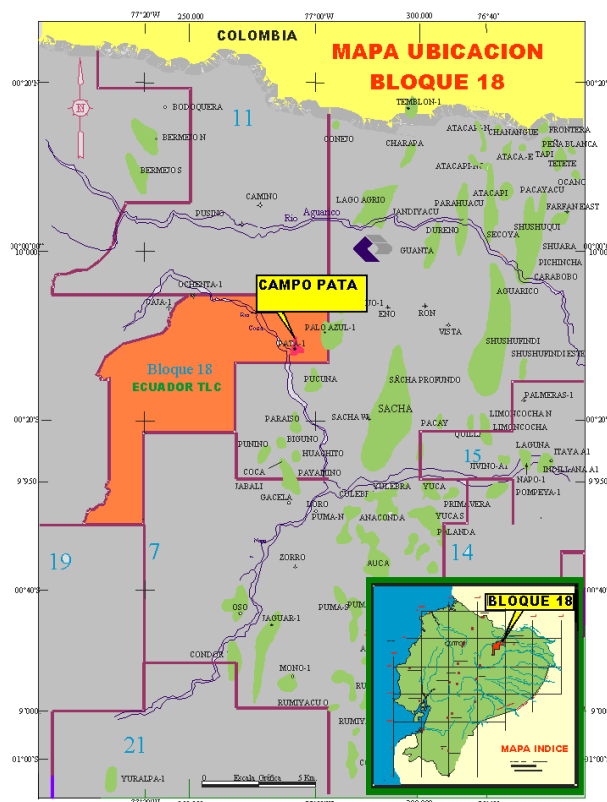
FUENTE: DEPARTAMENTO DE PRODUCCIÓN-ETLC

## 2.3. CARACTERÍSTICAS DEL CAMPO PATA

### 2.3.1 UBICACION

El Campo Pata está localizado al Oeste del Campo Palo Azul; en el Cantón La Joya de los Sachas, Provincia de Orellana de la Región Amazónica. Su estructura original fue definida con la interpretación de 311 Km. de información sísmica 2D, de diferentes campañas de campo, realizadas entre 1981 y 1998 por la Ex CEPE, Petroecuador, Amoco y Cayman. El pozo exploratorio Pata-1 descubridor de este Campo fue perforado en diciembre de 1998 y, el Pata-2, pozo direccional de evaluación, entre enero y febrero del 2000.

Figura 2.5: Mapa de Ubicación del Campo Pata.



FUENTE: DEPARTAMENTO DE RESERVORIOS-ETLC

### 2.3.2 PARÁMETROS DE RESERVORIO DEL CAMPO PATA

**Tabla 2.5 Datos de Porosidad y Saturación corresponden a promedios ponderados.**

Reservorio	Espesor neto saturado (ft)	Porosidad (%)	Saturación de agua (%)	Saturación de petróleo (%)
BT (Pata 06)	16.8	15.7	18.5	81.5
U (Pata 04)	5.4	12.5	29.8	70.2
T (Pata 01)	7.5	10.8	34.6	65.4

FUENTE: PLAN DE DESARROLLO DE LOS CAMPOS PALO AZUL Y PATA, DEPARTAMENTO DE RESERVORIOS-ETLC

**Tabla 2.6 .Nivel de referencia de presiones del Campo Pata= 8975´**

Reservorio	P inicial (psi)	Viscosidad (c.p) @ P burbuja	P burbuja (psi)	Factor Volumétrico	Permeabilidad (md)	Gravedad API
BT	4860	14.61	765	1.045	5500	20.1
U	4087	1.19	1366	1.241	34	32.7
T	4167	0.66	1406	1.449	24	32.8

FUENTE: PLAN DE DESARROLLO DE LOS CAMPOS PALO AZUL Y PATA, DEPARTAMENTO DE RESERVORIOS-ETLC

### 2.3.3 POES CAMPO PATA RESERVORIOS U, T Y BASAL TENA

**Tabla 2.7 POES por reservorio Campo Pata**

YACIMIENTO	POES (MMBLS)
BT	17.6
Us	8
Ui	9
Ts	8
Ti	3
<b>TOTAL</b>	<b>45.6</b>

FUENTE: PLAN DE DESARROLLO DE LOS CAMPOS PALO AZUL Y PATA, DEPARTAMENTO DE RESERVORIOS-ETLC

### 2.3.4 RESERVAS U, T Y BASAL TENA

**Tabla 2.8 Reservas del Campo Pata**

RESERVAS CAMPO PATA					
RESERVORIO	NP (31-DIC-2007) BLS	PD (BLS)	PND (BLS)	RESERVAS PROBADAS (BLS)	RESERVAS TOTALES (BLS)
NAPO U	185,163	19,923	-	19,923	205,086
NAPO T	317,677	309,031	-	309,031	626,708
BASAL TENA	14,703	-	1,254,890	1,254,890	1,269,593
HOLLIN	126	-	-	-	-
<b>TOTAL CAMPO PATA</b>	<b>517,669</b>	<b>328,954</b>	<b>1,254,890</b>	<b>1,583,844</b>	<b>2,101,388</b>

FUENTE: DEPARTAMENTO DE RESERVORIOS-ETLC

## 2.3.5 Cromatografía del Campo Pata

Tabla 2.9 Cromatografía gaseosa del gas Pata.

<b>CROMATOGRAFÍA GASEOSA</b>
------------------------------

Muestra	Locación PATA
Presión	25 psi
Temperatura	23,8 °C
Fecha	4/12/2009

**Muestras analizadas a 50 °C, con los siguientes resultados:**

Componente	Locación PATA	
	%Peso	%Moles
Nitrógeno	3.01	3.32
Metano	23.68	45.64
CO <sub>2</sub>	12.91	9.05
Etano	10.19	10.48
Agua	2.72	4.66
Propano	19.52	13.68
Isobutano	4.14	2.2
n-Butano	10.65	5.66
Isopentano	4.12	1.76
n-Pentano	3.99	1.71
Pentano	0.3	0.13
Isohexano	1.79	0.64
n-Hexano	2.98	1.07
Hexano	0.4	0.014
i-Heptano	2.07	0.64
n-Heptano	0.36	0.11
Heptano	0.2	0.06

Densidad relativa	1.07
Peso molecular promedio [g/gmol]	31
Poder calórico del gas[Btu/ft <sup>3</sup> ]	1483

FUENTE: DEPARTAMENTO DE PRODUCCIÓN-ETLC

## **CAPITULO 3**

### **3.1. INTRODUCCIÓN**

En el Capítulo 3 se realiza una breve descripción de las Facilidades de Producción y los diferentes sistemas que funcionan en la Central de Procesamiento de Fluidos (CPF) del Campo Palo Azul. También se describen los criterios que se tomaron para el diseño y las condiciones actuales de operación de cada equipo con el fin de integrar el entorno donde se desarrolla el presente trabajo.

Como parte del problema asociado al uso del gas natural, se analiza y propone el dimensionamiento del tercer separador de agua libre mediante la teoría de asentamiento y la norma API 12J que es la norma usada para el diseño de estos equipos con el objetivo de aportar al diseño original de la planta, cuando sea necesario la implementación de este equipo por el notable aumento de producción de fluido.

### **3.2 ESTUDIO DE FACILIDADES DE PRODUCCIÓN ACTUALES DE LA UNIDAD CPF DEL CAMPO UNIFICADO PALO AZUL**

#### **3.2.1. DESCRIPCIÓN DE LA CPF (CENTRAL DE PROCESAMIENTO DE FLUIDOS)**

El CPF se diseñó (ETLC, 2009) para una vida útil de 20 años, considerando picos de producción, estos son 40.000 BOPD en el 2006 y 93.000 BOPD en el 2021, consta de 4 sistemas principales que son:

- Sistema de proceso
- Sistema de Servicios Generales
- Sistema de Servicios Industriales
- Sistemas de Seguridad del Proceso

Los Sistemas de Proceso en el CPF son:

- Deshidratación de Crudo: Separación Primaria (Separadores de Agua Libre) y Separación Secundaria (Deshidratadores Electroestáticos).
- Tratamiento de Aguas de Producción.
- Tanques de Almacenamiento de Crudo, Tanques de Almacenamiento de Agua.
- Bombeo, Medición y Fiscalización de Crudo.
- Inyección de Agua de Producción.
- Recuperación de Gas de Baja Presión.
- Limpieza de Ductos (Trampas).
- Crudo Recuperado.
- Fluidos Recuperados (*Slop*).
- Bombas de Reprocesamiento.
- Drenajes: Abiertos, Cerrados, Combustibles, Aguas Lluvias y Crudo Fiscalizado.

Los Sistemas de Servicios Industriales en el CPF son:

- Generación y Distribución Eléctrica (Planta de Generación Eléctrica).
- Sistema Scada Eléctrico
- Aire Comprimido para Instrumentos y Servicios.
- Depuración de Gas para Generación.
- Depuración y Distribución de Gas para Cobertura (*Blanketing*).
- Inyección de Químicos.
- Agua para Sand Jet.

Los Sistemas de Servicios Generales en el CPF son:

- Almacenaje y Transferencia de Diesel.
- Almacenaje y Transferencia de Gasolina.
- Tratamiento de Aguas Negras y Grises.
- Tratamiento de Agua Cruda: Producción y Distribución de Agua Potable, Agua de Servicios, Agua para Sello de Bombas y Disposición de Lodos.

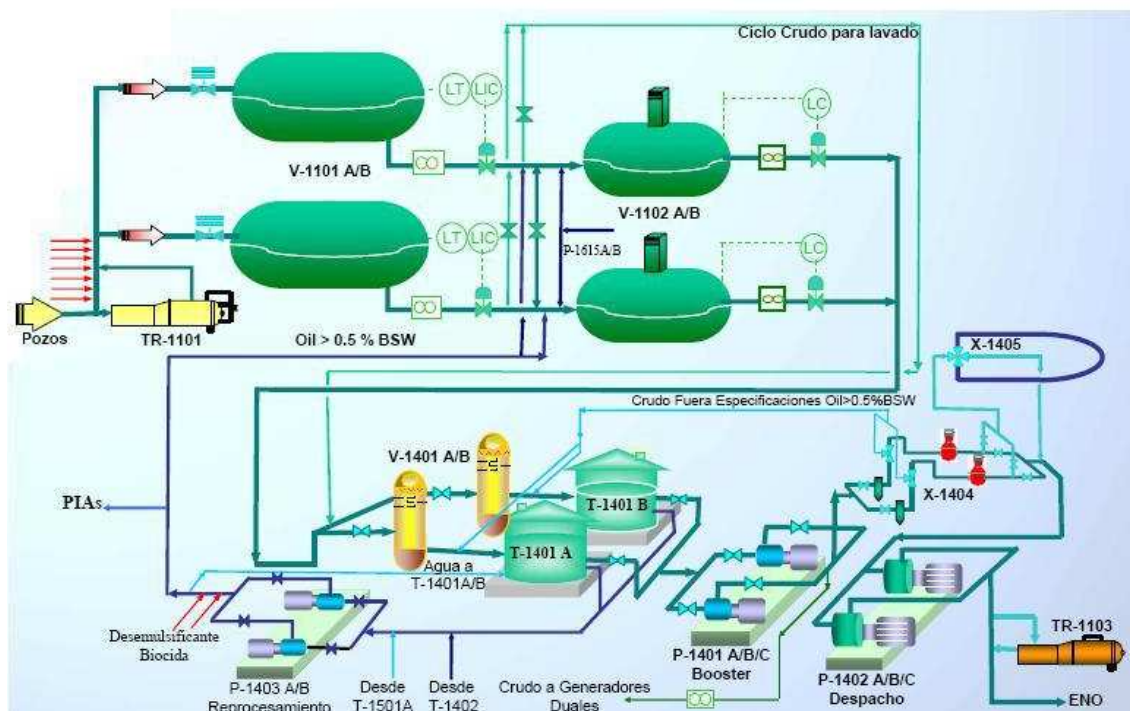
- Sistema de Propano Auxiliar.

Los Sistemas de Seguridad del Proceso en el CPF son:

- Alivios de Baja Presión.
- Recolección y Disposición de Alivios de Alta Presión.
- Agua Contra Incendio.
- Espuma Contra Incendio.
- Sistemas de Detección de Fuego y Gas.

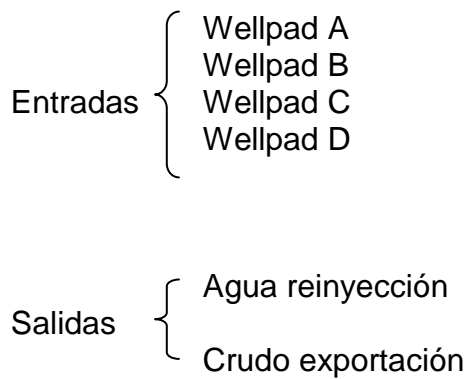
Además cuenta con BPCS (Basic Process Control System), Sistema Integrado de Seguridad (SIS), Centro de Control de Motores (CCM), Sala de Control y todas las edificaciones requeridas para complementar y soportar una adecuada operación.

**Figura 3.1 Diagrama de proceso CPF Palo Azul**



**FUENTE: MANUAL DE OPERACIONES DE LA CPF DEL CAMPO PALO AZUL DEPARTAMENTO DE FACILIDADES DE PRODUCCION-ETLC**

Las entradas y salidas de fluidos se detallan a continuación:



Las condiciones actuales estimadas para el diseño de la planta son:

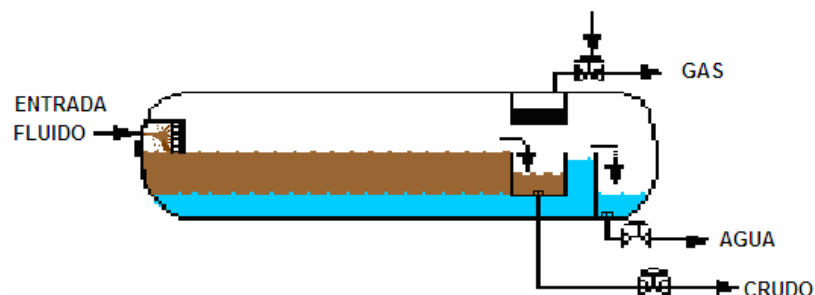
- Producción máxima de crudo de 40.000 BOPD
- Máxima producción de agua de 150.000 BWPD
- Máximo flujo de gas de 13.6 MMSCFD, resultante de una RGP de 300 sf/bbl, calculado para el crudo a 60 psig y 100 F.

### 3.2.1.1. Separación

#### 3.2.1.1.1. Separadores de agua libre

Una vez que el crudo llega bombeado desde los diferentes wellpads, llega emulsionado con agua de formación y con presencia de gas, por lo que es necesario un primer proceso de deshidratación que se realiza mediante el uso de dos separadores Free Water Knock Out tipo balde y vertedero, como indica la figura 3.2.

**Figura 3.2 Separador FWKO tipo balde y vertedero**



FUENTE: MANUAL DE OPERACIONES DE LA CPF DEL CAMPO PALO AZUL DEPARTAMENTO DE FACILIDADES DE PRODUCCION-ETLC



Luego de la separación primaria, el crudo obtenido tiene un BSW máximo de 20% aproximadamente, que esta fuera de la normativa ecuatoriana.

El sistema fue diseñado para manejar 75000 BLPD; a una presión de 100 psig; y a una temperatura de 300 F. Sin embargo, funciona a 60 psig y 140 F.

**Figura 3.3. Separador instalado en CPF.**



FUENTE: DEPARTAMENTO DE FACILIDADES DE PRODUCCIÓN-ETLC

#### 3.2.1.1.2. *Tratadores:*

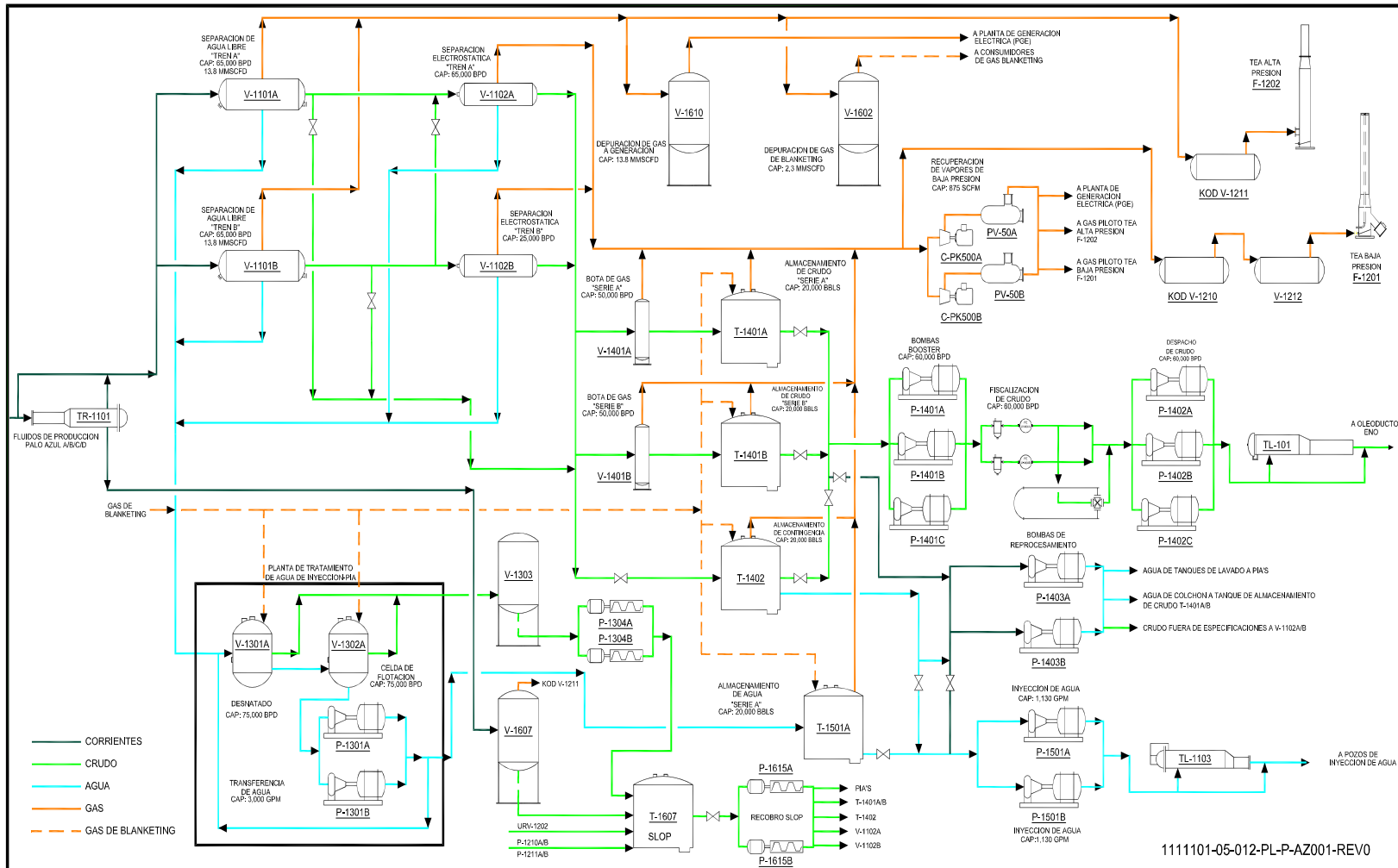
Se hace necesario un segundo proceso de deshidratación para conseguir un BSW menor al 0.5%, para lograr este objetivo se pasa el crudo a unos tratadores electrostáticos (Figura 4.3.) conectados en paralelo. El principio de operación de estos equipos está basado en la coalescencia inducida en las pequeñas gotas de agua, por los fuertes campos eléctricos formados entre los electrodos, es decir, el polo positivo de una gota de agua, hace que se acerque al polo negativo de otra gota, logrando de esta manera que las gotas de agua se separen del crudo. Aquí también se trata el crudo fuera de especificaciones.

**Figura 3.4 Tratador electrostático CPF**



FUENTE: DEPARTAMENTO DE FACILIDADES DE PRODUCCIÓN-ETLC

Figura 3.5 P&ID de la CPF



FUENTE: DEPARTAMENTO DE FACILIDADES DE PRODUCCION-ETLC

### **3.2.1.2. Tratamiento del Agua de Producción**

El agua de producción que resulta de la deshidratación primaria (separadores) y deshidratación secundaria (tratadores), se lleva hasta un cabezal de recolección, junto con el agua del sistema de drenaje, agua decantada durante el lavado de tanques y agua recuperada en el tanque Slops.

Toda esta agua es dirigida a un sistema de tratamiento, este sistema consta de dos etapas. La primera etapa consta de un sistema de desnatado, que separa la capa gruesa del crudo, mediante flujo de agua desde el fondo, lo cual logra que el crudo suba a la parte superior del recipiente por diferencia de densidades, mientras el agua fluye hacia abajo a través de una sección anular; para luego fluir hacia un recipiente de flotación inducida por gas.

La celda de flotación opera recirculando parte del agua clarificada mediante bombeo a través de un dispositivo Venturi tipo Eductor el cual succiona gas del sistema de cobertura o manto al que se encuentra sometido el equipo para producir a través de un mecanismo de dispersión la formación de pequeñas burbujas que ascenderán haciendo flotar las pequeñas gotas de crudo disperso en el agua.

El crudo recuperado luego de estos tratamientos, se dirige hacia el tanque de crudo recuperado.

El sistema esta diseñado para manejar agua con 2000 ppm de crudo, y entregar agua con 50 ppm. El agua finalmente llega a un tanque de almacenamiento de agua de producción.

El agua tratada, es enviada mediante bombas hacia el tanque de almacenamiento de agua de producción, donde posteriormente es reinyectada a la formación Hollin.

### **3.2.1.3. Sistema de Almacenamiento de Crudo Deshidratado y Agua de Producción:**

Una vez que el crudo deshidratado cumple con la especificación de 0.5% de BSW, este es enviado hacia las Botas Desgasificadoras, donde el gas excedente es separado y enviado al cabezal de recolección de baja presión.

El agua de producción es enviada al tanque de almacenamiento de agua de producción, donde previamente se mezcla con el agua ya tratada proveniente del sistema de aguas grises y negras.

### **3.2.1.4. Sistema de Bombeo y Fiscalización**

El crudo almacenado, es enviado por medio de las bombas booster, hacia la unidad LACT (Lease Automatic Custody Transfer), que es una unidad que mide y fiscaliza el volumen de crudo (Figura 3.6). Luego de esto, el crudo es enviado mediante bombas de despacho al oleoducto de 12" que empalma en el ENO. El crudo fuera de parámetros, es reenviado a los tanques para pasar a los tratadores, así de esta manera se realiza otra vez el tratamiento, con el fin de conseguir el crudo dentro de especificaciones.

Esta unidad trabaja a 50 psig y 140 F; con una capacidad de 60000 BOPD por cada brazo (posee dos brazos); y como mínimo 12000 BOPD.

Para la calibración de los medidores de flujo se tiene asociado a la Unidad LACT un Patín Probador cuya función es determinar los factores de corrección de medida.

**Figura 3.6 Patín de Medición.**



FUENTE: DEPARTAMENTO DE FACILIDADES DE PRODUCCIÓN-ETLC

#### **3.2.1.5. Inyección del Agua de Producción**

En CPF el agua producida, las aguas negras y grises (previamente tratadas), junto con el agua lluvia contaminada, son inyectadas a una formación con presión promedio de 2200 psig y no son vertidas al ambiente.

#### **3.2.1.6. Recuperación de Gas**

El gas que se genera en las botas desgasificadoras, tanques de almacenamiento de crudo y tanque de contingencia por producto de cambios de presión. El gas de esta corriente y la corriente de los tratadores electrostáticos se dirige a un manifold que esta conectado a un sistema de alivio de baja presión, cuenta con un sistema de recolección de líquidos.

Este gas pasa al proceso de compresión y luego pasa a ser enfriado para sacar condensados. El gas seco es enviado a generación, no sin antes pasar por proceso de medición.

#### **3.2.1.7. Gas Blanketing**

El gas proveniente de los separadores FWKO, que se maneja a una presión aproximada de 30 psig, pasa a un sistema de depuración en donde los líquidos son desalojados. Luego de ese proceso, este gas se utiliza como gas de

cobertura o blanketing para los tanques de almacenamiento de crudo, almacenamiento de agua, contingencia y recipientes de desnatado.

### **3.2.1.8. Sistema Contra Incendio**

#### *3.2.1.8.1. Sistema de Agua Contra Incendio*

Este sistema es de vital importancia en la planta, consta de un tanque con capacidad de 20.000 bls, una bomba con motor eléctrico, una de motor diesel con capacidad de 1.250 gpm; finalmente una bomba jockey, motor eléctrico, con capacidad de 36 gpm.

#### *3.2.1.8.2. Sistema de Espuma*

Este sistema es complementario al sistema de agua contra incendios y consta de un tanque de espuma con capacidad de 2250 galones, además de dos bombas: una de motor eléctrico y una de motor diesel.

#### *3.2.1.8.3. Sistemas de Detección*

Los sistemas de detección son:

- Detección de gases y vapores inflamables
- Detección de gases y vapores tóxicos
- Detección de fuego.

**Figura 3.7 Sistema contra incendios.**



FUENTE: DEPARTAMENTO DE FACILIDADES DE PRODUCCIÓN-ETLC

### 3.2.2. PROBLEMAS ASOCIADOS AL PROCESAMIENTO DE GAS NATURAL DENTRO DE CPF

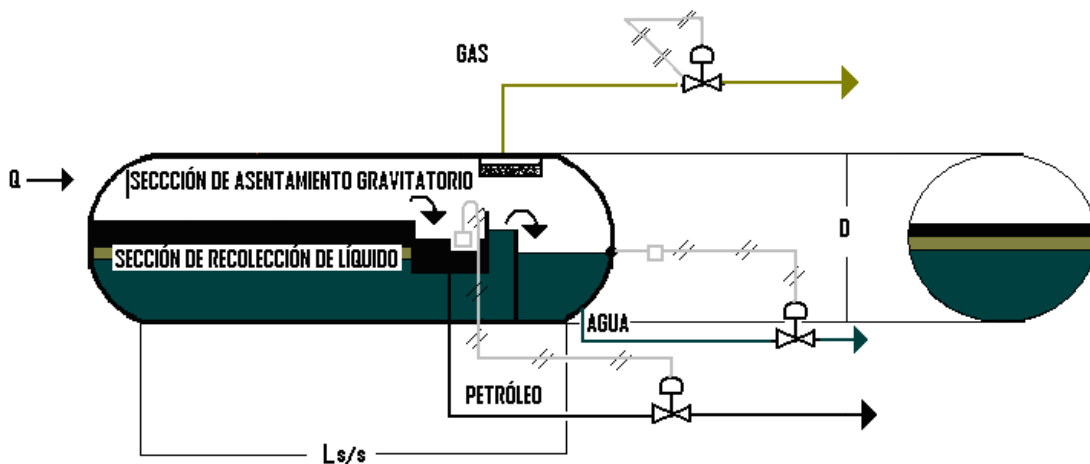
El diseño original de la Central de Procesamiento de Fluidos (CPF) del campo Palo Azul tiene previsto trabajar con tres separadores de agua libre FWKO, pero actualmente se está trabajando con dos separadores.

Las actualizaciones y pronósticos de producción entregadas por el Departamento de Reservorios indican un incremento en la producción de fluidos en el Bloque 18, por esta razón se incluye en este capítulo un dimensionamiento generalizado de un separador de agua libre horizontal (únicamente longitudes y diámetros) de tal forma que sea tomado en cuenta como pauta para la elaboración del tercer separador (Programa "Diseño de Separador FWKO", 2010).

### 3.2.3. DISEÑO GENERALIZADO DE UN SEPARADOR TRIFÁSICO

Se trata de encontrar una longitud y un diámetro para un recipiente que maneje un caudal de gas y líquido que ingresa al mismo. (KEN ARNOLD, 1989).

**Figura 3.8 Diseño de FWKO**



ELABORADO POR: ADRIÁN DE LA A Y LUIS ALVAREZ.

$L_{s/s}$  = longitud del separador hasta el punto de cordón de suelda, tomando en cuenta normas de seguridad (longitud de costura a costura).

$L_{eff}$  = longitud del separador calculada matemáticamente.

### 3.2.3.1. Asunciones

Para el diseño de un separador se debe tomar en cuenta el nivel de la sección de recolección de líquido, es decir, el porcentaje de llenado del mismo, 50%, 75%, etc.

En este caso, se asume una capacidad de manejo de líquido de 50% que es lo más usual para el Crudo Ecuatoriano, con un tiempo de retención de 5 min.

### 3.2.3.2. Teoría de Asentamiento (Ley de Stokes)

Las partículas de líquido van a caer a una  $V$  (velocidad).

La partícula comienza a caer a una  $V$  cuando la fuerza de arrastre es igual a la fuerza de gravedad.

$$F_D = F_G \quad \text{Ec. 31}$$

$$F_D = C_D \cdot A \cdot \rho \cdot \left[ \frac{V_t^2}{2g} \right] \quad \text{Ec.3.2}$$

Donde:

$F_D$ :	Fuerza de arrastre	Lb
$C_D$ :	Coficiente de arrastre	-
$A$ :	Área de la sección de la partícula	pies <sup>2</sup>
$\rho$ :	Densidad de Fase Continua	lb/pie <sup>3</sup>
$V_t$ :	Velocidad terminal	Pie/seg

Si el flujo es Laminar, obedece a la Ley de Stokes, por lo tanto:

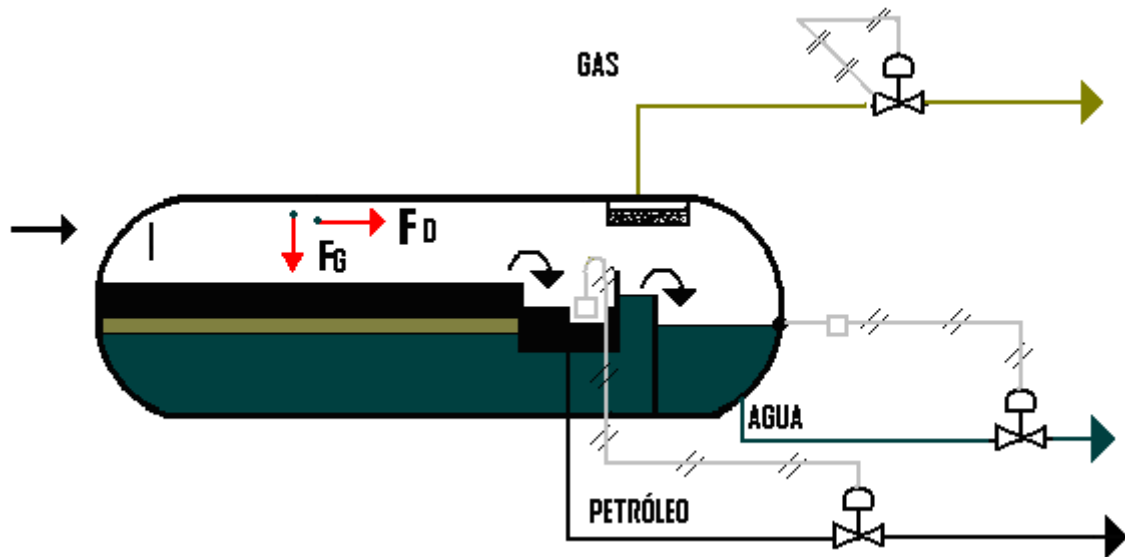
$$C_D = \frac{24}{Re} \quad \text{Ec. 3.3}$$

$$V_t = \frac{1,78 \cdot 10^{-6} \cdot (\Delta SG)^2}{\mu} \quad \text{Ec. 3.4}$$

$\mu$ :	Viscosidad del gas	Cp
$\Delta SG$ :	Diferencia de gravedades específicas	-
$D_m$ :	Diámetro de la partícula	micrones



**Figura 3.9 Asentamiento por Gravedad.**



ELABORADO POR: ADRIÁN DE LA A Y LUIS ALVAREZ.

$F_B$  : Fuerza de flotación

$F_B = F_D$  Aceleración cero, la partícula se mueve a  $V_t$

Si el flujo fuera laminar:

$$V_t = 1,78 \times 10^{-6} \cdot \frac{(\Delta SG) dm^2}{\mu} \quad \text{Ec. 3.5}$$

Pero, en realidad la realidad se considera el flujo como turbulento:

$$V_t = 0,0204 \cdot \left[ \left( \frac{\rho_l - \rho_g}{\rho_g} \right) dm \right]^{\frac{1}{2}} \quad \text{Ec. 3.6}$$

**Tabla 3.1 Comportamiento de las partículas de líquido en función de su tamaño**

TAMAÑO DE LA PARTÍCULA	EFEECTO
10 micrones < dm < 100 micrones	Retenidas por el extractor de neblina
400 micrones < dm < 500 micrones	Se asientan por efecto de gravedad
>10 micrones	Se depositan en la zona de Retención de Líquido

FUENTE: Arnold Ken, Superface Production Operations, Vol II

### 3.2.3.3. Separación de Tres Fases

Fluidos del Yacimiento { Líquido { Petróleo  
 Gaseoso { Agua  
 Gas

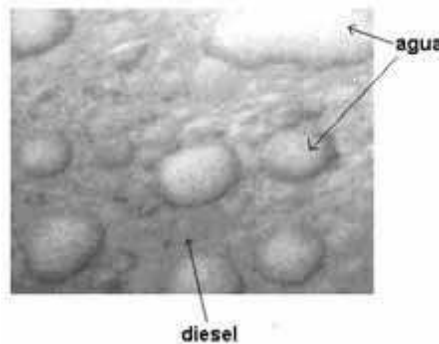
Para tener una emulsión, se requiere contar con los siguientes factores:

- Dos fluidos inmiscibles (petróleo y agua).
- Agitación o turbulencia
- Elemento emulsificante (sólidos del yacimiento, parafinas, asfaltenos, etc.)

La dificultad de romper la emulsión depende de varios factores:

- Diferencia de densidad entre las fases.
- Tamaño de las partículas de agua dispersas.
- Viscosidad.
- Tensión interfacial.
- Presencia de agentes emulsificantes.

**Figura 3.10 Emulsión de agua y diesel**



FUENTE: Internet (<http://www.revistavirtualpro.com/revista/imagenes/2004>)

### 3.2.3.4. Tiempo de Retención

El tiempo de retención, es el tiempo necesario para que el líquido y el gas lleguen a un equilibrio a la presión del operador y las partículas inicien el proceso de asentamiento. Este tiempo puede estimarse de varios segundos hasta algunos minutos (30 seg. – 3 min., ensayos en USA; 5 min., crudo en el Oriente Ecuatoriano).

El tiempo de retención afecta al tamaño del separador, mientras mayor sea el tiempo de retención mayor serán las dimensiones del separador y la calidad de separación también se incrementará.

Si hay presencia de espuma el tiempo de retención tiende a aumentar hasta 3 o 4 veces el tiempo establecido, consecuentemente se deberán utilizar químicos con efectos antiespumantes, además de este efecto tendremos la dificultad de que la espuma ocupa más espacio, con lo que el volumen para recolección de líquidos y gases varía, con la consecuencia de una mala separación de fases; y por último al tener espuma en demasía el líquido no estará en dos fases; sino más bien en tres, lo que resulta difícil de controlar; ya que el separador no se diseña para esa situación.

$$D^2 \cdot h = \frac{t_R \cdot Q}{0,12} \quad \text{Ec. 3.7}$$

**Para Sep. 3 Ph:**

$$h_O + h_W = \frac{t_{RO} \cdot Q_O + t_{RW} \cdot Q_W}{0,12 \cdot D^2} \quad \text{Ec.3.8}$$

### 3.2.3.5. Ecuación de Asentamiento

Si  $t_o = \min$

$$h_o = 0,00128 \cdot \frac{t_o \cdot \Delta SG \cdot dm^2}{\mu} \quad \text{Ec. 2.9}$$

#### 3.2.3.5.1. Capacidad para Manejo de Gas (Sección de Asentamiento Gravitacional)

$$D \cdot L_{eff} = 42 \cdot \left( \frac{T \cdot Z \cdot Q_g}{P} \right) \cdot K \quad \text{Ec 3.10}$$

### 3.2.3.5.2. Capacidad para Manejo de Líquido (Sección De Recolección de Líquido)

Asumiendo separador lleno al 50%, entonces:

$$t_R = \frac{\frac{1}{2} \cdot \frac{\pi \cdot D^2}{4} \cdot L_{eff}}{Q_L} \quad \text{Ec. 3.11}$$

$$D^2 \cdot L_{eff} = \frac{t_R \cdot Q_L}{0,7} \quad \text{Ec. 3.12}$$

Donde:

D:	Diámetro	Pulg
$L_{eff}$ :	Longitud efectiva	Pies
$t_R$ :	Tiempo de retención	Min
$Q_L$ :	Caudal de líquido	<i>bls/dia</i>

$$\text{Volumen} \begin{cases} \text{Vol. Petróleo} & V_O = A_O \cdot L_{eff} \\ \text{Vol. Agua} & V_W = A_W \cdot L_{eff} \end{cases}$$

$$D^2 \cdot L_{eff} = 1,42 \cdot (t_{RO} \cdot Q_O + t_{RW} \cdot Q_W) \quad \text{Ec 3.13}$$

Usualmente  $t_{RO} = t_{RW}$

### 3.2.4. TERCER SEPARADOR HORIZONTAL DE AGUA LIBRE A INCLUIR EN LA CPF

A continuación se presenta el diseño generalizado del tercer separador de agua libre basado en la teoría de Asentamiento y en la Norma API 12J.

#### 3.2.4.1. Teoría de Asentamiento (Ley De Stokes) Capacidad de Gas

El diseño por capacidad de gas, se usa cuando el gas es el predominante entre los fluidos, si este fuera el caso entonces se tomaría este diseño como el indicado

para un separador. Caso contrario, se toma en cuenta el diseño que más se acerque a la realidad de esta operación.

En el Bloque 18, tomando en cuenta las predicciones, las condiciones de operación son las siguientes:

P=100 psig

T=200 F

Q<sub>f</sub>=105000 BPD

Q<sub>g</sub>=13.5 MMPCD

Z=0.9985

SG<sub>g</sub>=1.53

SG<sub>o</sub>= 0.8866

SG<sub>w</sub>=0.9985

tr= 5 min

BSW=90%

dm=100 micrones

CD=0.34 (Asumo flujo turbulento)

El diseño basado en esta variable se detalla a continuación:

$$d \cdot L_{eff} = 420 \cdot \left[ \frac{T \cdot Z \cdot Q_g}{P} \right] \cdot \left[ \left( \frac{\rho_g}{\rho_l - \rho_g} \right) \cdot \frac{C_D}{d_m} \right]^{\frac{1}{2}}$$

Ec 3.14

Donde:

d: Diámetro del separador[in]

L<sub>eff</sub>: Longitud efectiva del separador [ft]

T: Temperatura de operación [R]

Z: factor de compresibilidad del gas

Q<sub>g</sub>: Caudal de gas [MMPCD]

P: Presión de operación [psia]

ρ<sub>g</sub>: Densidad del gas  $\frac{lbm}{ft^3}$

$\rho_l$ : Densidad del líquido  $\frac{lbm}{ft^3}$   
 $C_D$ : Coeficiente de arrastre  
 $d_m$ : Diámetro de la molécula [micrones]

Reemplazando los datos en la ecuación 3.14, tenemos:

$$d \cdot Leff = 420 \cdot \left[ \frac{(200 + 460) \cdot 0.974 \cdot 13.6}{114.7} \right] \cdot \left[ \left( \frac{0.73}{61.61 - 0.73} \right) \cdot \frac{0.34}{100} \right]^{\frac{1}{2}}$$

$$d \cdot Leff = 205.41$$

**Tabla 3.2 Longitud y diámetro del separador basados en manejo de gas**

Leff (ft)	d (in)	Ls/s	L/d	d(ft)
10.27	20.00	11.94	7.16	1.67
<b>6.85</b>	<b>30.00</b>	<b>9.35</b>	<b>3.74</b>	<b>2.50</b>
5.14	40.00	8.47	2.54	3.33
4.11	50.00	8.27	1.99	4.17
3.42	60.00	8.42	1.68	5.00
2.93	70.00	8.77	1.50	5.83
2.57	80.00	9.23	1.39	6.67
2.28	90.00	9.78	1.30	7.50

FUENTE: HOJA DE CÁLCULO "DISEÑO DE SEPARADOR FWKO"  
 ELABORADO POR: ADRIÁN DE LA A Y LUIS ALVAREZ.

Debido a las pequeñas longitudes de costura a costura que resultan del diseño del separador basado en el manejo de gas se puede concluir que el gas no es la variable predominante en este caso.

#### 3.2.4.2. Teoría de Asentamiento (Ley De Stokes) Tiempo de Retención

Tomando en cuenta el tiempo de retención, es decir el lapso necesario para la separación de los fluidos, así se tiene:

Tiempo de retención  $L_{ss}/D$  3 - 5

$$d^2 \cdot Leff = 1.42 \cdot [Q_w \cdot (t_r)_w + Q_o \cdot (t_r)_o] \quad \text{Ec 3.13}$$

d: Diámetro del separador [in]

$L_{eff}$ : Longitud efectiva del separador [ft]

$Q_w$ : Caudal de agua [BPD]

$Q_o$ : Caudal de petróleo [BPD]

$T_{rw}$ : Tiempo de retención del agua.

$T_{ro}$ : Tiempo de retención del petróleo.

Usualmente, y también en este caso, el tiempo de retención del agua y del petróleo son los mismos. Por lo que la ecuación se reduce a la siguiente expresión.

$$d^2 \cdot L_{eff} = 1.42 \cdot t_r \cdot Q_f \quad \text{Ec 3.15}$$

Donde,

$Q_f$ : Caudal de fluido [BPD]

El tiempo de retención es una variable cuyo valor oscila entre 3 a 10 minutos. A mayor tiempo de retención, se obtiene mejor calidad en la separación. Por lo que para este caso, se toma este valor como 5 min., reemplazando en la ecuación 2.15.

$$d^2 \cdot L_{eff} = 1.42 \cdot 5 \cdot 105000$$

$$d^2 \cdot L_{eff} = 745500$$

**Tabla 3.3 Longitud y diámetro del separador basados en tiempo de retención**

$L_{eff}$ (ft)	d (in)	Ls/s	L/d	d (ft)
74,55	100	82,88	9,95	8,33
61,61	110	70,78	7,72	9,17
51,77	120	61,77	6,18	10,00
44,11	130	54,95	5,07	10,83
<b>38,04</b>	<b>140</b>	<b>49,70</b>	<b>4,26</b>	<b>11,67</b>
<b>33,13</b>	<b>150</b>	<b>45,63</b>	<b>3,65</b>	<b>12,50</b>
29,12	160	42,45	3,18	13,33
25,80	170	39,96	2,82	14,17
23,01	180	38,01	2,53	15,00
20,65	190	36,48	2,30	15,83
18,64	200	35,30	2,12	16,67
16,90	210	34,40	1,97	17,50

FUENTE: HOJA DE CÁLCULO "DISEÑO DE SEPARADOR FWKO"  
ELABORADO POR: ADRIÁN DE LA A Y LUIS ALVAREZ.

En este caso, los valores obtenidos son más coherentes, por lo que se toma esta como la opción de diseño más acertada.

Los valores tomados de producción se realizan asumiendo que este es el único separador a operar. Algo que no es del todo cierto, pero se lo puede tomar así para casos de emergencia.

Se calcula la altura máxima de la columna de petróleo con la siguiente ecuación:

$$h_o = \frac{0.00128 \cdot (t_r)_o \cdot (\Delta SG) \cdot d_m^2}{\mu} \quad \text{Ec. 3.16}$$

Donde,

$t_{rO}$ : tiempo de retención del petróleo [min]

$\Delta SG$ : Diferencia de gravedades específicas entre el petróleo y el gas

$d_m^2$ : Diámetro de la molécula [micrones]

$\mu$ : Viscosidad del petróleo [centipoises]

Reemplazando los datos en la ecuación 3.16, se tiene:

$$h_o = \frac{0.00128 \cdot 5 \cdot (1.53 - 0.886) \cdot 100^2}{3.19}$$

$$h_o = 12.9 \text{ in}$$

La diferencia de altura entre el petróleo y el agua se la obtiene en base a la siguiente ecuación:

$$\Delta h = h_o \cdot \left( 1 - \frac{\rho_o}{\rho_w} \right) \quad \text{Ec. 3.17}$$

Reemplazando los datos en la ecuación 3.16, se tiene:

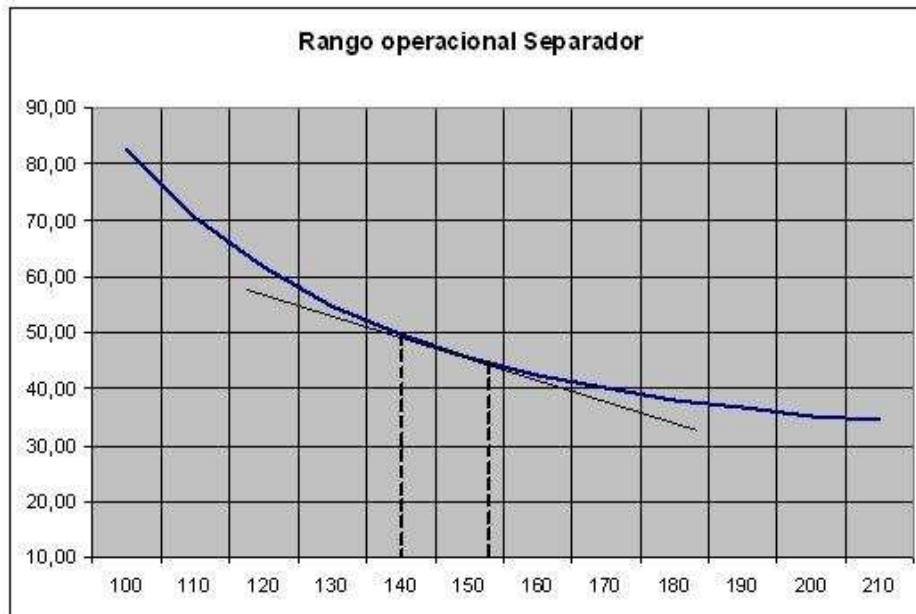
$$\Delta h = 12.9 \cdot \left( 1 - \frac{55.32}{62.31} \right)$$

$$\Delta h = 1.44 \text{ in}$$



Es importante acotar que estos valores son representativos, pero importantes a la vez. Los valores de longitud de costura a costura sobre el diámetro deben estar entre tres a cuatro.

**Figura 3.11 Diámetro del separador vs. Longitud del separador**



FUENTE: HOJA DE CÁLCULO "DISEÑO DE SEPARADOR FWKO"  
ELABORADO POR: ADRIÁN DE LA A Y LUIS ALVAREZ.

En conclusión el separador estaría construido por 8 placas de 6". Según el diseño realizado tomando como mayor variable el tiempo de retención de 5 minutos.

### 3.2.5. DISEÑO GENERALIZADO BASADO EN NORMA API 12J

#### 3.2.5.1. Proceso de Diseño

Tomando en cuenta las recomendaciones que se dan en la Norma API 12J *Specifications for Oil and Gas Separators*, séptima edición, se diseña el separador (NORMA API 12J) que mejor se acople a las condiciones de operación.

Tomando en cuenta las variables de funcionamiento antes expuestos.

Se calcula la máxima velocidad permitida a través de la sección de separación secundaria.

$$V_a = K \cdot \sqrt{\frac{\rho_l - \rho_g}{\rho_g}} \quad \text{Ec. 3.18}$$

Donde:

$V_a$ : es la velocidad máxima a encontrar  $ft/s$

$\rho_l$ : densidad de líquido a las condiciones de operación  $lbm/ft^3$

$\rho_g$ : densidad del gas a las condiciones de operación  $lbm/ft^3$

$K$ : constante adimensional que depende de las condiciones de diseño y operación.

Debido a la norma de diseño, se asume la longitud, para de esta manera escoger la ecuación o el correcto valor del factor  $K$ . Tabla 3.4.

**Tabla 3.4 Valor de constante K en función del tipo y longitud del separador**

Tipo de Separador	Longitud [ft]	Factor K
Vertical	5	0.12 a 0.24
	10	0.18 a 0.35
Horizontal	10	0.4 a 0.5
	Otros	$0.4 \text{ a } 0.5 \cdot \left(\frac{L}{10}\right)^{0.56}$
Esférico	Todas	0.2 a 0.35

**FUENTE:** HOJA DE CÁLCULO “DISEÑO DE SEPARADOR FWKO”  
**ELABORADO POR:** ADRIÁN DE LA A Y LUIS ALVAREZ.

$$K_{\max} = 0.5 \cdot \left(\frac{80}{10}\right)^{0.56} \quad \text{Ec. 3.19}$$

$$K_{\max} = 1.6$$

De acuerdo al criterio de diseño de la norma, se asume un  $K=0.7$ , lo que se encuentra dentro de los parámetros permisibles de diseño. Por lo que, reemplazando en la ecuación 3.18, se tiene:

$$V_a = 0.7 \cdot \sqrt{\left(\frac{61.6 - 0.737}{0.737}\right)}$$

$$V_a = 6.636 \left[ \frac{ft}{s} \right]$$

Con la velocidad máxima que se tiene en la sección de separación secundaria, se calcula la tasa de gas que entra al separador.

$$Q_g = \frac{13.6 \cdot 10^6 \left[ \frac{ft^3}{dia} \right] \cdot 0.0968 \left[ \frac{lb}{mol} \right]}{379.5 \left[ \frac{ft^3}{mol} \right] \cdot 86400 \left[ \frac{s}{dia} \right] \cdot 0.737 \left[ \frac{lb}{ft^3} \right]}$$

$$Q_g = 0.054 \left[ \frac{ft^3}{s} \right]$$

El área mínima para separación de la corriente de gas esta dada por la siguiente ecuación:

$$A_g = \frac{Q_g}{V_a} \quad \text{Ec 3.20}$$

$$A_g = \frac{0.054}{6.636}$$

$$A_g = 0.0085 \left[ ft^2 \right]$$

El área mínima requerida para la separación del gas es sumamente baja, lo que demuestra y reafirma la tesis de que el gas no es el fluido predominante en el sistema.

Con manejo de líquido como variable determinante en el sistema. Siguiendo la norma, para la calidad de crudo, el tiempo de retención recomendado es 5 min., y un separador lleno a la mitad con fluido líquido, justo como en el ejemplo anterior. La siguiente tabla muestra las posibles dimensiones del separador y su manejo de fluido líquido, para de esta manera escoger el que mas se acerque al mejor desempeño.

Tomando como base el diseño anterior, se tiene:

$L_{s/s}$  tentativa= 46 [ft]

D tentativo= 132 [in]

Volumen de líquido [bls], será:

$$V = \frac{\pi \cdot D^2 \cdot L_{s/s}}{8 \cdot 144 \cdot 5.615}$$

$$V = \frac{\pi \cdot 132^2 \cdot 46}{144 \cdot 8 \cdot 5.615}$$

$$V = 389.27 \text{ bls}$$

**TABLA 3.5 Posibles diámetros y longitudes de separador basándonos en Norma API 12J**

L [ft]	D [in]	V [bls]	Qf [BPD]	L/D	% Error
64	102	323,3914	93136,72	7,529412	-11,29836
56	112	341,1711	98257,27	6	-6,42165
50	122	361,4413	104095,1	4,918033	-0,861812
<b>46</b>	<b>132</b>	<b>389,2726</b>	<b>112110,5</b>	<b>4,181818</b>	<b>6,7719086</b>
42	142	411,3146	118458,6	3,549296	12,817713
40	152	448,8439	129267	3,157895	23,111459
38	162	484,3527	139493,6	2,814815	32,851034
36	172	517,2584	148970,4	2,511628	41,876579

FUENTE: HOJA DE CÁLCULO "DISEÑO DE SEPARADOR FWKO"

ELABORADO POR: ADRIÁN DE LA A Y LUIS ALVAREZ.

La capacidad del separador en la entrada de fluido líquido se da por la ecuación 3.21:

$$Q_f = \frac{1440 \cdot V}{t} \quad \text{Ec. 3.21}$$

$$Q_f = \frac{1440 \cdot 389.27}{5}$$

$$Q_f = 112110.5 \text{ BPD}$$

Como se nota, la capacidad de manejo de líquido del separador esta dentro del rango de fluido líquido que ingresará como máximo. Incluso la diferencia entre el caudal máximo que ingresará y el caudal de diseño es la mínima. *Demostrando de esta manera ser la mejor alternativa de diseño.*

Conforme la Norma API 12J, y tomando en cuenta la longitud de las planchas de las que está formado el vessel, y por ser las dimensiones que mas se acercan al caudal de diseño, el separador podría tener:  $L_{s/s}$  46 [ft] X D 132 [in]. Finalmente para reafirmar las dimensiones:

$$\frac{L}{D} = \frac{12 \cdot 46}{132}$$

$$\frac{L}{D} = 4.18$$

El coeficiente L/D, esta dentro del parámetro, es decir entre 3 y 5. Lo que permite trabajar con la seguridad del diseño que implica el caso. El rango operacional del separador se demuestra en la figura 3.12:

**Figura 3.12 Diámetro del separador vs. Longitud del separador, diseñado bajo norma API 12J**



FUENTE: HOJA DE CÁLCULO "DISEÑO DE SEPARADOR FWKO"  
ELABORADO POR: ADRIÁN DE LA A Y LUIS ALVAREZ.

## CAPITULO 4

### 4.1. INTRODUCCIÓN

En este capítulo se describen los equipos y el funcionamiento de la planta de Generación Eléctrica del Bloque 18 (PGE), también se expone brevemente los beneficios que el proyecto ha brindado.

De acuerdo al pronóstico de producción de fluidos dado por el Departamento de Reservorios a Nov. 2009 (Escenario Base), se calcula la demanda energética del Bloque 18 hasta el año 2022 (Programa “Desarrollo de Tesis”, 2010).

### 4.2. DESCRIPCIÓN ACTUAL DE LA PLANTA DE GENERACION ELÉCTRICA EN LA CENTRAL DE PROCESAMIENTO DE FLUIDOS CPF

En la misma ubicación de la CPF, en el año 2008 se concluyó la construcción de una planta de generación eléctrica (ETLC, 2008) centralizada de 17.38 MW de capacidad instalada, que suministra la energía eléctrica requerida para la operación de las facilidades de la CPF del Bloque 18.

La planta (Figura 4.1) consiste de un sistema de generación dual (Gas-Crudo) conformado por dos turbo-generadores a vapor de 6 MW de capacidad instalada cada uno más una unidad moto-generadora de combustión interna de respaldo, de 5.38 MW de potencia, que utiliza crudo como combustible.

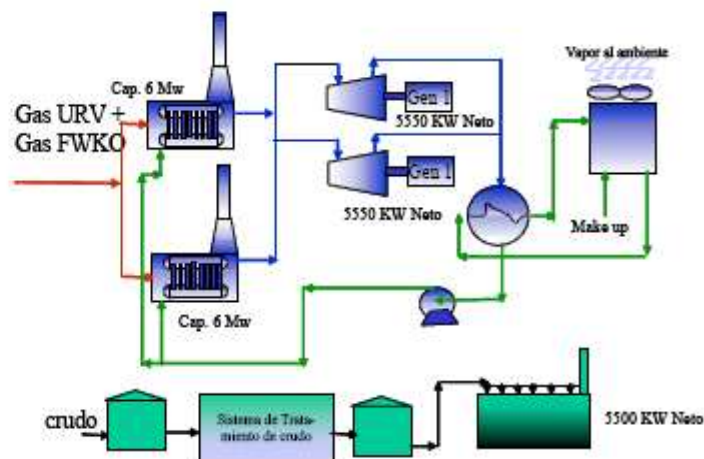
La central eléctrica usa directamente la mezcla del gas de alto contenido de CO<sub>2</sub> más un volumen menor de gas rico proveniente de una Unidad Recuperadora de Vapor (URV), para quemar en calderas acuatubulares y generar vapor de agua sobrecalentado a 650 psig. El vapor generado se expande a través de turbinas multietapas, acopladas a generadores eléctricos. La energía eléctrica se genera a un voltaje de 13.8 kV y se distribuye a través de subestaciones eléctricas.

La mejor alternativa evaluada para la generación es la que permite utilizar todo el gas pobre y rico producido en la planta. Esto se consigue con dos calderas de

nueva tecnología para producir vapor sobrecalentado e impulsar dos turbinas las cuales acopladas a generadores producen electricidad. Esta alternativa tiene dos ventajas claras:

- Se aprovecha la energía calórica disponible en los gases que de otra forma son quemados en Teas al ambiente sin ninguna utilidad
- Se evita emisiones adicionales de gases contaminantes ( $\text{CO}_2$ , entre otros), que de otra forma serían generadas por la quema de crudo, diésel ó bunker al generar la energía eléctrica con otros sistemas.

**Figura 4.1 Planta de Generación Eléctrica a Gas-Crudo**

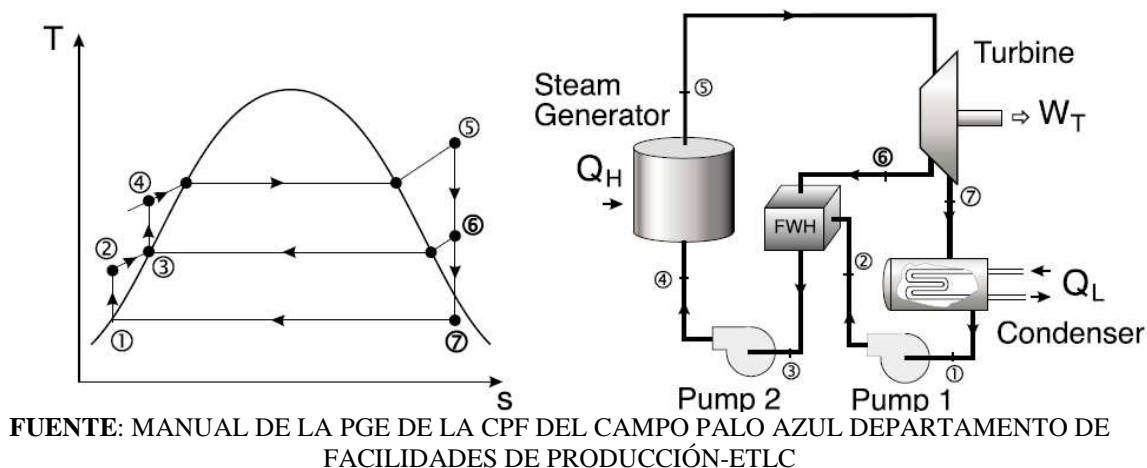


FUENTE: MANUAL DE LA PGE DE LA CPF DEL CAMPO PALO AZUL DEPARTAMENTO DE FACILIDADES DE PRODUCCIÓN-ETLC

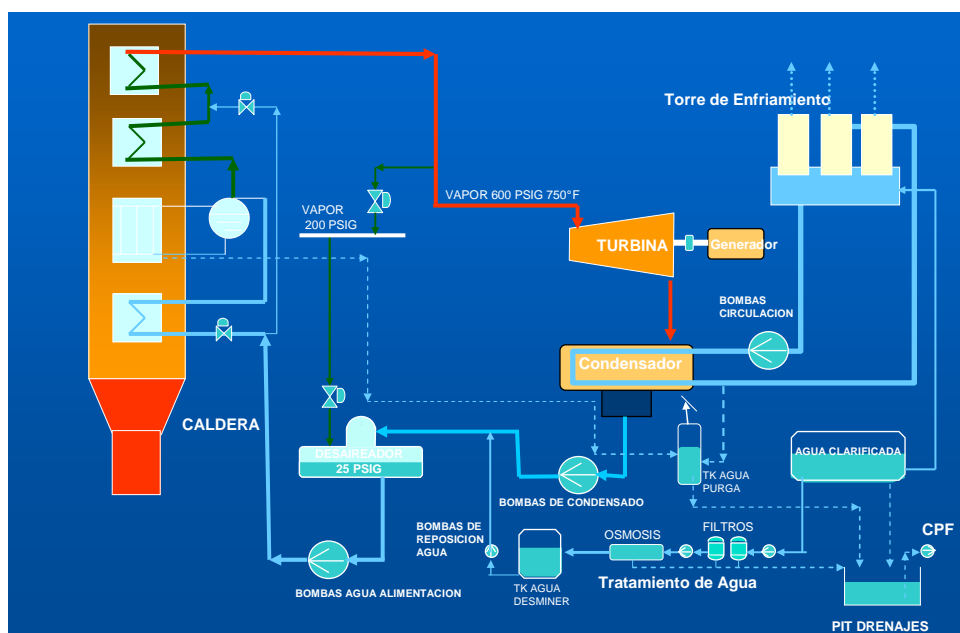
#### 4.2.1. EL CICLO DE VAPOR

La planta de generación a vapor esta constituida básicamente por los componentes del ciclo agua-vapor en el proceso conocido como “Ciclo Rankine” (Figura 4.2).

**Figura 4.2 Ciclo de Agua-Vapor**



**Figura 4.3 Esquema de la Planta de Vapor**



#### 4.2.2. DESCRIPCIÓN GENERAL DEL SUMINISTRO DE LA PLANTA

La Planta de Generación Eléctrica – PGE está en capacidad de entregar 12.000 Kw. (12 MW) de potencia eléctrica. Actualmente operan las dos unidades turbo-vapor de 6 MW cada una y se tiene como respaldo un (1) motor a crudo de 5.38 MW instalado y la posibilidad de uno (1) futuro. Cada unidad turbo-vapor trabaja en forma continua e independiente una de la otra, y en forma paralela o independiente con el motor a crudo.



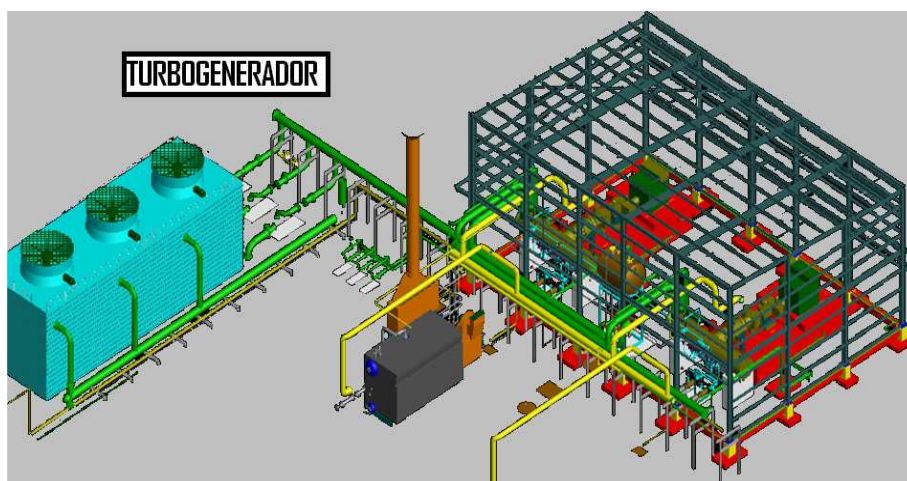
#### 4.2.2.1. Equipos Principales del Sistema de Generación a Vapor

Los Sistemas y Equipos Mecánicos de las dos unidades turbo-generadoras (Figura 4.4) a vapor de la Planta incluyen lo siguiente:

- Dos (2) calderas de vapor, cada una con capacidad máxima continua 70,000 lb./h de vapor sobrecalentado a 625 psig y  $760 \pm 10^{\circ}\text{F}$ , cada una diseñada para quemar el crudo y mezcla de gases combustibles especificados para el Proyecto, acuatubulares, tipo "D", con sobrecalentador. Cada caldera tiene su propio sistema de manejo de quemadores (Burner Management System - BMS).
- Dos (2) turbinas de vapor, de condensación pura, sin extracciones, de escape axial, cada una de 6,000 Kw. de capacidad máxima continua medida en bornes del generador.
- Dos (2) generadores eléctricos de 13,8 KV y 60 Hertz, y el sistema de enfriamiento con aire/agua, con excitatriz, sistema de control y protecciones.
- Dos (2) Sistemas de condensación y vacío, uno por cada turbina, con sus bombas de condensado, eyectores de vacío, dispositivos de protección e instrumentación de monitoreo en sala de control.
- Un (1) Sistema de agua de alimentación, que incluye un desaireador y tanque de agua de alimentación común para ambas unidades, tres (3) bombas de alimentación de agua a calderas, cada una del 50% de la capacidad del agua requerida por las dos calderas.
- Un (1) Sistema de dosificación e inyección de químicos al desaireador, que incluye un conjunto de tanque, agitador y bomba de dosificación de productos químicos.

- Un (1) Sistema de dosificación e inyección de químicos a las calderas, que incluye un conjunto de tanque, agitador y una bomba de dosificación de productos químicos por cada caldera de vapor.
- Un (1) Sistema de agua de enfriamiento principal, que comprende una torre de enfriamiento húmeda, común para las dos unidades, de tiro mecánico inducido, de 3 celdas, de flujos de aire y agua en contra-flujo, con su piscina común de agua en la parte inferior, tres (3) bombas de circulación del agua de enfriamiento principal, horizontales, centrífugas, eléctricas, cada una del 50% de la capacidad total del agua de enfriamiento requerida por los dos condensadores de vapor y los equipos auxiliares de las dos unidades.
- Un (1) Sistema auxiliar de enfriamiento, compuesto por tres (3) bombas de agua de enfriamiento que succionan de la tubería de descarga de las bombas principales de agua de enfriamiento, cada bomba del 50% del caudal de agua de enfriamiento requerida por los enfriadores del aceite de lubricación, condensadores del vapor de escape de laberintos y enfriadores de aire de los generadores de las dos turbinas de vapor.

**Figura 4.4. Esquema de turbogenerador**



FUENTE: DEPARTAMENTO DE FACILIDADES DE PRODUCCIÓN-ETLC

### 2.2.1.1 Eficiencia de Calderas y Turbinas

La siguiente figura muestra el cálculo de la eficiencia de operación de las calderas y turbinas de la Planta de Generación Eléctrica (PGE)

**Figura 4.5 Eficiencia de calderas y turbinas**

HOJA DE CALCULO DE EFICIENCIA DE CALDERAS Y TURBINAS PGE				
FECHA: 14 de octubre del 2009				
HORA: 08h00				
<b>EFICIENCIA DE CALDERAS</b>				
		<b>SG-1701</b>	<b>SG-1702</b>	
TIPO DE COMBUSTIBLE		GAS POBRE	GAS POBRE	
CARGA (%)		50,86	51,08	
PARAMETRO	UNIDADES	VALOR	VALOR	COMENTARIOS
PRESION VAPOR SALIDA SH2	Psig	627	626	TOMADO DE HMI
TEMP. VAPOR SALIDA SH2	° F	758	759	TOMADO DE HMI
ENTALPIA VAPOR SALIDA SH2	BTU/LB	1381,75	1382,37	TABLAS DE VAPOR
PRESION ENTRADA AGUA ALIMENTACION	Psig	840	840	TOMADO DE HMI
TEMPERATURA ENTRADA AGUA ALIMENTACION	° F	241	241	TOMADO DE HMI
ENTALPIA ENTRADA AGUA ALIMENTACION	BTU/LB	211,251	211,251	TABLAS DE VAPOR
FLUJO MASICO DE VAPOR VIVO	LB/hr	44850	43850	TOMADO DE HMI
FLUJO MASICO DE COMBUSTIBLE CRUDO	LB/hr	0	0	TOMADO DE HMI
PODER CALORIFICO SUPERIOR DEL CRUDO	BTU/LB	19384	19384	DATA SHEET DE FABRICANTE
FLUJO DE COMBUSTIBLE GAS	SCFH	105000	106400	TOMADO DE HMI
PODER CALORIFICO SUPERIOR DEL GAS	BTU/pie3	651,9844	651,9844	CROMATOGRAFIA GAS MAYO 2008
EFICIENCIA DE CALDERA CALCULADA	%	76,7	74,0	
<i>Nota: Método utilizado: Entradas-Salidas (Directo).</i>				
<b>EFICIENCIA DE TURBINAS</b>				
		<b>TG1</b>	<b>TG2</b>	
POTENCIA (MW)		3,968	3,943	
PARAMETRO	UNIDADES	VALOR	VALOR	COMENTARIOS
TEMP. VAPOR ENTRADA A TURBINA	° F	749,8	751,71	TOMADO DE PANEL DE TURBINA
TEMP. ESCAPE DE TURBINA	° F	114,01	97,92	TOMADO DE PANEL DE TURBINA
EFICIENCIA DE TURBINA CALCULADA	%	84,8	87,0	

FUENTE: DEPARTAMENTO DE FACILIDADES DE PRODUCCIÓN-ETLC

### 4.2.2.2. Equipos Principales del Sistema Motor de Combustión

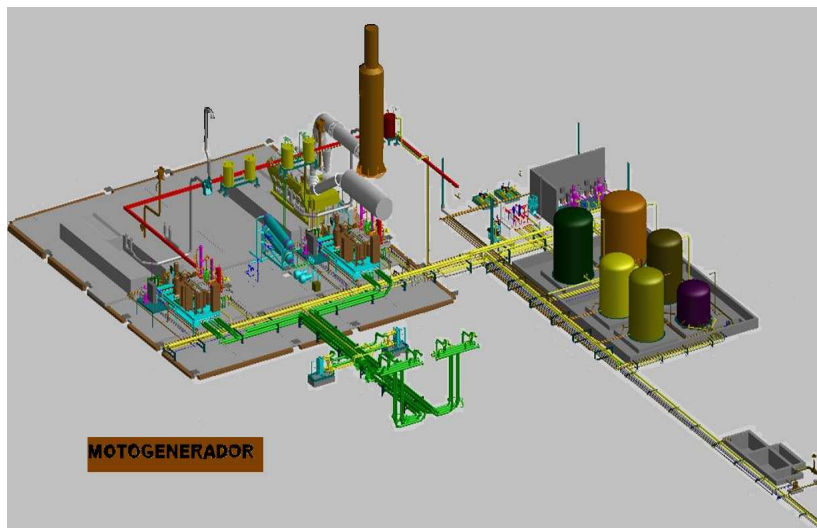
Los Sistemas y Equipos Mecánicos asociados al grupo motor de combustión (Figura 4.6) a crudo incluyen lo siguiente:

- Un (1) grupo moto-generador de 5.380 kW a 13,8 kV y 60 Hz, medidos en bornes del generador, diseñado para quemar crudo o aceite Diesel, de cárter húmedo, con sus turbo-cargadores, enfriadores de alta y baja temperatura del aire de carga, bomba de aceite directamente acoplada, virador eléctrico, gobernador, acople y guarda-acople entre motor y generador, y amortiguadores en la base del motor.

- Un (1) Sistema de Combustibles, que comprende un (1) tanque buffer de crudo, Un (1) tanque de servicio de crudo, Un (1) tanque de almacenamiento de Diesel, Una (1) unidad de presurización primaria de crudo, Un (1) separador centrífugo doble (2x100%), con capacidad para limpiar el crudo de alimentación a dos (2) grupos motores de generación a crudo y una unidad de circulación de crudo y/o Diesel combustibles al motor.
- Un (1) Sistema de enfriamiento de agua, mediante radiador de enfriamiento del agua de alta y baja temperatura (AT y BT) de refrigeración del motor y sus auxiliares, con sus ventiladores eléctricos de succión de aire, cabezales de entrada y salida de agua, y estructura metálica de soporte.
- Un (1) Sistema de precalentamiento de agua de enfriamiento compuesto por un precalentador eléctrico y una bomba de circulación de agua, que se utiliza para mantener caliente las camisas del motor mientras esta apagado y así tenerlo listo para un arranque rápido.
- Un (1) Sistema de aceite lubricante, que comprende Un (1) tanque de almacenamiento de aceite lubricante para reposición de aceite a dos grupos motor de combustión a crudo, Una (1) bomba de llenado del tanque de almacenamiento de aceite lubricante, Una (1) bomba de reposición de aceite lubricante al cárter de cada uno de los dos motores de generación a crudo, una (1) unidad combinada de aceite lubricante y agua de enfriamiento, Un (1) separador centrífugo, para limpiar el aceite de lubricación del motor para generación a crudo.
- Un (1) tanque de aceite de mantenimiento y una (1) bomba de recirculación de aceite de mantenimiento.
- Un (1) Sistema de aire de combustión y gases de escape del motor.

- Un (1) Sistema de aire comprimido que comprende dos (2) compresores recíprocos, uno de reserva, dos (2) botellas de acero, para almacenar a 30 barg el aire de arranque, de servicio e instrumentos requerido por dos grupos motor de combustión de la Planta, Un (1) secador de aire, tipo refrigeración, para trabajar a 7 barg (100 psig) de presión y secar el aire de instrumentos requerido por dos grupos motor de combustión de la Planta.
- Un (1) Sistema de agua caliente cerrado, para suministrar agua caliente a los intercambiadores de calor de la unidad de presurización de crudo y diesel y los separadores de crudo.
- Un (1) Sistema de drenajes de aguas aceitosas, que comprenden: Un (1) tanque de lodos de 6 m<sup>3</sup> de capacidad, y unas bombas neumáticas para trasiego de aguas aceitosas y dos (2) bombas centrífugas para descarga de aguas aceitosas hacia el CPF.

**Figura 4.6 Esquema de la unidad Generadora a crudo**



FUENTE: DEPARTAMENTO DE FACILIDADES DE PRODUCCIÓN-ETLC

#### 4.2.2.3. Equipos de Áreas Comunes

Los Sistemas y Equipos Mecánicos comunes a las dos unidades turbo-generadoras a vapor y los dos grupos motores de combustión, incluyen lo siguiente:

Un (1) generador Diesel de respaldo y emergencia para arranque desde apagado total (black start), para operar con Diesel, con sus respectivos sistemas auxiliares de combustible, enfriamiento y lubricación.

#### **4.2.3. CAPTACIÓN Y TRATAMIENTO DE AGUA**

La operación de la Planta de Generación demanda un consumo de agua considerable, principalmente por la evaporación y purga de agua en la Torre de Enfriamiento, y por las purgas continua e intermitente de la caldera, operación de sopladores de hollín y atomización de crudo en las Calderas de las unidades turbo-vapor.

Y en menor cuantía para reponer los consumos y pérdidas de agua de la operación del motor de combustión a crudo, como son el agua consumida en las separadoras Centrifugas de crudo y aceite lubricante, el agua de lavado de los turbo-cargadores, el agua de reposición al sistema de enfriamiento y otros menores.

El agua se capta de tres pozos de 80 metros de profundidad perforados en el sitio. Cada pozo aporta con un caudal promedio de 60 gpm.

#### **4.2.4. COMBUSTIBLES DEL MOTOR A COMBUSTIÓN.**

El moto-generador solo utiliza crudo como combustible y diesel solo para el arranque.

Este sistema provee crudo o diesel, a la presión, temperatura y calidad requeridas para la operación correcta de dos motores de generación a crudo, siendo el combustible principal para estos motores, el crudo.

Se utilizará Diesel como combustible de respaldo principalmente para los arranques del motor cuando este se encuentra frío, y mientras el crudo de operación normal llega a la temperatura y condición necesarias, mediante los calentadores ubicados en el Separador, la Unidad de Pre-presión, y la Unidad de

Circulación. También se utiliza diesel antes de sacar de servicio el motor, para “lavar” las tuberías y equipos de la Unidad de Circulación de combustible.

#### **4.2.5. CARACTERISTICAS DEL SISTEMA DE EMISIONES DE LA PLANTA**

Las calderas de la planta de vapor operan normalmente dentro de rango entre 60 y 100% de su capacidad máxima, quemando la mezcla de gases (gas rico y gas pobre), solo crudo, o una combinación de ambos, dentro de los valores límites de emisión atmosférica solicitados en la Ley Ecuatoriana, establecida con el acuerdo ministerial 091 de Diciembre 2006.

El Motor a crudo opera también en rangos que están entre el 60 y 100% de su capacidad máxima, quemando solo crudo, y con gases de escape dentro de los límites de emisión atmosférica solicitados en la Ley Ecuatoriana. Básicamente el diseño y pruebas del conjunto de motor de combustión interna, que cuenta con sistemas de tratamiento de combustible, permite garantizar una operación que cumple las normas del Banco Mundial.

#### **4.2.6. CHIMENEAS**

Las calderas de la planta de vapor tienen una altura de chimenea de 20 mts, medido a partir del piso de operación de la planta. La chimenea tiene una sección recta de suficiente longitud que le permite cumplir con los requerimientos de la norma para localización de los puertos de muestreo.

La chimenea del motor de combustión interna a crudo tiene también una altura de 20 mts sobre el nivel del piso de operación. Sin embargo la sección de salida de gases es un ducto horizontal de sección circular que lleva los gases a la sección del silenciador vertical que resta distancia a la sección de la chimenea. Las pérdidas de presión por ductos y el silenciador afectan el rendimiento térmico del motor. Debido a esto no se puede incrementar la longitud de ductos o altura de la chimenea y los puertos de muestreo están en la sección horizontal y se aplica el método alternativo de verificación de emisiones.

Consideramos que esta planta tiene las condiciones previas para calificar como un proyecto Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL), puesto que:

- El proyecto contribuye al desarrollo sostenible del país anfitrión (Ecuador).
- El proyecto conlleva beneficios reales, medibles y de largo plazo para la mitigación del cambio climático.
- Las reducciones de emisiones provenientes del proyecto son adicionales a las que hubiera tenido de no haberse constituido en proyecto como MDL.

De esta forma, al ser un proyecto limpio, se garantizará la operación del mismo durante su ciclo de vida.

### **4.3. DETERMINACIÓN DE VOLÚMENES DE PRODUCCIÓN**

#### **4.3.1. PROYECCIONES DE PRODUCCION PARA RE-ENTRADAS Y NUEVOS POZOS (ESCENARIO BASE)**

El Departamento de Reservorios actualizó a fines del año 2009 los pronósticos de reservas y de producción hasta el año 2022.

- Se determina el Escenario base (Nov. 2009) de acuerdo al presupuesto de inversión aprobado por la Dirección de la Empresa.
- El Escenario Base consiste en la perforación de 4 nuevos pozos productores en Palo Azul y 1 pozo productor en Pata; además este escenario prevé realizar 3 re-entradas en el Campo Unificado Palo Azul.
- Se analizarán además tres escenarios adicionales cuyo desarrollo se lo detalla en el Capítulo 6.

En la tabla 4.1 se aprecia, considerando el Escenario Base que el aumento de la producción de fluidos en el Campo Palo Azul está determinado básicamente por la producción de agua, por lo que es importante recalcar que, el proceso de inyección de agua se hace mediante grupos motor eléctrico-bombas multietapas de gran capacidad, que demandan un consumo importante de energía eléctrica sobre todo en el arranque de los motores.



**TABLA 4. 1 Producciones de los Campos Palo Azul y Pata según Escenario Base.**

**PRODUCCIONES ESCENARIO BASE NOV. 2009**

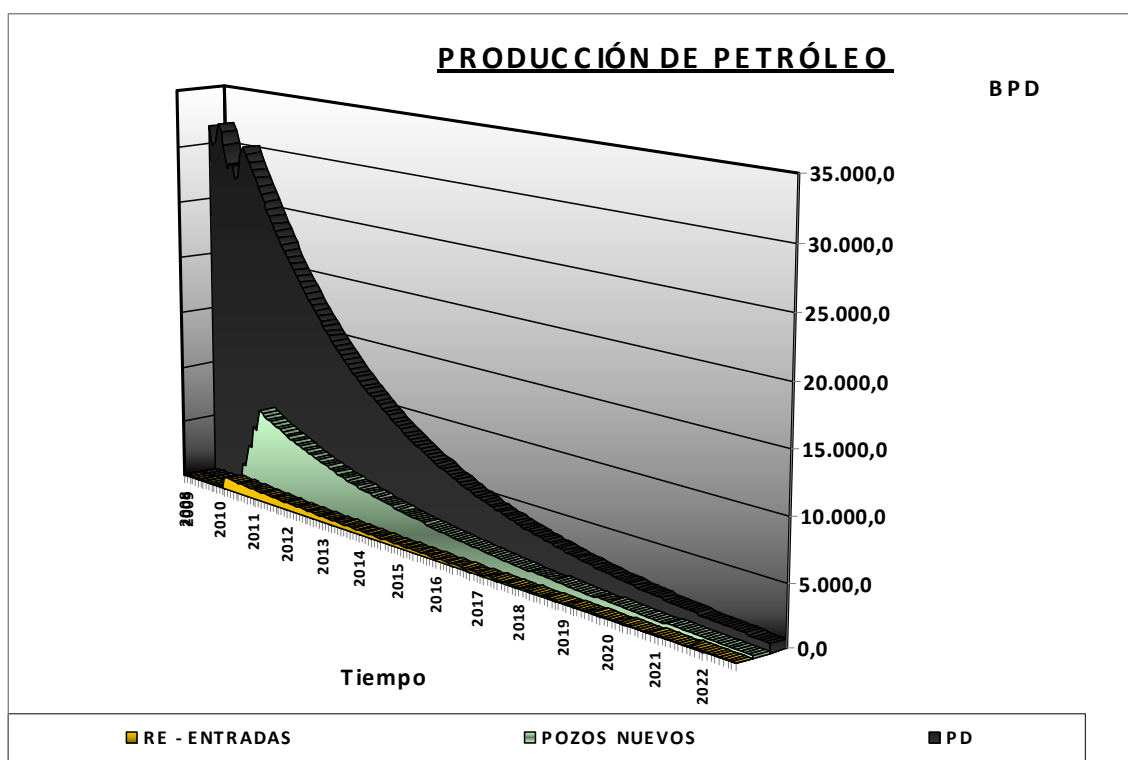
AÑO	PALO AZUL						PATA				PRODUCCIONES TOTALES POR AÑO (PROMEDIO DÍA)			
	PETROLEO			AGUA			PETROLEO		AGUA		Petróleo Total	Agua	Gas	Producción bruta
	PD	RE ENTRADAS	POZOS NUEVOS	PD	RE ENTRADAS	POZOS NUEVOS	PD	PND (PATA_SU R_ESTEO1)	PD	PND (PATA_SU R_ESTEO1)	BOPD	BWPD	PCSD	BPD
2008	31,566.25	0.00	0.00	19,076.83	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	31,566.25	19,076.83	12,594,933.75	50,643.08
2009	29,335.41	0.00	0.00	33,591.52	0.00	0.00	1,301.29	48.70	10.03	34.87	30,685.40	33,636.41	11,704,830.08	64,321.81
2010	26,039.74	745.25	3,711.40	59,974.46	1,811.62	9,848.70	1,379.43	237.87	60.00	262.13	32,113.69	71,956.91	12,168,059.43	104,070.60
2011	19,532.02	683.16	6,027.70	79,341.68	2,775.07	24,485.32	982.48	166.54	60.00	333.46	27,391.89	106,995.53	10,470,906.68	134,387.42
2012	14,685.31	513.64	4,531.97	91,479.79	3,199.62	28,231.21	703.93	116.86	60.16	384.51	20,551.71	123,355.28	7,872,634.97	143,907.00
2013	10,980.60	384.06	3,388.68	94,330.78	3,299.33	29,111.04	503.71	81.55	60.00	418.45	15,338.60	127,219.60	5,886,580.67	142,558.20
2014	8,236.38	288.08	2,541.80	90,053.44	3,149.73	27,791.03	363.35	57.10	60.00	442.90	11,486.71	121,497.11	4,415,435.92	132,983.81
2015	6,177.99	216.08	1,906.56	80,962.74	2,831.77	24,985.59	263.55	39.97	60.00	460.03	8,604.16	109,300.12	3,311,952.30	117,904.29
2016	4,644.97	162.46	1,433.47	69,753.26	2,439.70	21,526.27	192.80	28.05	60.16	473.32	6,461.75	94,252.72	2,490,117.84	100,714.47
2017	3,473.17	121.48	1,071.84	57,768.78	2,020.53	17,827.79	134.52	19.58	60.00	480.42	4,820.58	78,157.53	1,861,928.01	82,978.11
2018	2,605.17	91.12	803.97	46,780.25	1,636.20	14,436.67	90.26	13.71	60.00	486.29	3,604.23	63,399.41	1,396,604.29	67,003.64
2019	1,954.10	68.35	603.05	37,164.76	1,299.88	11,469.27	61.51	3.54	60.00	160.84	2,690.54	50,154.76	1,047,571.94	52,845.30
2020	1,469.21	51.39	453.41	29,175.31	1,020.44	9,003.68	45.53	0.00	60.16	0.00	2,019.53	39,259.59	787,625.35	41,279.12
2021	1,098.56	38.42	339.02	22,533.11	788.12	6,953.85	35.30	0.00	60.00	0.00	1,511.31	30,335.09	588,928.63	31,846.40
2022	638.10	22.32	196.92	13,407.58	468.61	4,137.35	20.54	0.00	44.88	0.00	877.87	18,058.42	342,076.98	18,936.29
											199,724.22	1,086,655.32	76,940,186.83	1,286,379.54

FUENTE: PROGRAMA DESARROLLO TESIS  
ELABORADO POR: ADRIÁN DE LA A Y LUIS ALVAREZ.

De acuerdo al pronóstico de producción del Escenario Base se obtienen los gráficos de producción de petróleo para el Campo Unificado Palo Azul (Figura 4.7), producción de petróleo para el Campo Pata (Figura 4.9), además se grafica el pronóstico de producción de agua para Palo Azul (Figura 4.8), el pronóstico de producción de agua del Campo Pata (Figura 4.10) y finalmente se grafica la producción total de fluidos (Figura 4.11)

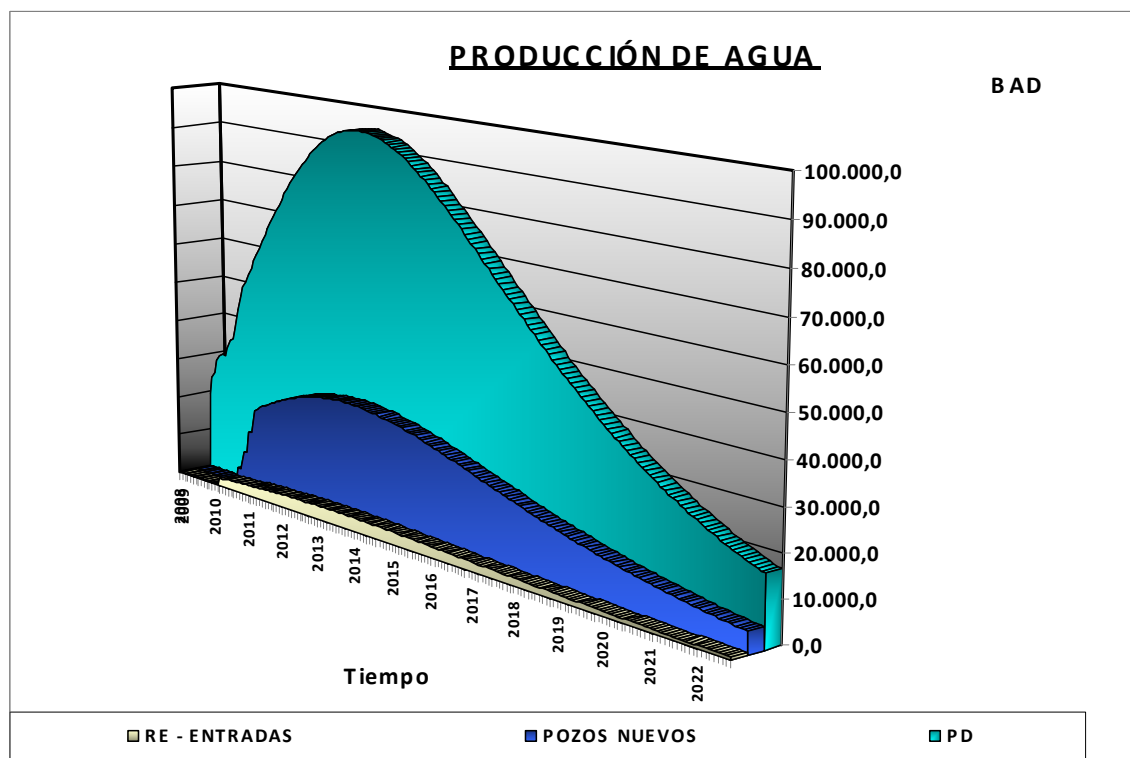
#### 4.3.2. PALO AZUL

**Figura 4.7 Pronóstico de Producción de Petróleo para el Escenario Base**



FUENTE: DEPARTAMENTO DE RESERVORIOS-ETLC  
ELABORADO POR: ADRIÁN DE LA A Y LUIS ALVAREZ.

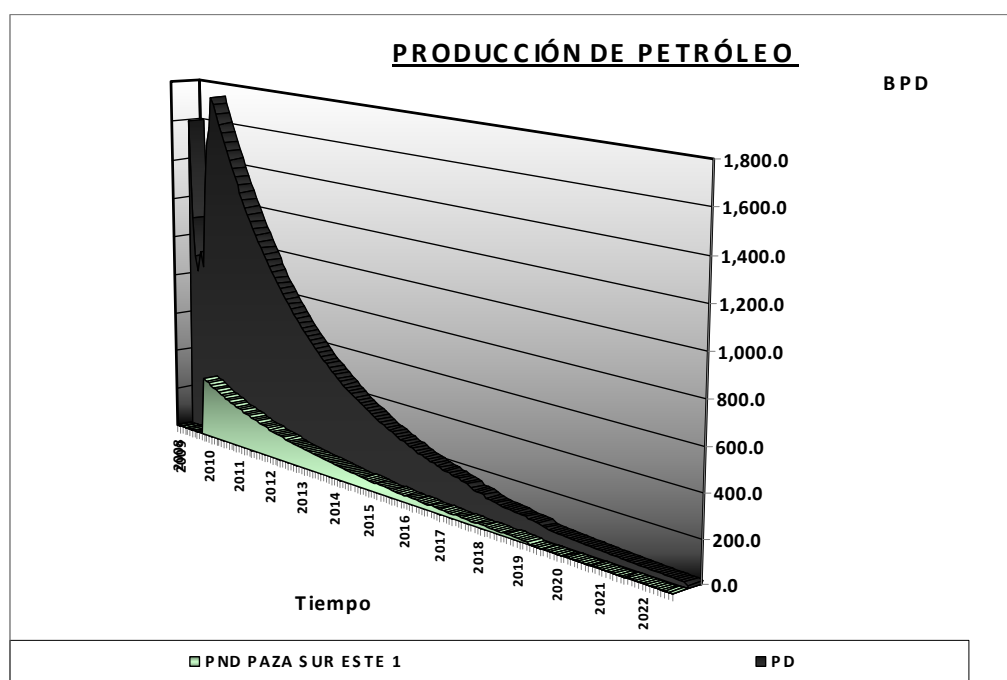
**Figura 4.8 Pronóstico de Producción de Agua para el Escenario Base**



FUENTE: DEPARTAMENTO DE RESERVORIOS-ETLC  
ELABORADO POR: ADRIÁN DE LA A Y LUIS ALVAREZ.

#### 4.3.3. PATA

**Figura 4.9 Pronóstico de Producción de Petróleo para el Escenario Base**



FUENTE: DEPARTAMENTO DE RESERVORIOS-ETLC  
ELABORADO POR: ADRIÁN DE LA A Y LUIS ALVAREZ.



#### 4.4. DETERMINACIÓN DE DEMANDA ENERGÉTICA

Los cálculos de energía requerida se determinan con:

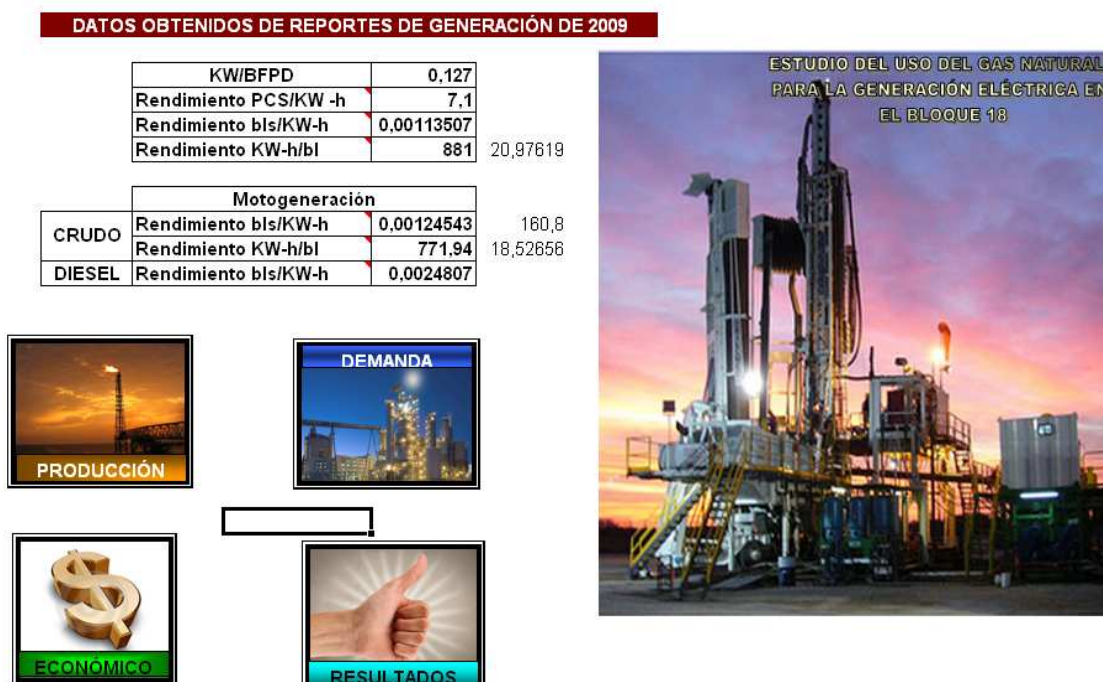
- Información histórica de la Planta de Generación Eléctrica (PGE).
- Información de los fabricantes de los equipos.

Con esta información se determinan parámetros de eficiencia de los equipos a condiciones corregidas de operación de la PGE.

##### 4.4.1. PROGRAMA PARA SATISFACER DEMANDA ENERGÉTICA

Para el estudio, se usa una hoja de cálculo en Microsoft Office Excel como herramienta para la realización de los cálculos y gráficos que son presentados en el presente trabajo.

**Figura 4.12 Captura de pantalla de programa para el cálculo de la Demanda Eléctrica.**



FUENTE: PROGRAMA "DESARROLLO DE TESIS"  
ELABORADO POR: ADRIÁN DE LA A Y LUIS ALVAREZ.

La figura 4.13, muestra claramente el valor de la demanda energética a través del tiempo, lo que permite reconocer aspectos que serán de gran importancia para encontrar una solución proponiendo antes diferentes alternativas al problema de satisfacer dicha demanda energética y estos son:

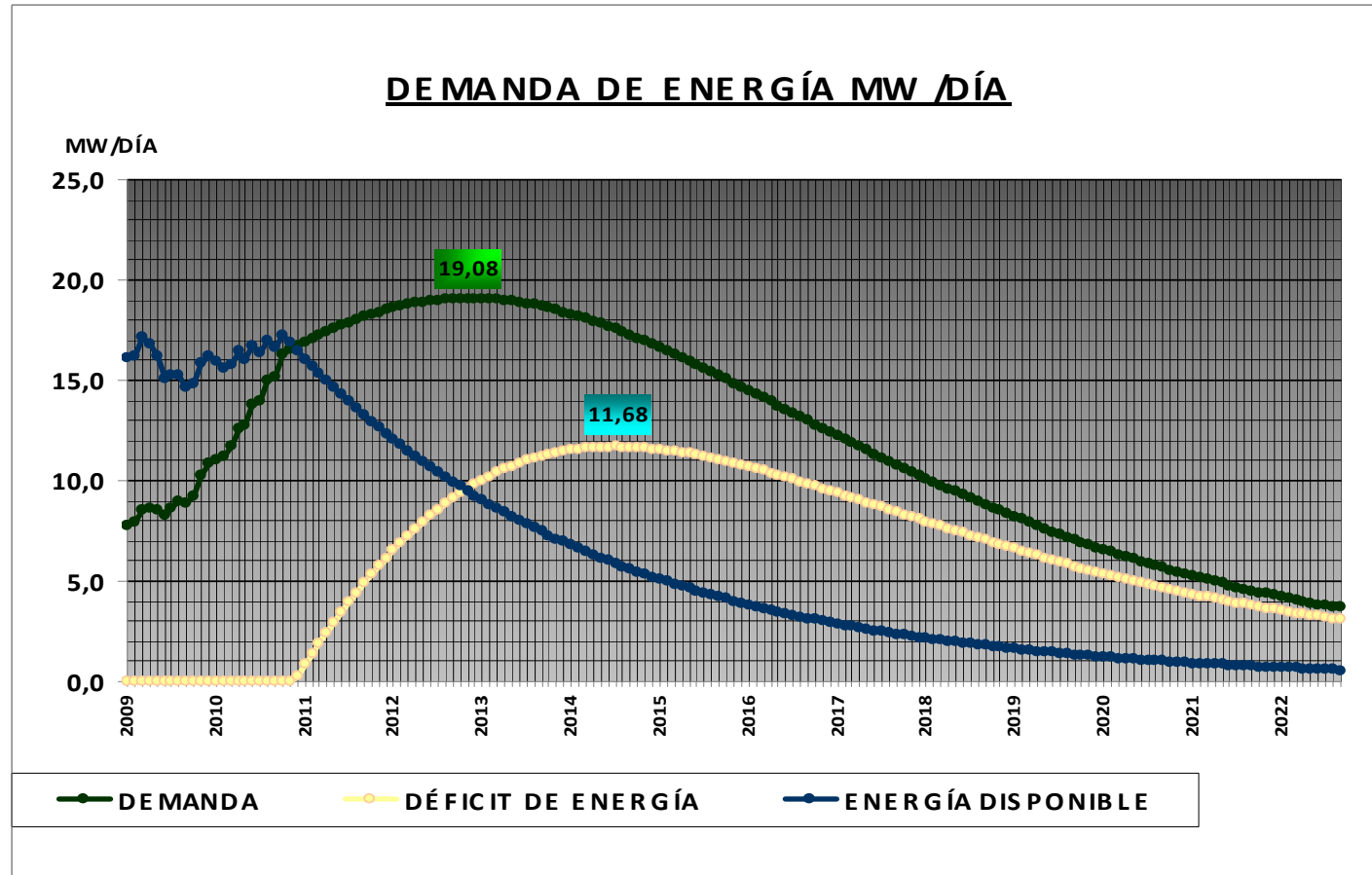
- A partir de Diciembre del 2010, el requerimiento de energía no se puede satisfacer solo con gas.
- El déficit máximo de energía ocurriría en julio y agosto de 2014 y es de alrededor de 11.68 MW.
- Hasta Diciembre del 2010 se quemaría gas en las teas porque a partir de esta fecha se usaría el 100% del gas producido para generación eléctrica.

En los capítulos 5 y 6 se realizará la EVTE y analizarán alternativas para satisfacer la demanda energética y cubrir el déficit de energía por la baja producción de gas.

Con la capacidad de generación a gas instalada actualmente en la PGE (12 MW/DÍA) y la demanda energética obtenida, es imposible que se genere con gas asociado como combustible la energía que el Bloque 18 requiere.

Para poder generar toda la energía necesaria en el tiempo de vida del Proyecto (año 2022), se deberá hacer una ampliación de capacidad de generación con gas de la PGE y conseguir el volumen de gas faltante que tenga similares características al producido por el Campo Palo Azul.

Figura 4.13 Demanda energética del Bloque 18 en el tiempo



#### 4.4.1.1 VOLUMENES ESTIMADOS DE GAS

El denominado *gas real* es el volumen de gas sin tomar en cuenta el CO<sub>2</sub>, se utiliza para el cálculo de la demanda de energía del Bloque 18 ya que el poder calórico del gas baja considerablemente por la presencia de CO<sub>2</sub>.

Para continuar con la tecnología disponible que nos brindan los equipos de generación con gas pobre se busca traer un gas que también contenga CO<sub>2</sub> y no se estimaría un tratamiento adicional, este volumen está estimado en aproximadamente 8 MMSCFD con los cuales se cubriría la demanda en el pico de la curva.

La figura 4.14 muestra los volúmenes de gas sin CO<sub>2</sub> que representan el 23% del total del gas pobre necesario, producido y faltante.

Tal como se explicó previamente, por tratarse de un volumen considerable de datos, los cálculos antes mencionados se los puede ver a detalle en el programa “DESARROLLO DE TESIS” (Programa Desarrollo de Tesis, 2010).

La figura 4.15 muestra los valores calculados anualmente de energía disponible, requerida y el déficit energético del Bloque 18, así como un indicativo del funcionamiento de la PGE únicamente con gas a la capacidad instalada actualmente (12 MW/DÍA) y en caso de una expansión a 18 MW/DÍA.



Figura 4.14 Gas sin CO<sub>2</sub> para el Escenario Base

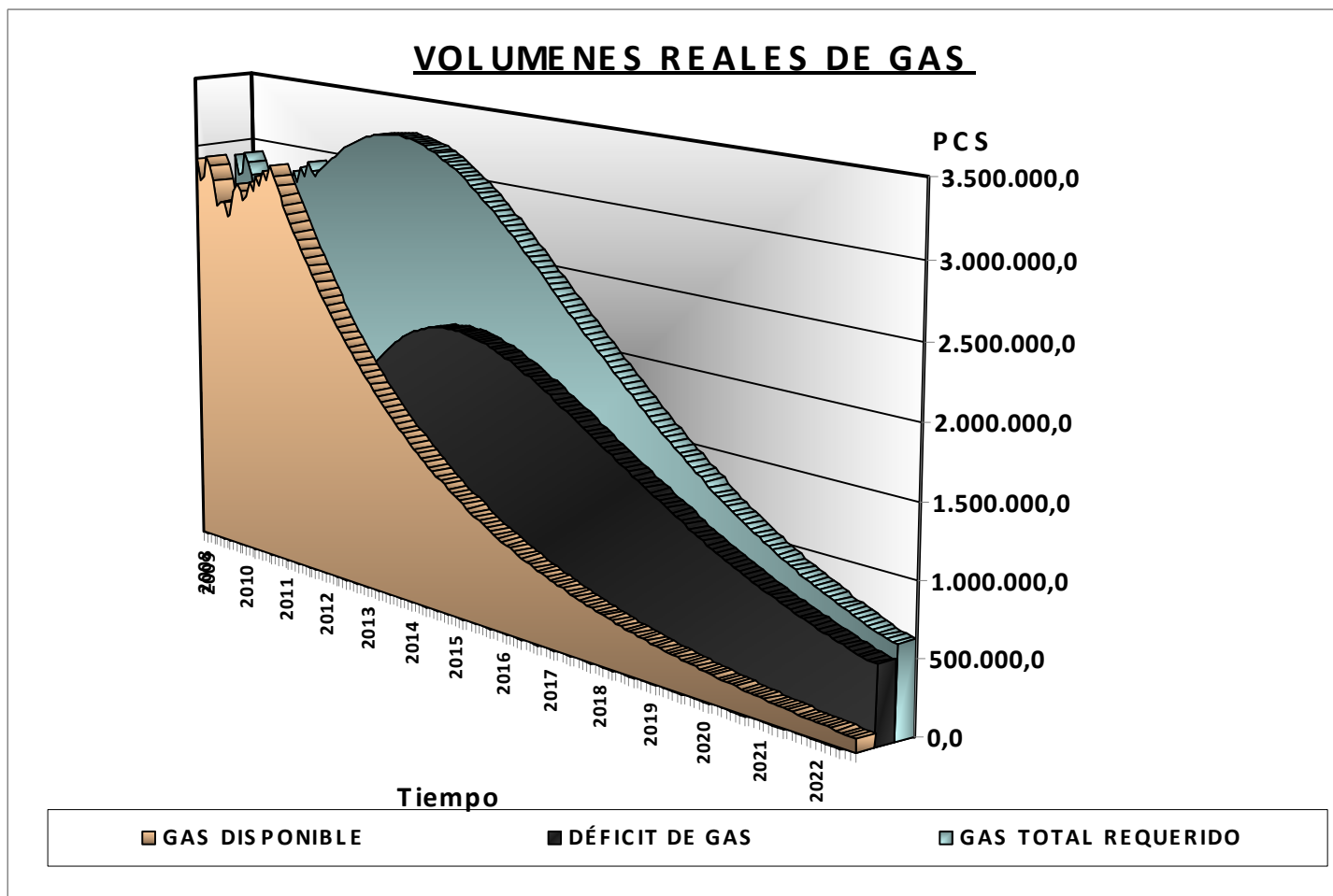


Figura 4.15 Valores calculados de energía anuales para el Escenario Base.



AÑO	Factor de planta sin ampliación	Factor planta con ampliación	Demanda de energía total al año				Energía producible al año con gas				Déficit de energía por año			
			KW-h	KW-h/Día	MW	MW/Día	KW-h	KW-h/Día	MW	MW/Día	KW-h	KW-h/Día	MW	MW/Día
2008	59,43%	39,62%	62.473.443,07	171.160,12	2.603,06	7,13	148.921.787,09	408.004,90	6.205,07	17,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2009	73,91%	49,27%	77.691.300,84	212.852,88	3.237,14	8,87	138.397.251,42	379.170,55	5.766,55	15,80	0,00	0,00	0,00	0,00
2010	115,97%	77,32%	121.912.628,61	334.007,20	5.079,69	13,92	143.874.449,17	394.176,57	5.994,77	16,42	187.712,95	514,28	7,82	0,02
2011	148,06%	98,71%	155.640.690,39	426.412,85	6.485,03	17,77	123.807.410,62	339.198,39	5.158,64	14,13	31.833.279,77	87.214,47	1.326,39	3,63
2012	158,15%	105,43%	166.248.210,15	455.474,55	6.927,01	18,98	93.085.592,30	255.029,02	3.878,57	10,63	73.162.617,86	200.445,53	3.048,44	8,35
2013	156,71%	104,47%	164.730.847,39	451.317,39	6.863,79	18,80	69.602.598,16	190.692,05	2.900,11	7,95	95.128.249,24	260.625,34	3.963,68	10,86
2014	146,57%	97,72%	154.079.150,38	422.134,66	6.419,96	17,59	52.207.865,59	143.035,25	2.175,33	5,96	101.871.284,79	279.099,41	4.244,64	11,63
2015	130,62%	87,08%	137.302.876,07	376.172,26	5.720,95	15,67	39.160.337,43	107.288,60	1.631,68	4,47	98.142.538,63	268.883,67	4.089,27	11,20
2016	112,44%	74,96%	118.195.666,36	323.823,74	4.924,82	13,49	29.443.013,03	80.665,79	1.226,79	3,36	88.752.653,33	243.157,95	3.698,03	10,13
2017	93,65%	62,43%	98.446.804,81	269.717,27	4.101,95	11,24	22.015.331,85	60.315,98	917,31	2,51	76.431.472,96	209.401,30	3.184,64	8,73
2018	76,75%	51,16%	80.674.884,38	221.027,08	3.361,45	9,21	16.513.370,43	45.242,11	688,06	1,89	64.161.513,95	175.784,97	2.673,40	7,32
2019	61,76%	41,17%	64.923.453,53	177.872,48	2.705,14	7,41	12.386.431,64	33.935,43	516,10	1,41	52.537.021,89	143.937,05	2.189,04	6,00
2020	49,54%	33,02%	52.072.645,37	142.664,78	2.169,69	5,94	9.312.837,73	25.514,62	388,03	1,06	42.759.807,63	117.150,16	1.781,66	4,88
2021	39,54%	26,36%	41.561.760,52	113.867,84	1.731,74	4,74	6.963.458,97	19.077,97	290,14	0,79	34.598.301,55	94.789,87	1.441,60	3,95
2022	24,40%	16,27%	25.653.405,58	70.283,30	1.068,89	2,93	4.044.698,97	11.081,37	168,53	0,46	21.608.706,61	59.201,94	900,36	2,47

FUENTE: PROGRAMA "DESARROLLO DE TESIS"  
ELABORADO POR: ADRIÁN DE LA A Y LUIS ALVAREZ.

## **CAPITULO 5**

### **5.1. INTRODUCCIÓN**

En este capítulo se plantean y analizan diferentes alternativas técnicas para cubrir la demanda energética que se presentó en el capítulo 4, tomando como base dos tipos de combustibles, gas y crudo.

Se analizan cuales son las bondades de cada combustible y las posibilidades de la obtención de un gas de similares características de campos aledaños al Bloque 18 a lo largo de la vida útil del proyecto, priorizando el uso del gas como combustible en lugar de crudo u otro combustible fósil.

### **5.2. ESTUDIO TÉCNICO DE LAS PROPUESTAS PARA CUBRIR DEMANDA ENERGÉTICA DEL BLOQUE 18**

Para poder cubrir la demanda energética del Bloque 18 se presentan dos alternativas:

- Generación usando crudo como combustible.
- Generación usando gas como combustible.

#### **5.2.1. ALTERNATIVA DE GENERACIÓN CON CRUDO**

Actualmente el Bloque 18 cuenta con un sistema de generación con crudo que es usado como sistema de respaldo al sistema instalado de generación a gas. Este sistema se describió en el capítulo 4.

En función del pronóstico de energía, claramente se nota que el déficit máximo se da en agosto del 2014 y será de 11.68 MW por día, valor que para ser cubierto necesita de 3 motores a combustión de 5.38 MW, similares a los existentes en la PGE trabajando al mismo tiempo.

De acuerdo a los reportes de generación, se tiene un factor promedio de eficiencia del motor de combustión interna de 771.94 KW-h/bl. Con este valor y el

déficit energético en unidades consistentes se calcula el volumen de crudo a quemar para satisfacer el déficit. De acuerdo a la siguiente ecuación:

$$V_c = \frac{D_e}{771.94} \quad \text{Ec. 5.1}$$


Donde:

$V_c$ : es el volumen de crudo a quemar en motores de combustión [BPD]

$D_e$ : es el déficit de energía en un día [KW-h]

Los resultados se presentan a continuación en la figura 5.1.

**Figura 5.1 Consumo y Costo de Crudo por año**



AÑO	Gas real necesario para cubrir demanda	Déficit real de gas	Barriles equivalentes de petróleo	Consumo de Crudo	Costo	Costo combustible
	MMPCS	MMPCS	BEP	(BPPA)	USD/BL	(US\$)
2008	0,00	0,00	0,00	0,00	64,66	0,00
2009	0,00	32,31	0,00	0,00	64,66	0,00
2010	1,33	33,62	235,51	233,78	64,66	15.116,43
2011	226,02	36,32	39.939,26	39.646,12	64,66	2.563.518,22
2012	519,45	36,70	91.792,65	91.118,92	64,66	5.891.749,31
2013	675,41	36,45	119.351,58	118.475,58	64,66	7.660.630,71
2014	723,29	35,97	127.811,65	126.873,55	64,66	8.203.644,02
2015	696,81	32,06	123.133,42	122.229,66	64,66	7.903.369,94
2016	630,14	27,52	111.352,51	110.535,22	64,66	7.147.207,13
2017	542,66	22,99	95.893,88	95.190,05	64,66	6.154.988,59
2018	455,55	18,84	80.499,51	79.908,67	64,66	5.166.894,88
2019	373,01	15,16	65.914,98	65.431,18	64,66	4.230.780,30
2020	303,59	12,12	53.648,11	53.254,35	64,66	3.443.426,09
2021	245,65	9,71	43.408,37	43.089,76	64,66	2.786.184,06
2022	153,42	6,01	27.111,12	26.912,13	64,66	1.740.138,42
			<b>Total</b>	<b>972.898,98</b>		<b>62.907.648,11</b>

FUENTE: PROGRAMA “DESARROLLO DE TESIS”  
ELABORADO POR: ADRIÁN DE LA A Y LUIS ALVAREZ.

### **5.2.2. ALTERNATIVA DE GENERACIÓN CON GAS**

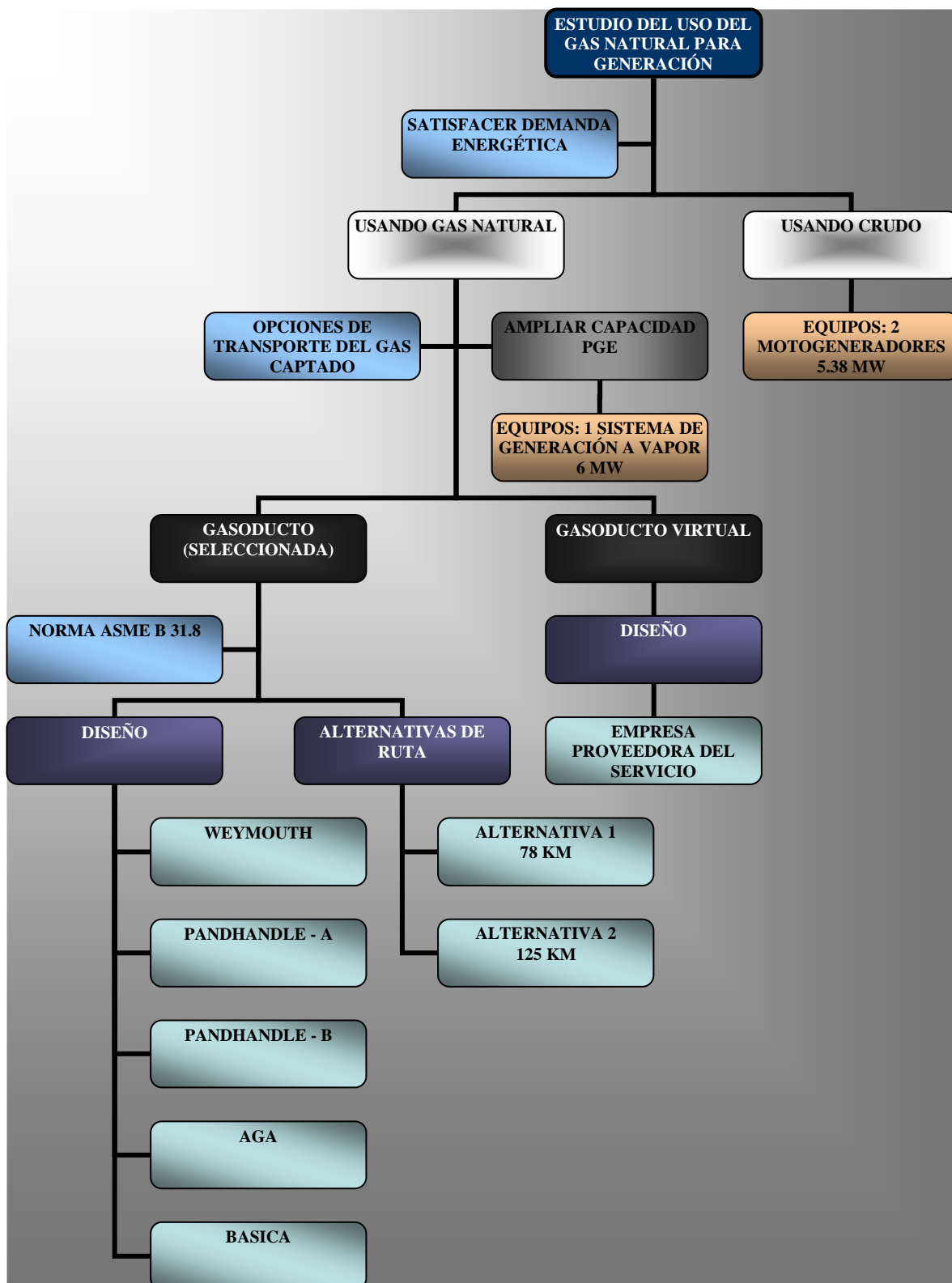
Se determinó que el gas del Campo Bermejo sería el más aconsejado para generación eléctrica, por tener similares características al gas producido en el Campo Palo Azul que lo definen como un gas pobre y podría ser quemado en los equipos existentes en la CPF del Campo Palo Azul. La producción en Bermejo es de alrededor de 13 MMSCFD de los cuales queda disponible para una posible venta 8 MMSCFD ya que los 6 MMSCFD los utiliza la empresa operadora de Bermejo para cubrir sus propias necesidades.

Para cubrir la demanda del Bloque 18 energética en su nivel máximo de déficit este volumen disponible de 8 MMSCFD del Campo Bermejo es suficiente, para lo cual se requiere de un grupo de generación a vapor de 6 MW adicional, de similares características a los existentes en la PGE. Considerando los equipos de respaldo también se requiere de un motor de combustión de 5.38 MW de capacidad de generación a crudo.

### **5.2.3. ÁRBOL JERARQUICO DEL PROYECTO**

En la figura 5.2 se puede observar el árbol jerárquico del proyecto, partiendo de las dos opciones de combustible para generación de energía, luego se definen los equipos ha ser utilizados, el medio de transporte y alternativas de ruta del gasoducto en caso de captar gas y algunas bases de diseño para su evaluación técnica.

**FIGURA 5.2** Árbol jerárquico del proyecto



ELABORADO POR: ADRIAN DE LA A Y LUIS ALVAREZ

## **5.2.4 SISTEMAS DE TRANSPORTE PARA EL GAS CAPTADO**

Para transportar el gas desde el Campo Bermejo se plantean dos posibilidades:

### **5.2.4.1 Sistema de Gasoducto Virtual**

Como parte de las alternativas sugeridas para cubrir el déficit de gas del Bloque 18, se propone un sistema de gasoducto virtual (GALILEO, 2010), mediante el cual se transporta desde las empresas proveedoras de gas hasta la CPF Palo Azul.

Este sistema de transporte de gas es usado actualmente en muchos países en donde la construcción de un gasoducto no ha sido posible por los impactos ambientales o por algún otro motivo. Si la distancia a recorrer y el volumen a transportar no son demasiado grandes, este tipo de sistema, en teoría, es el más recomendable.

Se trata de transportar el gas en estado gaseoso desde el punto de explotación hasta el punto donde el gas será usado, la cantidad de energía que este gas pueda aportar por unidad de volumen, es decir el poder calórico del mismo será la variable determinante en cuanto al número de unidades de transporte que se usarán. Es importante acotar que existen otros métodos también para el transporte de gas, como es el transporte de gas natural licuado, que generalmente se usa para transporte de grandes volúmenes de gas por vía marítima y requiere montar una gran infraestructura para la carga y descarga del mismo.

Los principales elementos en el sistema de gas natural comprimido son los siguientes:

- Las unidades de compresión.
- Las unidades de transporte y almacenamiento.

- Las unidades de descompresión.

#### *5.2.4.1.1 Unidades de compresión:*

Son las encargadas de comprimir el gas captado, estas estaciones se pueden instalar, en este caso, en la línea que lleva el gas hasta las tejas de la empresa proveedora de gas. Estas unidades comprimen el gas a una presión máxima de 3600 psig en recipientes especialmente diseñados para este fin.

Una unidad compresora de gas natural para gasoducto virtual estándar consta de los siguientes elementos:

- Filtro de entrada, evita la entrada de sólidos al sistema
- Tanque pulmón, ayuda al enfriamiento, por lo tanto a la separación del condensado y amortigua las pulsaciones del compresor, es decir la intermitencia del mismo.
- Unidad de medición, para conocer la cantidad de gas que entra al compresor.
- Unidad de refrigeración, desciende la temperatura del gas para producir la condensación de ciertos compuestos en el gas.
- Recuperación de condensados.
- Válvulas de cierre.
- Unidad de despresurizado.
- Sistema eléctrico.
- Unidad compresora con motor.
- Tablero de control eléctrico.
- Sistema contra incendios.

#### *5.2.4.1.2 Unidades de transporte y almacenamiento:*

Las unidades de transporte llevan el gas ya comprimido desde las unidades de compresión hasta las unidades de descompresión. Para esto se utilizan camiones de diferentes capacidades de carga. Este medio de transporte es lo que aumenta el riesgo en la operación del sistema.



Se debe tomar en cuenta que las vías de acceso al CPF Palo Azul, son vías de tercer orden, donde continuamente hay caídas de árboles debido a la edad de los mismos y con muchos tramos considerados de peligro como son los puentes.

Para el almacenamiento se utilizan módulos ó camiones con acoples que llevan un vessel. Sea cual sea el tipo de almacenamiento, es importante recalcar el sistema de seguridad que este debe tener, como es la válvula de alivio que en la mayoría de los casos se usa una válvula de alivio de presión, de modo que si excede la presión para la que está diseñada, se abre la válvula hasta conseguir bajar el exceso de presión.

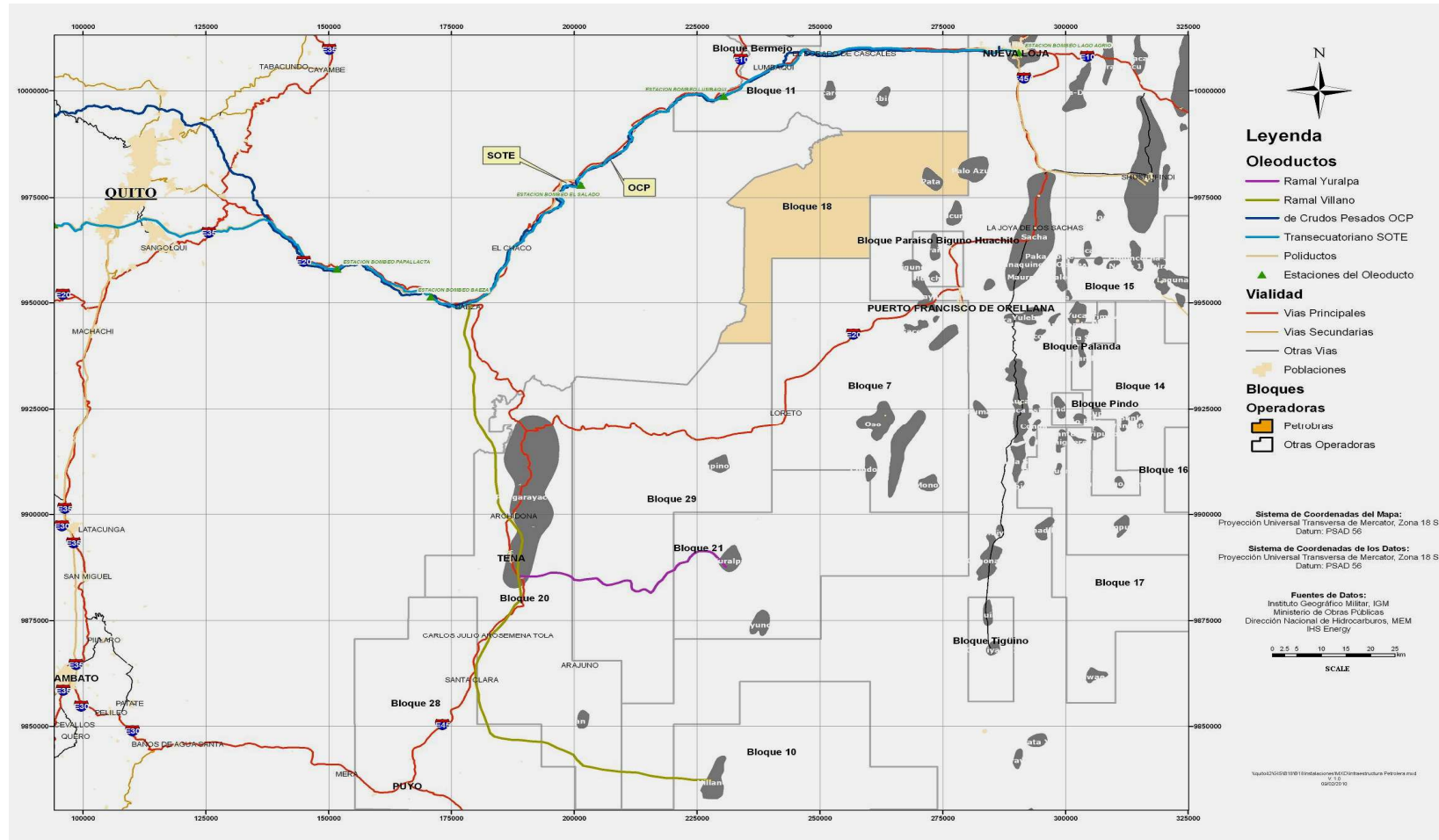
#### *5.2.4.1.3 Unidades de descompresión:*

Para la descompresión se utilizan válvulas para bajar la presión, esta se lleva a un valor que sea menos peligroso, después de bajar la presión se colocan válvulas que regulen el flujo, con este juego de válvulas se maneja las variables del sistema de descompresión.

#### *5.2.4.1.4 Razones para descartar un Sistema de Gasoducto Virtual:*

- Cada camión carga como máximo 211 MPCS, lo que resulta en un máximo de 48 camiones por día que deberían entrar al Bloque 18 en el pico del déficit de energía, asumiendo que el gas transportado tiene el mismo poder calórico que el gas asociado a la producción de Palo Azul.
- El tramo a movilizarse es considerable y con las normas que rigen a la empresa para el transporte de este tipo de camiones, el tiempo estimado de camino es de 5 horas.
- El sistema resulta sumamente riesgoso debido a que los camiones transportan material altamente explosivo por carreteras de tercer orden.
- Se considera posibles paralizaciones de la comunidad que al no permitir el paso de los camiones resultarían en una para de producción.

Figura 5.3 Mapa catastral petrolero



FUENTE: SISTEMA GIS ETLC

El mapa (Figura 5.3) indica la ubicación del Bloque 18 y los campos aledaños al Bloque, empresas operadoras que para este estudio son potenciales proveedores de gas natural.

Con la finalidad de que el trabajo realizado tenga la máxima utilidad posible para la empresa, se organiza reuniones con representantes de las empresas aledañas al Bloque 18 para de esta manera conseguir la información necesaria para el dimensionamiento de un sistema de transporte de gas mediante un ducto desde la empresa proveedora hasta el CPF Palo Azul.

Después de un análisis de las propuestas antes descritas, se decide tomar, como mejor opción la captación de gas de campos aledaños al Bloque 18, y transportar el gas captado mediante un gasoducto hasta la CPF Palo Azul.

#### **5.2.4.2 Gasoducto**

La legislación ecuatoriana, en su proyecto de “Ley de Hidrocarburos” (Ley de Hidrocarburos Art. 62) ya no permitirá que el gas asociado a la producción de petróleo sea quemado o venteado, sino que obliga a que las empresas operadoras usen este recurso al máximo posible. Es importante recalcar que ciertas empresas producen grandes volúmenes de gas y no poseen la infraestructura para el manejo del mismo, lo que es una fortaleza para el proyecto.

El gasoducto es el sistema considerado como el mejor en este caso para el proyecto de Captación de gas, por lo que es indispensable tomar en cuenta algunos factores que están involucrados directamente en su diseño y costo.

#### **5.2.4.3 Razones para escoger un Gasoducto**

- Los gasoductos son sistemas de transporte de gas utilizados mundialmente con gran éxito. Lo que da confiabilidad al sistema.

- Existen normas que aportan al diseño de este tipo de sistemas de transporte como la ASME B31.8, que resultan muy útiles para el dimensionamiento del mismo.
- Las distancias probables del sistema son cortas, pero los volúmenes a transportarse son grandes.
- La intervención humana en la operación de transporte de gas por medio de este sistema es menor en comparación al gasoducto virtual.

#### 5.2.4.4 Parámetros del Transporte de Gas Natural a Través de Gasoductos

A continuación se presentan las expresiones necesarias para determinar un estimado grueso de los costos asociados de construcción de un sistema de transporte de gas natural. También se presentan expresiones que representan el flujo de gas en ductos, la potencia de compresión, etc.

Al diseñar sistemas de transporte de Gas Natural se necesita definir los términos de:

***Volumen transportado, Capacidad y Factor de utilización.*** (En forma análoga a los conceptos de Energía y Potencia en el sector eléctrico)

***Volumen transportado o utilización:*** es el volumen de gas transportado en cierto intervalo de tiempo, por ejemplo día, mes o año, en este caso, la unidad de medida es MMPCS.

***Capacidad:*** es la aptitud o capacidad para transportar un cierto volumen en la unidad de tiempo. La unidad debería ser  $m^3/\text{segundo}$ , pero en la industria se ha impuesto el MMPCSD creando confusión entre los conceptos de volumen transportado y capacidad. Al expresarlo en MMPCSD se debe asumir que la capacidad es constante en el tiempo. En la práctica el volumen acumulado en las líneas de alta presión, entre condiciones extremas de operación, genera un stock o line pack, que admite cierta flexibilización en la utilización horaria de la capacidad.

**Factor de utilización:** es la relación entre el volumen efectivamente transportado y el volumen que se hubiera transportado si el gasoducto hubiera operado a plena capacidad.

#### **5.2.4.5 Factores Influyentes en el Transporte de Gas en Tuberías**

##### *5.2.4.5.1 Presión*

Esta variable es la que hace posible el flujo de gas por medio de tuberías. Se ha demostrado que ciertos valores de presión en los gases pueden afectar su viscosidad de tal forma que dificulte el movimiento de este fluido en el gasoducto. Este fenómeno se produce debido a que a mayor presión, las moléculas del gas estarán más unidas lo que en la práctica ofrece mayor resistencia al movimiento de los fluidos. Es recomendable controlar la presión de tal manera que no se produzcan estallidos en la tubería, esto se logra con un correcto dimensionamiento de la presión de operación, además de escoger el espesor de tubería y la clase de acero adecuados.

##### *5.2.4.5.2 Temperatura:*

La temperatura es una de las variables más importantes ya que se conoce que afecta de manera diferente a los fluidos gaseosos que a los fluidos líquidos, por ejemplo cuando aumenta la temperatura, la viscosidad del gas también aumenta. Si la temperatura es más baja que la temperatura de rocío del gas, entonces existe condensación. Es por eso que se debe tener una temperatura que no sea ni tan alta, que impida el correcto desplazamiento del gas por aumento de la viscosidad de este, ni tan baja, que permita la condensación.

Esta variable es la más difícil de controlar en sistemas de transporte de gas que están expuestos al medio ambiente. Los continuos cambios climáticos a los que están expuestas las líneas de flujo en la Amazonía ecuatoriana hacen que ésta variable resulte imposible de controlar, con las consecuencias de continuos cambios

en ciertas propiedades del fluido transportado, los cuales son en algunos casos indeseables para la operación del sistema.

#### *5.2.4.5.3 Contenido de hidrocarburos:*

El gas que se produce junto con el petróleo, es un gas que posee moléculas de líquido, por lo que es necesario deshidratar lo máximo posible al gas antes de ser transportado para de esta manera evitar el taponamiento de tubería debido a la formación de hidratos en la misma.

#### *5.2.4.5.4 Compresibilidad del gas:*

Es importante cuando el gas se va a transportar distancias grandes, debido a que no es recomendable proporcionarle mucha presión al gas, sino más bien instalar un número de compresores en serie a lo largo de la tubería, por lo general son 3.

### **5.2.4.6 Procesos que Influyen en el Transporte de Gas**

#### *5.2.4.6.1 Formación de hidratos:*

Los hidratos son cristales que se forman debido a la reacción entre el agua que es parte generalmente de la corriente de gas, que se condensa y los hidrocarburos más volátiles. La composición de los hidratos es aproximadamente 90% agua y 10% hidrocarburos. Estos hidratos suelen producir problemas serios de taponamiento o reducción del espacio disponible para el transporte de gas.

La formación de hidratos depende fundamentalmente de tres factores que son: Composición del gas, temperatura de operación, presión de operación. Para evitar la formación de hidratos se realiza procedimientos para deshidratar el gas, además de mantener una presión y temperatura adecuadas en el sistema. La presión y temperatura de operación se calculan tomando en cuenta la presión y temperatura de rocío del gas que se transporta.

A cada presión de operación le corresponde una temperatura mínima de funcionamiento ideal del sistema. Con temperaturas por debajo de la mínima la tendencia a formación de hidratos será mayor.

#### *5.2.4.6.2 Corrosión:*

Dependiendo de la composición del gas, los niveles de desgaste de la tubería de transporte van a cambiar, agentes tales como: Sulfuro de hidrógeno ( $H_2S$ ), Dióxido de carbono ( $CO_2$ ), Sulfuro de carbonilo ( $COS$ ), Disulfuro de carbono ( $CS_2$ ), Mercaptanos ( $RSH$ ) y Agua ( $H_2O$ ). Estos agentes son considerados corrosivos, por lo tanto se recomienda un análisis cromatográfico del gas a ser transportado para en función de los resultados se puede realizar procesos de endulzamiento o de deshidratación para disminuir los efectos de estos entes corrosivos en el sistema y alargar la vida útil del sistema de transporte diseñado.

Además del tratamiento que se le puede dar al gas antes de ser transportado, es importante la instalación de un sistema de control de corrosión de acuerdo a las normas vigentes. Principalmente el control de corrosión de la tubería se recomienda hacerlo de la siguiente manera:

- Aplicación de recubrimientos internos y externos de tuberías, se basa en el hecho de que si la tubería esta protegida del medio ambiente, disminuiría notablemente la corrosión.
- Diseño de un sistema de protección catódica la cual incluye el uso de electricidad con ánodos de sacrificio.

#### *5.2.4.6.3 Condensación de gases en el gasoducto:*

La condensación se produce cuando los elementos de mayor peso molecular del gas alcanzan su temperatura de rocío por lo que estos elementos se condensan, lo que produce depositación de los mismos en ciertos tramos de la tubería con la consecuencia de la disminución del espacio efectivo para el transporte de gas, así se

producen pérdidas significativas de presión en estos lugares con la disminución de caudal de gas y baja en la eficiencia de transmisión del mismo.

Otro efecto importante producido por los condensados es que afecta a los instrumentos de medición, produciendo un valor irreal a la variable que mide que puede provocar incluso el daño del equipo de medición.

Por tal motivo este sistema de transporte del gas asume que el gas pasa por un proceso que garantice la mayor deshidratación posible del gas, retire la mayor cantidad de condensados y trate de evitar la formación de estos antes de su ingreso al mismo.

#### **5.2.4.7 Consideraciones del Gas a ser Transportado por el Sistema**

Los cálculos de diseño para las líneas de transporte de gas natural se hicieron considerando que el gas natural a ser transportado es completamente seco, es decir, que el gas antes de entrar al sistema debe pasar por un sistema de deshidratación además de poseer la menor cantidad de contaminantes, esto, por los siguientes motivos:

- Las ecuaciones ha ser usadas para el dimensionamiento de la tubería se usan para gas (flujo monofásico), no existe condensación.
- Se utilizan normas de apoyo que sirvieron de guía para el desarrollo del estudio como la ASME B31.8 *Gas Transmission and Distribution Piping Systems*.
- Ciertos compuestos del gas como  $H_2S$  y  $CO_2$  al reaccionar con el agua forman compuestos que aceleran la corrosión de la tubería.
- El vapor de agua aumenta el volumen del gas y disminuye su poder calórico, por lo que disminuye la capacidad de la línea.



#### **5.2.4.8 Propiedades del Gas Natural producido por Empresas Aledañas al Bloque 18**

Para la construcción de un gasoducto desde el campo Bermejo que ceda el gas natural hasta el CPF del Bloque 18 se debe conocer ciertos parámetros físico-químicos del gas, así como la distancia a recorrer por el sistema de tuberías. Los datos serán entregados por la empresa operadora aledaña al Bloque 18. Los principales datos proporcionados son:

- *Cromatografía del gas*, este parámetro permite conocer los componentes que posee el gas natural con el fin de plantear un sistema de tratamiento del mismo si fuese necesario.
- *Poder calorífico del gas*, permite conocer el volumen de gas que se debe quemar para satisfacer la demanda energética.
- *Pronóstico del gas quemado o venteado*, de esta manera se sabe por cuanto tiempo se captará el gas de la empresa proveedora para la realización de un análisis económico por ese intervalo de tiempo.

Esta información es certificada por las empresas aledañas al Bloque 18 y es la que sirve como base para los cálculos realizados.

##### **5.2.4.8.1 GAS DEL CAMPO BERMEJO**

Este campo produce cerca de 13.5 MMPCSD a febrero del 2010, de los cuales según lo expuesto por representantes de la empresa en la reunión sostenida, solo 3 MMPCSD se estarían aprovechando para generación y proyectos de inyección de gas para recuperación mejorada que la compañía tiene.

Los análisis cromatográficos del gas producido por cada pozo productor fueron entregados por la empresa operadora del campo Bermejo, por lo que fue necesario el cálculo de una cromatografía promedio de la mezcla gaseosa final, la cual se encuentra detallada en la hoja electrónica del anexo 3.

Para realizar este cálculo se multiplica la fracción molar de cada componente por la producción del mismo para así obtener un número de moles totales de cada elemento en la mezcla. Realizando este procedimiento para cada elemento, se podrá de esta manera obtener los moles totales de la mezcla, cada valor parcial de moles es dividido para las moles finales y de esta manera se obtiene la nueva fracción molar de la mezcla de gas. El cálculo para el número de moles de cada elemento se realizó con la ecuación 5.2:

$$n_t = \sum_{i=1}^t n_i \cdot v_i \quad \text{Ec. 5.2}$$

Donde:

$n_t$ = número de moles totales del elemento

$n_i$ = fracción molar del elemento i

$v_i$ = caudal del pozo i [PCSD]

Los resultados del cálculo se detallan en la tabla 5.1 donde se tiene el resultado de la cromatografía final de la mezcla gaseosa.

Tabla 5.1 Cromatografía del gas producido en el Campo Bermejo

## CROMATOGRAFÍA DE LA MEZCLA GASEOSA

Componente	% Peso	% Moles
Nitrógeno	1,466414	1,75195
Metano	14,15559	28,56532
CO2	65,8466	53,86911
Etano	4,720375	5,192749
H2S	0,002627	0,003349
Agua	1,321661	2,483056
Propano	6,058723	4,613002
Iso-Butano	1,201464	0,707235
N-Butano	2,902521	1,711323
Iso-Pentano	0,927501	0,446588
N-Pentano	1,000036	0,482539
Pentanos	0,09635	0,049301
Hexanos	0,142801	0,060573
Heptanos	0,157334	0,063904

PM mezcla	35,05335	
Densidad relativa de la mezcla	1,210406	
PC [BTU/ft3]	628,3314	Fracciones molares
PC [BTU/ft3]	616,0575	Enviroment Manual
Z del gas	0,84	A 330 psi y 560 R

FUENTE: OPERADORA CAMPO BERMEJO

Es importante acotar que la norma ASME B31.8 cita que si la presión parcial de H<sub>2</sub>S en el gas a ser transportado es mayor que 0.05 el gas es considerado como gas amargo. Para categorizar el gas en base a la norma se realiza el cálculo de la presión parcial del H<sub>2</sub>S con la ecuación 5.3.

$$P_{H_2S} = n_{H_2S} \cdot 65 \text{ psi} \quad \text{Ec. 5.3}$$

Donde:

P<sub>H<sub>2</sub>S</sub>: es la presión parcial del H<sub>2</sub>S

n<sub>H<sub>2</sub>S</sub>: fracción molar de H<sub>2</sub>S

Reemplazando los valores en la ecuación 5.3, se tiene:

$$P_{H_2S} = 0.2177 \text{ psi}$$

El cálculo realizado da una presión parcial de H<sub>2</sub>S mayor a 0.05 psi lo que según la norma ASME B31.8 nos pide considerar el gas a transportar como un gas ácido.

El poder calórico del gas final se calculó en base a dos criterios diferentes. El primero es en función del poder calorífico de cada elemento que luego de ser multiplicado por la fracción molar del mismo en la composición del gas daba un poder calórico parcial, la suma de los poderes calóricos parciales da un poder calórico total.

$$PC_T = \sum_{j=1}^m \left( \sum_{i=1}^m PC_i \cdot n_i \right) \quad \text{Ec. 5.4}$$

Donde:

PC<sub>T</sub>: poder calórico de la mezcla gaseosa [BTU/ft<sup>3</sup>]

PC<sub>i</sub>: poder calórico de cada compuesto [BTU/ft<sup>3</sup>]

n<sub>i</sub>: fracción molar del elemento

Para comprobar este cálculo, se realiza otro, para obtener el poder calorífico final del gas basado en el Environmental Manual, donde se presenta una fórmula para el cálculo de los poderes calóricos de las mezclas gaseosas con un error de ±3%. El cálculo se realiza de la siguiente manera:

$$PC = 127.45 \cdot H_2 + 39.819 \cdot CH_4 + 70.293 \cdot C_2H_6 + 63.429 \cdot C_2H_4 + 58.473 \cdot C_2H_2 + 101.234 \cdot C_3H_8 + 93.576 \cdot C_3H_6 + 134.128 \cdot C_4H_{10} + 133.256 \cdot C_4H_8 + 125.919 \cdot C_4H_6 + 12.633 \cdot CO + 123.394 \cdot H_2S$$

Ec. 5.5

Donde:

PC: poder calórico de la mezcla [MJ/m<sup>3</sup>]

Los resultados de cálculo se muestran en la tabla 5.1.

### 5.2.5 DIMENSIONAMIENTO DEL GASODUCTO

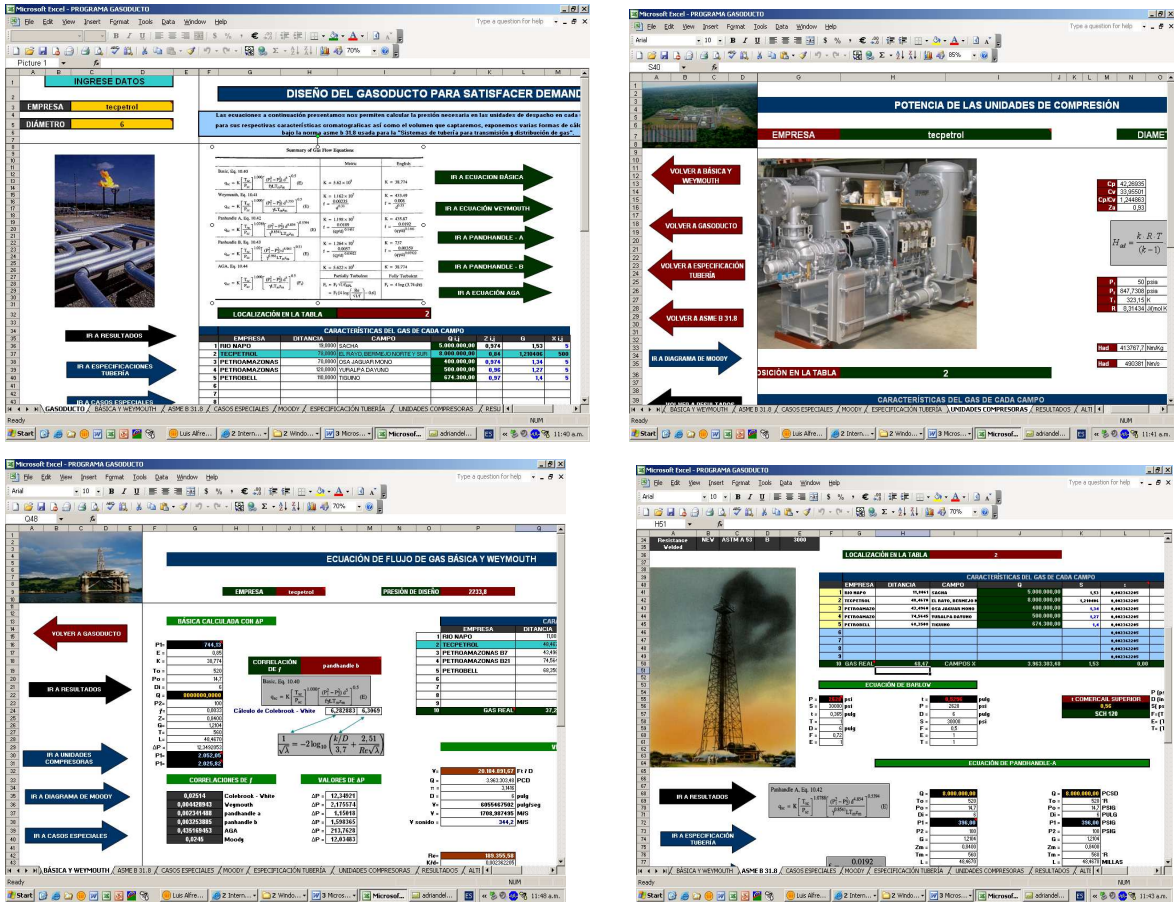
Para el dimensionamiento del gasoducto (ASME B31.8, 2007) como sistema de transporte de los fluidos, se tomaron en cuenta varias consideraciones, las principales son:

- El sistema de flujo es estable, esto quiere decir que las variables que intervienen en el flujo (densidad, temperatura, etc. del gas) no cambian con el tiempo, o que, si cambian, la variación es tan pequeña que se puede despreciar.
- No se intercambia calor con el medio externo.
- Flujo monofásico (solo gas).
- Ningún trabajo externo es realizado sobre el sistema.

El gasoducto será diseñado tomando en cuenta las normas vigentes como la ASME B31.8 para el diseño del gasoducto como tal y la API 5L para la tubería. Con la finalidad de que el trabajo realizado sirva de base para continuar con las siguientes etapas del proyecto, se hará consideraciones de las rutas probables del gasoducto, así como la carga de operación y la topografía de las rutas.

Se diseña también el espesor de la tubería tomando en cuenta la norma antes mencionada de acuerdo a los esfuerzos tangenciales y tres factores de seguridad.

Figura 5.4 Captura de Pantallas del Programa para Diseñar el Gasoducto



FUENTE: PROGRAMA “DISEÑO DE GASODUCTO”  
 ELABORADO POR: ADRIAN DE LA A Y LUIS ALVAREZ

### 5.2.5.1 Planteamientos Iniciales de Diseño

#### 5.2.5.1.1 Caudal

El caudal con el que se diseña el gasoducto es el que esta dado por la capacidad calorífica del gas a transportar, por lo que se podría definir como MWD (megavatio día) o MMPCSD (millones de pies cúbicos estándar día). El volumen a transportar no es un volumen fijo, sino más bien variable con el tiempo, empezando en un valor bajo, hasta encontrar un pico años más tarde, justo cuando se encuentre el pico de

déficit de energía. Para fines de diseño el caudal será tomado como el valor máximo de caudal a lo largo de la vida útil del proyecto.

#### *5.2.5.1.2 Presión*

La presión máxima a la que operaría el gasoducto, según los cálculos realizados es menor que 900 psia, sin embargo, todos los materiales involucrados en el sistema se han diseñado para manejar presiones mayores.

#### *5.2.5.1.3 Longitud*

La longitud con la que se realiza el diseño del gasoducto, es la se considera como la mejor desde el punto de vista de la ruta de la línea, por topografía, probabilidad de conflicto con las comunidades, etc. Esta distancia calculada en mapas es de 78 Km.

#### *5.2.5.1.4 Temperatura*

Para fines de cálculo se toma el valor de una temperatura promedio anual de la zona por donde pasará el gasoducto. Debido a que dentro de las asunciones, tenemos flujo isotérmico, la temperatura se tomará como se planteó inicialmente.

#### *5.2.5.1.5 Factor de Diseño*

Según la norma, cada sección del gasoducto será caracterizada por la ubicación, la clase y el tipo de construcción del gasoducto. Estas variables se definen durante la ingeniería de detalle del proyecto.

*La base para evaluar la clasificación de ubicación está relacionada con el número de edificios dentro de un corredor de 400 m de ancho, medido desde la línea central del derecho de vía del gasoducto. El Factor de Diseño se determino a partir de las tabulaciones que se encuentran en la 841.114 de ASME B31.8.*

#### *5.2.5.1.6 Especificación del Material de Tubería*

La tubería será escogida en base a la norma API 5L.

#### *5.2.5.1.7 Diámetro del Ducto*

Dado que el diámetro del ducto es un factor que influye directamente en el costo del mismo, se propone usar el menor diámetro posible, aunque esto signifique un aumento en las caídas de presión. El diámetro sugerido es de 6”.

#### 5.2.5.1.8 *Espesor de la Pared*

El espesor nominal de la pared del tubo se calcula según la norma ASME B31.8, cláusula 841.1 por lo que el espesor se calcula según la fórmula siguiente:

$$t = \frac{P \cdot D}{2 \cdot S \cdot F \cdot E \cdot T} \quad \text{Ec. 5.6}$$

Donde:

t: es el diámetro nominal calculado para línea regular clase 2 [in]

P: presión máxima de diseño [kPa]

D: diámetro exterior de la tubería [cm]

F: factor de diseño en base al número de pobladores

S: resistencia mínima a la cadencia [kPa]

E: factor de junta longitudinal

T: factor de corrección por temperatura



## 5.2.6 PARÁMETROS UTILIZADOS PARA DETERMINACIÓN DEL MODELO HIDRÁULICO

**Tabla 5. 2 Parámetros de diseño del ducto**

PARÁMETRO	VALOR	UNIDADES
Longitud	78	Km
Ecuación de flujo utilizada	WEYMOTH DIF. NIVEL POR TRAMOS	--
Eficiencia	85	%
Poder calórico del gas	628	BTU/ft <sup>3</sup>
Temperatura Prom. del Sistema	100	°F
Caudal diario a transportar	8 MM	SCFD
Presión de llegada del gas a PGE	100	Psia
Diametro del Ducto	6	pulg
Presión de despacho desde Bermejo	720	Psia
Numero de tramos	6	--
Z gas de Campo Bermejo	0.88	--
Gravedad específica del gas	1.21	--
Porcentaje de CO2	53.86	Moles

ELABORADO POR: ADRIAN DE LA A Y LUIS ALVAREZ

### 5.2.6.1 Carga Ambiental

Por factores ambientales, se sugiere que la línea del gasoducto sea una línea enterrada, para poder realizar la reforestación del área sobre la línea.

### 5.2.6.2 Cruces del Gasoducto

Según los mapas otorgados por los operadores del sistema GIS, Cruce de puentes, carreteras, ríos, etc.

### 5.2.6.3 Secciones de Ducto

Las especificaciones totales de la tubería dependiendo de cada sección o como se la quiera tomar, las secciones se pueden asumir por los cambios de elevación existentes en el camino de la tubería.

#### 5.2.6.4 Protección Anticorrosiva

La protección anticorrosiva, se sugieren los sistemas de protección ya descritos anteriormente.

#### 5.2.7 PRINCIPIOS DE FLUJO DE GASES

La ecuación termodinámica fundamental (Ec. 5.7) usada para el flujo de líquidos también se usa para el flujo de gases (Gas Flow). Para llegar a esta expresión se realizan varias asunciones:

$$\int V \cdot dP + \frac{g}{g_c} \cdot \Delta X + \frac{(\Delta v)^2}{2 \cdot g_c} = -\frac{2 \cdot f \cdot L \cdot v^2}{g_c \cdot d} - W \quad \text{Ec. 5.7}$$

Las asunciones son las siguientes:

- No existe trabajo externo realizado sobre el sistema
- El flujo es isotérmico
- El cambio en elevación de la tubería es insignificante
- El flujo esta en estado estable

Las asunciones antes realizadas se pueden reescribir de la siguiente forma (Ec. 5.8):

$$\int V \cdot dP = -\frac{2 \cdot f \cdot L \cdot v^2}{g_c \cdot d} \quad \text{Ec. 5.8}$$

Por facilitar la evaluación de la ecuación integral expuesta, nos basamos en la siguiente asunción (Ec. 5.9):

$$v = \frac{n \cdot R \cdot T \cdot Z_m}{P} \quad \text{Ec. 5.9}$$

Donde  $Z_m$  no es función de la presión dentro del rango de integración.

Uniendo las ecuaciones antes descritas, resulta la denominada ecuación básica (Ec. 5.10), descrita a continuación:

$$q_{sc} = K \cdot \left[ \frac{T_{sc}}{P_{sc}} \right] \cdot \left[ \frac{(P_1^2 - P_2^2) \cdot d^5}{f \cdot \gamma \cdot L \cdot T_m \cdot Z_m} \right]^{0.5} \quad \text{Ec.5.10}$$

En la práctica, las asunciones hechas, usualmente dan buenos resultados en un tramo típico de tubería. De todas formas, las ecuaciones que se derivan de la ecuación básica tienen un factor de eficiencia E que corrige los desvíos. La asunción de un flujo isotérmico tiene un pequeño efecto en la exactitud de los cálculos.

Se recomienda el uso de un factor de compresibilidad del gas representativo  $Z_m$ . Este factor debe determinarse usando la presión promedio (Ec. 5.11)

$$P_m = \frac{2}{3} \cdot \left[ \frac{P_1^3 - P_2^3}{P_1^2 - P_2^2} \right] \quad \text{Ec. 5.11}$$

Donde  $P_1$  y  $P_2$  son las presiones de entrada y salida al sistema respectivamente (Ec. 5.12):

$$T_m = \left[ \frac{T_1 - T_2}{\ln \left( \frac{T_1 - T_g}{T_2 - T_g} \right)} \right] + T_g \quad \text{Ec. 5.12}$$

Donde:

$T_g$ : es la temperatura del ambiente de la tubería.

Diversas ecuaciones se derivan de la ecuación básica, las principales se detallan a continuación, junto con las respectivas unidades:

### 5.2.7.1 Ecuación Básica:

La ecuación principal de la que se derivan todas las demás, como ya se planteó anteriormente (Ec. 5.13):

$$q_{sc} = K \cdot \left[ \frac{T_{sc}}{P_{sc}} \right] \cdot \left[ \frac{(P_1^2 - P_2^2 \cdot d^5)}{f \cdot L \cdot \gamma \cdot T_m \cdot Z_m} \right] \quad \text{Ec. 5.13}$$

Donde:

$q_{sc}$ : caudal a condiciones estándar de presión y temperatura [PCSD]

K: constante de cambio de unidades, cuyo valor es 38.774

$T_{sc}$ : temperatura a condiciones estándar [R]

$P_{sc}$ : presión a condiciones estándar [psia]

$P_1$ : presión de ingreso al sistema [psia]

$P_2$ : presión de salida del sistema [psia]

$\gamma$ : densidad relativa del gas

d: diámetro interno de la tubería [in]

f: factor de fricción de Fanning

L: longitud de la tubería [mile]

$T_m$ : temperatura representativa del sistema [R]

$Z_m$ : factor de compresibilidad representativa

### 5.2.7.2 Ecuación de Weymouth:

Weymouth fue uno de los primeros investigadores en desarrollar una ecuación para determinar los caudales de flujo de gas en tuberías, considera que la tubería es horizontal con flujo totalmente turbulento. La ecuación que desarrolló está basada en la ecuación general (Ec. 5.14).

$$q_{sc} = K \cdot \left[ \frac{T_{sc}}{P_{sc}} \right] \cdot \left[ \frac{(P_1^2 - P_2^2) \cdot d^{5.333}}{\gamma \cdot L \cdot T_m \cdot Z_m} \right]^{0.5} \quad \text{Ec. 5.14}$$

Donde:

$q_{sc}$ : caudal a condiciones estándar de presión y temperatura [PCSD]

K: constante de cambio de unidades, cuyo valor es 433.49

$T_{sc}$ : temperatura a condiciones estándar [R]

$P_{sc}$ : presión a condiciones estándar [psia]

$P_1$ : presión de ingreso al sistema [psia]

$P_2$ : presión de salida del sistema [psia]

$\gamma$ : densidad relativa del gas

d: diámetro interno de la tubería [in]

L: longitud de la tubería [mile]

$T_m$ : temperatura representativa del sistema [R]

$Z_m$ : factor de compresibilidad representativa

Esta ecuación tiene una ecuación propia para el factor de fricción, este es conocido como el factor de fricción de Weymouth, donde se define que el factor de fricción es solo función del diámetro de la tubería (Ec. 5.15):

$$f = \frac{0.008}{d^{0.33}} \quad \text{Ec. 5.15}$$

Donde:

d: diámetro interior de la tubería [in]

### 5.2.7.3 Ecuación de Panhandle A:

Esta ecuación es mayormente usada por tuberías de grandes diámetros con altas tasas de flujo (Ec. 5.16).

$$q_{sc} = K \cdot \left[ \frac{T_{sc}}{P_{sc}} \right]^{1.0788} \cdot \left[ \frac{(P_1^2 - P_2^2) \cdot d^{4.854}}{\gamma^{0.8541} \cdot L \cdot T_m \cdot Z_m} \right]^{0.5394} \quad \text{Ec. 5.16}$$

Donde:

$q_{sc}$ : caudal a condiciones estándar de presión y temperatura [PCSD]

K: constante de cambio de unidades, cuyo valor es 435.87

$T_{sc}$ : temperatura a condiciones estándar [R]

$P_{sc}$ : presión a condiciones estándar [psia]

$P_1$ : presión de ingreso al sistema [psia]

$P_2$ : presión de salida del sistema [psia]

$\gamma$ : densidad relativa del gas

d: diámetro interno de la tubería [in]

L: longitud de la tubería [mile]

$T_m$ : temperatura representativa del sistema [R]

$Z_m$ : factor de compresibilidad representativa

Tal como Weymouth, la ecuación de Panhandle A tiene un factor de fricción definido como función de la rata de flujo, la densidad relativa del gas y el diámetro de la tubería (Ec. 5.17):

$$f = \frac{0.0192}{\left(q \cdot \gamma / d\right)^{0.1461}} \quad \text{Ec. 5.17}$$

Donde:

q: caudal [PCSD]

$\gamma$ : densidad relativa del gas

d: diámetro interno de la tubería [in]

#### 5.2.7.4 Ecuación de Panhandle B

$$q_{sc} = K \cdot \left[ \frac{T_{sc}}{P_{sc}} \right]^{1.02} \cdot \left[ \frac{(P_1^2 - P_2^2) \cdot d^{4.854}}{\gamma^{0.961} \cdot L \cdot T_m \cdot Z_m} \right]^{0.51} \quad \text{Ec. 5.18}$$

Donde:

$q_{sc}$ : caudal a condiciones estándar de presión y temperatura [PCSD]

K: constante de cambio de unidades, cuyo valor es 737

$T_{sc}$ : temperatura a condiciones estándar [R]

$P_{sc}$ : presión a condiciones estándar [psia]

$P_1$ : presión de ingreso al sistema [psia]

$P_2$ : presión de salida del sistema [psia]

$\gamma$ : densidad relativa del gas

d: diámetro interno de la tubería [in]

L: longitud de la tubería [mile]

$T_m$ : temperatura representativa del sistema [R]

$Z_m$ : factor de compresibilidad representativa

El factor de fricción también es calculado de manera independiente, junto con la ecuación para el factor de fricción de Panhandle A, usa las mismas variables para definir el factor de fricción (Ec. 5.19)

$$f = \frac{0.00359}{\left(q \cdot \gamma / d\right)^{0.03922}} \quad \text{Ec. 5.19}$$

Donde:

q: caudal [PCSD]

$\gamma$ : densidad relativa del gas

d: diámetro interno de la tubería [in]

#### 5.2.7.5 Ecuación de AGA:

American Gas Association (AGA), tiene una ecuación propia, con la que maneja los cálculos que realiza la asociación. La ecuación se basa en la ecuación básica, y de hecho, la diferencia es solo en un factor (Ft) denominado factor de transmisibilidad (Ec 5.20)

$$q_{sc} = K \cdot \left[ \frac{T_{sc}}{P_{sc}} \right] \cdot \left[ \frac{(P_1^2 - P_2^2) \cdot d^5}{\gamma \cdot L \cdot T_m \cdot Z_m} \right]^{0.5} \cdot F_t \quad \text{Ec. 5.20}$$

Donde:

$q_{sc}$ : caudal a condiciones estándar de presión y temperatura [PCSD]

K: constante de cambio de unidades, cuyo valor es 38.774

$T_{sc}$ : temperatura a condiciones estándar [R]

$P_{sc}$ : presión a condiciones estándar [psia]

$P_1$ : presión de ingreso al sistema [psia]

$P_2$ : presión de salida del sistema [psia]

$\gamma$ : densidad relativa del gas

d: diámetro interno de la tubería [in]

L: longitud de la tubería [mile]

$T_m$ : temperatura representativa del sistema [R]

$Z_m$ : factor de compresibilidad representativa

$F_t$ : factor de transmisibilidad.

La ecuación que define el factor de transmisibilidad, que es muy usado en la industria, es principalmente función del número de Reynolds (Ec. 5.21):

$$F_t = \sqrt{1/f} = 4 \cdot \log(3.74 \cdot d/\varepsilon) \quad \text{Ec. 5.21}$$

Donde:

d: diámetro interno de la tubería [in]

$\varepsilon$ : rugosidad absoluta [in]

Al final el uso de cualquiera de las ecuaciones antes descritas depende de muchas condiciones, por lo que la experiencia a la hora de escoger la ecuación indicada es una variable más a considerar.



### 5.2.8 VELOCIDAD MÁXIMA DE FLUJO

La velocidad a la que fluye un gas por tubería, es decir la velocidad de diseño, debe ser menor a la velocidad máxima debido a variables importantes como son el ruido y la caída de presión. La velocidad se define con la ecuación 5.22:

$$v = \frac{A}{\rho^{0.5}} \quad \text{Ec. 5.22}$$

Donde:

v: velocidad del flujo [ft/s]

$\rho$ : densidad del gas [lbm/ft<sup>3</sup>]

A: constante

### 5.2.9 PÉRDIDAS POR FRICCIÓN EN LA TUBERÍA

Para este estudio se realiza un cálculo de las pérdidas de presión debido al rozamiento para de esta manera hacer el dimensionamiento del sistema de compresión necesario para el transporte del gas deseado a lo largo de la longitud total de la tubería.

Para realizar este cálculo se ha escogido ciertas ecuaciones que a través del tiempo han dado excelentes resultados, y que han servido como base para los diseños de los sistemas actuales.

#### 5.2.9.1 Ecuación de Swamee & Jain

Esta ecuación la propusieron Swamee & Jain para encontrar el factor de fricción  $f$  para tuberías completamente llenas. Esta ecuación es la que se recomienda usar para tener un valor aproximado del factor  $f$  y luego recalcular el mismo por medio de la ecuación de Colebrook & White, que es iterativo (Ec. 5.23)

$$f = \frac{0.25}{\left[ \log \left( \frac{\varepsilon}{3.7 \cdot D} \right) + \frac{5.74}{\text{Re}^{0.9}} \right]^2} \quad \text{Ec. 5.23}$$

Donde:

f: factor de fricción de Swamme & Jain

$\varepsilon$ : rugosidad de la tubería [mm]

D: diámetro de la tubería [mm]

Re: número de Reynolds del flujo

### 5.2.9.2 Ecuación de Colebrook & White

Esta ecuación fue desarrollada en 1939 por los investigadores ingleses C. F. Colebrook y H. White. Estos científicos trabajaron principalmente en el flujo en la zona de transición. Se basaron en estudios de Nikuradse, Prandtl, von Karman y establecieron la siguiente ecuación general aplicable para casi todos los tipos de flujo (Ec. 5.24).

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2 \cdot \log \left( \frac{2.51}{\text{Re} \cdot \sqrt{f}} + \frac{\varepsilon/D}{3.71} \right) \quad \text{Ec. 5.24}$$

Donde:

f: factor de fricción de Swamme & Jain

$\varepsilon$ : rugosidad de la tubería [mm]

D: diámetro de la tubería [mm]

Re: número de Reynolds del flujo

La resolución de esta ecuación es por medio de iteraciones, por lo que se recomienda usar la ecuación de Swamee & Jain para tener un valor aproximado de f y de esta manera hacer menos iteraciones para encontrar el valor verdadero de f.

Para el cálculo de las pérdidas de presión usaremos la siguiente ecuación (Ec. 5.25):

$$\Delta P_f = P_i - \sqrt{P_i^2 - 5.7 \cdot 10^{-4} \cdot f \cdot L \cdot \bar{Z} \cdot \bar{T} \cdot \rho_{cs} \cdot \frac{Q_{cs}^5}{D^5}} \quad \text{Ec. 5.25}$$

$\Delta P_f$ : caída de presión debido a la fricción [psia]

$P_i$ : presión de ingreso al sistema [psia]

$L$ : longitud total del ducto [ ]

$f$ : factor de fricción

$\bar{Z}$ : Z promedio del gas

$\bar{T}$ : temperatura promedio del gas [R]

$P_{cs}$ : densidad del gas [lbm/ft<sup>3</sup>]

$Q_{cs}$ : caudal de gas medido a condiciones estándar [MMPCSD]

$D$ : diámetro de la tubería [in]

No se debe confundir los diferentes caudales que existen en el transporte de fluidos compresibles como el gas. Aquí se debe diferenciar entre caudal a condiciones estándar y el caudal real ha ser transportado. Para relacionar estos caudales se utiliza la ecuación (Ec. 5.26):

$$Q_r = \bar{Z} \cdot \frac{\bar{T}}{T_{cs}} \cdot \frac{P_{cs}}{P} \cdot Q_{cs} \quad \text{Ec. 5.26}$$

Donde las variables se definen de la siguiente manera:

$Q_r$ : caudal real transportado [MMPCSD]

$\bar{Z}$ : Z promedio del gas a lo largo de la tubería

$\bar{T}$ : Temperatura promedio del gas [R]

$T_{cs}$ : temperatura a condiciones estándar (60 F)

$P_{cs}$ : presión a condiciones estándar (14.7 psi)

$P$ : presión de operación de la tubería [psi]

$Q_{cs}$ : caudal a condiciones estándar de gas [MMPCSD]

Es importante recalcar que esta ecuación ayuda a definir un valor bastante preciso de las caídas de presión producidas por el rozamiento entre el flujo de gas y las paredes de la tubería, esta ecuación no considera las pérdidas de presión debido a los accesorios que posea la línea como son bridas, válvulas, codos, etc., ni tampoco considera las pérdidas debidas a los cambios de nivel que se den en la tubería.

### 5.2.10 PRUEBAS DE PRESIÓN A GASODUCTOS

Las pruebas de presión en líneas de gas son importantes como en cualquier línea de transporte de fluidos para observar si no existen fugas a lo largo de ciertos tramos de tubería. En el caso de las líneas de gas, las pruebas de presión son una forma de flujo de gas en estado no estable, por lo que se recomienda realizar la prueba por un tiempo determinado (Ec. 5.27):

$$t_m = \frac{3 \cdot d^2 \cdot L}{P_i} \quad \text{Ec. 5.27}$$

Donde:

$t_m$ : mínimo tiempo recomendado para la prueba [h]

d: diámetro interno de la tubería [in]

L: longitud de la sección de tubería [mile]

$P_i$ : presión inicial de prueba [psig]

### 5.2.11 UNIDADES DE COMPRESIÓN Y BOMBEO

El sistema de transporte del gas se ha considerado que sea una línea de flujo desde la empresa proveedora hasta CPF Palo Azul. Existen dos maneras de suministrarle la energía necesaria a este gas para que supere las pérdidas de presión a lo largo de la tubería para lo cual se propone dos sistemas: unidades compresoras ó bombas multifásicas.

### 5.2.11.1 Diseño de Compresores

La ecuación fundamental para calcular la potencia de un compresor esta definida por la siguiente fórmula (Ec. 5.28):

$$H_{ad} = \frac{k \cdot R \cdot T}{(k-1)} \cdot \left[ \left( \frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{k-1}{k}} - 1 \right] \quad \text{Ec. 5.28}$$

Donde:

$H_{ad}$ : cabeza isentrópica del compresor [N m/Kg]

T: temperatura de ingreso al compresor [K]

k: constante que define la relación entre  $C_p$  y  $C_v$

R: constante universal de los gases [J/Kg K]=8314/PM

$P_2$ : presión de salida del compresor [psia]

$P_1$ : presión de ingreso al compresor [psia]

PM: peso molecular del gas [gr/mol]

La constante k se define por la ecuación 5.29

$$k = \frac{C_p}{C_v} \quad \text{Ec. 5.29}$$

Donde:

$C_p$ : calor específico del gas a presión constante [J/Kmol K]

$C_v$ : calor específico del gas a volumen constante [J/Kmol K]

Para el cálculo de las capacidades calóricas a presión constante ( $C_p$ ) y a volumen constante ( $C_v$ ), utilizamos la ecuación 5.30:

$$C_p = \sum_{i=1}^n X_i \cdot C_{p_i} \quad \text{Ec. 5.30}$$

Donde:

$C_p$ : es la capacidad calórica a presión constante total de la mezcla [J/Kmol K]

$X_i$ : fracción molar del elemento  $i$

$C_{p_i}$ : capacidad calórica a presión constante del elemento  $i$

Conocida la capacidad calórica a presión constante es posible conocer la capacidad calórica a volumen constante, dado que las presiones y temperaturas a las que se manejarán los gases son bajas, se asume comportamiento del gas como gas ideal y se usa la siguiente ecuación:

$$C_p - C_v = R \quad \text{Ec. 5.31}$$

Donde

$R$ : constante universal de los gases [J/mol K]

Los resultados se muestran en la tabla 5.3

**Tabla 5.3 Cálculo de  $C_p$  y  $C_v$**

Componente	$C_p$ [J/Kmol K]	$C_p$ [J/Kmol K]
Nitrógeno	29137,98	510,48
Metano	36180,38	10335,04
CO2	37889,76	20410,88
Etano	54019,76	2805,11
H2S	34345,99	1,15
Agua	33633,02	835,13
Propano	76155,30	3513,05
Iso-Butano	100222,16	708,81
N-Butano	101762,38	1741,48
Iso-Pentano	123392,43	551,06
N-Pentano	123995,54	598,33
Pentanos	123693,99	60,98
Hexanos	146928,24	89,00
Heptanos	170347,49	108,86

<b>Total</b>	<b>42269,35</b>
--------------	-----------------

$C_p$	42,27	[J/mol K]
$C_v$	33,96	[J/mol K]

ELABORADO POR: ADRIAN DE LA A Y LUIS ALVAREZ

Calculando el valor de la cabeza isentrópica del compresor (Ec 5.32), se tiene:

$$H_{ad} = 262383.08 \frac{N \cdot m}{Kg} \quad \text{Ec. 5.32}$$

La potencia total del compresor esta dada por la cabeza anteriormente calculada multiplicada por el flujo másico a manejar por el compresor, de esta manera se calcula la potencia necesaria del mismo (Ec. 5.33)

$$P = \frac{H_{ad} \cdot m}{745.7} \quad \text{Ec. 5.33}$$

Donde:

P: potencia total del compresor [HP]

m: flujo másico [Kg/s]

H<sub>ad</sub>: cabeza isentrópica del compresor [J/Kg]

### 5.2.11.2 Bombas Multifásicas

Actualmente en el mercado se ofrecen bombas para flujo multifásico, la empresa Bonermann, es líder en el mercado del diseño de este tipo de bombas. Esta posibilidad es considerada debido a lo común que resulta en la práctica la condensación de los elementos de mayor peso molecular dentro de la tubería, con las consecuencias descritas anteriormente.

Para este caso, es importante desarrollar alternativas y analizar la factibilidad de las mismas. Dentro de la variedad de bombas que la empresa tiene en el mercado, la serie para flujo multifásico MW concuerda con los requerimientos por las siguientes razones:

- Presión diferencial de hasta 1480 psi.
- Relación gas líquido que va de 0 hasta 100%.
- Capacidad de 8000 m<sup>3</sup>/h.
- Temperaturas y viscosidades ilimitadas.
- Rango de presión de hasta 1500 psi.

- Posibles recubrimientos de acuerdo a estándares.

Sin embargo la capacidad que brinda la bomba no es suficiente para los volúmenes de gas que se requieren, por lo que la posibilidad del uso de las mismas se descarta inmediatamente.

### 5.2.12 RUTAS PROPUESTAS PARA EL GASODUCTO

Se considera la construcción de un ducto como la propuesta técnica más viable y se propone dos alternativas para la ruta desde el Campo Bermejo (Figura 5.5).

### 5.2.13 EMISIONES A LA ATMÓSFERA

La quema de crudo implicaría un aumento en las emisiones al medio ambiente sin embargo debido al enfoque de usar únicamente gas como combustible el presente Proyecto de Titulación también cumpliría los requisitos para ser catalogado como un MDL, por lo que se incluye en el anexo 1 los requerimientos para su calificación y el procedimiento a seguir de acuerdo al Ministerio de Ambiente (Ley de Hidrocarburos Art. 62).

La disminución de emisiones al medio ambiente al usar un combustible más limpio para la generación eléctrica. Un valor aproximado de la cantidad acumulada de combustible a usarse durante la vida útil del proyecto se detalla en las siguientes tablas:

**Tabla 5.4 Escenarios de análisis de emisiones.**

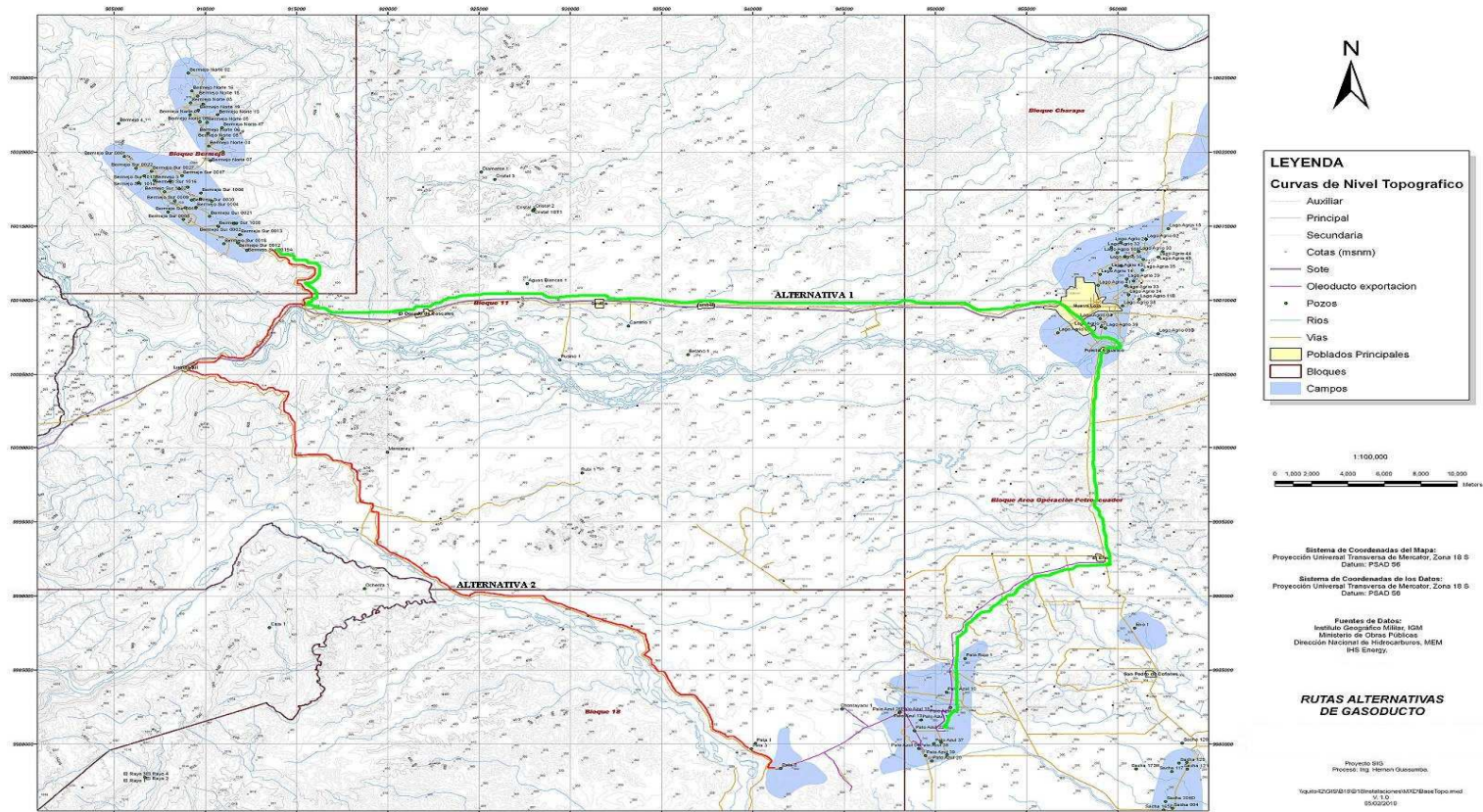
Escenario	Ampliación de la capacidad de Generación con gas (18 MW)	Captación de gas de campos aledaños
1	SI	SI
2	NO	SI
3	SI	NO
4	NO	NO

FUENTE: PROGRAMA CONSUMOS

ELABORADO POR: ADRIAN DE LA A Y LUIS ALVAREZ



Figura 5.5 Alternativas de ruta del Gasoducto



FUENTE: Sistema GIS ETL

**Tabla 5.5 Cantidad acumulada de combustible a usarse durante la vida útil del proyecto.**

ESCENARIO	1	2	3	4
Generación crudo [bls]	12.580,00	35.780,00	1.019.780,67	1.062.819,43
Generación gas [MMPCS]	20.499,44	19.524,98	20.499,44	19.524,98
Teas [MMPCS]	2.661,34	3.635,80	2.661,33	3.635,80
Generación gas externo [MMPCS]	23.799,90	15.992,64	0,00	0,00
Teas externa [MMPCS]	12.960,00	20.767,30	36.759,94	36.759,94
CO <sub>2</sub> Eq Tn* 10 <sup>6</sup>	4,4174	4,5156	5,1714	5,1937

FUENTE: PROGRAMA CONSUMOS  
ELABORADO POR: ADRIAN DE LA A Y LUIS ALVAREZ

Según la normativa legal ecuatoriana. El Proyecto de Ley de Hidrocarburos, en el artículo 62 dice: “Manejo del gas natural asociado no utilizado.- El remanente de gas natural o asociados que técnica y económicamente no pueda ser utilizado, deberá ser reinyectado al reservorio. Las contratistas tendrán la obligación de utilizar el gas natural o asociados que encontraren, en el abastecimiento de sus necesidades de producción y transporte. En casos excepcionales y por un corto período, podría ser quemado previa la autorización de la Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos.

En todos los procesos de quema, deberá observarse las normas ambientales, y pagar los costos que fije el Ministerio Sectorial.”

La tabla 5.4 define diferentes alternativas de funcionamiento de los equipos de generación. La tabla 5.5 muestra el resumen de emisiones de cada equipo, esto se calculó con el sistema SIGEA, que es un sistema estandarizado para el cálculo de emisiones que posee la empresa operadora del Bloque 18.

## **CAPÍTULO 6**

### **6.1. INTRODUCCIÓN**

En este capítulo se presenta la evaluación económica de las diferentes alternativas planteadas. Se hace uso de los indicadores económicos más comunes, como TIR y el VAN. Se calcula el costo medio anual de energía en función de los costos de operación proyectados (OPEX) y de la energía generada.

En base a los resultados del EVTE y considerando los aspectos propuestos en los objetivos del presente trabajo, se recomienda una alternativa para la cual se desarrollan propuestas para su implementación futura y entregables que se detallan en el capítulo 7.

Además del escenario base (Nov.2009), se presenta un análisis de sensibilidad con tres escenarios posibles de producción que han sido catalogados de acuerdo a su pronóstico de demanda energética como “conservador”, “más probable” y “optimista”. Se presentan resultados y recomendaciones para su ejecución, considerando su desarrollo de acuerdo a la selección de la mejor alternativa.

### **6.2. ANÁLISIS ECONÓMICO**

Para el desarrollo del análisis económico se ha tomado en cuenta cuatro escenarios posibles:

1. Generación eléctrica a crudo, donde se toma en cuenta los costos asociados a la ampliación de la capacidad de generación usando crudo como combustible.
2. Generación eléctrica usando gas como combustible, donde se toma en cuenta la ampliación de la capacidad de generación con este combustible para satisfacer la demanda energética.
3. Generación eléctrica usando gas como combustible para generación, donde se toma en cuenta la ampliación de la capacidad de generación con gas no solo para satisfacer la demanda energética sino para generar la

máxima capacidad instalada para de esta manera tratar de vender el superávit de energía que se tiene mientras este exista.

4. Renta de generadores de energía que funcionan con diesel para cubrir la demanda energética del Bloque 18.

Los valores a tomar en cuenta para la realización de los cálculos pertinentes son el CAPEX y el OPEX.

#### **6.2.1. COSTOS DE INVERSIÓN (CAPEX).**

Por sus siglas en inglés (Capital Expenditures) son inversiones de capital que se realizan ya sea para comprar un activo o para añadir valor a un activo existente con una vida útil que se extiende más allá del año imponible, por lo que deben ser capitalizados, y los costos deben ser amortizados o depreciados a lo largo de la vida útil en cuestión.

Para este caso, todos los equipos que deben ser comprados e instalados para cubrir la demanda energética en cada escenario son considerados dentro del CAPEX. Además se consideran los costos de ingeniería y construcción de Facilidades.

#### **6.2.2. COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX).**

Por sus siglas en inglés (Operational Expenditures) son los gastos operativos que se deben realizar para mantener funcionando un sistema o proceso. Dentro de los principales costos que se deben incluir en el OPEX están:

- Los costos administrativos.
- Costos de mantenimiento.
- Depreciaciones y amortizaciones.
- Costos de materia prima.
- Costos de Mano de Obra.

### 6.3. ANÁLISIS DE INVERSIONES

Para determinar si las inversiones son o no rentables, se usan los métodos clásicos de evaluación de inversiones, calculando el Valor Presente Neto y la Tasa Interna de Retorno, en este caso, por tratarse de una comparación entre diferentes proyectos, estos indicativos deben manejarse de manera incremental, solo de esta manera se pueden mezclar los diferentes valores y concluir cual es la mejor alternativa económica.

#### 6.3.1. VALOR PRESENTE NETO

Es un método clásico y sencillo para la valoración de inversiones, indica la riqueza, es decir la cantidad de dinero. Para el cálculo de este indicador, se toma en cuenta los flujos del proyecto y se les da un valor en un tiempo fijo con una tasa de descuento. Para este caso la tasa de descuento es fija y su valor es de 18% por norma de la empresa para este tipo de proyectos de inversión.

El valor presente neto se calcula basado en la siguiente ecuación (Ec. 6.1):

$$VAN = \sum_{i=1}^n \frac{V_i}{(1+r)^i} \quad \text{Ec. 6.1}$$

Donde:

VAN: Valor Presente Neto [\$].

n: número de periodos.

$V_i$ : Flujo de caja en el periodo  $i$  [\$]. (Por convención se considera positivos los ingresos y negativo las inversiones o egresos).

r: tasa de descuento [%]. (18% para la empresa operadora del Bloque 18).

La interpretación de valor presente neto dentro del análisis de las inversiones se resume en la tabla 6.1:

**Tabla 6.1 Interpretación del VAN**

<b>Valor Presente Neto</b>	<b>Interpretación</b>
VAN>0	Se recupera la inversión y se obtiene ganancia. Proyecto viable.
VAN=0	Se recupera la inversión. Proyecto puede o no ser viable.
VAN<0	No se alcanza a recuperar la inversión. Proyecto no viable.

ELABORADO POR: ADRIAN DE LA A Y LUIS ÁLVAREZ

### 6.3.2. TASA INTERNA DE RETORNO

La tasa interna de retorno la tasa de descuento o de rendimiento con la cual el Valor Presente Neto es igual a cero, es un indicador de rentabilidad, es decir de velocidad de generación de riqueza. Este valor puede utilizarse para valoración de las inversiones si se compara con la tasa de descuento (r). La interpretación se realiza de acuerdo a la siguiente tabla:

**Tabla 6.2 Interpretación del TIR**

<b>Tasa Interna de Retorno</b>	<b>Interpretación</b>
TIR>r	Se recupera la inversión y se obtiene ganancia. Proyecto viable.
TIR=r	Se recupera la inversión. Proyecto puede o no ser viable.
TIR<r	No se alcanza a recuperar la inversión. Proyecto no viable.

ELABORADO POR: ADRIAN DE LA A Y LUIS ÁLVAREZ

El VAN y el TIR están ligados y su cálculo se basa en la misma ecuación matemática (Ec. 6.2):

$$0 = \sum_{i=1}^n \frac{V_i}{(1 + TIR)^i} \quad \text{Ec. 6.2}$$

Donde:

n: número de periodos.

$V_i$ : Flujo de caja en el periodo i [€]. (Por convención se considera positivos los ingresos y negativo las inversiones).

TIR: tasa interna de retorno [%].

Cuando existen varios cambios de signo en el flujo de caja, es decir que existe más de una inversión, a lo largo del proyecto en análisis, matemáticamente existe más de una solución para la ecuación, por lo que se recomienda corregir el valor

de la tasa interna de retorno, la corrección se describe con la siguiente ecuación (Ec. 6.3):

$$0 = \sum_{j=0}^n \frac{I_j}{(1+i)^j} + \sum_{k=0}^n \frac{F_k \cdot (1+i)^{n-k}}{(1+TIR_c)^n} \quad \text{Ec. 6.3}$$

Donde:

$I_j$ : inversión que se realiza al año  $j$ .

$i$ : tasa de descuento ó tasa mínima aceptable de retorno para la inversión [%].

$F_k$ : flujo de caja en el año  $k$ .

$TIR_c$ : tasa interna de retorno corregida [%].

En este caso se asume que los flujos positivos que dé el proyecto, se reinvertirán a la tasa mínima aceptable de retorno.

## 6.4. ALTERNATIVAS DE INVERSIÓN

### 6.4.1. PARÁMETROS COMUNES PARA LAS DIFERENTES ALTERNATIVAS

Ciertos parámetros no van a cambiar dado que sus valores no dependen del tipo de proyecto que se realice, sino que son valores que se tienen por historia de operación de la planta desde el 2008. Los principales parámetros se enuncian en la tabla 6.3

**Tabla 6.3 Parámetros para análisis de inversiones**

PARÁMETRO	
Tarifa US\$/KWh	\$ 0.1055
Tasa de Descuento	18%
COSTO DEL GAS [anual]	\$ 6.000,00
Rendimiento PCS/KWh [Gas sin CO <sub>2</sub> ]	7,10000
Inflación [anual]	4,31%
Período de Depreciación	25 años
Pago a Trabajadores	15%
Pago Imp. Renta	25%

FUENTE: PROGRAMA "DESARROLLO DE TESIS"  
ELABORADO POR: ADRIAN DE LA A Y LUIS ALVAREZ

La tarifa según el CONELEC es de US\$/KWh 0.1055 para la Provincia de Sucumbíos, que sirve de referencia para la región amazónica ecuatoriana.

El costo del gas es un costo que el Bloque 18 paga a la Dirección Nacional de Hidrocarburos por el uso del gas. (Acuerdo Ministerial N°041-Anexo 2)

El rendimiento del turbogenerador a gas es calculado a partir de los reportes de generación del año 2009, se escogió un reporte por cada mes de año para de esta manera tener un valor promedio anual del rendimiento del equipo (Anexo 3).

El valor de la inflación (4.31%) es el que se dio por el Banco Central en el periodo del año 2009.

La depreciación del equipo se asume en 25 años. Los impuestos son según la legislación ecuatoriana el 25% de impuesto a la renta y el 15% de utilidades que se debe repartir a los trabajadores.

#### **6.4.2. ALTERNATIVA 1: USO DE CRUDO**

En esta propuesta, se usa crudo como combustible para satisfacer el déficit de energía por falta de gas, sin embargo todo el gas asociado a la producción es usado para generar energía en los turbogeneradores, según se detalló en el capítulo 4.

Para la capacidad instalada por crudo, se considera la compra de un nuevo motor de generación a crudo, por lo que la capacidad total de generación a crudo sería de 10.76 MW. Es importante recalcar que el motor que opera actualmente no está diseñado para periodos largos de funcionamiento, por lo que es necesario instalar un sistema de redundancia para que el equipo actual pueda actuar como principal. Se considera como “backup” las calderas instaladas que pueden funcionar con crudo.

##### **6.4.2.1. CAPEX de la Alternativa 1**

Para que este caso se cumpla, se debe invertir en dos nuevos motores con similares características al motor actual principalmente por mantenibilidad. El costo de este nuevo equipo se calcula en base a información de fabricantes y facturas de equipos adquiridos anteriormente.



El costo se describe en la tabla 6.4 que incluye ingeniería, costo del equipo, montaje, comisionado y puesta en marcha.

**Tabla 6. 4 CAPEX de elementos para aumentar la capacidad de generación por crudo**

COMPONENTE	Costo unitario	INVERSIÓN TOTAL
2 Motores a crudo	8.000.000,00	16.000.000,00

FUENTE: PROGRAMA “DESARROLLO DE TESIS”  
ELABORADO POR: ADRIAN DE LA A Y LUIS ALVAREZ

#### 6.4.2.2. OPEX de la Alternativa 1

Los costos de mantenimiento se estimaron en base a los mantenimientos realizados al equipo que se encuentra instalado desde el 2008 en el CPF Palo Azul, incluyendo mantenimientos mayores (overhalls).

El costo del petróleo para generación se da en función del déficit de energía, mientras mayor sea este déficit mayor será el costo por petróleo, los rendimientos de los equipos son conocidos por historia. El valor de rendimiento de cada equipo (Tabla 6.5), se estimó en base a los reportes de generación recolectados durante el año 2009 y los valores mostrados resultan del promedio de los mismos.

**Tabla 6.5 Constantes de los diferentes equipos en PGE**

Turbogeneración		
Energía	KW/BFPPD	0,127
GAS	Rendimiento PCS/KW-h	7,1
CRUDO	Rendimiento bls/KW-h	0,001135

Motores a crudo		
CRUDO	Rendimiento bls/KW-h	0,001245
DIESEL	Rendimiento bls/KW-h	0,002481

FUENTE: CARTEPILLAR, SHIN NIPON, NEBRASCA BOILER.  
ELABORADO POR: ADRIAN DE LA A Y LUIS ALVAREZ

El valor de energía que se da en la tabla 6.5 es la constante de demanda energética en función de la producción total de fluidos del Bloque 18. Los rendimientos de los diferentes equipos se calculan en función de reportes del año 2009 (Anexo 3).

En este escenario el combustible a quemar es crudo, el costo de este combustible se tomó en base a los pronósticos realizados por la EIA Energy Information Administration, por sus siglas en inglés, que es una agencia gubernamental de los Estados Unidos, que provee de manera imparcial datos, estadísticas y análisis del mercado de energía y su interacción con la economía y el medio ambiente. Los resultados se resumen en la tabla 6.6:

**Tabla 6.6. Precios del petróleo crudo según EIA**

Año	Precio WTI
2010	70,296478
2011	73,06443
2012	79,406357
2013	85,742432
2014	90,910492
2015	94,51709
2016	98,23465
2017	101,226898
2018	104,408577
2019	106,472198
2020	108,279579
2021	109,523132
2022	110,924553

**FUENTE:** ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION  
**ELABORADO POR:** ADRIAN DE LA A Y LUIS ALVAREZ

Para el estudio, se ha tomado un solo costo asociado al crudo. El costo tomado, corregido para crudo Napo del oriente Ecuatoriano es de \$64.66 que incluye la penalización del 15% con respecto al WTI. Este costo es basado en un promedio hasta el año 2022 de costos estimados por la EIA.

De acuerdo a la información de mantenimiento, rendimientos de equipos y pronóstico de energía realizado en el Capítulo 4, se calcula los costos por combustible (Tabla 6.7).

Los costos considerados de operación y mantenimiento de los equipos a través del tiempo, se calculan en base a históricos de estas operaciones en los equipos existentes en la actualidad. (Tabla 6.8)

Tabla 6.7 Costos por crudo en motores para cubrir déficit de energía

AÑO	Demanda de energía	Energía producible	Déficit de energía	CONSUMO DE CRUDO	COSTO	COSTO COMBUSTIBLE
	MW	MW	MW	Diario BPPD	USD/BL	Anual USD
2010	-	-	-	-	-	-
2011	17,77	14,13	3,63	108,62	64,66	2.563.502,44
2012	18,98	10,63	8,35	249,64	64,66	5.891.713,05
2013	18,80	7,95	10,86	324,59	64,66	7.660.583,56
2014	17,59	5,96	11,63	347,60	64,66	8.203.593,52
2015	15,67	4,47	11,20	334,88	64,66	7.903.321,29
2016	13,49	3,36	10,13	302,84	64,66	7.147.163,14
2017	11,24	2,51	8,73	260,79	64,66	6.154.950,71
2018	9,21	1,89	7,32	218,93	64,66	5.166.863,08
2019	7,41	1,41	6,00	179,26	64,66	4.230.754,26
2020	5,94	1,06	4,88	145,90	64,66	3.443.404,90
2021	4,74	0,79	3,95	118,05	64,66	2.786.166,91
2022	2,93	0,46	2,47	73,73	64,66	1.740.127,71
						<b>62.907.260,89</b>

FUENTE: PROGRAMA DESARROLLO DE TESIS  
ELABORADO POR: ADRIAN DE LA A Y LUIS ALVAREZ

Tabla 6.8 OPEX para la alternativa 1

AÑO	Costos de Mantenimiento (Variables) [US\$]	Costo Gas [US\$]	Costo Petróleo [US\$]	Depreciación y Amortización [US\$]	Overhall [US\$]	TOTAL [US\$]
2010	-	-	-	-	-	-
2011	966,298.01	6,000.00	2,563,502.44	695,652.17	0.00	4,231,452.63
2012	966,298.01	6,000.00	5,891,713.05	695,652.17	0.00	7,559,663.23
2013	958,298.01	6,000.00	7,660,583.56	695,652.17	0.00	9,320,533.74
2014	958,298.01	6,000.00	8,203,593.52	695,652.17	0.00	9,863,543.70
2015	958,298.01	6,000.00	7,903,321.29	695,652.17	0.00	9,563,271.47
2016	958,298.01	6,000.00	7,147,163.14	695,652.17	0.00	8,807,113.32
2017	958,298.01	6,000.00	6,154,950.71	695,652.17	0.00	7,814,900.89
2018	958,298.01	6,000.00	5,166,863.08	695,652.17	2,000,000.00	8,826,813.26
2019	958,298.01	6,000.00	4,230,754.26	695,652.17	0.00	5,890,704.45
2020	958,298.01	6,000.00	3,443,404.90	695,652.17	0.00	5,103,355.08
2021	958,298.01	6,000.00	2,786,166.91	695,652.17	0.00	4,446,117.09
2022	958,298.01	6,000.00	1,740,127.71	695,652.17	0.00	3,400,077.89

FUENTE: PROGRAMA DESARROLLO DE TESIS  
ELABORADO POR: ADRIAN DE LA A Y LUIS ALVAREZ

Para el cálculo de los ingresos por generación, se toma en cuenta la tarifa impuesta por el CONELEC para la zona y la cantidad de energía que se produce con la puesta en marcha del proyecto (Tabla 6.9).

**Tabla. 6.9 Ingresos por generación**

<b>AÑO</b>	<b>KWh Generados a crudo</b>	<b>Tarifa \$/KWh</b>	<b>Kwh Generados con Gas</b>	<b>TOTAL Ingresos US\$</b>
2010	-	-	-	-
2011	31833280	0.1055	123807411	16,420,092.84
2012	73162618	0.1055	93085592	17,539,186.17
2013	95128249	0.1055	69602598	17,379,104.40
2014	101871285	0.1055	52207866	16,255,350.37
2015	98142539	0.1055	39160337	14,485,453.43
2016	88752653	0.1055	29443013	12,469,642.80
2017	76431473	0.1055	22015332	10,386,137.91
2018	64161514	0.1055	16513370	8,511,200.30
2019	52537022	0.1055	12386432	6,849,424.35
2020	42759808	0.1055	9312837.7	5,493,664.09
2021	34598302	0.1055	6963459	4,384,765.73
2022	21608707	0.1055	4044699	2,706,434.29

FUENTE: PROGRAMA DESARROLLO DE TESIS  
ELABORADO POR: ADRIAN DE LA A Y LUIS ALVAREZ

El año referencial para realizar los cálculos es el 2010. La utilidad bruta se calcula restando los costos operativos de los ingresos. Los impuestos se pagan si es que la utilidad bruta es positiva, estos son, como se describió anteriormente 25% por impuesto a la renta y 15% por pago de utilidades a los trabajadores. Estos impuestos se restan de la utilidad bruta, para de esta manera obtener la utilidad neta. La utilidad bruta se define con la ecuación descrita a continuación (Ec. 6.4):

$$U_b = I_g - OPEX \quad \text{Ec. 6.4}$$

Donde:

$U_b$ : utilidad bruta

$I_g$ : ingresos por generación eléctrica

La utilidad neta se calcula con la ecuación (Ec 6.5):

$$U_n : U_b - 25\% \cdot U_b - 15\% \cdot U_b \quad \text{Ec. 6.5}$$

Donde:

$U_b$ : utilidad bruta

$U_n$ : utilidad neta.

Con las variables calculadas se puede realizar el flujo de caja para el tiempo de duración del proyecto. En este caso y debido a que la depreciación de los equipos es un gasto no desembolsable, se ha considerado realizar los cálculos con un flujo de proyecto donde la depreciación no es tomada en cuenta directamente y donde al final de la vida del proyecto se venden los equipos usados a un valor que considera la depreciación.

Se calcula el costo medio de producir energía con la relación entre el OPEX y la energía total generada (Ec. 6.6). Los resultados se describen en la tabla 6.10

$$\bar{C} = \frac{OPEX}{(KWh \text{ gas} + KWh \text{ crudo})} \quad \text{Ec. 6.6}$$

Donde:

C: costo medio anual de energía.

KWh gas: energía producida con gas.

KWh crudo: energía producida con crudo.

Con los datos del flujo del proyecto se calcula las variables económicas, utilizando las ecuaciones planteadas para el cálculo del VAN y del TIR, en este caso por tratarse de flujos que cambian de signo utilizamos el concepto de TIR corregido.

Para la primera propuesta se tiene:

<b>COSTO MEDIO ANUAL DE ENERGÍA:</b>	<b>US\$ 0.05</b>
<b>VAN:</b>	<b>US\$ 7.625.467,55</b>
<b>TIR:</b>	<b>21,895%</b>

La tasa interna de retorno calculada con la Ec. 6.3 de este escenario es mayor que la tasa mínima aceptable de retorno del proyecto, y el valor presente neto del proyecto calculado con la Ec 6.1 es positivo, por lo que el proyecto es rentable.

**Tabla 6.10 Tabla de flujo de proyecto y costo anual de energía para alternativa 1**

<b>AÑO</b>	<b>CAPEX [US\$]</b>	<b>OPEX [US\$]</b>	<b>INGRESOS [US\$]</b>	<b>UTILIDAD NETA [US\$]</b>	<b>FLUJO DEL PROYECTO [US\$]</b>
2010	-16,000,000.00	-	-	-	-16,000,000.00
2011	-	4,225,452.63	16,420,092.84	7,774,083.13	8,469,735.31
2012	-	7,553,663.23	17,539,186.17	6,365,770.87	7,061,423.05
2013	-	9,314,533.74	17,379,104.40	5,141,163.80	5,836,815.97
2014	-	9,857,543.70	16,255,350.37	4,078,601.75	4,774,253.92
2015	-	9,557,271.47	14,485,453.43	3,141,715.99	3,837,368.17
2016	-	8,801,113.32	12,469,642.80	2,338,687.54	3,034,339.72
2017	-	7,808,900.89	10,386,137.91	1,642,988.60	2,338,640.77
2018	-	8,820,813.26	8,511,200.30	-309,612.96	386,039.21
2019	-	5,884,704.45	6,849,424.35	615,008.94	1,310,661.11
2020	-	5,097,355.08	5,493,664.09	252,646.99	948,299.17
2021	-	4,440,117.09	4,384,765.73	-55,351.36	640,300.82
2022	-	3,394,077.89	2,706,434.29	-687,643.61	8,328,008.57

FUENTE: PROGRAMA DESARROLLO DE TESIS  
ELABORADO POR: ADRIAN DE LA A Y LUIS ALVAREZ

### 6.4.3. ALTERNATIVA 2: USO DE GAS

La propuesta 2 contempla el uso de gas de un campo aledaño para su uso en generación eléctrica, solo se capta el gas necesario para cubrir el déficit por falta de gas, por lo que el volumen de gas a usar varía directamente con el déficit de energía. Además, todo el gas asociado a la producción se utiliza en los turbogeneradores.

Se considera el aumento de la capacidad de generación por gas a 18 MW para cubrir la demanda energética del Bloque, por lo que es necesaria la compra de un nuevo sistema de generación a vapor.

#### 6.4.3.1. CAPEX de la Alternativa 2

Los gastos de capital se dividen en dos grupos: los gastos por transporte y por otro lado los gastos por aumento de la capacidad de generación. La descripción del rubro por transporte se da en la tabla 6.11.

**Tabla 6.11 CAPEX de Gasoducto**

<b>GASODUCTO PALO AZUL – BERMEJO [US\$]</b>	<b>28.837.912</b>
<b>TOTAL INVERSIÓN DEL GASODUCTO [US\$]</b>	<b>25.741.321,75</b>
Ingeniería básica [US\$]	37.132
Ingeniería [US\$]	179.531
Obras Civiles [US\$]	545.813
Obra Eléctrica [US\$]	154.346
Obra Mecánica [US\$]	641.606
Obras instrumentación y control [US\$]	-
Obra Electromecánica [US\$]	194.781
Comissioning y puesta en marcha [US\$]	-
Tuberías de Superficies & Accesorios [US\$]	18.620.000
Instrumental Telesupervision [US\$]	848.72
Otros Servicios & Prov (Gubernamentales) [US\$]	71.08
Seguimiento de Proyectos [US\$]	106.835
Estaciones para Condensados [US\$]	2.121.800
Unidades Compresoras [US\$]	2.068.755
Contratos Especiales [US\$]	50.923
<b>CONTROL AMBIENTAL [US\$]</b>	<b>3.069.823,95</b>
Medio Ambiente, Seguridad y Calidad [US\$]	20.455
Contratos Especiales (Compensación) [US\$]	81.604
Otros (Arqueología) [US\$]	85.989
Supervisión (CSMS) [US\$]	104.192
Seguimiento de Proyectos (RRCC) [US\$]	100.961
EIA [US\$]	326.417
Comunidades [US\$]	2.176.115
Servidumbre [US\$]	174.089
<b>RED DE COMUNICACIONES [US\$]</b>	<b>26.766,22</b>

**FUENTE:** PROGRAMA DESARROLLO DE TESIS  
**ELABORADO POR:** ADRIAN DE LA A Y LUIS ALVAREZ

Los costos asociados al aumento de la capacidad de generación se calculan en base a los gastos de la instalación de la planta de generación en CPF Palo Azul. A estos costos se le agregó el costo de la inflación promedio anual por el periodo de tiempo transcurrido desde la compra de los equipos anteriores. La tabla 6.12 da la información correspondiente al aumento de la capacidad de generación del sistema a gas y además el aumento en la capacidad de generación de respaldo.

**Tabla 6.12 CAPEX para aumentar la capacidad de generación con gas**

COMPONENTE	Costo unitario [US\$]	INVERSIÓN TOTAL [US\$]
1 Sistema de generación a gas.	11.145.000,00	<b>11.145.000,00</b>
1 Motor a crudo adicional de respaldo	8.000.000,00	<b>8.000.000,00</b>
<b>TOTAL ALTERNATIVA 2</b>		<b>47.982.911.91</b>

FUENTE: PROGRAMA DESARROLLO DE TESIS  
ELABORADO POR: ADRIAN DE LA A Y LUIS ALVAREZ

#### 6.4.3.2. OPEX de la Alternativa 2

Los gastos operativos se toman teniendo como base los costos actuales de operación y mantenimiento de la planta de generación, a esto se suma el costo del gas captado. Este costo se lo ha calculado en base a los costos dados por la EIA (Energy Information Administration) que tiene costos para el gas rico, el costo del gas captado ha sido castigado en un 90% por ser un gas con gran cantidad de contaminantes y bajo poder calórico. (Tabla 6.13).

**Tabla 6.13 OPEX para la alternativa 2**

AÑO	Costos de Mantenimiento (Variables) [US\$]	Costo del Gas [US\$]	Costo Gas Captado (Fijo) [US\$]	Costo Petróleo [US\$]	Depreciación y Amortización [US\$]	Overhall [US\$]	TOTAL [US\$]
2010	-	-	-	-	-	-	-
2011	1,233,298.00	6,000.00	346,013.91	0.00	2,141,200.62	-	3,726,512.54
2012	1,233,298.00	6,000.00	795,245.85	720,299.65	2,141,200.62	-	4,896,044.13
2013	1,225,298.00	6,000.00	1,034,002.71	640,159.46	2,141,200.62	-	5,046,660.80
2014	1,225,298.00	6,000.00	1,107,296.57	0.00	2,141,200.62	1,200,000.00	5,679,795.21
2015	1,225,298.00	6,000.00	1,066,766.72	0.00	2,141,200.62	-	4,439,265.36
2016	1,225,298.00	6,000.00	964,702.75	0.00	2,141,200.62	-	4,337,201.39
2017	1,225,298.00	6,000.00	830,776.88	0.00	2,141,200.62	-	4,203,275.51
2018	1,225,298.00	6,000.00	697,407.76	0.00	2,141,200.62	1,000,000.00	5,069,906.39
2019	1,225,298.00	6,000.00	571,054.59	0.00	2,141,200.62	-	3,943,553.22
2020	1,225,298.00	6,000.00	464,780.52	0.00	2,141,200.62	1,200,000.00	5,037,279.15
2021	1,225,298.00	6,000.00	376,068.50	0.00	2,141,200.62	-	3,748,567.13
2022	1,225,298.00	6,000.00	234,877.25	0.00	2,141,200.62	-	3,607,375.88

FUENTE: PROGRAMA DESARROLLO DE TESIS  
ELABORADO POR: ADRIAN DE LA A Y LUIS ALVAREZ

Para el cálculo de los ingresos generados por el proyecto, tal como se realiza en la propuesta 1, se calcula la cantidad de KWh generados por el proyecto, si es



que este se implementara, tomando en cuenta la tarifa eléctrica para este sector dada por el CONELEC. Los resultados se detallan en la tabla 6.14.

**Tabla 6.14 Ingresos por generación**

<b>AÑO</b>	<b>KWh Generados por Gas Captado</b>	<b>Tarifa \$/KWh</b>	<b>Kwh Generados con Gas</b>	<b>TOTAL Ingresos US\$</b>
2010	-	-	-	-
2011	31833280	0.1055	123807411	16,420,092.84
2012	73162618	0.1055	93085592	17,539,186.17
2013	95128249	0.1055	69602598	17,379,104.40
2014	101871285	0.1055	52207866	16,255,350.37
2015	98142539	0.1055	39160337	14,485,453.43
2016	88752653	0.1055	29443013	12,469,642.80
2017	76431473	0.1055	22015332	10,386,137.91
2018	64161514	0.1055	16513370	8,511,200.30
2019	52537022	0.1055	12386432	6,849,424.35
2020	42759808	0.1055	9312837.7	5,493,664.09
2021	34598302	0.1055	6963459	4,384,765.73
2022	21608707	0.1055	4044699	2,706,434.29

**FUENTE:** PROGRAMA DESARROLLO DE TESIS  
**ELABORADO POR:** ADRIAN DE LA A Y LUIS ALVAREZ

La utilidad y el costo medio de energía a lo largo del proyecto se calculan exactamente de la misma manera que en la propuesta 1. Los resultados se muestran en la tabla 6.15

Para la segunda propuesta a considerar como alternativa para satisfacer la demanda energética del Bloque 18, los resultados de los indicadores son los siguientes:

**COSTO MEDIO ANUAL DE ENERGÍA:** US\$ 0.03  
**VAN:** US\$ -4.005.304,45  
**TIR:** 17,169%

La tasa interna de retorno calculada con la Ec. 6.3 es menor a la tasa mínima aceptable de retorno, además el valor actual neto calculado con la Ec 6.1 es menor que cero. Con estos resultados el proyecto no resulta rentable.

**Tabla 6.15 Tabla de flujo de proyecto y costo anual de energía para la alternativa 2**

<b>AÑO</b>	<b>CAPEX [US\$]</b>	<b>OPEX [US\$]</b>	<b>INGRESOS [US\$]</b>	<b>UTILIDAD NETA [US\$]</b>	<b>FLUJO DEL PROYECTO [US\$]</b>
2010	-49,247,614.34	-	-	-	-49,247,614.34
2011	-	3,726,512.54	16,420,092.84	8,092,157.44	10,233,358.06
2012	-	4,896,044.13	25,039,186.17	12,841,253.05	14,982,453.67
2013	-	5,046,660.80	17,379,104.40	7,861,932.79	10,003,133.42
2014	-	5,679,795.21	16,255,350.37	6,741,916.41	8,883,117.04
2015	-	4,439,265.36	14,485,453.43	6,404,444.89	8,545,645.52
2016	-	4,337,201.39	12,469,642.80	5,184,431.40	7,325,632.03
2017	-	4,203,275.51	10,386,137.91	3,941,574.78	6,082,775.40
2018	-	5,069,906.39	8,511,200.30	2,193,824.87	4,335,025.49
2019	-	3,943,553.22	6,849,424.35	1,852,492.84	3,993,693.47
2020	-	5,037,279.15	5,493,664.09	290,945.40	2,432,146.02
2021	-	3,748,567.13	4,384,765.73	405,576.61	2,546,777.23
2022	-	3,607,375.88	2,706,434.29	-900,941.59	28,060,618.49

FUENTE: PROGRAMA DESARROLLO DE TESIS  
ELABORADO POR: ADRIAN DE LA A Y LUIS ALVAREZ

#### **6.4.4. ALTERNATIVA 3: USO DE GAS Y VENTA DE ENERGÍA**

En esta propuesta se contempla realizar las mismas inversiones que en la propuesta 2 además de la instalación de una subestación eléctrica, la diferencia radica en que para esta alternativa se va a captar el gas necesario para producir la máxima cantidad de energía en PGE. Se satisface la demanda energética del Bloque 18 y queda un excedente de energía para la venta.

Se considera además que el proyecto sea catalogado como Mecanismo de Desarrollo Limpio por lo que se suma el costo que empresas externas entregan por cada tonelada de CO<sub>2</sub> equivalente que deja de ser emitida con este proyecto. Las toneladas se calculan en el capítulo 5 con ayuda del SIGEA (Sistema Integrado de Gestión de Emisiones a la Atmósfera).

##### **6.4.4.1. CAPEX para la Alternativa 3**

Los costos para el transporte del gas desde la empresa proveedora son los mismos que la alternativa 2. La ampliación de la capacidad de generación tiene el

mismo costo que la alternativa 2. Estos costos fueron descritos en las tablas 6.11 y 6.12 respectivamente.

Se debe invertir en una subestación eléctrica para la venta de energía, este costo se estima en US\$ 600.000 basados en equipos instalados actualmente en la CPF.

#### 6.4.4.2. OPEX para la Alternativa 3

Los gastos operativos de la propuesta 3 con respecto a la propuesta 2 cambian principalmente por la compra de gas combustible, ya que en este caso se toma en cuenta que se va a generar la máxima capacidad que pueda dar la planta de generación. Estos gastos se resumen en la tabla 6.16.

**Tabla 6.16 OPEX para la alternativa 3**

AÑO	Costos de Mantenimiento (Variables) [US\$]	Costo del Gas [US\$]	Costo Gas Captado (Fijo) [US\$]	Costo Petróleo [US\$]	Depreciación y Amortización [US\$]	Overhall [US\$]	TOTAL [US\$]
2010	-	-	-	-	-	-	-
2011	1,233,298.00	6,000.00	368,180.32	-	2,167,287.58	-	3,774,765.91
2012	1,233,298.00	6,000.00	702,113.13	720,299.65	2,167,287.58	-	4,828,998.37
2013	1,225,298.00	6,000.00	957,363.06	640,159.46	2,167,287.58	-	4,996,108.11
2014	1,225,298.00	6,000.00	1,146,436.24	-	2,167,287.58	1,200,000.00	5,745,021.83
2015	1,225,298.00	6,000.00	1,288,257.20	-	2,167,287.58	-	4,686,842.79
2016	1,225,298.00	6,000.00	1,393,880.29	-	2,167,287.58	-	4,792,465.88
2017	1,225,298.00	6,000.00	1,474,615.96	-	2,167,287.58	-	4,873,201.55
2018	1,225,298.00	6,000.00	1,534,419.89	-	2,167,287.58	1,000,000.00	5,933,005.48
2019	1,225,298.00	6,000.00	1,579,277.92	-	2,167,287.58	-	4,977,863.51
2020	1,225,298.00	6,000.00	1,612,686.55	-	2,167,287.58	1,200,000.00	6,211,272.14
2021	1,225,298.00	6,000.00	1,638,223.27	-	2,167,287.58	-	5,036,808.86
2022	1,225,298.00	6,000.00	1,669,948.92	-	2,167,287.58	-	5,068,534.51

FUENTE: PROGRAMA DESARROLLO DE TESIS  
ELABORADO POR: ADRIAN DE LA A Y LUIS ALVAREZ

Los ingresos por generación son mayores en este caso, dado que se genera la máxima capacidad del sistema, es decir 18 MW todo el tiempo. Los detalles se muestran en la tabla 6.17.

**Tabla 6 17 Ingresos por generación para la alternativa 3**

<b>AÑO</b>	<b>KWh Generados por Gas Captado</b>	<b>Tarifa \$/KWh</b>	<b>Kwh Generados con Gas</b>	<b>Otros ingresos</b>	<b>TOTAL Ingresos US\$</b>
2010	-	-	-	-	-
2011	155,640,690.40	0.1055	3,573,558.18	-	16,797,103.22
2012	166,248,210.20	0.1055	6,814,710.01	7,500,000.00	25,758,138.08
2013	164,730,847.40	0.1055	9,292,165.90	-	18,359,427.90
2014	154,079,150.40	0.1055	11,127,310.18	-	17,429,281.59
2015	137,302,876.10	0.1055	12,503,824.40	-	15,804,606.90
2016	118,195,666.40	0.1055	13,529,002.12	-	13,896,952.53
2017	98,446,804.81	0.1055	14,312,622.49	-	11,896,119.58
2018	80,674,884.38	0.1055	14,893,079.42	-	10,082,420.18
2019	64,923,453.53	0.1055	15,328,471.46	-	8,466,578.09
2020	52,072,645.37	0.1055	15,652,735.62	-	7,145,027.69
2021	41,561,760.52	0.1055	15,900,595.08	-	6,062,278.52
2022	25,653,405.58	0.1055	16,208,524.26	-	4,416,433.60

FUENTE: PROGRAMA DESARROLLO DE TESIS  
ELABORADO POR: ADRIAN DE LA A Y LUIS ALVAREZ

Sin que exista alguna variación para el cálculo de las utilidades o impuestos con respecto a los calculados para las alternativas anteriores, los resultados para esta propuesta se exponen en la tabla 6.18.

Para esta propuesta en la que se capta gas de campos aledaños y además se amplía la capacidad de generación con gas los indicadores económicos calculados son los siguientes:

**COSTO MEDIO ANUAL DE ENERGÍA: US\$ 0.03**  
**VAN: US\$ 26.153.905**  
**TIR: 22.221%**

Los resultados demuestran que el valor actual neto del proyecto calculado con la Ec. 6.1 es positivo, por lo que el proyecto en teoría es viable. La tasa interna de retorno corregida calculada con la ecuación 6.3 es mayor a la tasa mínima

aceptable de retorno propuesta por la empresa, por ese lado el proyecto también es resulta viable.

**Tabla 6.18 Tabla de flujo de proyecto y costo anual de energía para la alternativa 3**

AÑO	CAPEX [US\$]	OPEX [US\$]	INGRESOS [US\$]	UTILIDAD NETA [US\$]	FLUJO DEL PROYECTO [US\$]
2010	-49,847,614.34	-	-	-	-49,847,614.34
2011	-	3,774,765.91	19,993,651.02	10,339,539.26	12,506,826.84
2012	-	4,828,998.37	31,853,896.18	17,228,372.36	19,395,659.94
2013	-	4,996,108.11	26,671,270.29	13,817,915.89	15,985,203.47
2014	-	5,745,021.83	27,382,660.54	13,793,994.68	15,961,282.26
2015	-	4,686,842.79	26,989,277.83	14,217,802.33	16,385,089.91
2016	-	4,792,465.88	25,998,644.93	13,518,939.14	15,686,226.72
2017	-	4,873,201.55	24,698,760.40	12,638,793.77	14,806,081.35
2018	-	5,933,005.48	23,404,279.72	11,137,937.33	13,305,224.91
2019	-	4,977,863.51	22,177,895.81	10,965,020.59	13,132,308.17
2020	-	6,211,272.14	21,146,399.71	9,521,143.83	11,688,431.41
2021	-	5,036,808.86	20,285,360.81	9,720,951.87	11,888,239.45
2022	-	5,068,534.51	18,914,958.55	8,827,095.32	38,126,742.36

FUENTE: PROGRAMA DESARROLLO DE TESIS  
ELABORADO POR: ADRIAN DE LA A Y LUIS ALVAREZ

#### 6.4.5. ALTERNATIVA 4: RENTA DE ENERGÍA

La propuesta 4 considera la renta de energía para superar el déficit. Esta renta se realizaría mediante Power Modules, tal como se realizaba años atrás. En esta propuesta no se realiza inversión alguna (CAPEX).

##### 6.4.5.1. OPEX para la Alternativa 4

Los costos operativos en este caso son importantes ya que todos los equipos son rentados, no se realiza inversión inicial en CAPEX (compra de equipos o materiales), por lo que no existe depreciación para la compañía. Tabla 6.19.

Los ingresos por generación se consideran por la generación de los megavatios para cubrir la demanda energética del Bloque, sin embargo se continua utilizando

el gas asociado a la producción para generación en turbogeneradores. Esto se resume en la tabla 6.20.

**Tabla 6.19 OPEX para la alternativa 4**

AÑO	Costos de Mantenimiento (Variables) [US\$]	Costo del Gas [US\$]	Depreciación y Amortización [US\$]	Costo Diesel [US\$]	Overhall [US\$]	TOTAL [US\$]
2010	-	-	-	-	-	-
2011	1,933,015	6,000	-	42,901,773.33	-	44,840,788.33
2012	2,043,016	6,000	-	46,179,496.94	-	48,228,512.94
2013	2,043,016	6,000	-	45,710,631.84	-	47,759,647.84
2014	1,933,015	6,000	-	42,419,257.47	-	44,358,272.47
2015	1,713,013	6,000	-	37,235,388.70	-	38,954,401.70
2016	1,493,011	6,000	-	31,331,260.91	-	32,830,271.91
2017	1,273,009	6,000	-	25,228,862.69	-	26,507,871.69
2018	1,053,007	6,000	-	19,737,339.27	-	20,796,346.27
2019	833,005	6,000	-	14,870,147.14	-	15,709,152.14
2020	723,004	6,000	-	10,899,247.42	-	11,628,251.42
2021	613,003	6,000	-	7,651,384.00	-	8,270,387.00
2022	393,001	6,000	-	2,735,702.32	-	3,134,703.32

FUENTE: PROGRAMA DESARROLLO DE TESIS  
ELABORADO POR: ADRIAN DE LA A Y LUIS ALVAREZ

Los cálculos del flujo de caja y flujo de proyecto se realizaron de la misma manera para las propuestas anteriores en estudio. Los resultados de estos se dan en la tabla 6.21.

**Tabla 6.20 Ingresos por generación para la alternativa 4**

AÑO	KWh Generados por déficit	Tarifa \$/KWh	Kwh Generados con Gas	TOTAL Ingresos US\$
2010	-	-	-	-
2011	31,833,279.77	0.11	123,807,410.60	16,420,092.84
2012	73,162,617.86	0.11	93,085,592.30	17,539,186.17
2013	95,128,249.24	0.11	69,602,598.16	17,379,104.40
2014	101,871,284.80	0.11	52,207,865.59	16,255,350.37
2015	98,142,538.63	0.11	39,160,337.43	14,485,453.43
2016	88,752,653.33	0.11	29,443,013.03	12,469,642.80
2017	76,431,472.96	0.11	22,015,331.85	10,386,137.91
2018	64,161,513.95	0.11	16,513,370.43	8,511,200.30
2019	52,537,021.89	0.11	12,386,431.64	6,849,424.35
2020	42,759,807.63	0.11	9,312,837.74	5,493,664.09
2021	34,598,301.55	0.11	6,963,458.97	4,384,765.73
2022	21,608,706.61	0.11	4,044,698.97	2,706,434.29

FUENTE: PROGRAMA DESARROLLO DE TESIS  
ELABORADO POR: ADRIAN DE LA A Y LUIS ALVAREZ

**Tabla 6.21 Tabla de flujo de proyecto y costo anual de energía para la alternativa 4**

<b>AÑO</b>	<b>CAPEX [US\$]</b>	<b>OPEX [US\$]</b>	<b>INGRESOS [US\$]</b>	<b>UTILIDAD NETA [US\$]</b>	<b>FLUJO DEL PROYECTO [US\$]</b>
2010	\$0.00	-	-	-	\$0.00
2011	-	-44,834,788.33	16,420,092.84	-28,414,695.49	-27,203,095.49
2012	-	-48,222,512.94	17,539,186.17	-30,683,326.77	-29,471,726.77
2013	-	-47,753,647.84	17,379,104.40	-30,374,543.44	-29,162,943.44
2014	-	-44,352,272.47	16,255,350.37	-28,096,922.10	-26,885,322.10
2015	-	-38,948,401.70	14,485,453.43	-24,462,948.28	-23,251,348.28
2016	-	-32,824,271.91	12,469,642.80	-20,354,629.10	-19,143,029.10
2017	-	-26,501,871.69	10,386,137.91	-16,115,733.78	-14,904,133.78
2018	-	-20,790,346.27	8,511,200.30	-12,279,145.97	-11,067,545.97
2019	-	-15,703,152.14	6,849,424.35	-8,853,727.79	-7,642,127.79
2020	-	-11,622,251.42	5,493,664.09	-6,128,587.33	-4,916,987.33
2021	-	-8,264,387.00	4,384,765.73	-3,879,621.27	-2,668,021.27
2022	-	-3,128,703.32	2,706,434.29	-422,269.03	789,330.97

**FUENTE:** PROGRAMA DESARROLLO DE TESIS  
**ELABORADO POR:** ADRIAN DE LA A Y LUIS ALVAREZ

En esta propuesta debido a que no existe inversión de parte de la empresa para la generación, y dado que los costos operativos son altos, no existe una tasa interna de retorno. El valor presente neto es el siguiente:

**COSTO MEDIO ANUAL DE ENERGÍA:** US\$ 0.25  
**VAN:** US\$ -103.700.071,95

## 6.5. ANÁLISIS DE LA MEJOR ALTERNATIVA ECONÓMICA

Para realizar un análisis desde el punto de vista económico de diferentes proyectos que tratan de satisfacer una misma necesidad, y tomando en cuenta que los proyectos son mutuamente excluyentes, es decir que se debe escoger de entre varias alternativas una sola para realizar la inversión se debe realizar un análisis especial. Este tipo de análisis se realiza para la evaluación de proyectos, existen varias formas de comparar proyectos mutuamente excluyentes como estos, los criterios que se usarán para este análisis son:

- Valor anual equivalente
- Inversión incremental.

### 6.5.1. VALOR ANUAL EQUIVALENTE

Consiste en realizar cálculos de un valor promedio en el tiempo de los diferentes flujos de caja a un valor equivalente, la teoría dice que el proyecto que tenga el mayor flujo es el que debe ser tomado en cuenta, siempre y cuando la inversión también sea la menor. Es un procedimiento que da un primer indicio de que proyecto es el mejor.

La fórmula que transforma el VAN en un flujo equivalente para cada año es la siguiente (Ec. 6.7):

$$VAN_{EQ} = VAN \cdot \left[ \frac{(1+i)^n \cdot i}{(1+i)^n - 1} \right] \quad \text{Ec. 6.7}$$

Donde:

VAN: es el valor actual neto calculado para cada proyecto con la tasa de descuento.

i: tasa de descuento propuesto por la empresa [%].

n: número de periodos en donde se realiza el análisis.

Los resultados del cálculo para cada propuesta se detallan en la tabla 6.22.

#### 6.5.1.1. Análisis entre Proyectos

Este análisis considera los equipos existentes en la PGE más no incluye los costos de operación de la misma. Solo constan los costos de operación de los equipos que deberán ser adquiridos para satisfacer la demanda energética.

**Tabla 6.22 Valor actual neto equivalente para cada alternativa**

INDICATIVO	PROYECTO 1	PROYECTO 2	PROYECTO 3	PROYECTO 4
VAN	7,625,467.55	-4,005,304.45	26,153,905.00	-103,700,071.95
VAN eq	1,590,884.59	-835,617.89	5,456,431.89	-21,634,718.79
INVERSIÓN	16,000,000.00	49,247,614.34	49,847,614.34	\$ -

FUENTE: PROGRAMA DESARROLLO DE TESIS  
ELABORADO POR: ADRIAN DE LA A Y LUIS ALVAREZ



Tomando en cuenta la tabla 6.22 es evidente que la única propuesta que tiene un valor actual neto equivalente calculado con la Ec. 6.7 positivo y alto es la propuesta número 3, ya que es la única alternativa en donde el valor actual neto calculado a la tasa mínima aceptada de retorno da positivo. Con este análisis se puede listar los proyectos desde el más rentable hasta el menos rentable, obteniendo las siguientes ubicaciones.

1. Alternativa 3, donde se capta gas de campos aledaños para producir la máxima capacidad de energía con la ampliación de la planta de generación. Y en donde el exceso de energía es vendido. Esta propuesta resulta la más rentable según este análisis.
2. Alternativa 1, que aumenta la capacidad de generación con crudo, y usa el crudo producido para generar la energía necesaria para cubrir el déficit.
3. Alternativa 2, donde se amplía la capacidad de generación de la PGE y se capta gas de campos aledaños solo para generar la energía necesaria para satisfacer la demanda.
4. Alternativa 4, se renta energía, no se realiza inversión pero es el escenario en donde el valor presente neto es el más bajo lo que indica que es la alternativa más costosa en el tiempo.

Para corroborar los resultados del análisis de valor presente equivalente, se realiza el análisis de inversión incremental.

### **6.5.2. INVERSIÓN INCREMENTAL**

Este análisis es muy útil para comparar proyectos mutuamente excluyentes, consiste en analizar los proyectos en base al que implica mayor inversión para de esta manera concluir si es que se justifica la mayor inversión del mismo con respecto a otras alternativas.

El método de cálculo consiste en restar el flujo de caja del proyecto de mayor inversión de los demás. Con esta diferencia, se calcula el VAN, y el TIR que se tiene por el aumento de inversión (Tabla 6.23)

**Tabla 6.23 Flujos de caja de cada alternativa**

AÑO	FLUJO DE PROYECTO 1	FLUJO DE PROYECTO 2	FLUJO DE PROYECTO 3	FLUJO DE PROYECTO 4
	QUEMANDO CRUDO [US\$]	USANDO GAS PARA CUBRIR DEMANDA [US\$]	USANDO GAS Y VENDIENDO EXCEDENTE DE ENERGÍA [US\$]	RENTA DE GENERADORES A DIESEL [US\$]
2010	-16,000,000.00	-49,247,614.34	-49,847,614.34	0.00
2011	8,469,735.31	10,233,358.06	12,506,826.84	-27,203,095.49
2012	7,061,423.05	14,982,453.67	19,395,659.94	-29,471,726.77
2013	5,836,815.97	10,003,133.42	15,985,203.47	-29,162,943.44
2014	4,774,253.92	8,883,117.04	15,961,282.26	-26,885,322.10
2015	3,837,368.17	8,545,645.52	16,385,089.91	-23,251,348.28
2016	3,034,339.72	7,325,632.03	15,686,226.72	-19,143,029.10
2017	2,338,640.77	6,082,775.40	14,806,081.35	-14,904,133.78
2018	386,039.21	4,335,025.49	13,305,224.91	-11,067,545.97
2019	1,310,661.11	3,993,693.47	13,132,308.17	-7,642,127.79
2020	948,299.17	2,432,146.02	11,688,431.41	-4,916,987.33
2021	640,300.82	2,546,777.23	11,888,239.45	-2,668,021.27
2022	8,328,008.57	28,060,618.49	38,126,742.36	789,330.97

FUENTE: PROGRAMA DESARROLLO DE TESIS  
ELABORADO POR: ADRIAN DE LA A Y LUIS ALVAREZ

Para este caso se va a realizar el análisis en base a los dos proyectos que usan gas como combustible para generación.

Tomando en cuenta la alternativa 3, por ser la propuesta de mayor inversión, y restando los flujos de caja de las demás propuestas se tiene los resultados descritos en la tabla 6.24.

De acuerdo al análisis de la alternativa 3 es la mejor, ya que la diferencia de inversión con respecto a las otras propuestas se recupera, tal como se ve en el valor actual neto de la comparación final (Tabla 6.24) ya que todos son valores positivos, y además la TIR corregida es mayor que la TMAR.

De la misma manera se analiza la alternativa que le sigue en cuanto a inversión está la propuesta 2, para la cual también se hace un análisis incremental obteniendo los resultados que se tabulan en la tabla 6.25.

**Tabla 6.24 TIR corregido resultante del análisis incremental de la inversión en base a la alternativa 3**

<b>22.44%</b>	<b>31.63%</b>	<b>63.96%</b>
<b>PROYECTO 3 - PROYECTO 1</b>	<b>PROYECTO 3 - PROYECTO 4</b>	<b>PROYECTO 3 - PROYECTO 2</b>
<b>[US\$]</b>	<b>[US\$]</b>	<b>[US\$]</b>
-33,621,635.48	-48,414,891.45	-594,044.23
2,196,203.94	9,066,591.94	37,209.22
5,686,359.96	9,455,448.64	61,211.61
3,964,944.37	7,403,224.98	70,315.18
3,704,015.43	5,954,090.34	70,507.66
3,520,796.48	4,667,793.38	66,178.80
3,008,495.31	3,475,995.38	59,812.06
2,512,403.18	2,512,804.98	52,887.21
2,206,303.02	1,746,931.54	46,088.19
1,710,905.42	1,261,880.46	39,791.10
1,317,272.52	854,784.81	34,155.47
1,169,114.20	635,001.55	29,211.67
2,624,821.66	1,380,343.44	26,676.07

FUENTE: PROGRAMA DESARROLLO DE TESIS  
ELABORADO POR: ADRIAN DE LA A Y LUIS ALVAREZ

**Tabla 6.25 TIR corregido resultante del análisis incremental de la inversión en base a la alternativa 2**

<b>13.86%</b>	<b>29.76%</b>
<b>PROYECTO 2 - PROYECTO 1</b>	<b>PROYECTO 2 - PROYECTO 4</b>
<b>[US\$]</b>	<b>[US\$]</b>
-33,180,618.68	-47,645,141.34
2,294,118.83	10,148,760.83
8,731,923.10	10,212,896.21
3,892,230.58	7,625,430.64
3,253,013.52	5,901,634.17
3,158,960.72	4,446,070.56
2,439,991.31	3,136,463.62
1,804,137.48	2,107,534.81
1,612,581.94	1,310,803.22
928,496.07	839,188.07
435,172.29	449,175.83
473,828.94	270,106.96
4,156,163.92	1,197,076.43

FUENTE: PROGRAMA DESARROLLO DE TESIS  
ELABORADO POR: ADRIAN DE LA A Y LUIS ALVAREZ

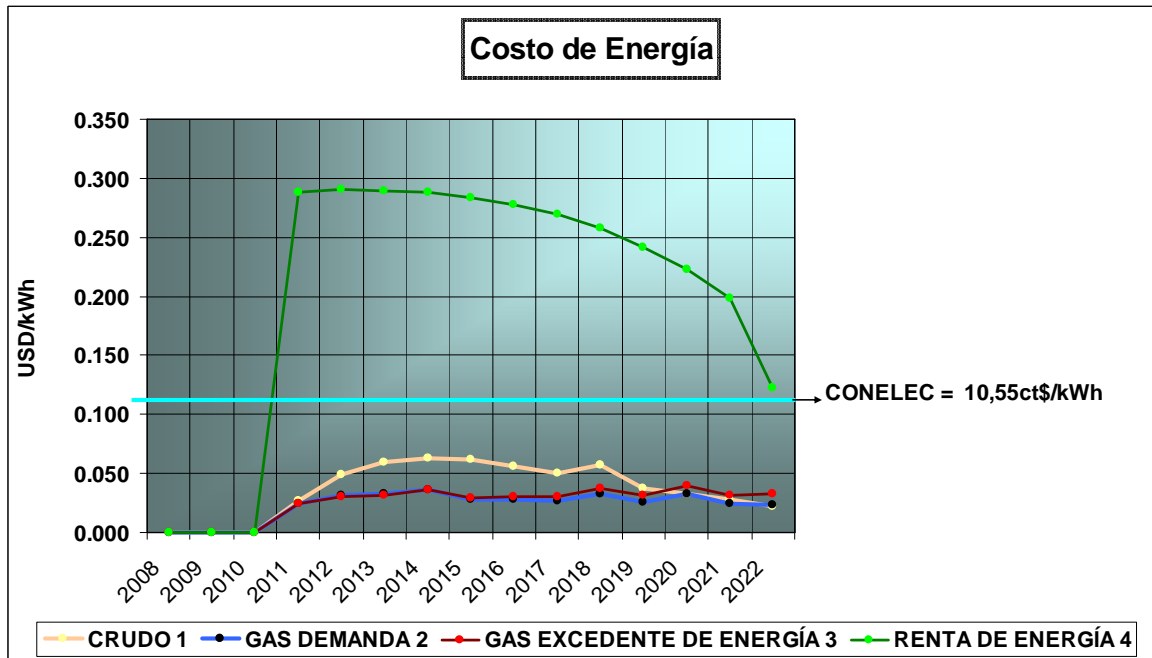
De acuerdo al análisis incremental, la propuesta 2 no es mejor alternativa que la propuesta 1, dado que los resultados del valor presente neto incremental producto de la comparación de la propuesta 2 con los demás proyectos son positivos, pero la TIR que se obtiene es menor a la tasa mínima aceptable de retorno (TMAR) que la empresa operadora del Bloque 18 tiene para proyectos de este tipo.

En conclusión, la inversión extra que se debe hacer en el proyecto 2 con respecto al proyecto 1 no se recupera. Pero se demuestra que el proyecto 2 es mejor que el proyecto 4.

## 6.6. COSTO DE LA ENERGÍA GENERADA

La figura 6.1 indica los costos de energía para cada alternativa en el tiempo, de acuerdo a lo que cuesta producir cada KW-h.

**Figura 6.1 Costo de la energía en el tiempo para cada alternativa**



FUENTE: PROGRAMA DESARROLLO DE TESIS  
ELABORADO POR: ADRIAN DE LA A Y LUIS ALVAREZ

## 6.7. ALTERNATIVA SELECCIONADA

Para seleccionar la mejor alternativa que cubra la necesidad se emplean técnicas ampliamente usadas para este fin como son:

- Método de Jerarquías Analíticas AHP<sup>1</sup>
- Análisis FODA

### 6.7.1. MÉTODO DE JERARQUÍAS ANALÍTICAS

El método de jerarquías analíticas, es parte del método multicriterios discretos, es un método mediante el cual se elige la mejor alternativa mediante calificaciones o “ranking” de cada una. Este método fue propuesto entre los años 1977 a 1980 por Tomas L. Saaty y se basa en la obtención de preferencias o pesos a las alternativas. Para esto se da valores a través de la escala numérica de Saaty (Tabla 6.26)

**Tabla 6.26 Tabla numérica de SAATY**

Número	Definición	Comentario
1	Igual importancia	A y B tienen la misma importancia
3	Importancia moderada	A es ligeramente más importante que B
5	Importancia grande	A es más importante que B
7	Importancia muy grande	A es mucho más importante que B
9	Importancia extrema	A es extremadamente más importante que B

FUENTE: MÉTODO MULTICRITERIOS DISCRETOS-UNIVERSIDAD DE HUELVA  
ELABORADO POR: ADRIAN DE LA A Y LUIS ALVAREZ

Para la aplicación de este método es necesario que tanto los criterios como las alternativas se puedan catalogar en forma jerárquica, de tal forma que el primer nivel de jerarquía corresponda al propósito general del problema, el segundo a los criterios y el tercero a las alternativas.

En este caso se han tomado en cuenta los siguientes criterios:

- Operabilidad.
- Mantenibilidad.

<sup>1</sup> Analytic Hierarchi Process, Paper de la Universidad Nacional de Medellín

- Tiempo de implementación.
- Análisis financiero.
- Disponibilidad.
- Confiabilidad.
- Impacto ambiental.
- Impacto legal.

Las alternativas que se tomaron en cuenta son:

- Quemar gas.
- Quemar crudo.
- Renta de generadores a diesel.

Generalmente se cree que la mejor alternativa de inversión es la que obtiene mayores réditos económicos, es decir la alternativa cuya inversión es la menor en el tiempo y además el VAN del flujo de caja es el más alto.

En el caso de las empresas del sector petrolero el ámbito económico es un criterio más, de un conjunto de criterios que tienen un peso específico dentro del sistema o proceso que se implementará.

Los pasos a seguir para construir las diferentes matrices que ayudarán a escoger la mejor alternativa de inversión desde obtener los pesos finales hasta calcular el peso de cada alternativa son:

1. Se construye una tabla de comparaciones de acuerdo a la Tabla numérica de Saaty comparando cada criterio. Los resultados se demuestran en la tabla 6.27.

Tabla 6.27 Comparación entre criterios (Número de Satty)

RELEVANCIAS DE CRITERIOS			
Criterio 1	Criterio 2	Criterio 1 con respecto a Criterio 2	# Saaty
Operabilidad	Mantenibilidad	Son <b>igual de importantes</b>	<b>1</b>
	Tiempo de implementación	Es <b>más importante</b> que	<b>5</b>
	Valor Presente Neto	Es <b>más importante</b> que	<b>5</b>
	Disponibilidad	Es <b>ligeramente menos importante</b> que	<b>0.333333</b>
	Confiabilidad	Es <b>ligeramente menos importante</b> que	<b>0.333333</b>
	Impacto Ambiental	Es <b>ligeramente más importante</b> que	<b>3</b>
	Impacto Legal	Es <b>ligeramente más importante</b> que	<b>3</b>
Mantenibilidad	Tiempo de implementación	Es <b>ligeramente más importante</b> que	<b>3</b>
	Valor Presente Neto	Es <b>ligeramente más importante</b> que	<b>3</b>
	Disponibilidad	Es <b>ligeramente menos importante</b> que	<b>0.333333</b>
	Confiabilidad	Es <b>ligeramente menos importante</b> que	<b>0.333333</b>
	Impacto Ambiental	Es <b>ligeramente más importante</b> que	<b>3</b>
	Impacto Legal	Es <b>ligeramente más importante</b> que	<b>3</b>
Tiempo de Implementación	Valor Presente Neto	Es <b>ligeramente menos importante</b> que	<b>0.333333</b>
	Disponibilidad	Es <b>menos importante</b> que	<b>0.2</b>
	Confiabilidad	Es <b>mucho menos importante</b> que	<b>0.142857</b>
	Impacto Ambiental	Son <b>igual de importantes</b>	<b>1</b>
	Impacto Legal	Son <b>igual de importantes</b>	<b>1</b>
Valor Presente Neto	Disponibilidad	Es <b>menos importante</b> que	<b>0.2</b>
	Confiabilidad	Es <b>mucho menos importante</b> que	<b>0.142857</b>
	Impacto Ambiental	Es <b>más importante</b> que	<b>5</b>
	Impacto Legal	Es <b>más importante</b> que	<b>5</b>
Disponibilidad	Confiabilidad	Son <b>igual de importantes</b>	<b>1</b>
	Impacto Ambiental	Es <b>más importante</b> que	<b>5</b>
	Impacto Legal	Es <b>más importante</b> que	<b>5</b>
Confiabilidad	Impacto Ambiental	Es <b>mucho más importante</b> que	<b>7</b>
	Impacto Legal	Es <b>mucho más importante</b> que	<b>7</b>
Impacto Ambiental	Impacto Legal	Son <b>igual de importantes</b>	<b>1</b>

FUENTE: PROGRAMA "MATRIZ DE DECISIÓN"  
ELABORADO POR: ADRIAN DE LA A Y LUIS ALVAREZ

2. Se construye la matriz A que nos dará los pesos de los diferentes criterios colocando el número de Satty de la tabla 6.28 en la fila correspondiente al Criterio 1 y la columna correspondiente al Criterio 2, la matriz quedará constituida de manera que el elemento de la matriz  $n_{i,j} = \frac{1}{n_{j,i}}$ . De esta forma la matriz queda constituida como indica la tabla 6.28. Al final se suman los elementos de cada columna.

Tabla 6.28 Matriz A

	Z <sub>1</sub>	Z <sub>2</sub>	Z <sub>3</sub>	Z <sub>4</sub>	Z <sub>5</sub>	Z <sub>6</sub>	Z <sub>7</sub>	Z <sub>8</sub>	
Z <sub>1</sub>	<b>Operabilidad</b>	1	1	5	5	0.3333	0.3333	3	3
Z <sub>2</sub>	<b>Mantenibilidad</b>	1	<b>1</b>	3	3	0.3333	0.3333	3	3
Z <sub>3</sub>	<b>Tiempo de implementación</b>	0.2	0.3333	<b>1</b>	0.3333	0.2	0.1429	1	1
Z <sub>4</sub>	<b>Valor Presente Neto</b>	0.2	0.3333	3	<b>1</b>	0.2	0.1429	5	5
Z <sub>5</sub>	<b>Disponibilidad</b>	3	3	5	5	<b>1</b>	1	5	5
Z <sub>6</sub>	<b>Confiabilidad</b>	3	3	7	7	1	<b>1</b>	7	7
Z <sub>7</sub>	<b>Impacto Ambiental</b>	0.3333	0.3333	1	0.2	0.2	0.1429	<b>1</b>	1
Z <sub>8</sub>	<b>Impacto Legal</b>	0.3333	0.3333	1	0.2	0.2	0.1429	1	<b>1</b>
<b>SUMA</b>		9.0667	9.3333	26	21.733	3.4667	3.2381	26	26

FUENTE: PROGRAMA "MATRIZ DE DECISIÓN"  
ELABORADO POR: ADRIAN DE LA A Y LUIS ALVAREZ

3. Cuando se ha construido la matriz principal, se pondera el valor de la misma dividiendo cada elemento de la matriz para la suma de cada columna correspondiente a la posición del elemento. Los resultados de esta operación se muestran en la tabla 6.29.

Tabla 6.29 Matriz A ponderada

	Z <sub>1</sub>	Z <sub>2</sub>	Z <sub>3</sub>	Z <sub>4</sub>	Z <sub>5</sub>	Z <sub>6</sub>	Z <sub>7</sub>	Z <sub>8</sub>	
Z <sub>1</sub>	<b>Operabilidad</b>	0.1103	0.1071	0.1923	0.2301	0.0962	0.1029	0.1154	0.1154
Z <sub>2</sub>	<b>Mantenibilidad</b>	0.1103	0.1071	0.1154	0.138	0.0962	0.1029	0.1154	0.1154
Z <sub>3</sub>	<b>Tiempo de implementación</b>	0.0221	0.0357	0.0385	0.0153	0.0577	0.0441	0.0385	0.0385
Z <sub>4</sub>	<b>Valor Presente Neto</b>	0.0221	0.0357	0.1154	0.046	0.0577	0.0441	0.1923	0.1923
Z <sub>5</sub>	<b>Disponibilidad</b>	0.3309	0.3214	0.1923	0.2301	0.2885	0.3088	0.1923	0.1923
Z <sub>6</sub>	<b>Confiabilidad</b>	0.3309	0.3214	0.2692	0.3221	0.2885	0.3088	0.2692	0.2692
Z <sub>7</sub>	<b>Impacto Ambiental</b>	0.0368	0.0357	0.0385	0.0092	0.0577	0.0441	0.0385	0.0385
Z <sub>8</sub>	<b>Impacto Legal</b>	0.0368	0.0357	0.0385	0.0092	0.0577	0.0441	0.0385	0.0385
<b>SUMA</b>		1	1	1	1	1	1	1	1

FUENTE: PROGRAMA "MATRIZ DE DECISIÓN"  
ELABORADO POR: ADRIAN DE LA A Y LUIS ALVAREZ

4. Se calcula el promedio de cada fila correspondiente. Este promedio corresponde a la matriz P, que es la matriz que nos da los pesos de cada criterio (Tabla 6.30).



Tabla 6.30 Matriz P

	Matriz P
Operabilidad	0.133709
Mantenibilidad	0.11259
Tiempo de implementación	0.036288
Valor Presente Neto	0.088199
Disponibilidad	0.257073
Confiabilidad	0.297422
Impacto Ambiental	0.03736
Impacto Legal	0.03736

FUENTE: PROGRAMA "MATRIZ DE DECISIÓN"  
ELABORADO POR: ADRIAN DE LA A Y LUIS ALVAREZ

5. Para comprobar si la matriz es consistente, se realiza una multiplicación matricial entre la matriz A ponderada y la matriz P. Los resultados obtenidos para cada criterio los divido para el peso del mismo y obtengo una matriz D (Tabla 6.31).

Tabla 6.31 Matriz "D"

D
8.313288
8.389586
8.224165
8.42039
8.448678
8.526228
8.27356
8.333348

FUENTE: PROGRAMA "MATRIZ DE DECISIÓN"  
ELABORADO POR: ADRIAN DE LA A Y LUIS ALVAREZ

6. Se revisa la consistencia de la matriz calculando un valor promedio de la matriz D.

$$\lambda = \sum_{i=1}^n \frac{Z_{i1}}{n} \quad \text{Ec. 6.8}$$

Donde:

n: número de elementos de la matriz

7. Se calcula un índice de consistencia IC.

$$IC = \frac{\lambda - n}{n - 1} \quad \text{Ec. 6.9}$$

Donde:

n: número de elementos de la matriz

8. Finalmente se calcula un porcentaje de consistencia CC, para lo cual es necesario basarse en un número previamente establecido conocido como Índice Aleatorio (IA). Tabla 6.32.

**Tabla 6.32 Valores IA**

Número de criterios	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Valores IA:	0	0	0.6	0.9	1.12	1.24	1.32	1.41	1.45	1.49	1.51	1.48	1.56	1.57	1.59

FUENTE: PROGRAMA "MATRIZ DE DECISIÓN"  
ELABORADO POR: ADRIAN DE LA A Y LUIS ALVAREZ

Si los valores de CC son menores del 10%, entonces la matriz es consistente.

$$CC = \frac{IC}{IA} \quad \text{Ec. 6.10}$$

Este procedimiento se debe repetir de la misma manera para cada alternativa así como se hizo para los criterios.

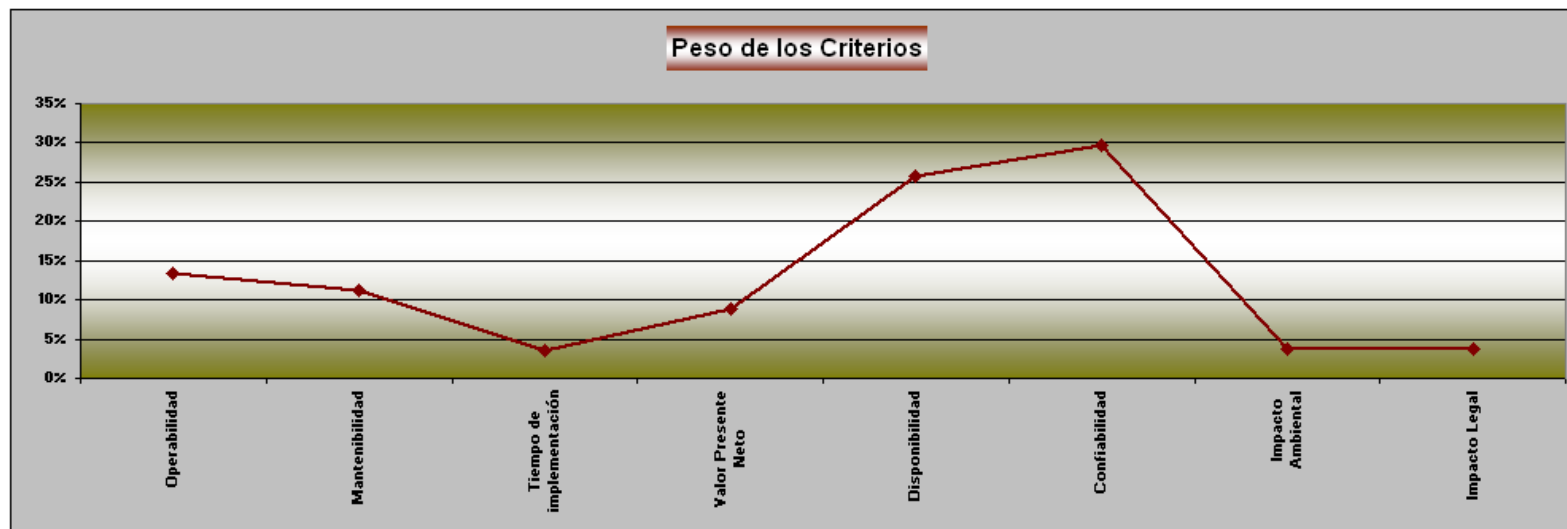
Finalmente se multiplica el valor promedio de cada criterio por el valor promedio obtenido de cada alternativa. Los resultados se muestran en la figura 6.3.

Figura 6.3 Matriz De Decisión

Pesos de los Criterios								
Operabilidad	Mantenibilidad	Tiempo de implementación	Valor Presente Neto	Disponibilidad	Confiabilidad	Impacto Ambiental	Impacto Legal	
13.37%	11.26%	3.63%	8.82%	25.71%	29.74%	3.74%	3.74%	

Pesos de las Alternativas								Pesos Globales de las alternativas	
Quemar Gas	0.723506057	0.260497956	0.106156324	0.643388869	0.63334572	0.63334572	0.723506057	0.643388869	58.89%
Quemar Crudo	0.19318606	0.106156324	0.260497956	0.282839025	0.260497956	0.260497956	0.19318606	0.282839025	23.44%
Renta de Energía	0.083307883	0.63334572	0.63334572	0.073772106	0.106156324	0.106156324	0.083307883	0.073772106	17.67%



FUENTE: PROGRAMA MATRIZ DE DECISIÓN  
 ELABORADO POR: ADRIAN DE LA A Y LUIS ALVAREZ

### **6.7.2. ANÁLISIS FODA**

El análisis FODA es una herramienta mediante la cual se puede analizar las Fortalezas, Oportunidades, Debilidades y Amenazas que un proyecto específico pueda tener.

Las fortalezas y las debilidades son considerados aspectos internos que se pueden controlar o mitigar. Las fortalezas son aquellos aspectos internos positivos del proyecto, que hacen que este sea considerado como mejor frente a proyectos de la misma clase. Por otro lado, las debilidades son aspectos que pueden resultar en una barrera para la correcta consecución o funcionamiento de un proyecto.

Las oportunidades y amenazas se consideran variables externas por lo que no se pueden controlar. Las oportunidades son aquellas situaciones externas que una vez que han sido identificadas, pueden ser aprovechadas. Por el contrario, las amenazas son situaciones negativas que pueden atentar contra el proyecto, por lo que se necesita una estrategia para sobrellevarla.

Los resultados del análisis FODA realizado para las diferentes alternativas junto con las iniciativas para mitigar los aspectos negativos de cada alternativa se muestran en la figura 6.4.

Figura 6.4 Análisis FODA

ANÁLISIS FODA PROYECTOS PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA		
<b>ANÁLISIS FODA: Quemar crudo</b>		
<b>Quemar crudo</b>	<b>FORTALEZAS</b> 1. Combustible a quemar a disposición 2. Ingeniería lista, equipos conocidos	<b>DEBILIDADES</b> 1. Capacitación al personal 2. Equipos de respaldo de motores de generación a gas
<b>OPORTUNIDADES</b> 1. Sistema se independiza de la producción de gas 2. Poco tiempo de espera para implementación	<b>INICIATIVAS F-O</b> 1. Instalación temprana del segundo generador a crudo 2. Reducción de paradas de producción	<b>INICIATIVAS D-O</b> 1. Reingeniería del sistema de generación a crudo 2. Historial de generación como elemento de respaldo de soporte
<b>AMENAZAS</b> 1. Aumento de emisiones al ambiente 2. Cambio en el sistema actual 3. Autorizaciones gubernamentales	<b>INICIATIVAS F-A</b> 1. EIA 2. Empezar con documentación para el gobierno	<b>INICIATIVAS D-A</b> 1. Procurar quemar crudo solo para satisfacer demanda 2. Reducir cargas innecesarias
<b>ANÁLISIS FODA: Quemar gas</b>		
<b>Quemar gas</b>	<b>FORTALEZAS</b> 1. Se mantiene sistema actual 2. Curva de aprendizaje avanzada	<b>DEBILIDADES</b> 1. CAPEX alto 2. Sistema de transporte para manejar el gas 3. Negociación con empresa proveedora de gas
<b>OPORTUNIDADES</b> 1. Emisiones al ambiente se mantienen bajas	<b>INICIATIVAS F-O</b> 1. Proyecto cumple requisitos para ser MDL 2. Conservar el diseño de equipos para gas pobre.	<b>INICIATIVAS D-O</b> 1. Comercializar excedente de energía para aliviar CAPEX 2. Se obtienen ingresos adicionales por reducir emisiones
<b>AMENAZAS</b> 1. Dependemos de la producción de gas 2. Tiempo de implementación considerable 3. Autorizaciones gubernamentales	<b>INICIATIVAS F-A</b> 1. Proyecto de Captación de gas 2. Gas de similares características al del B18.	<b>INICIATIVAS D-A</b> 1. Implementación temprana del proyecto 2. Leyes gubernamentales favorecen al proyecto
<b>ANÁLISIS FODA: Renta de energía</b>		
<b>Renta de energía</b>	<b>FORTALEZAS</b> 1. El personal es externo 2. No se necesita realizar inversión inicial	<b>DEBILIDADES</b> 1. Curva de aprendizaje del personal 2. Procesos internos lentos
<b>OPORTUNIDADES</b> 1. Eliminación del contingente laboral 2. Posibilidad de negociar un buen contrato	<b>INICIATIVAS F-O</b> 1. Responsabilidades de la empresa proveedora del servicio 2. Requerir los equipos generadores necesarios	<b>INICIATIVAS D-O</b> 1. Comunicación efectiva del proceso 2. Supervisión de generación para agilizar y fiscalizar el proceso.
<b>AMENAZAS</b> 1. Combustible a quemar resulta caro 2. Proceso de negociación 3. Fallas operativas conocidas anteriormente 4. Pérdidas de producción	<b>INICIATIVAS F-A</b> 1. Reducción de personal de PGE compensado en costos 2. Historial de producción con esta filosofía	<b>INICIATIVAS D-A</b> 1. Personal externo bien capacitado en el proceso 2. Reducción de paradas de producción

FUENTE: PROGRAMA ANÁLISIS FODA  
ELABORADO POR: ADRIAN DE LA A Y LUIS ALVAREZ

### 6.7.3. ANÁLISIS DE RIESGOS

La matriz de identificación y calificación de riesgos es una matriz cuyo diseño y parámetros a calificar se encuentran normados por la empresa. Esta herramienta es

muy útil para realizar los planes de mitigación de los riesgos potenciales en proyectos grandes que se desea desarrollar.

Los riesgos se miden como el producto de dos factores: la consecuencia \* la probabilidad y se dividen en: riesgos bajos, riesgos medios y riesgos altos.

#### **6.7.3.1. Alternativa Quema de Crudo**

La figura 6.5 muestra la matriz de calificación e identificación de riesgos de la alternativa de Quemar Crudo. En la figura 6.5 se muestra que para el parámetro costo, el riesgo es alto, debido principalmente a la compra de equipos dentro de los que están dos nuevos motores de combustión interna y el mantenimiento de la operación utilizando gas como combustible. Este riesgo es difícilmente controlable ya que el costo del crudo es una variable que no se puede definir y que probablemente aumente en el tiempo.

De igual manera existe un riesgo alto para los Stakeholders, ya que se requiere la aprobación previa para la inversión, para mitigar este riesgo es necesario preparar un estudio técnico-económico mucho más detallado que confirme que la quema de crudo es la mejor opción de inversión para cubrir el déficit de energía.

Otro riesgo a mitigar es el de la demora en proceso de licitación, este riesgo se puede mitigar con la preparación pronta de pliegos y el seguimiento continuo del proceso por parte del Líder del Proyecto, además de declarar el mismo como un proyecto de inversión urgente debido a las consecuencias de paro de producción si es que el mismo no es implantado a tiempo.

Los demás riesgos son riesgos medios y bajos que no impactan mayormente en la correcta consecución del Proyecto por lo que se consideran riesgos mitigables.

Figura 6.5 Identificación y Calificación de riesgos (Quemar Crudo)

MATRIZ DE CALIFICACIÓN DE RIESGOS					
Parámetros de Riesgo		Bajo	Medio	Alto	Observaciones
Costo	Capex			X	Inversión en equipos para generación a crudo (2 motores de combustión interna)
	Financiamiento interno			X	Compra directa de los equipos
	Financiamiento contratistas				NA
	Opex			X	Costo variable y alto del crudo
Plazo	Inicio	X			No hay pérdida de generación
Producción	Producción	X			No hay pérdida de producción
	Reservas				NA
Nuevas Tecnologías	Aplicación conocida en el área		X		Se ha detectado que el equipo de generación actual a crudo no es para uso continuo
	Resultados No favorables	X			No se han detectado
	Efectos colaterales	X			No se conocen
Gestión	Contrataciones		X		Negociación puede tardar más de lo previsto
	Aprobaciones		X		Aprobaciones internas suelen ser parte de un proceso largo
	Planificación		X		Replanificaciones y factores externos son comunes en estos proyectos
	Administración de contratos		X		Definir plan paralelo por si no se llega a un acuerdo
	Recursos asignados		X		Recursos propios
CSMS	Accidentes personal (LTA)	X			Personal con experiencia en este tipo de trabajos
	Derrames	X			Proceso operativo vigente
	Emisiones	X			Proceso operativo vigente
	Descargas al agua	X			Proceso operativo vigente
	Ruido	X			Proceso operativo vigente
	Obtención de permisos ambientales		X		Actualizar EIA
RRCC	Conflictos con comunidades	X			Trabajadores no tienen contacto directo con las comunidades
	Medidas de hecho externas	X			No afectan directamente al desarrollo del proyecto
	Asuntos ambientales	X			No afectan directamente al desarrollo del proyecto
	Ocupación de terrenos				NA
	Negociación con comunidades				NA
RRII	ONG's Ambiental-Social radicales	X			No influyen directamente
	ONG's Ambiental-Social moderadas	X			No influyen directamente
	Stakeholders			X	Se requiere aprobación para la inversión
	Gobierno local				NA
Permisos Gubernamentales	Gobierno central				NA
	CONELEC: Licencia ambiental		X		Requiere actualización la licencia ambiental
	CONELEC: Contrato autogeneración		X		Autorización para aumento de la capacidad de generación
	Gobiernos Locales				NA
Logística	Transporte aéreo	X			El mismo que para los trabajadores del Bloque 18
	Transporte fluvial				NA
	Transporte terrestre	X			El mismo que para los trabajadores del Bloque 18
Abastecimientos	Evaluación de ofertas			X	Se requiere proceso de licitación o compra directa
	Adjudicación y contratación			X	Por experiencia en el Bloque 18, el proceso puede tardar varias semanas.
	Importaciones		X		Proceso demorado en ABA
	Compras locales		X		Proceso demorado en ABA
SSFF	Secuestro	X			Mismo escenario que cualquier trabajador del Bloque 18
	Robo y asalto de locaciones	X			La locación estará dentro del CPF del Bloque 18
	Toma de instalaciones	X			Similar al que tienen las instalaciones del Bloque 18
Construcción	Instalaciones		X		Conexión del nuevo sistema
Ingeniería	Instalaciones	X			Reingeniería del proceso por aumento de capacidad e instalación de nuevos equipos
Legal	IVA petrolero				NA
	Ship or Pay				NA
	Intereses no deducibles				NA
	Demandas ambientales o comunitarias	X			Operación actual del Bloque 18
	Demandas laborales		X		Definir estatus de operadores del sistema
RRHH	Contingentes laborales	X			Definir costos asociados al personal
	Intermediación				NA
	Contratación directa	X			No es necesario nuevas contrataciones inmediatas
	Nuevas posiciones	X			Las jefaturas actuales pueden cargar con el aumento de capacidad
	Demandas laborales		X		Definir estatus de operadores del sistema

FUENTE: PROGRAMA IDENTIFICACIÓN Y CALIFICACIÓN DE RIESGOS  
ELABORADO POR: ADRIAN DE LA A Y LUIS ALVAREZ

### **6.7.3.2. Alternativa Quema de Gas**

La figura 6.6 muestra la matriz de calificación e identificación de riesgos de la alternativa de Quemar Gas.

Los riesgos más altos que se identifican en la figura 6.6 son los riesgos de costos, ya que la inversión contempla la construcción de nuevas instalaciones como son las instalaciones para transporte del gas captado así como la ampliación de la capacidad de generación. Este riesgo se puede mitigar al comparar las inversiones con los costos operativos ya que estos son bajos. Además existe el riesgo alto para los parámetros de CSMS, Abastecimientos y Permisos Gubernamentales debido a la construcción del sistema de transporte de gas, para la mitigación de estos riesgos se debe realizar un Estudio de Impacto Ambiental y la permisología respectiva con los entes gubernamentales con anticipación.

De igual manera existe un riesgo alto para los Stakeholders, ya que se requiere la aprobación previa para la inversión, para mitigar este riesgo es necesario preparar un estudio técnico-económico mucho más detallado y profundo que ratifique que la quema de gas es la mejor opción de inversión para cubrir la demanda energética.

Los riesgos de contacto con las comunidades, que a pesar de no ser altos son importantes se manejan con una comunicación de la empresa con las mismas, además de las compensaciones.

Los demás riesgos se consideran medios y bajos por lo que son manejables, de mitigación más sencilla y no presentan mayor amenaza al Proyecto.



Figura 6.6 Identificación y Calificación de riesgos (Quemar Gas)

MATRIZ DE CALIFICACIÓN DE RIESGOS					
Parámetros de Riesgo		Bajo	Medio	Alto	Observaciones
Costo	Capex			X	Ampliación de capacidad de generación y captación de gas de campos aledaños
	Financiamiento inteno				NA
	Financiamiento contratistas			X	El costo se puede incluir en la oferta de cada ofertante
	Opex		X		Se quema gas producido y gas transportado de otros campos
Plazo	Inicio		X		No existe parada de generación
Producción	Producción	X			No existe parada de producción
	Reservas				NA
Nuevas Tecnologías	Aplicación conocida en el área	X			El sistema se amplía, ya existe un histórico del comportamiento del mismo
	Resultados No favorables	X			No se han presentado
	Efectos colaterales	X			No se conocen
Gestión	Contrataciones			X	Se requiere contratar diferentes empresas para cada trabajo específico
	Aprobaciones		X		Proceso largo de aprobación interna
	Planificación			X	Replanificaciones bastante probables. Factores externos comunes
	Administración de contratos		X		Definir plan emergente por si no resulta el principal
	Recursos asignados		X		Recursos propios
CSMS	Accidentes personal (LTA)		X		Trabajos deben realizarse con procedimientos y con supervisión continua
	Derrames	X			Procedimientos operativos vigentes
	Emisiones	X			Procedimientos operativos vigentes
	Descargas al agua	X			Procedimientos operativos vigentes
	Ruido	X			Procedimientos operativos vigentes
	Obtención de permisos ambientales			X	Se requiere EIA de algunos escenarios de transporte de gas
RRCC	Conflictos con comunidades	X			Indemnizaciones/Compensaciones por el transporte del gas
	Medidas de hecho externas		X		Afectaría de manera directa al proyecto en todas sus fases
	Asuntos ambientales	X			Trazado de línea de ducto, si fuere el caso
	Ocupación de terrenos		X		Se requiere espacio fuera del Bloque 18
	Negociación con comunidades		X		Trámite para negociar derecho de vía
RRII	ONG's Ambiental-Social radicales	X			No hay intervención directa
	ONG's Ambiental-Social moderadas		X		Posibles discusiones por trazado de derecho de vía
	Stakeholders			X	Se requiere aprobación para realizar la inversión
	Gobierno local		X		Negociaciones por el trazado del ducto
	Gobierno central	X			No influye directamente
Permisos Gubernamentales	CONELEC: Licencia ambiental			X	Se requiere actualización de licencia ambiental
	CONELEC: Contrato autogeneración		X		Se requiere aprobación de aumento de capacidad de generación
	Gobierno Central				NA
	Gobiernos Locales		X		Trazado de línea de ducto, si fuere el caso
Logística	Transporte aéreo	X			El contratista decide
	Transporte fluvial				NA
	Transporte terrestre	X			El contratista decide
Abastecimientos	Evaluación de ofertas			X	Se requiere proceso de licitación
	Adjudicación y contratación			X	Por experiencia en el Bloque 18, el proceso puede demorar varias semanas
	Importaciones		X		Proceso demora en ABA
	Compras locales		X		Proceso demora en ABA
SSFF	Secuestro	X			Similar al que se aplica al personal del Bloque 18
	Robo y asalto de locaciones	X			Ruteo de tubería debe mitigar esta posibilidad
	Toma de instalaciones	X			Ruteo de tubería debe mitigar esta posibilidad
Construcción	Instalaciones		X		Línea de flujo de 60 km
Ingeniería	Instalaciones		X		Reingeniería del proceso por aumento de la capacidad
Legal	IVA petrolero				NA
	Ship or Pay				NA
	Intereses no deducibles				NA
	Demandas ambientales o comunitarias		X		Paso de tubería
	Demandas laborales	X			Definir estatus de los operadores del sistema
RRHH	Contingentes laborales	X			Se puede dar más carga laboral a los trabajadores existentes
	Intermediación	X			Para IPC se contrata empresa
	Contratación directa	X			Posiblemente se requiera más personal para operación del sistema
	Nuevas posiciones		X		Encargado del sistema
	Demandas laborales	X			Definir estatus de los operadores del sistema

FUENTE: PROGRAMA IDENTIFICACIÓN Y CALIFICACIÓN DE RIESGOS  
ELABORADO POR: ADRIAN DE LA A Y LUIS ALVAREZ

### **6.7.3.3. Renta de Energía**

La figura 6.7 muestra la matriz de calificación e identificación de riesgos de la alternativa de Rentar generadores de energía a diesel.

Los riesgos más altos que se identifican en la figura 6.7 son los riesgos de costos, ya que el combustible a quemar (diesel) es caro, este riesgo no se puede mitigar, ya que el costo del combustible depende de parámetros externos. Además existe el riesgo de Abastecimientos por los procesos de licitación para la mitigación de los mismos se debe realizar los pliegos técnicos con anticipación y el Líder del Proyecto deberá realizar el respectivo seguimiento al mismo.

Tal como en las alternativas anteriores, se debe considerar la necesidad de realizar un estudio técnico-económico mucho más detallado de esta alternativa de tal manera que se demuestre que es la mejor alternativa de inversión.

De igual manera existe un riesgo alto para la parte Legal ya que pueden darse demandas de parte de la empresa prestadora del servicio, para mitigar este riesgo es necesario preparar por parte de los profesionales de la rama respectiva un modelo de contrato que proteja a la empresa operadora del Bloque 18.

Los demás riesgos se consideran medios y bajos por lo que son manejables, de mitigación más sencilla y no presentan mayor amenaza al Proyecto.

Figura 6.7 Identificación y Calificación de riesgos (Renta Energía)

MATRIZ DE CALIFICACIÓN DE RIESGOS					
Parámetros de Riesgo		Bajo	Medio	Alto	Observaciones
Costo	Capex	X			No se realizan inversiones
	Financiamiento inteno				NA
	Financiamiento contratistas		X		Este costo puede incluir en la oferta
	Opex			X	El combustible a quemar es caro
Plazo	Inicio	X			No existe parada de generación
Producción	Producción	X			No existe parada de producción
	Reservas				NA
Nuevas Tecnologías	Aplicación conocida en el área	X			Ya se utilizó esta tecnología previamente
	Resultados No favorables	X			No se han encontrado
	Efectos colaterales	X			No se han presentado
Gestión	Contrataciones		X		Negociación puede tomar más tiempo del previsto
	Aprobaciones		X		Proceso largo de aprobaciones internas
	Planificación		X		Replanificaciones y factores externos que afectan
	Administración de contratos		X		Definir plan paralelo por si no llegamos a acuerdos
	Recursos asignados		X		Recursos propios
CSMS	Accidentes personal (LTA)	X			Personal ya posee experiencia previa en este trabajo
	Derrames	X			Procedimiento operativo vigente
	Emisiones	X			Procedimiento operativo vigente
	Descargas al agua	X			Procedimiento operativo vigente
	Ruido	X			Procedimiento operativo vigente
	Obtención de permisos ambientales		X		Realizar nuevo EIA
RRCC	Conflictos con comunidades	X			No hay interacción entre comunidades y trabajadores
	Medidas de hecho externas	X			Impacto indirecto
	Asuntos ambientales	X			Disposición de desechos de acuerdo a la normativa de la empresa
	Ocupación de terrenos				NA
	Negociación con comunidades				NA
RRII	ONG's Ambiental-Social radicales	X			No hay intervención directa
	ONG's Ambiental-Social moderadas	X			No hay intervención directa
	Stakeholders		X		Se requiere justificación técnica para cambiar de fuente de energía
	Gobierno local	X			No influye directamente
	Gobierno central	X			No influye directamente
Permisos Gubernamentales	CONELEC: Licencia ambiental		X		Se requiere actualización de la licencia ambiental
	CONELEC: Contrato autogeneración		X		Actualizar contrato por aumento de capacidad instalada
	Gobierno Central				NA
	Gobiernos Locales				NA
Logística	Transporte aéreo	X			Como empleados actuales de la empresa
	Transporte fluvial				NA
	Transporte terrestre	X			Como empleados actuales de la empresa
Abastecimientos	Evaluación de ofertas			X	Se requiere proceso de licitación o compra directa
	Adjudicación y contratación			X	Por experiencia en el Bloque 18, la adjudicación puede tardar varias semanas
	Importaciones	X			A cargo del contratista
	Compras locales	X			A cargo del contratista
SSFF	Secuestro	X			Riesgo similar al que se aplica a la movilización de todo el personal del Bloque 18
	Robo y asalto de locaciones	X			Riesgo similar al que se aplica las instalaciones del Bloque 18
	Toma de instalaciones	X			Riesgo similar al que se aplican las instalaciones del Bloque 18
Construcción	Instalaciones		X		Definir permisología, procedimientos para la instalación de la empresa prestadora
Ingeniería	Instalaciones	X			Nueva ingeniería del proceso
Legal	IVA petrolero				NA
	Ship or Pay				NA
	Intereses no deducibles				NA
	Demandas ambientales o comunitarias	X			Riesgos actuales de operación del Bloque 18
	Demandas laborales	X			Empresa presta un servicio al Bloque 18
RRHH	Contingentes laborales	X			Empresa prestadora define la contratación de técnicos
	Intermediación		X		Definir claras condiciones en el contrato
	Contratación directa				NA
	Nuevas posiciones				NA
	Demandas laborales	X			Empresa presta un servicio al Bloque 18

FUENTE: PROGRAMA IDENTIFICACIÓN Y CALIFICACIÓN DE RIESGOS  
ELABORADO POR: ADRIAN DE LA A Y LUIS ALVAREZ

## 6.8. CONCLUSIONES

- La mejor opción según el Método de Jerarquías Analíticas es seguir quemando gas de similares características al gas producido en el Campo Palo Azul. Con este análisis se obtiene: quemar gas con un peso global de 58.89%, seguido de la quema de crudo con 23.44% y como la alternativa menos recomendable se encuentra la renta de energía con 17.67%.
- La alternativa de quemar gas fue la mejor puntuada en el Método de Jerarquías Analíticas, donde se tomó en cuenta criterios como: Confiabilidad, Disponibilidad, Operabilidad, Mantenibilidad, etc.
- El análisis FODA respalda la alternativa de quema de gas como la mejor opción ya que todas las iniciativas para disminuir los impactos de las amenazas y debilidades se pueden implementar en un periodo corto de tiempo.
- Las matrices de identificación y calificación de riesgos muestran que los riesgos para la quema de gas son riesgos manejables. Por otro lado, para la alternativa de quemar crudo y/o rentar energía, el costo del combustible es una variable que no podemos manejar y que pueden ser un costo muy alto en el futuro.
- Se llega a cubrir la demanda energética con una inversión de aproximadamente US\$ 49,847,614.34 y con un VAN de costos aproximado de US\$ -23,423,338.23, un TIR de 22.221% y un costo medio de energía hasta el 2022 de US\$ 0.03 según el análisis económico que contempla la construcción de un sistema de transporte para el gas natural y la ampliación de la capacidad de generación a 18 MW.
- Además se plantea la opción de aprovechar al máximo la capacidad de generación de la planta, es decir, no generar solamente lo necesario para cubrir la demanda del Bloque y procurar la venta del excedente de energía.

## **6.9. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD**

### **6.9.1. INTRODUCCIÓN**

Una vez escogida la propuesta que se recomienda de la EVTE y considerando los parámetros que debe completarse por los objetivos de este trabajo, se realiza un análisis de sensibilidad para tres escenarios dados por las predicciones de producción del Departamento de Reservorios.

Se presentan propuestas de solución como recomendaciones para cada escenario frente a la variable de la “demanda energética” a cubrir en cada caso.

Este análisis se lo puede observar más a detalle en el anexo 8.

### **6.9.2. ESCENARIO 1 “CONSERVADOR”**

Con el pronóstico de producción del 03 de marzo de 2010, se cataloga a este escenario como “conservador”, ya que la máxima producción de fluido alcanzado por día hasta el 2022 es de 87.303,12 BFPD, mismo que proviene de 3 reentradas, producción diaria (PD), perforación de 4 pozos productores y un pozo inyector. El desarrollo de este escenario conlleva una inversión estimada de US\$ 34 MM para generación eléctrica.

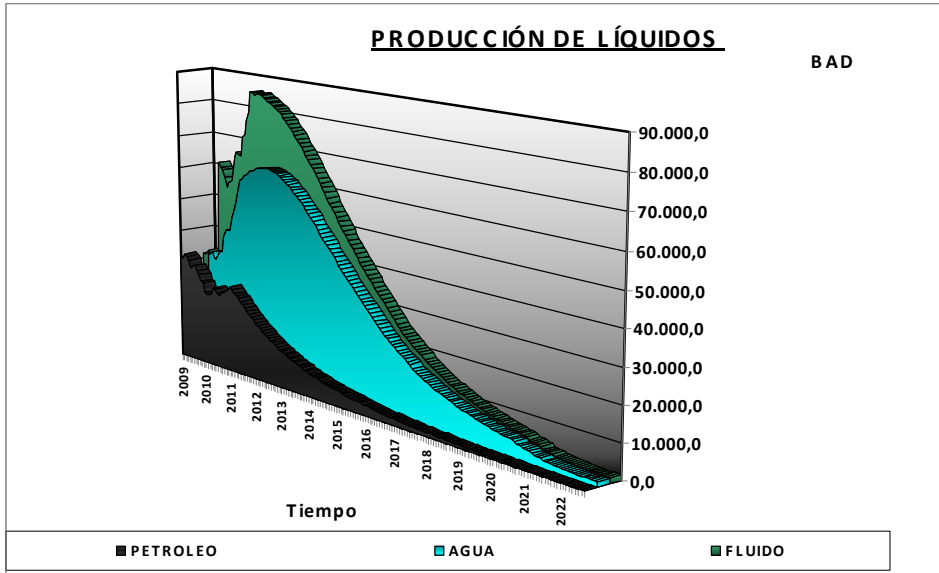
Una vez realizadas las actualizaciones de los datos de producción dentro de la hoja de cálculo “Desarrollo de tesis”, se observó los siguientes indicadores importantes:

#### **6.9.2.1. Parámetros**

Máxima Producción de Fluido alcanzada:	87.303,12 BFPD
Volumen de gas a ser captado:	3.360.067,84 PCSD
Volumen de gas a ser captado sin CO <sub>2</sub> :	772.815,60 PCSD
Máximo Déficit de energía por día alcanzado:	4,54 MW

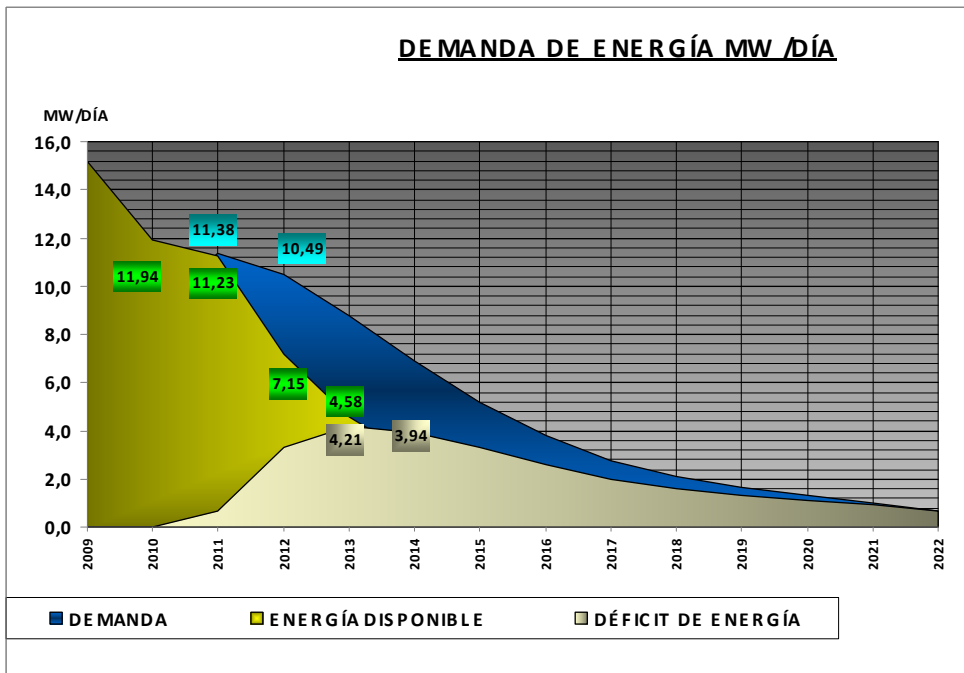
Máxima cantidad de crudo a ser quemado: 135,56 BOPD

**Figura 6.8 Producciones para el Escenario 1**



FUENTE: PROGRAMA ESCENARIO DE SENSIBILIDAD 1  
ELABORADO POR: ADRIAN DE LA A Y LUIS ALVAREZ

**Figura 6.9 Demanda Energética para el Escenario 1**



FUENTE: PROGRAMA ESCENARIO DE SENSIBILIDAD 1  
ELABORADO POR: ADRIAN DE LA A Y LUIS ALVAREZ

### 6.8.2.2 Recomendaciones

- Usando crudo para cubrir la demanda energética debe incluirse un motor de combustión a crudo adicional expandiendo la capacidad de generación de PGE. El costo por el crudo a ser quemado hasta el 2022 sería de US\$ 18.100.734,44.
- Se puede notar que en el caso de quemar crudo en este escenario resulta de menos costo que con la alternativa seleccionada ya que la construcción de un gasoducto como inversión no representa un ahorro a futuro.
- *Para el desarrollo del proyecto con la alternativa seleccionada, es decir usando gas se considera:*

**Tabla 6.33 Resultados De Análisis Incremental Escenario 1**

INVERSIÓN [US\$]	COSTO GAS CAPTADO [US\$]	TIR	TIR <sub>CORR</sub>	VAN [US\$]	VAN DE COSTOS [US\$]	COSTO MEDIO DE ENERGÍA [US\$]
34 MM	2.4MM	30%	23,606%	25.346.652,43	-18.518.643.53	0.03

FUENTE: PROGRAMA ESCENARIO DE SENSIBILIDAD 1  
ELABORADO POR: ADRIAN DE LA A Y LUIS ALVAREZ

### 6.9.3. ESCENARIO 2 “MÁS PROBABLE”

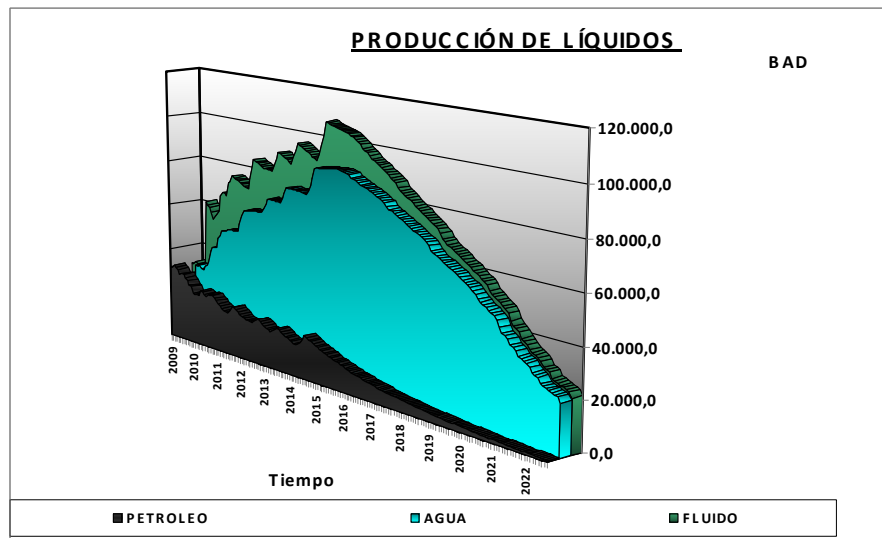
Con el pronóstico de producción del 09 de marzo de 2010, se cataloga a este escenario como “más probable”, ya que la máxima producción de fluido alcanzado por día hasta el 2022 es de 107.298,97 BFPD, mismo que proviene de 3 reentradas, producción diaria (PD), Workover (WO) y la perforación de 15 pozos productores y un pozo inyector. El desarrollo de este escenario conlleva una inversión estimada de US\$ 37.2 MM para generación eléctrica.

#### 6.9.3.1. Parámetros

Máxima Producción de Fluido alcanzada:	107.298,97 BFPD
Volumen de gas a ser captado:	6.025.848,64 PCSD
Volumen de gas a ser captado sin CO <sub>2</sub> :	385.945,19 PCSD

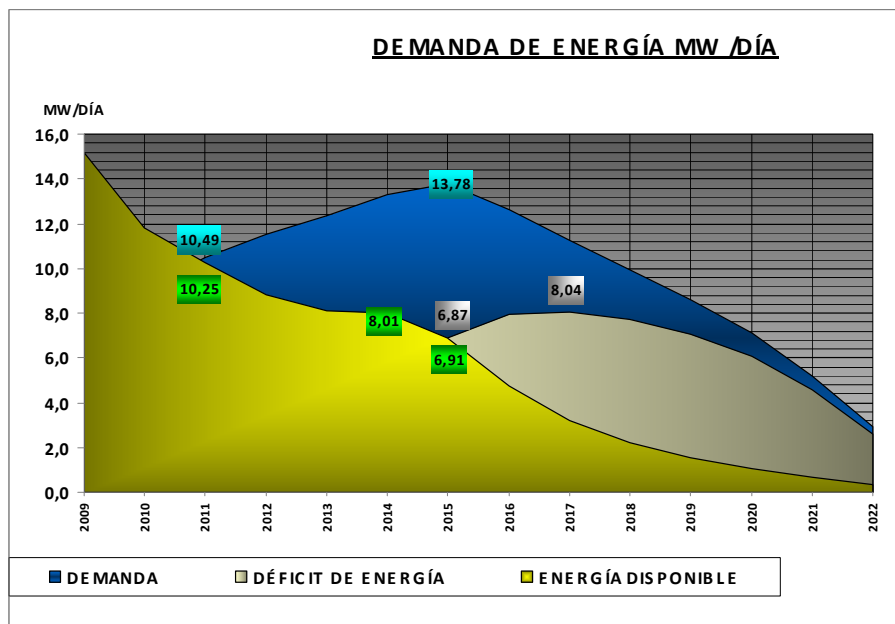
Máximo Déficit de energía por día alcanzado: 8,13 MW  
 Máxima cantidad de crudo a ser quemado: 243,11 BOPD

**Figura 6.10 Producciones para el Escenario 2**



FUENTE: PROGRAMA ESCENARIO DE SENSIBILIDAD 2  
 ELABORADO POR: ADRIAN DE LA A Y LUIS ALVAREZ

**Figura 6.11 Demanda Energética para el Escenario 2**



FUENTE: PROGRAMA ESCENARIO DE SENSIBILIDAD 2  
 ELABORADO POR: ADRIAN DE LA A Y LUIS ALVAREZ



### 6.9.3.2. Recomendaciones

- Para usar crudo para cubrir la demanda energética debe incluirse dos motores de combustión adicionales expandiendo la capacidad de generación de PGE. El costo por el crudo a ser quemado hasta el 2022 sería de US\$ 44.803.889,25.
- Debe analizarse además la renta de generadores a diesel temporales cuyo costo es US\$ -13.200,48 como máximo por día en el pico de la curva por consumo de diesel) para el excedente de 1.78 MW o US\$ 1.709.740,08 por quemar crudo en motores de combustión interna.

**Tabla 6.34 Resultados De Análisis Incremental Escenario 2**

INVERSIÓN [US\$]	COSTO GAS CAPTADO [US\$]	TIR	TIR <sub>CORR</sub>	VAN [US\$]	VAN DE COSTOS [US\$]	COSTO MEDIO DE ENERGÍA [US\$]
37.2 MM	6.09MM	29%	23,724%	28.725.832,42	-18.461.991,42	0.02

FUENTE: PROGRAMA ESCENARIO DE SENSIBILIDAD 2  
ELABORADO POR: ADRIAN DE LA A Y LUIS ALVAREZ

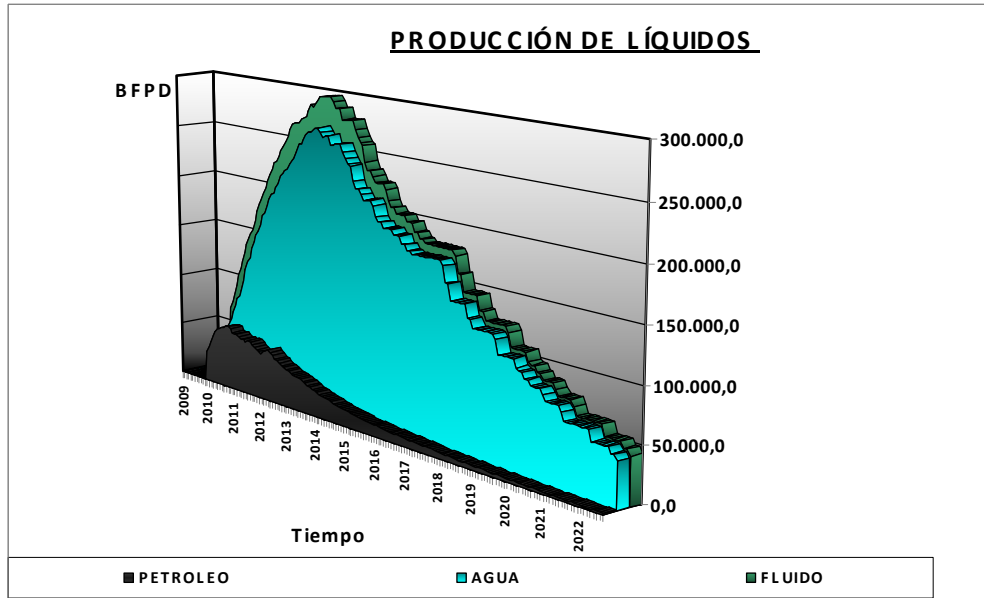
### 6.9.4. ESCENARIO DE MÁXIMA “OPTIMISTA”

Con el pronóstico de producción del potencial de máxima, se cataloga a este escenario como “optimista”, ya que la máxima producción de fluido alcanzado por día hasta el 2022 es de 296.519,80 BFPD, mismo que proviene del potencial de máxima del Campo Pata con el aporte de 56 pozos productores y 12 pozos inyectores. El desarrollo de este escenario conlleva una inversión estimada de US\$ 82.417 MM para generación eléctrica.

#### 6.9.4.1. Parámetros

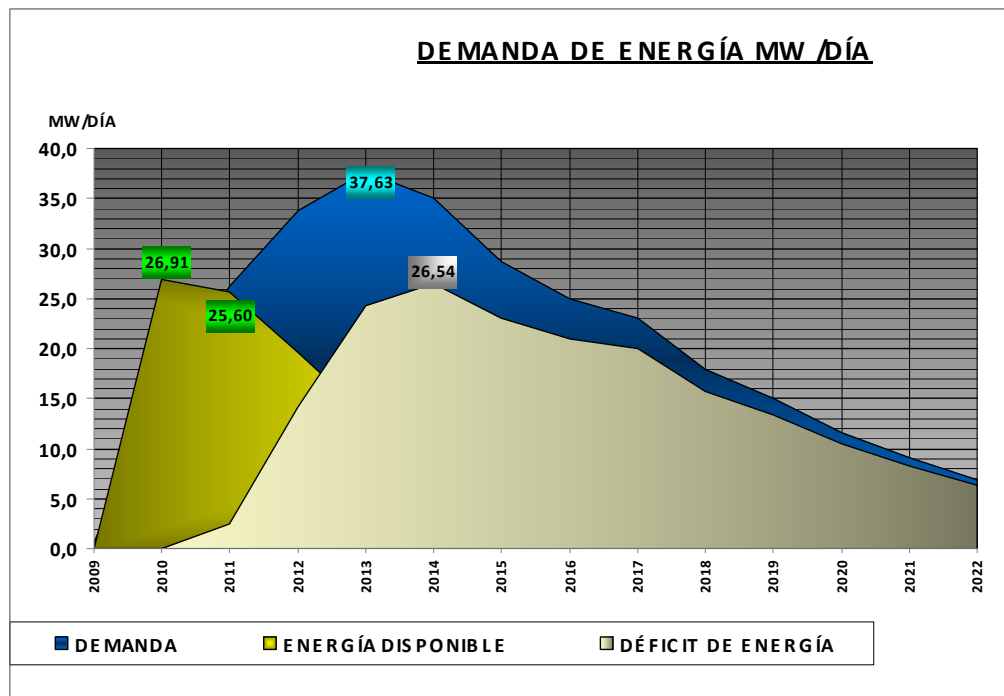
Máxima Producción de Fluido alcanzada:	296.519,80 BFPD
Volumen de gas a ser captado:	20.404.819,10PCSD
Volumen de gas a ser captado sin CO <sub>2</sub> :	4.693.108,39PCSD
Máximo Déficit de energía por día alcanzado:	27.54MW
Máxima cantidad de crudo a ser quemado:	823,23 BOPD

**Figura 6.12 Producciones para el Escenario 3**



FUENTE: PROGRAMA ESCENARIO DE SENSIBILIDAD 3  
ELABORADO POR: ADRIAN DE LA A Y LUIS ALVAREZ

**Figura 6.13 Demanda Energética para el Escenario 3**



FUENTE: PROGRAMA ESCENARIO DE SENSIBILIDAD 3  
ELABORADO POR: ADRIAN DE LA A Y LUIS ALVAREZ

#### 6.9.4.2. Recomendaciones

- Para usar crudo para cubrir la demanda energética debe incluirse cinco motores de combustión adicionales expandiendo la capacidad de generación de PGE. El costo por el crudo a ser quemado hasta el 2022 sería de US\$ 131.194.963,85.
- Debe analizarse además la renta de generadores a diesel temporales cuyo costo es US\$ -12.088.08 por día como máximo por día en el pico de la curva (por consumo de diesel) para el excedente de 1.78 MW o US\$ 1.295.332,39 por quemar crudo en motores de combustión interna.

**Tabla 6.35 Resultados De Análisis Incremental Escenario 3**

INVERSIÓN [US\$]	COSTO GAS CAPTADO [US\$]	TIR	TIR <sub>CORR</sub>	VAN [US\$]	VAN DE COSTOS [US\$]	COSTO MEDIO DE ENERGÍA [US\$]
82.417 MM	17.5MM	17%	20,3%	21.481.539,64	-34.565.178.77	0.05

FUENTE: PROGRAMA ESCENARIO DE SENSIBILIDAD 3  
ELABORADO POR: ADRIAN DE LA A Y LUIS ALVAREZ

### 6.10. COMPARACIÓN DE ESCENARIO BASE CON ESCENARIOS DE MAYOR INVERSIÓN

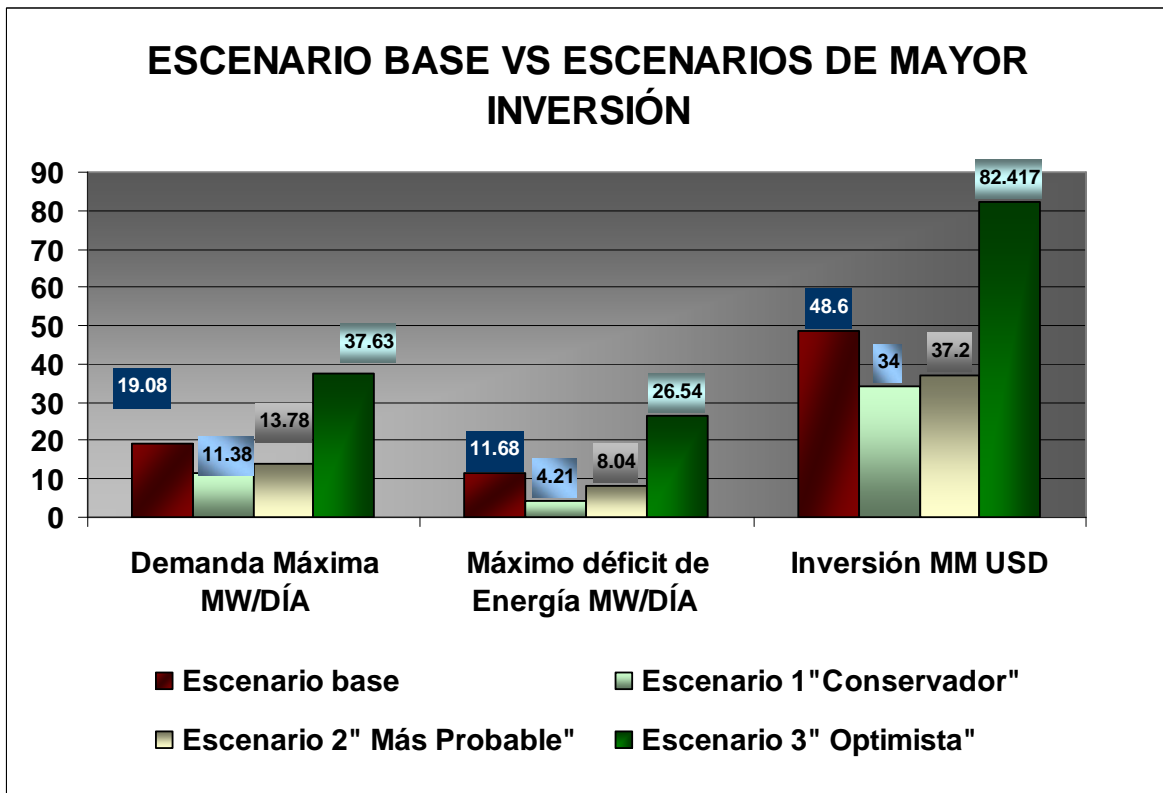
En las tablas 6.36 y 6.37 así como en las figuras 6.14 y 6.15 se aprecia una comparación entre los diferentes parámetros más importantes a considerar dentro de cada escenario como son:

**Tabla 6.36 Escenario Base VS Escenarios de Mayor Inversión**

Parámetro	Escenario base	Escenario 1 "Conservador"	Escenario 2 "Más Probable"	Escenario 3 "Optimista"
Demanda Máxima MW/DÍA	19,08	11,38	13,78	37,63
Máximo déficit de Energía MW/DÍA	11,68	4,21	8,04	26,54
Inversión MM USD	48,6	34	37,2	82,417

FUENTE: PROGRAMA DESARROLLO DE TESIS  
ELABORADO POR: ADRIAN DE LA A Y LUIS ALVAREZ

Figura 6.14 Escenario Base VS Escenarios de Mayor Inversión



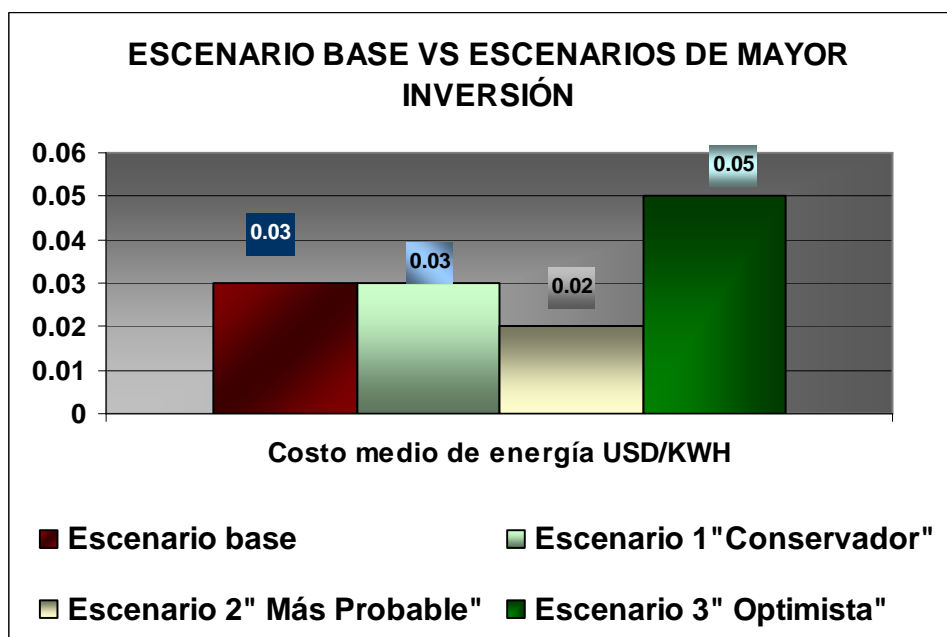
FUENTE: PROGRAMA DESARROLLO TESIS  
 ELABORADO POR: ADRIAN DE LA A Y LUIS ALVAREZ

Tabla 6.37 Escenario Base VS Escenarios de Mayor Inversión

Parámetro	Escenario base	Escenario 1 "Conservador"	Escenario 2 "Más Probable"	Escenario 3 "Optimista"
Costo medio de energía USD/KWH	0,03	0,03	0,02	0,05

FUENTE: PROGRAMA DESARROLLO DE TESIS  
 ELABORADO POR: ADRIAN DE LA A Y LUIS ALVAREZ

**Figura 6.15 Escenario Base VS Escenarios de Mayor Inversión**



FUENTE: PROGRAMA DESARROLLO DE TESIS  
ELABORADO POR: ADRIAN DE LA A Y LUIS ALVAREZ

## 6.11. CONCLUSIONES

- La mayor demanda de energía, el mayor déficit de la misma y la mayor inversión para cubrir ese déficit se da en el escenario "Optimista" ya que en este escenario se considera una mayor producción de fluidos, lo que implica mayor consumo de energía.
- El mayor costo de energía para el escenario "Optimista" se da por el OPEX que implica el mantener funcionando 7 turbinas con las mismas características a las instaladas actualmente en la PGE para generar la energía que demandaría la operación.
- Por el contrario el escenario "Conservador" es el que tiene los costos de inversión y de energía más bajos, esto debido a que es un escenario en donde si se desea, el déficit puede ser cubierto con crudo dado que el mismo es pequeño.

## **CAPITULO 7**

### **7.1. INTRODUCCIÓN**

Conforme a la metodología del SGPMP como un método formal y disciplinado para planificar y ejecutar proyectos, se presentan en este capítulo los entregables adicionales para contribuir con la fase de Proyecto Conceptual (OPS&S Consulting, 2005), para la alternativa solución recomendada en el Capítulo 6.

Se presenta un plan de implementación del proyecto y se recomienda se actualice esta información en caso de redefinir el alcance del mismo, ya que el contenido de cada fase es específico al proyecto y apunta a reducir la incertidumbre. Además se debe definir los elementos principales de las fases siguientes, hasta llegar a las etapas de ejecución y cierre del proyecto.

### **7.2. PLAN DE IMPLEMENTACIÓN DEL PROYECTO**

#### **7.2.1 PROYECTO CONCEPTUAL**

Los entregables a cumplirse son (OPS&S Consulting, 2005):

##### **7.2.1.1 PAQUETE DE SOPORTE A LA DECISIÓN (PSD)**

##### **7.2.1.1.1 DESARROLLO DE LA INGENIERÍA CONCEPTUAL (DOCUMENTACIÓN DE DISEÑO “CONCEPTUAL” DE LA ALTERNATIVA SELECCIONADA)**

##### **7.2.1.1.1.1 EVTE DEL PROYECTO**

La evaluación técnica- económica (EVTE) del proyecto se encuentra desarrollada a detalle en los capítulos 5 y 6 del presente trabajo en base a los criterios y herramientas de diseño:

- Pronóstico de producción de fluidos entregado por el Departamento de Reservorios a Nov. 2009 (considerado como Escenario Base)
- Mapas obtenidos del IGM y del Sistema de Información Geográfica (GIS) para rutas posibles del gasoducto (Sistema de Información Geográfica).
- Reportes mensuales de energía y producción del año 2009.
- Se utilizó datos de diseño y dimensionamiento de equipos actuales y normas de construcción de los Manuales de PGE y CPF.
- Mediante el uso del Sistema Sinpep, el Catalogo Nortec y la web de Engenharia y Sciencedirect (páginas que la empresa utiliza para fines investigativos) como mecanismos de apoyo para consulta de normas y procedimientos tales como la norma ASME B 31.8 y el Handbook Gas Flow, para la construcción del Gasoducto.
- Datos estadísticos CONELEC, leyes, acuerdos, etc.

#### **7.2.1.1.1.2 INGENIERÍA DEL PROYECTO**

La ingeniería del presente Proyecto de Titulación contempla todos los criterios y herramientas de diseño mencionados anteriormente llegando a un Diagrama de Flujo del Proceso (PFD) estimado para la construcción del gasoducto.

El alcance del trabajo no contempla dentro de los entregables de ingeniería los siguientes planos a desarrollarse por especialistas:

- Planos Eléctricos
- Planos Civiles
- Planos Mecánicos
- Planos I&C
- Planos de Procesos
- P & IDs

Como buena práctica de la ingeniería se recomienda realizar talleres de ingeniería de valor a un avance del 80% del Proyecto que son:

- Hazops
- Safop
- Peev Reviews
- What if

#### **7.2.1.1.1.2 PLAN DE EJECUCIÓN PRELIMINAR DEL PROYECTO**

##### **PROPÓSITO**

- Fijar las bases del proyecto para fases subsecuentes al irse ampliando el alcance del mismo, estimando acciones para el desarrollo de las mismas.
- Definir el Proyecto, describir la planificación, asunciones, restricciones, roles, responsabilidades, autoridades e interacciones necesarias para una ejecución exitosa del Proyecto.
- Definir los recursos financieros y mecanismos de control del Proyecto.
- Definir los sistemas administrativos y procedimientos.
- Describe la estrategia del equipo del proyecto para planificar y ejecutar el proyecto.
- Identificar los riesgos del Proyecto.
- Establecer los lineamientos generales a seguir por el Equipo del Proyecto.

##### **ALCANCE DEL PLAN**

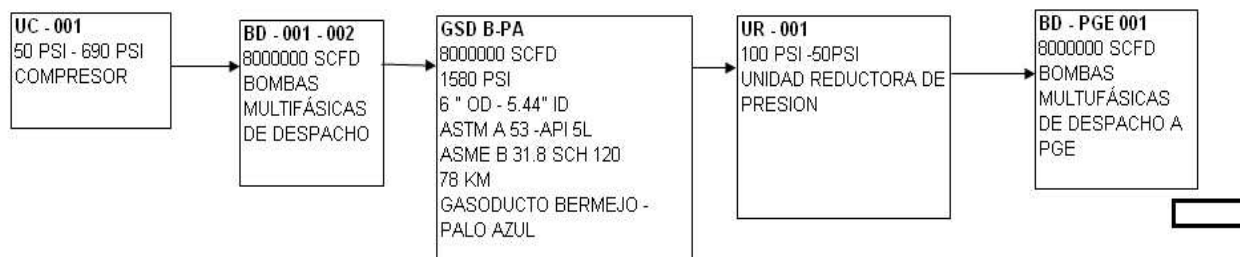
El Plan cubre el Proyecto de Titulación “Estudio del uso del Gas Natural para la Generación Eléctrica en el Bloque 18”, se plantea una estrategia para seguir desarrollando el proyecto conforme los entregables y actividades de las fases siguientes de acuerdo a la metodología del SGPMP, presentadas en el desarrollo de este capítulo.



## DIAGRAMA DE BLOQUES DEL PROCESO

### DIGRAMA DE FLUJO DEL GASODUCTO BERMEJO - PALO AZUL

EMPRESA PROVEEDORA  
DEL COMBUSTIBLE



## **CONTROL DEL PLAN DE EJECUCION DEL PROYECTO**

La aprobación será realizada por el Director del Proyecto y será comentado hasta su aprobación antes de la emisión.

El Plan es un documento dinámico y será revisado cada vez que se realice un cambio de alcance, requerimientos, especificaciones o necesite este ser actualizado.

## **ANTECEDENTES**

Dentro del Bloque 18 se busca aprovechar el gas producido por el Campo Palo Azul en Generación Eléctrica, cubriendo su demanda energética únicamente con el uso de este combustible, reduciendo así costos de producción y emisiones al medio ambiente.

Se ha decidido que se expanda la capacidad de generación de la PGE al seleccionar la alternativa recomendada por la EVTE, en los Capítulos 6 y 7.

## **GESTION DEL PROYECTO**

Para lograr los objetivos del Proyecto se seleccionó el siguiente conjunto de Planes de Gestión que nos ayudarán a integrar y cubrir todas las áreas y objetivos del Proyecto.

- Plan de Gestión de Cambios
- Plan de Gestión de Costos
- Plan de Gestión de Recursos Humanos
- Plan de Gestión de Riesgos
- Plan de Gestión de Adquisiciones
- Plan de Seguridad, Salud y Medio Ambiente

## **PLAN DE GESTIÓN DE CAMBIOS**

Los lineamientos generales para la Gestión de Cambios son los siguientes:

- Se debe planificar el proyecto de manera que se minimice la necesidad de cambios.
- Cualquier interesado puede solicitar cambios.
- Los cambios puede iniciarse y discutirse verbalmente, pero deben ser registrados por escrito para ser procesados.
- La aprobación final de cambios que modifiquen el alcance del proyecto estará a cargo del Líder del Proyecto.

## **PLAN DE GESTION DE COSTOS**

### **COSTOS ESTIMADOS, PRESUPUESTO Y FLUJO DE CAJA**

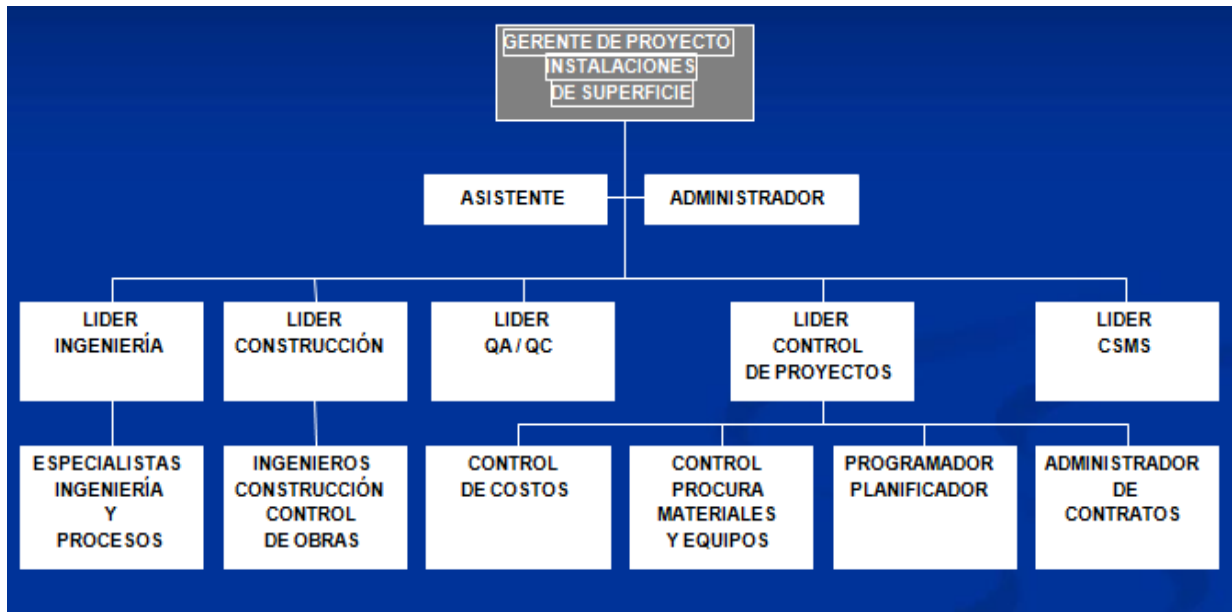
Se recomienda usar herramientas de control de costos en el desempeño de la operación constructiva e ingeniería del Proyecto para su mejor desempeño, dando un seguimiento a los costos de manera que cada actividad del presente trabajo avance conforme a lo presupuestado.

## **PLAN DE GESTION DE RECURSOS HUMANOS**

### **ORGANIZACIÓN**

El equipo humano para encarar el proyecto se encargará de la planificación, dirección, ejecución, aseguramiento y control de Calidad, Supervisión, Seguridad Industrial en las fases de Ingeniería Conceptual, Básica, Ejecución y Puesta en Marcha. Para el desarrollo de este proyecto y se propone organigrama (Figura 7.1):

**Figura 7.1 Tipo de estructura del Equipo para desarrollo del Proyecto**



FUENTE: PRESENTACIÓN DIRECCIÓN INTEGRADA DE PROYECTOS

## PLAN DE GESTION DE RIESGOS

Para la evaluación de los riesgos se considera primero una identificación de los mismos mediante una matriz de Calificación de Riesgos que se encuentra normada por parte de la empresa, la que permitirá identificar los diferentes riesgos asociados a cada alternativa.

## MATRIZ DE CALIFICACIÓN DE RIESGOS

### QUEMAR GAS (ALTERNATIVA SELECCIONADA)

El siguiente cuadro muestra la evaluación preliminar cualitativa para la alternativa seleccionada. La gestión de riesgos presentada deberá ser actualizada para la fase de Proyecto Conceptual. Las alternativas de mitigación de los riesgos potenciales se describieron anteriormente.

Figura 7.2 Matriz de Calificación de Riesgos

MATRIZ DE CALIFICACIÓN DE RIESGOS					
Parámetros de Riesgo		Bajo	Medio	Alto	Observaciones
Costo	Capex			X	Ampliación de capacidad de generación y captación de gas de campos aledaños
	Financiamiento inteno				NA
	Financiamiento contratistas			X	El costo se puede incluir en la oferta de cada ofertante
	Opex		X		Se quema gas producido y gas transportado de otros campos
Plazo	Inicio		X		No existe parada de generación
Producción	Producción	X			No existe parada de producción
	Reservas				NA
Nuevas Tecnologías	Aplicación conocida en el área	X			El sistema se amplía, ya existe un histórico del comportamiento del mismo
	Resultados No favorables	X			No se han presentado
	Efectos colaterales	X			No se conocen
Gestión	Contrataciones			X	Se requiere contratar diferentes empresas para cada trabajo específico
	Aprobaciones		X		Proceso largo de aprobación interna
	Planificación			X	Replanificaciones bastante probables. Factores externos comunes
	Administración de contratos		X		Definir plan emergente por si no resulta el principal
	Recursos asignados		X		Recursos propios
CSMS	Accidentes personal (LTA)		X		Trabajos deben realizarse con procedimientos y con supervisión continua
	Derrames	X			Procedimientos operativos vigentes
	Emisiones	X			Procedimientos operativos vigentes
	Descargas al agua	X			Procedimientos operativos vigentes
	Ruido	X			Procedimientos operativos vigentes
	Obtención de permisos ambientales			X	Se requiere EIA de algunos escenarios de transporte de gas
RRCC	Conflictos con comunidades	X			Indemnizaciones/Compensaciones por el transporte del gas
	Medidas de hecho externas		X		Afectaría de manera directa al proyecto en todas sus fases
	Asuntos ambientales	X			Trazado de línea de ducto, si fuere el caso
	Ocupación de terrenos		X		Se requiere espacio fuera del Bloque 18
	Neociación con comunidades		X		Trámite para negociar derecho de vía
	Gobierno central	X			No influye directamente
Permisos Gubernamentales	CONELEC: Licencia ambiental			X	Se requiere actualización de licencia ambiental
	CONELEC: Contrato autogeneración		X		Se requiere aprobación de aumento de capacidad de generación
	Gobierno Central				NA
	Gobiernos Locales		X		Trazado de línea de ducto, si fuere el caso
Logística	Transporte aéreo	X			El contratista decide
	Transporte fluvial				NA
	Transporte terrestre	X			El contratista decide
Abastecimientos	Evaluación de ofertas			X	Se requiere proceso de licitación
	Adjudicación y contratación			X	Por experiencia en el Bloque 18, el proceso puede demorar varias semanas
	Importaciones		X		Proceso demora en ABA
	Compras locales		X		Proceso demora en ABA
SSFF	Secuestro	X			Similar al que se aplica al personal del Bloque 18
	Robo y asalto de locaciones	X			Ruteo de tubería debe mitigar esta posibilidad
	Toma de instalaciones	X			Ruteo de tubería debe mitigar esta posibilidad
Construcción	Instalaciones		X		Línea de flujo de 60 km
Ingeniería	Instalaciones		X		Reingeniería del proceso por aumento de la capacidad
Legal	IVA petrolero				NA
	Ship or Pay				NA
	Intereses no deducibles				NA
	Demandas ambientales o comunitarias		X		Paso de tubería
RRHH	Demandas laborales	X			Definir estatus de los operadores del sistema
	Contingentes laborales	X			Se puede dar más carga laboral a los trabajadores existentes
	Intermediación	X			Para IPC se contrata empresa
	Contratación directa	X			Posiblemente se requiera más personal para operación del sistema
	Nuevas posiciones		X		Encargado del sistema
	Demandas laborales	X			Definir estatus de los operadores del sistema

FUENTE: IDENTIFICACIÓN Y VALORACIÓN DE RIESGOS

ELABORADO POR: ADRIAN DE LA A Y LUIS ALVAREZ

Ecuador TLC, empresa operadora del Bloque 18 califica sus Proyectos de acuerdo a un nivel de riesgo que el mismo contenga.

Se considera como nivel de riesgo, en función de los estándares corporativos de la empresa operadora del Bloque 18, a la consecuencia del accidente multiplicado por la probabilidad de que este ocurra, es así que la calificación de riesgos para la empresa es:

- Q I: Se consideran como proyectos de nivel de riesgo Q I todos los proyectos cuyas consecuencias por un accidente cualquiera no son graves, además la probabilidad de que estos accidentes ocurran son bajos.
- Q II: Se consideran como proyectos de nivel de riesgo Q II todos los proyectos cuyas consecuencias por un accidente cualquiera son medios, además las probabilidades de que estos ocurran son bajos, o viceversa.
- Q III: Se consideran como proyectos de nivel de riesgo Q III todos los proyectos cuyas consecuencias por un accidente cualquiera son medios, además las probabilidades de que estos ocurran son bajos, o viceversa.
- Q IV: Se consideran como proyectos de nivel de riesgo Q IV todos los proyectos cuyas consecuencias por un accidente cualquiera son altos ó medios, además las probabilidades de que estos ocurran son altos.

Los impactos que los riesgos pueden tener son en:

- La comunidad
- La fuerza de trabajo
- Medio Ambiente Interno
- Medio Ambiente Externo
- Impacto Legal
- Imagen de la empresa

La construcción del **Gasoducto** por ser una parte fundamental y crítica del proyecto se expone detalladamente a continuación para evaluar sus riesgos:

Para la realización de un sistema de transporte de gas por medio de tubería desde el campo Bermejo hasta CPF Palo Azul, se considera el proyecto como uno con calificación QIII.

Los principales impactos en las diferentes comunidades a lo largo de la ruta escogida para el gasoducto se darán al ingreso del personal de la contratista al área por donde pasará la línea y todos los trabajos que implican el tendido de la tubería. Para la mitigación de este riesgo, se sugiere la comunicación con la comunidad previo al inicio de los trabajos para escoger las vías de ingreso, y el trazado final del ducto.

Los riesgos o impactos que se podrían dar en la fuerza de trabajo son constantes durante la construcción del proyecto. Para mitigar los mismos, se sugiere supervisión constante de los trabajos a realizarse por parte de la empresa contratista.

En lo que concierne al impacto al medio ambiente interno, para la mitigación de los riesgos se sugiere en la tarea del levantamiento topográfico, trazado del derecho de vía y soldadura de líneas tomar las acciones para evitar ruidos innecesarios.

Para disminuir el impacto externo al medio ambiente, se considera tomar precauciones al momento de los trabajos que requieran excavación o movimiento de tierra para evitar al máximo el levantamiento de las partículas finas de polvo, además del uso de mascarillas.

El impacto legal que tendrá el proyecto se da principalmente en la etapa de ingreso del personal a la zona, ya que son actividades que de manera obligatoria deben ser informadas a las autoridades de la zona de forma continua. Cabe resaltar que este tipo de impacto se dará a lo largo de la construcción del proyecto por lo que se sugiere un equipo de trabajo del departamento de relaciones comunitarias para mantener comunicación constante con la zona.

La imagen de la empresa se verá afectada en la negociación del derecho de vía así como en la revegetación de la zona principalmente, se sugiere una buena ruta de las líneas, por las comunidades que por historia se conozcan como las menos conflictivas, para de esta manera facilitar la negociación. Es necesario publicar la idea como un proyecto de disminución de emisiones ambientales.

Como se describe anteriormente, los riesgos en general, se pueden mitigar en lo posible con buena comunicación entre la empresa contratista y la comunidad para que la afectación a la misma sea la menor, además de cumplir con supervisión constante durante el desarrollo del trabajo.

#### **PLAN DE GESTION DE ADQUISICIONES**

En el caso de compra de equipos, considerando los costos planteados para la realización del proyecto, además del presupuesto que le sea asignado, se podrá realizar el contacto con los mismos proveedores de equipos ya instalados en campo. Así mismo se debería pedir cotizaciones para las construcciones menores.

La construcción del gasoducto debe realizarse al mismo tiempo que la construcción, montaje y puesta en marcha de los equipos para aumentar la capacidad de la PGE.

Las negociaciones con las comunidades, el Estado, permisos gubernamentales, etcétera, deberán realizarse desde el momento en que se apruebe el inicio de la Ingeniería Básica ya que estos hitos son importantes.

Será necesario designar un equipo del Departamento de Compras encargado a tiempo completo de las adquisiciones que reporte al Líder del Proyecto.



**Figura 7.3 Matriz de Riesgos**

**GASODUCTO**

ACTIVIDAD	Salud y Seguridad de la Comunidad	Salud y Seguridad de la Fuerza de Trabajo	Medio Ambiente: Impacto Interno	Medio Ambiente: Impacto Externo	Impacto Legal	Imagen de la Empresa
1 Ingreso de personal y maquinaria al área	1A	2B	NA	NA	1D	2A
2 Levantamiento Topográfico y apertura del derecho de vía	NA	2B	1C	NA	1D	2B
3 Trazado de línea base	NA	2A	1B	NA	1C	2B
4 Negociación del derecho de vía	NA	NA	NA	NA	1C	2C
5 Excavación de zanja	1A	2A	1B	1C	1C	2B
6 Tendido de tubería	1A	2B	1B	1B	1C	2A
7 Soldadura de líneas	2A	2B	2C	NA	1A	NA
8 Pruebas hidrostáticas y de suelda	NA	NA	NA	NA	NA	NA
9 Tapado de zanja	1A	2B	1B	NA	1A	NA
10 Reconformación y revegetación del derecho de vía	NA	1A	1A	NA	1A	2C

**El proyecto es catalogado como QIII**

**FUENTE:** IDENTIFICACIÓN Y VALORACIÓN DE RIESGOS  
**ELABORADO POR:** ADRIAN DE LA A Y LUIS ALVAREZ

### **PLAN DE CONTRATACIONES**

Luego de la Ingeniería Básica el proyecto entraría a una etapa de licitación para su ejecución y se recibirá ofertas en la modalidad Ingeniería, Procura y Construcción (EPC) para el desarrollo del mismo donde se estipularán todos los requerimientos a seguir mediante una Administración de Contratos (ADC).

### **PLAN DE GESTION DE SEGURIDAD SALUD Y MEDIO AMBIENTE**

Para el Proyecto se dará cumplimiento a las regulaciones y requerimientos locales y requerimientos de CSMS de Ecuador TLC.

La Empresa asegurará que los recursos requeridos para Seguridad Salud y Medio Ambiente se encontrarán disponibles durante las diferentes fases del Proyecto.

La Empresa se asegurará que los requerimientos de Seguridad Salud y Medio Ambiente sean incluidos en los contratos de todos los sub contratistas para de esta forma mantener los requerimientos en las empresas y personal sub contratado.

### **CONTROL DE AVANCES**

Para un efectivo desarrollo del proyecto se pondrán en acción las herramientas de Dirección Integrada de Proyectos tales como:

- Estructura de Desglose de los Proyectos (EDP)
  - Representa fielmente todo el sistema Proyecto.
  - Es concordante con la DIP y con el sistema de información.
  - Permite identificar los cambios y evaluar sus efectos.
  - Permite totalizar resultados en base a parcialidades.
  - Se adecua a las necesidades de Propietario y de los ejecutores.
  
- Curvas “S”:

Establecen una relación gráfica del avance, expresado en porcentaje, con respecto al tiempo, se aprecia claramente la diferencia entre lo programado y lo real.

Es un complemento de programación para el control de los avances ya que no especifica cada actividad en forma detallada.

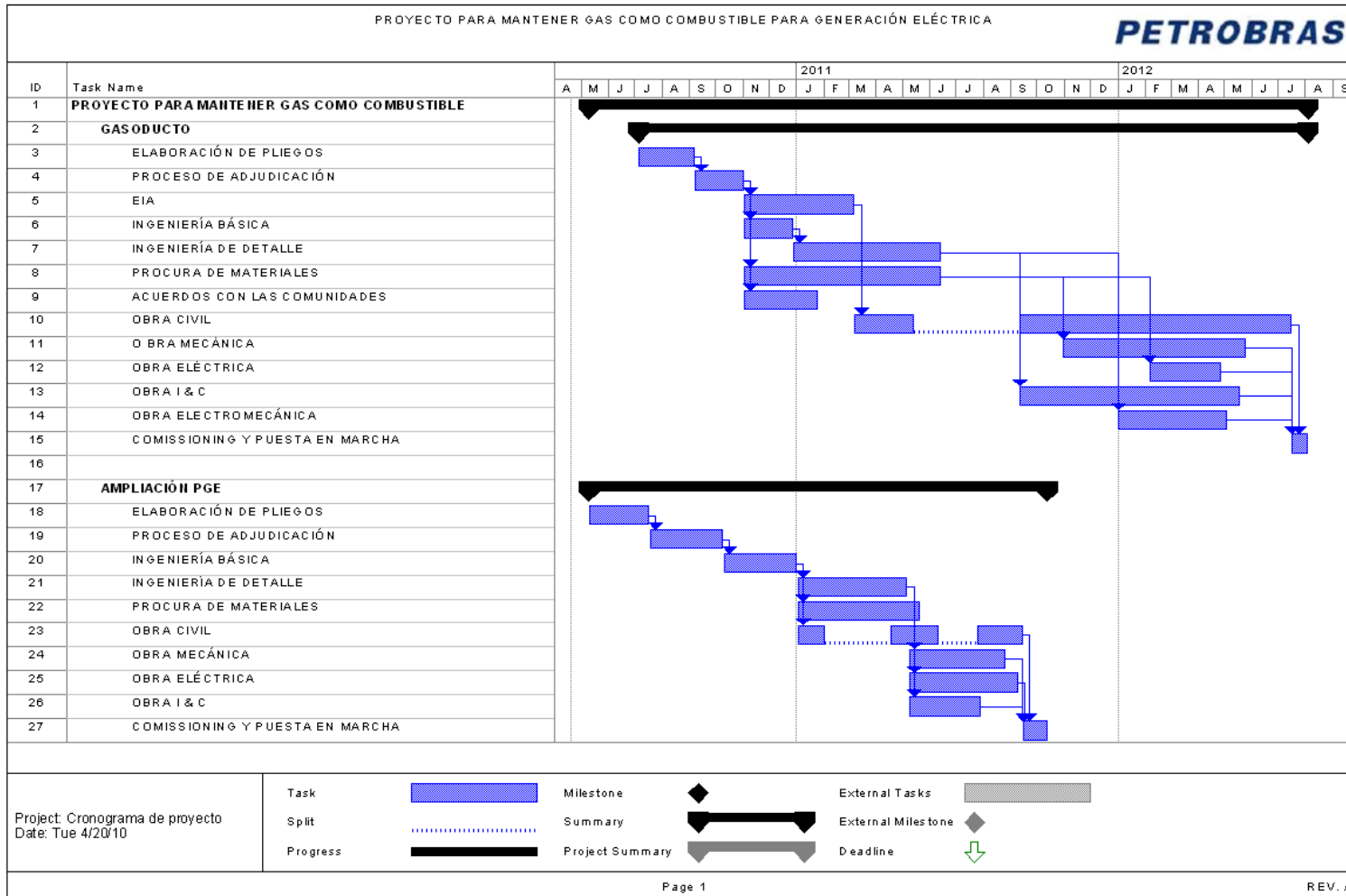
Establece claramente una relación del “peso” o esfuerzo necesario de las actividades con respecto al avance de las mismas.

### **CRONOGRAMA ESTIMADO DEL PROYECTO**

A esta fase de Proyecto conceptual se tiene el siguiente cronograma estimado del proyecto. Figura 7.4

El proyecto en su totalidad tiene una duración aproximada de 585 días, de los cuales 545 días nos tardaría el gasoducto y 373 días la ampliación de la PGE. Los hitos importantes para que el proyecto se cumpla en plazo son los procesos licitatorios, de adjudicación, la compra de materiales, la negociación con las comunidades y los permisos gubernamentales.

**Figura 7.4 Cronograma Estimado del Proyecto (Alternativa #3, Escenario Base)**



**FUENTE: CRONOGRAMA DEL PROYECTO  
ELABORADO POR: ADRIAN DE LA A Y LUIS ALVAREZ**

## **7.2.2 COMPLETACIÓN DEL PROYECTO BÁSICO (INGENIERÍA BÁSICA)**

Los entregables para la siguiente fase a realizarse de la Ingeniería Básica son (OPS&S Consulting, 2005):

- PSD que contenga:
  - Proyecto Básico (documentación de Diseño “básico”)
    - Actualización EVTE del proyecto básico – definitivo
    - Actualización del Plan de compras y contrataciones
  - Actualización del Informe de lecciones aprendidas de la etapa.
  - Plan definitivo del Proyecto
- Decisión de continuidad

En los entregables de ingeniería Básica a ser desarrollados para esta fase se contempla:

- Planos Eléctricos
- Planos Civiles
- Planos Mecánicos
- Planos I&C
- Planos de Procesos
- P & IDs
- Pliegos Técnicos para Licitación para compra de equipos, montaje, construcción y puesta en marcha.

Dentro de las prácticas a realizarse en esta fase con el objetivo de agregar una ingeniería de valor al proyecto se recomienda desarrollar para esta fase de igual manera al 80% del avance de la ingeniería conceptual:

- Hazops
- Safop

- Peev Reviews
- What if
- Talleres de Constructibilidad.
- Talleres de Operabilidad y Mantenibilidad.

### **7.2. 3 COMPLETACIÓN DE LA FASE DE EJECUCIÓN**

Esta fase contempla desarrollar la Ingeniería de Detalle para construir o implementar todo lo especificado en el Proyecto Básico y la puesta en marcha (OPS&S Consulting, 2005).

Entregables:

- Paquete de Verificación y Control (PVC) conteniendo:
  - Documentación de Diseño de “detalle” y conforme a obra.
  - Producto, servicio u obra puesta en producción.
  - Evaluación de desempeño de proveedores.
  - Documentación de respaldo.
  - Transferencia de conocimiento realizada.
  - Informe de lecciones aprendidas de la etapa.
  - Aceptación del alcance del producto, servicio u obra.

En los entregables de ingeniería de detalle a ser actualizados para esta fase se contempla cada unos de los siguientes documentos listos para la construcción, implementación y puesta en marcha:

- Planos Eléctricos
- Planos Civiles
- Planos Mecánicos
- Planos I&C
- Planos de Procesos
- P & IDs

Dentro de las prácticas a realizarse en esta fase con el objetivo de agregar una ingeniería de valor al proyecto se recomienda desarrollar para esta fase de igual manera:

- Actualización de Hazops
- Actualización de Safop
- Talleres de Constructibilidad.
- Talleres de Operabilidad y Mantenibilidad.
- Planos “As Built”

### **7.2. 3 COMPLETACIÓN DE LA FASE DE CIERRE**

Esta fase tiene por objetivo monitorear y medir el desempeño del producto del proyecto, determinar si los objetivos del proyecto se han logrado (OPS&S Consulting, 2005).

Entregables:

- PVC conteniendo:
  - Informe de cierre operación inicial
  - Documentación de respaldo
  - Informe de lecciones aprendidas del proyecto.
  - Estimado de costos recurrentes de operación
  - Evaluación final del Proyecto
  - Documento de Aceptación

En esta etapa finalmente el proyecto es entregado a Operaciones y se realiza el cierre con los documentos citados anteriormente.

## CAPÍTULO 8

### 8.1 CONCLUSIONES:

- En el presente trabajo se realizó la descripción geofísica, geológica y litológica del Bloque 18, así como una descripción de las Facilidades de Producción actuales de CPF Palo Azul y el uso actual que la empresa operadora del Bloque 18 le da al gas asociado a la producción.
- Se realizó el estudio técnico de la expansión de la capacidad de generación eléctrica y del sistema de transporte de gas natural. Se planteó tres alternativas técnicas para cubrir la demanda energética: Quemar crudo, Quemar gas y Renta de energía.
- Se concluye que técnicamente es factible la captación de gas de campos aledaños de similares características al gas de Palo Azul, como lo es el gas del Campo Bermejo para de esta manera asegurar una operación permanente de la PGE usando gas.
- Se utilizaron técnicas matemáticas como el Método de Jerarquías Analíticas, donde se tomaron en cuenta criterios como Confiabilidad, Disponibilidad, Operabilidad y Mantenibilidad para determinar la mejor alternativa. Como resultado del análisis se obtuvo que la mejor alternativa es quemar gas con un peso global de 58.89%.
- Se realizó el análisis económico utilizando los principales indicadores económicos como son el TIR, el VAN de las cuatro diferentes alternativas propuestas para cubrir la demanda energética. Los valores de la alternativa quemar gas son: Costo Medio Anual de Energía: US\$ 0.03, VAN: US\$ 26.153.905, TIR: 22.221%
- Adicionalmente, en el proceso de elección de la mejor alternativa se realizaron los Análisis Económicos, el Análisis FODA, el Análisis de Identificación y Calificación de Riesgos, análisis cuyos resultados corroboran que la mejor alternativa es quemar crudo para cubrir la demanda energética.



- En base al pronóstico de producción de noviembre del 2009 que fue usado como Escenario Base, es imposible, con la capacidad instalada actualmente, que se genere la energía que el Bloque 18 requiere. Para poder generar toda la energía necesaria, se debe realizar una ampliación de la capacidad de generación con gas de la PGE y la correspondiente ampliación de la capacidad de generación de respaldo con equipos a crudo.
- El proyecto se estima tendrá una duración aproximada de 585 días, de los cuales 545 días se tardaría el gasoducto y 373 días la ampliación de la PGE. Los hitos importantes para que el proyecto se cumpla en los plazos requeridos son completar la Ingeniería Conceptual, completar la Ingeniería Básica, los procesos licitatorios para compra de materiales, montaje, comisionado, puesta en marcha de equipos, los procesos de negociación con las comunidades y la obtención de los permisos gubernamentales que correspondan.
- La quema de gas es la alternativa que demanda mayor inversión US\$ 49.847.614,34, pero significa un beneficio neto positivo en el ciclo de vida del proyecto.
- Existen otros escenarios posibles de producción, que dependerán de las inversiones que realice la empresa operadora del Bloque 18. El escenario de "Máxima" en donde la demanda energética llega a 37.83 MW exigirá volúmenes grandes de gas, ampliación de capacidad de generación a gas y la inversión en suficientes equipos de respaldo a crudo, lo que implica que la empresa operadora del Bloque 18 deberá implementar un plan de acción a la brevedad posible pues la fabricación de equipos demanda varios meses.
- El presente Proyecto ha sido desarrollado de acuerdo a la metodología del SGPM y es un aporte a la sociedad especialmente a la comunidad técnica del Ecuador y a las empresas que desarrollen grandes proyectos de infraestructura los cuales requieren la aplicación de modelos de gestión rigurosos que contribuirán a cumplir las metas y objetivos del proyecto.

## **8.2 RECOMENDACIONES**

### ***Alternativa Seleccionada de acuerdo al escenario base (Nov. 2009)***

Se recomienda implementar la tercera alternativa, en la que se considera usar únicamente gas y generar la capacidad total de la Planta de Generación Eléctrica (PGE), y procurar la comercialización del superávit de energía eléctrica generada y mantener como respaldo unidades de generación a crudo.

### ***Ampliación Capacidad de Generación PGE***

Se recomienda ampliar la capacidad de generación a gas de la PGE, así como la ampliación de la capacidad de generación de respaldo a crudo. Además se debe tomar en cuenta un plan de ubicación de los equipos para la ampliación dentro del CPF Palo Azul.

### ***Escenarios de Producción***

Se recomienda que la empresa defina un escenario de producción e inversión pues cada escenario arroja resultados diferentes de tal forma que el plan de acción para la implementación del mismo varía de un escenario a otro. Por ejemplo en el escenario de “Máxima” el déficit de energía alcanza los 27.54 MW, mientras que en el escenario “Conservador” el mismo es de tan solo 4.54 MW.

### ***Dimensionamiento del Gasoducto***

Se recomienda utilizar para el dimensionamiento del gasoducto la ecuación del caso especial de Weymouth, ya que esta da la opción de realizar el cálculo de la presión necesaria a someter al sistema por intervalos que estarán dados por la ruta del ducto; obteniendo así resultados mucho más acertados.

### ***Unidades de CO<sub>2</sub>***

El gas a ser transportado debe ser de similares características al de Palo Azul, puesto que las calderas instaladas actualmente en la PGE están diseñadas para quemar gas pobre.

### ***Aspectos Metodológicos del Proyecto***

Se recomienda que los proyectos de inversión que se lleven a cabo en la empresa Operadora del Bloque 18 y en todas las demás empresas sean enmarcados dentro de un modelo y una metodología de gestión de proyectos que les permita dar una ruta de desarrollo encaminada al cumplimiento de sus objetivos, evitando posibles desviaciones y dejando sentadas bases para que estos proyectos sean considerados y puedan llegar a una etapa de ejecución y operación.

### ***Uso de Programa DESARROLLO DE TESIS***

Se recomienda capacitar a las personas que vayan a hacer uso del programa DESARROLLO DE TESIS para realizar una nueva EVTE ya que dependerá del enfoque que se le dé a cada propuesta de solución para que ciertos criterios del programa apliquen o no.

### ***Uso de software***

Se recomienda la implementación de software o herramientas especializadas para el control de proyectos de ingeniería, tal como MS Project, Primavera, y la implementación de software para Análisis de Riesgos como el @ Risk, que permitan un correcto desarrollo del proyecto en todas sus etapas.

### ***Uso de Diesel o Crudo***

Si se llegara a quemar crudo o rentar energía se debería minimizar factores como:

- Ruido de la renta de generadores a crudo o diesel
- Impacto ambiental elevado.
- Elevación de costos operativos.
- Disminución de ingresos por producción de crudo, que se quemaría.
- Cambio de modo de operación de PGE.

Además se recomienda realizar una reingeniería del sistema actual de Generación a Crudo para que pueda ser considerado como equipo principal aunque este funcione como equipo de respaldo, de tal manera que se permita aumentar la confiabilidad del sistema.

### ***Lecciones Aprendidas***

Se recomienda la realización de talleres de Lecciones Aprendidas a medida que el proyecto avance en cada una de sus fases para de esta manera capitalizar el conocimiento adquirido en las mismas.

### ***Difusión del conocimiento***

Se recomienda la realización de talleres con empresas del sector petrolero, minas y electricidad de tal manera que se pueda difundir los conocimientos técnicos que se aportan con el presente trabajo.

***Artículo Técnico***

Se recomienda preparar un artículo técnico basado en el presente trabajo para que el mismo sea presentado en foros y publicaciones técnicas nacionales e internacionales.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Acuerdo Ministerial N° 041, R. O. (s.f.). “Derechos por servicios de regulación y control prestados por la D.N.H. en el segmento de petróleo crudo y gas natural”.
- ASME B31.8. (2009). "SISTEMAS DE TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE GAS POR TUBERÍA".
- CRAFT, B. C. (1958). Ingeniería de Yacimiento Petrolíferos. Mc Graw-Hill.
- GALILEO. (2010). [www.galileo.ar.com](http://www.galileo.ar.com). Recuperado el ENERO de 2010
- Gas Flow.
- J, PIRSON. S. (1958). Ingeniería de Reservorios Petrolíferos . New York: Mc Graw-Hill.
- KEN ARNOLD, M. S. (1989). Surface Production Operation, Design of Oil and Gas-Handling Systems and Facilities (Vol. I Y II). Gulf Publishing Company.
- Ley de Hidrocarburos Art. 62. (s.f.). Manejo del Gas Natural Asociado no Utilizado.
- NORMA API 12J. (s.f.). Specifications for Oil and Gas Separators.
- OPS&S Consulting. (2005). Curso de Dirección Integrada de Proyectos.
- Ecuador TLC. (2009). Manual de operación de la CPF del Campo Palo Azul. Bloque 18.
- Project Management Institute. (2004). Guía de los fundamentos de la Dirección de Proyectos (Guía del PMBOK), Four Campus Boulevard, Newtown Square, LA 19073-3299 . EEUU.
- Sistema de Información Geográfica. (s.f.).
- VILLAGOMEZ MONTEROS, P. D. (2009). Modelo de Gestión para la ejecución de Proyectos de Instalaciones de Superficie en el Sector petrolero del Ecuador basado en el "Stage Gate Project Management Process" para el proyecto de generación eléctrica del Campo Palo Azul. Quito2009.
- TÉCNICAS DE DECISIÓN MULTICRITERIOS. Multicriterios Discretos, Universidad de Huelva
- PROCESO DE ANÁLISIS JERÁRQUICO. MÉTODO AHP. Universidad Nacional de Medellín - Colombia

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS DIGITALES

- PROGRAMA DESARROLLO TESIS, Microsoft Excel
- PROGRAMA DISEÑO DE SEPARADOR FWKO, Microsoft Excel
- PROGRAMA DISEÑO DEL GASODUCTO, Microsoft Excel
- HOJA DE CÁLCULO DE MATRIZ DE DECISIÓN, Microsoft Excel
- HOJA DE CÁLCULO DE IDENTIFICACIÓN Y VALORACIÓN DE RIESGOS, Microsoft Excel
- PROGRAMA DE CONSUMOS, Microsoft Excel
- PROGRAMA DE CROMATOGRAFÍA DEL GAS DEL CAMPO BERMEJO, Microsoft Excel
- HOJA DE CÁLCULO DEL ANÁLISIS FODA, Microsoft Excel
- PROGRAMA DE ESCENARIO DE SENSIBILIDAD 1 “CONSERVADOR”, Microsoft Excel
- PROGRAMA DE ESCENARIO DE SENSIBILIDAD 2 “MÁS PROBABLE”, Microsoft Excel
- PROGRAMA DE ESCENARIO DE SENSIBILIDAD 3 “OPTIMISTA”, Microsoft Excel

## SIMBOLOGÍA

<b>Término</b>	<b>Significado</b>
$\bar{Z}$	Z promedio del gas.
$\bar{T}$	Temperatura promedio del gas [R].
$\Delta P_f$ :	Caída de presión debido a la fricción [psia].
$\Delta SG$ :	Diferencia de gravedades específicas entre el petróleo y el gas.
<b>A</b>	Constante.
<b>A:</b>	Área de la sección de la partícula.
<b>API 12J</b>	Norma para diseño de separadores.
<b>ASME B 31.8</b>	Norma para diseño de ductos que transportan fluidos gaseosos.
<b>BES</b>	Bombeo Electro sumergible.
<b>BIs</b>	Barriles.
<b>BOPD</b>	Barriles de petróleo por día.
<b>BT</b>	Arena Productora Basal Tena.
<b>BWPD</b>	Barriles de agua por día.
<b>C:</b>	Costo medio anual de energía.
<b>C<sub>D</sub>:</b>	Coefficiente de arrastre.
<b>CAP:</b>	Contacto agua-petróleo.
<b>C<sub>p</sub>:</b>	Calor específico del gas a presión constante [J/Kmol K].
<b>CPF</b>	Central del Procesamiento de Fluidos.
<b>C<sub>p</sub>i:</b>	Capacidad calórica a presión constante del elemento i.
<b>C<sub>v</sub>:</b>	Calor específico del gas a volumen constante [J/Kmol K].
<b>d:</b>	Diámetro interno de la tubería [in].
<b>d:</b>	Longitud efectiva del separador [ft].
<b>D:</b>	Diámetro exterior de la tubería [cm].
<b>D<sub>e</sub>:</b>	Déficit de energía en un día [KW-h].
<b>DIP</b>	Dirección integrada de proyectos.
<b>d<sub>m</sub>:</b>	Diámetro de la molécula [micrones].
<b>E:</b>	Factor de junta longitudinal.
<b>Ec.</b>	Ecuación
<b>EPF</b>	Procesamiento temprano o inicial de fluidos.
<b>EPN</b>	Escuela Politécnica Nacional.
<b>ETLC</b>	Ecuador TLC.
<b>EVTE</b>	Evaluación técnica-económica
<b>F:</b>	Factor de diseño en base al número de pobladores.



<b>f:</b>	Factor de fricción.
<b>F<sub>D</sub>:</b>	Fuerza de arrastre.
<b>FEL</b>	Front end loading.
<b>F<sub>k</sub>:</b>	Flujo de caja en el año k.
<b>Fr</b>	Factor de recobro.
<b>F<sub>t</sub>:</b>	Factor de transmisibilidad.
<b>FWKO</b>	Separador de agua libre tipo Free Water Knock Out.
<b>GIS</b>	Sistema de Información Geográfica.
<b>GPM</b>	Galones por Minuto.
<b>H<sub>ad</sub>:</b>	Cabeza isentrópica del compresor [N m/Kg].
<b>h<sub>c</sub></b>	Altura de la interfase.
<b>h<sub>o</sub></b>	Altura del petróleo.
<b>h<sub>T</sub></b>	Altura total.
<b>h<sub>w</sub></b>	Altura del agua.
<b>i:</b>	Tasa de descuento ó tasa mínima aceptable de retorno para la inversión [%].
<b>I<sub>g</sub>:</b>	Ingresos por generación eléctrica.
<b>I<sub>j</sub>:</b>	Inversión que se realiza al año j.
<b>K:</b>	Constante adimensional que depende de las condiciones de diseño y operación.
<b>k:</b>	Constante que define la relación entre Cp y Cv.
<b>Kw-h</b>	Kilovatio – hora.
<b>KWh crudo:</b>	Energía producida con crudo.
<b>KWh gas:</b>	Energía producida con gas.
<b>L:</b>	longitud de la tubería [mile].
<b>L<sub>eff</sub>:</b>	Longitud efectiva.
<b>D<sub>s/s</sub>:</b>	Diámetro del separador [in].
<b>m</b>	Exponente de cementación.
<b>M:</b>	flujo másico [Kg/s].
<b>MG:</b>	Motor de combustión interna.
<b>MMSCF</b>	Millones de Pies cúbicos a condiciones estándar por día.
<b>MW</b>	Megavatio.
<b>n:</b>	Número de periodos en donde se realiza el análisis económico.
<b>n<sub>H2S</sub>:</b>	Fracción molar de H <sub>2</sub> S.
<b>n<sub>i</sub>:</b>	Fracción molar del elemento i.
<b>n<sub>t</sub></b>	Número de moles totales del elemento.
<b>P:</b>	Presión de operación [psia].
<b>Pot:</b>	Potencia total del compresor [HP].

<b>P<sub>1</sub>:</b>	Presión de ingreso al sistema [psia].
<b>P<sub>2</sub>:</b>	Presión de salida del sistema [psia].
<b>PC:</b>	Poder calórico de la mezcla [MJ/m <sup>3</sup> ].
<b>PC<sub>i</sub>:</b>	Poder calórico de cada compuesto [BTU/ft <sup>3</sup> ].
<b>P<sub>cs</sub>:</b>	Presión a condiciones estándar (14.7 psi).
<b>PC<sub>T</sub>:</b>	Poder calórico de la mezcla gaseosa [BTU/ft <sup>3</sup> ].
<b>PGE</b>	Planta de Generación Eléctrica.
<b>P<sub>H2S</sub>:</b>	Presión parcial del H <sub>2</sub> S.
<b>P<sub>i</sub>:</b>	Presión de ingreso al sistema [psia].
<b>PM:</b>	Peso molecular del gas [gr/mol].
<b>POES</b>	Petróleo Original in situ.
<b>ppm</b>	Partes por millón.
<b>P<sub>sc</sub>:</b>	Presión a condiciones estándar [psia].
<b>Q<sub>cs</sub>:</b>	Caudal a condiciones estándar de gas [MMPCSD].
<b>Q<sub>f</sub>:</b>	Caudal de fluido [BPD].
<b>Q<sub>g</sub>:</b>	Caudal de gas [MMPCSD].
<b>Q<sub>l</sub>:</b>	Caudal de líquido.
<b>Q<sub>r</sub>:</b>	Caudal real transportado [MMPCSD].
<b>R:</b>	Constante universal de los gases [J/Kg K]=8314/PM.
<b>r:</b>	Tasa de descuento [%]. (18% para el caso de nuestra empresa).
<b>Re:</b>	Número de Reynolds del flujo.
<b>RGP</b>	Relación gas petróleo.
<b>Rsi</b>	Relación gas petróleo original o inicial.
<b>S:</b>	Resistencia mínima a la cadencia [kPa].
<b>SGPMP</b>	Stage Gate Project Management Process.
<b>Sw</b>	Saturación de agua.
<b>T:</b>	Temperatura de operación [R].
<b>t:</b>	Diámetro nominal calculado para línea regular clase 2 [in].
<b>T<sub>cs</sub>:</b>	Temperatura a condiciones estándar.
<b>TD:</b>	Diámetro.
<b>TG:</b>	Turbo - generador.
<b>TIR:</b>	Tasa interna de retorno [%].
<b>TIR<sub>c</sub>:</b>	Tasa interna de retorno corregida [%]
<b>TMAR</b>	Tasa mínima aceptable de retorno [%]
<b>T<sub>m</sub>:</b>	Temperatura representativa del sistema [R].
<b>t<sub>r</sub>:</b>	Tiempo de retención.
<b>t<sub>ro</sub>:</b>	Tiempo de retención del petróleo [min].

$T_{rw}$ :	Tiempo de retención del agua [min].
$T_{sc}$ :	Temperatura a condiciones estándar [R].
<b>U</b>	Arena Productora U.
$U_b$ :	Utilidad bruta.
$U_n$ :	Utilidad neta.
$v$ :	Velocidad del flujo [ft/s].
$V_a$ :	Es la velocidad máxima a encontrar.
<b>VAN:</b>	Valor Presente Neto [\$].
<b>VAN:</b>	Es el valor actual neto calculado para cada proyecto con la tasa de descuento.
$V_c$ :	Es el volumen de crudo a quemar en motogeneración [BPD].
$V_i$ :	Flujo de caja en el periodo i [\$]. (Por convención se considera positivos los ingresos y negativo las inversiones o egresos).
<b>Vsh</b>	Volumen de arcilla [%].
<b>Vt:</b>	Velocidad terminal.
<b>WPD</b>	Plataforma de pozos well pad.
$X_i$ :	Fracción molar del elemento i.
<b>Z:</b>	Factor de compresibilidad del gas.
$Z_m$ :	Factor de compresibilidad representativa.
$\gamma$ :	Densidad relativa del gas [lb/ft <sup>3</sup> ].
$\epsilon$ :	Rugosidad de la tubería [mm].
$\mu$ :	Viscosidad del petróleo [centipoises].
$\rho$ :	Densidad de Fase Continua [lb/ft <sup>3</sup> ].
$\rho_{cs}$ :	Densidad del gas [lbm/ft <sup>3</sup> ].
$\rho_g$ :	Densidad del gas [lbm/ft <sup>3</sup> ].
$\rho_l$ :	Densidad del líquido [lbm/ft <sup>3</sup> ].
$\Phi$	Porosidad [%].

## GLOSARIO

<b>Término</b>	<b>Significado</b>
<b>Activo</b>	Conjunto de bienes o recursos económicos de los cuales se tiene propiedad.
<b>Adiabático</b>	En termodinámica es un proceso en el cual el sistema no intercambia calor con el medio.
<b>Amortizar</b>	Pérdida del valor de una parte de un activo financiero mediante su pago o anulación.
<b>Año imponible</b>	Usualmente es el año calendario sobre el cual personas jurídicas y naturales deben declarar impuestos.
<b>Árbol de problemas</b>	Técnica que se utiliza para identificar el problema central que será solucionado por un proyecto.
<b>Arenisca</b>	Roca de origen sedimentario de origen detrítico formada por granos de cuarzo.
<b>BSW</b>	Porcentaje de agua y sedimentos asociados a la corriente de flujo de petróleo en un ducto.
<b>Calor específico</b>	Magnitud física que se define como la cantidad de calor que hay que suministrar a una masa o sistema para elevar la temperatura del mismo un grado.
<b>Capitalizar</b>	Clasificar un costo como una inversión a largo plazo, y no cargarlo a las cuentas de actividades corrientes.
<b>Características Geofísicas</b>	Características relacionadas con la estructura, condiciones físicas e historia evolutiva de la Tierra.
<b>Características Geológicas</b>	Características dadas por la Tierra y los fenómenos que en ella suceden.
<b>Características Litológicas</b>	Características de las rocas, especialmente del tipo y tamaño del grano, así como también del cemento.
<b>Coalescencia</b>	Características o propiedades de ciertos fluidos para unirse unos con otros.
<b>Core</b>	Véase corona.
<b>Corona</b>	También conocido como núcleo o "core" es una porción de la formación que se extrae para realizar análisis de la roca.
<b>Cp</b>	Calor específico de una sustancia o elemento a presión constante.
<b>CPF</b>	Central donde se procesan los fluidos de tal manera que

cumplan con las especificaciones para el bombeo por oleoducto.

<b>Cromatografía</b>	Método físico de separación de mezclas en una columna absorbente en un sistema fluyente.
<b>Cv</b>	Calor específico de una sustancia o elemento a volumen constante.
<b>Depreciación</b>	Pérdida de valor contable que sufren los activos fijos por el uso al que se los somete y su función productora de renta.
<b>Emulsión</b>	Sistema de dos fases que posee dos líquidos parcialmente miscibles, uno de los cuales es dispersado en el otro a manera de glóbulos.
<b>Estado Estable</b>	Sistema en el cual las características del flujo no varían con el tiempo, estas son: temperatura, densidad, velocidad, etc.
<b>Estuario</b>	Parte inferior de un valle fluvial que ha sido invadido por el mar.
<b>Facies</b>	Conjunto de caracteres petrográficos y paleontológicos que definen un depósito o una roca.
<b>Factor de Fricción</b>	Coeficiente adimensional que expresa la oposición que ofrecen las superficies (tuberías) al flujo.
<b>FEL</b>	Metodología de Gestión de Proyectos basada en portones de aprobación que deben superarse para que el Proyecto siga su curso.
<b>FEL I</b>	Fase de visualización de la oportunidad, sirve para analizar la factibilidad Técnica-Económica de un proyecto.
<b>FEL II</b>	Fase del proyecto Conceptual, es el inicio del planeamiento del proyecto a fin de seleccionar una alternativa y avanzar en el planeamiento de la misma.
<b>FEL III</b>	Fase del proyecto básico, se elabora la ingeniería básica, se crea el plan de ejecución y se estima las inversiones con el mínimo error.
<b>Flujo de caja</b>	Diferencia entre cobros y pagos de una empresa en un periodo determinado de tiempo.
<b>Flujo Laminar</b>	Flujo de un fluido en capas de manera uniforme y regular. Reynolds < 2300.
<b>Flujo másico</b>	Flujo de masa o volumen que pasa a través de un área de sección transversal en un intervalo de tiempo definido.
<b>Flujo Turbulento</b>	Flujo de un fluido de manera caótica. Reynolds > 4000.

<b>Gas Natural</b>	Mezcla de gases hidrocarburos compuesto principalmente por metano.
<b>Gas Pobre</b>	Gas cuyo poder calórico es bajo debido a la presencia de contaminantes.
<b>Gas Rico</b>	Gas cuya composición permite un alto poder calórico.
<b>Hidrocarburo</b>	Compuesto orgánico cuyos principales elementos son el Hidrógeno y el Carbono.
<b>Ingeniería Básica</b>	Desarrolla en detalle el alcance y los planos de ejecución de un proyecto para obtener los fondos requeridos para ejecutarlo, así como la documentación base para la ingeniería de detalle
<b>Ingeniería Conceptual</b>	Resulta de los trabajos preliminares y selección de la mejor opción con una aproximación estimada de costos.
<b>Ingeniería de Detalle</b>	Se desarrolla en la ejecución del proyecto con la finalidad de actualizar el alcance debido a nuevas exigencias, redimensionamientos, cambio de entorno, políticas, etc.
<b>Isentrópico</b>	Proceso adiabático que además es reversible.
<b>Limolita</b>	Roca de origen sedimentario compuesta principalmente por limo.
<b>Lutita</b>	Roca de origen sedimentario compuesta principalmente por las partículas más finas de los sedimentos.
<b>Metodología</b>	Conjunto de métodos que rigen una investigación científica o una exposición doctrinal.
<b>Núcleo</b>	Véase Corona.
<b>Número de Reynolds</b>	Número adimensional que sirve para determinar las características de flujo dentro de una tubería.
<b>Paleontología</b>	Ciencia que estudia fósiles animales y vegetales de especies extintas.
<b>Petrografía</b>	Parte de la petrología que estudia la composición, estructura y composición de las rocas.
<b>Poder Calórico</b>	Cantidad de calor producido por la combustión completa de un volumen de combustible.
<b>Re-entradas</b>	Construcción de una ramificación lateral en un pozo perforado previamente con la finalidad de producir desde otro punto en el yacimiento.
<b>Reservas</b>	Es el volumen de hidrocarburos que se puede extraer de un reservorio de manera rentable.

<b>Reservorio</b>	Son rocas saturadas de fluido: petróleo, gas y agua, que poseen permeabilidad y una capa sello.
<b>Sedimentos</b>	Material sólido acumulado sobre la superficie terrestre derivado de las acciones de fenómenos y procesos que actúan en la atmósfera.
<b>Stakeholder</b>	Persona que se ve afectada por la actividad o las decisiones que se tomen dentro de la empresa. Son personas que estan involucradas o afectadas por los negocios de la empresa.
<b>Tiempo de retención</b>	Tiempo considerado para que dos o más fluidos alcancen el estado de equilibrio en un recipiente que los contiene.
<b>TMAR</b>	Tasa mínima aceptable de retorno que debe tener una inversión para que la misma sea realizada. Esta tasa la deciden las empresas para sus inversiones.
<b>Turbo generadores</b>	Generadores de energía eléctrica que usan vapor para su funcionamiento.
<b>Vapor sobrecalentado</b>	Vapor que a cierta presión posee una temperatura mayor que la temperatura de saturación, ó que a una temperatura determinada posee una presión menor que la presión de saturación.
<b>Wellpad</b>	Locación desde la cual se perforan múltiples pozos para producción de petróleo y/o reinyección de agua.
<b>Workover</b>	Trabajo adicional que se realiza a los pozos tales como cambio de bomba.

# **ANEXOS**



**ANEXO 1**  
**PROCEDIMIENTO PARA**  
**CATALOGAR UN PROYECTO**  
**COMO MECANISMO DE**  
**DESARROLLO LIMPIO MDL**

# 1. ASPECTOS GENERALES

## 1.1 ANTECEDENTES EN EL MARCO DE LA CONVENCION Y DEL PROTOCOLO DE KYOTO<sup>2</sup>

- El Protocolo de Kyoto (PK) de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático (CMNUCC) se orienta a la limitación de las emisiones de los Gases de Efecto Invernadero, y establece compromisos cuantificados de limitación y reducción de emisiones para los países del Anexo I, principalmente países industrializados. Además, establece 3 instrumentos para facilitar el cumplimiento de estas obligaciones: Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL), Implementación Conjunta, y el Comercio de Emisiones. De interés particular para el Ecuador es el MDL, único instrumento al cuál podrán acceder los países en desarrollo.
- La Conferencia de las Partes de la CMNUCC es la autoridad que establece los principios, la naturaleza, las modalidades y los procedimientos vigentes para el Mecanismo de Desarrollo Limpio. En este contexto, la Séptima Conferencia de las Partes de la CMNUCC, mediante decisión N° 17 /CP.7 de noviembre del 2001, adoptó las “Modalidades y Procedimientos para un Mecanismo de Desarrollo Limpio” (MP-PMDL) que establece, entre otros puntos:
  - Los requerimientos básicos para la participación de actores y proyectos de un país en desarrollo.
  - El tipo de proyectos y actividades a ser consideradas.
  - El Ciclo de Proyectos MDL
  - Adopción de modalidades y procedimientos simplificados para proyectos de pequeña escala
  - Los requerimientos que debe cumplir una propuesta para que sea considerada como un Proyecto MDL, estipulado en el denominado “Documento de Proyecto”.

---

<sup>2</sup> Este documento ha sido tomado del Ministerio de Ambiente del paper «Procedimiento de la Autoridad Nacional para la Emisión de Carta de Aprobación a Proyectos del Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL)».

- La fecha de adopción de las modalidades y procedimientos para los proyectos forestales (forestación y reforestación).
- Los requerimientos de participación son:
  - Ratificación del Protocolo de Kyoto.
  - Designación de la Autoridad Nacional para el MDL.

El Ecuador ratificó el Protocolo de Kyoto y ha designado la Autoridad Nacional MDL (AN-MDL), por lo tanto puede participar de esta iniciativa.

- Según la decisión de la CMNUCC mencionada anteriormente, tres tipos de proyectos son considerados:
  - Proyectos de reducción de emisiones de gases del efecto de invernadero, en sectores donde se producen emisiones “energéticas”.
  - Proyectos de fijación de carbono a través de actividades de forestación y reforestación.
  - Proyectos de reducción de emisiones de gases del efecto de invernadero considerados como de pequeña escala.
- El Ciclo de proyectos MDL incluye 8 etapas, con diferentes funciones y responsables a nivel nacional e internacional, tal como se señala en el cuadro siguiente:

<b>ETAPA</b>	<b>FUNCION</b>	<b>RESPONSABLE</b>
Diseño del proyecto	Formular el proyecto y preparar el Documento de Proyecto	Proponente de proyecto
Aprobación Nacional	Evaluar el Documento de Proyecto presentado por el Proponente y, emitir la Carta de Aprobación	Autoridad Nacional para el MDL
Validación	Comprobar la concordancia del Documento de Proyecto con los procedimientos establecidos.	Entidad Operacional Designada por la CMNUCC
Registro	Aceptar oficialmente a un proyecto como actividad de proyecto MDL	Junta Ejecutiva del MDL
Monitoreo	Medir y documentar el desempeño del proyecto durante su ejecución	Proponente del proyecto
Verificación	Examinar las reducciones observadas de emisiones durante el período de verificación.	Entidad Operacional Designada por la CMNUCC
Certificación	Notificar por escrito de las reducciones de emisiones observadas.	Entidad Operacional Designada por la CMNUCC
Expedición de Certificados de Reducción de Emisiones (CREs)	Expedir los CREs	Junta Ejecutiva del MDL

#### **Ciclo de Proyectos MDL**

- El Documento de proyecto debe presentar información que responda a:
  - Requerimientos sobre la gestión del carbono<sup>1</sup>,
  - Requerimientos Nacionales definidos por la Autoridad Nacional MDL<sup>2</sup>
- Las modalidades y procedimientos para las actividades de forestación y reforestación serán adoptados en la Novena Conferencia de las Partes de la CMNUCC a realizarse en noviembre del 2003.

1 Por decisión de la Junta Ejecutiva del MDL, está en vigencia el “Documento de Proyecto para un Mecanismo de Desarrollo Limpio” a partir del 29 de agosto del 2002.

2 Requerimientos incluidos en el Anexo A del “Procedimiento de la Autoridad Nacional para la Emisión de Cartas de Aprobación a proyectos MDL” adoptado mediante Acuerdo Ministerial N° 016 del 29 de abril del 2003.

## **1.2 ANTECEDENTES A NIVEL NACIONAL.**

- Por decreto ejecutivo N° 1101 del 21 de julio de 1999 se creó el Comité Nacional sobre el Clima (CNC) presidido por el Ministerio del Ambiente, al que, entre sus competencias estipuladas en el Art. 3, le compete “proponer medios institucionales para la aplicación del Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL)”.
- El Comité Nacional sobre el Clima, mediante decisión N° 1 CNC/2003 del 21 de abril del 2003 designó al Ministerio del Ambiente, como la Autoridad Nacional para el MDL.
- El Comité Nacional sobre el Clima, mediante decisión N° 2 CNC/2003 del 21 de abril del 2003 aprobó los Procedimientos de la Autoridad Nacional para la Emisión de Cartas de Respaldo y/o Aprobación a proyectos MDL.
- El Ministerio del Ambiente, mediante Resolución Ministerial N° 015 del 29 de abril del 2003, conformó la Autoridad Nacional para el Mecanismo de Desarrollo Limpio “ (AN-MDL).
- El Ministerio del Ambiente, mediante Acuerdo Ministerial N° 016 del 29 de abril del 2003 adoptó el Procedimiento de la Autoridad Nacional para el MDL para la Emisión de Cartas de Respaldo y/o Aprobación a proyectos del Mecanismo de Desarrollo Limpio.

## **1.3 DE LA AUTORIDAD NACIONAL MDL**

De acuerdo a las Modalidades y Procedimientos para un Mecanismo de Desarrollo Limpio adoptadas por la CMNUCC, a la Autoridad Nacional MDL (AN-MDL) le compete, entre otros puntos, emitir Cartas de Respaldo y/o Aprobación de proyectos MDL en el Ecuador, en atención a los procedimientos establecidos y aprobados.

El Presidente de la AN-MDL y del CNC, ante la CMNUCC u otras entidades internacionales y nacionales es la/el Ministra/o del Ambiente.

El Coordinador de la AN-MDL, nominado por el MA en acuerdo con el CNC y dependiente directamente de la máxima autoridad del MA, es la única firma autorizada para la gestión oficial de requerimientos presentados ante la AN-MDL.

Para fines de promoción, difusión y asesoramiento en actividades relacionadas con el mercado de carbono, se mantiene adecuados vínculos operativos de cooperación con entidades nacionales independientes, en especial con la Corporación para la Promoción del Mecanismo de Desarrollo Limpio (CORDELIM), organización sin fines de lucro presidida por el Ministerio del Ambiente.

#### **1.4 ALCANCE DEL PROCEDIMIENTO.**

El presente procedimiento rige para los proyectos de reducción de emisiones de gases del efecto de invernadero, en sectores donde se producen emisiones “energéticas”.

Los proyectos preparados fuera de los procedimientos del protocolo de Kyoto, deberán regirse por el presente procedimiento.

Los proyectos forestales considerados por la Convención para el primer período de compromiso (forestación y reforestación) podrán solicitar a la AN-MDL Carta de Respaldo. Cartas de Aprobación serán procedentes, luego del que la Conferencia de las Partes adopte en su Novena Conferencia de noviembre del 2003 las modalidades y guías pertinentes.

El Procedimiento podrá ser actualizado en dependencia de las prioridades nacionales y de las decisiones que la Convención y la AN-MDL adopten en el futuro, mediante resoluciones del CNC y del MA.

#### **1.5 PROCEDIMIENTO PARA LA EMISIÓN DE CARTA DE APROBACIÓN A PROYECTOS MDL**

El Procedimiento de la AN-MDL consta de dos fases:

- **La Fase I** se inicia con la entrega por el Proponente del Documento de Proyecto y culmina con la Emisión de la Carta de Aprobación.

- **La Fase II** contempla acciones que permitan a la AN-MDL hacer el seguimiento hasta el registro del proyecto ante la Junta Ejecutiva y posteriormente, durante la ejecución del mismo.
- El Procedimiento incluye dos anexos: Anexo A: Contenido del Documento de Proyecto MDL (AN-MDL/DP/2003/) y, Anexo B: Acuerdo Específico entre la AN-MDL y el Proponente de un proyecto MDL (AN-MDL/AE/2003).
- El Coordinador AN-MDL es el responsable del cumplimiento de lo establecido en este procedimiento. Coordinará el Grupo Evaluador.

## **1.6 FASE I: PRESENTACIÓN, EVALUACIÓN Y APROBACIÓN NACIONAL.**

- La presentación comprende la recepción de la documentación y una Revisión Técnica Básica del cumplimiento de los requisitos establecidos, que permita adoptar un Acuerdo Específico de Evaluación entre la AN-MDL y el Proponente.
- La Evaluación analiza el contenido del documento de proyecto y comprueba si cumple con los requisitos nacionales e internacionales pertinentes.
- La Aprobación Nacional es la confirmación oficial que la propuesta cumple con los requerimientos nacionales establecidos, y por tanto amerita la emisión de la Carta de Aprobación.

## **1.7 PRESENTACIÓN, REVISIÓN TÉCNICA BÁSICA Y SUSCRIPCIÓN DEL ACUERDO ESPECÍFICO**

### **1.7.1 PRESENTACIÓN:**

- El Documento de Proyecto debe regirse al formato establecido en el Anexo A “Requerimientos para la Presentación de Proyectos MDL”. Deberá ser presentado por un representante del Proponente debidamente acreditado, en versión española, con una carta dirigida al Presidente de la AN-MDL con copia al Coordinador AN-MDL y la constancia del pago de la Tasa de Evaluación

Preliminar (TEP), cuyo monto será establecido por el MA en función de sus normas y regulaciones.

- La entrega del Documento de Proyecto implica una declaración del Representante Legal del proponente, en adelante “EL PROPONENTE”, del conocimiento pleno del Procedimiento, en especial del formato para el “Acuerdo Específico para la Evaluación” (AN-MDL/2002/inf.04).

### **1.7.2 REVISIÓN TÉCNICA BÁSICA:**

- El Coordinador AN-MDL, durante 4 días hábiles comprobará el cumplimiento de los requisitos y efectuará una revisión técnica básica.
- En caso de falta de algún requisito, el Coordinador AN-MDL notificará sobre el asunto al Proponente, quien tendrá un plazo único de 5 días hábiles para cumplir con lo solicitado.
- Si el Documento de Proyecto cumple con los requisitos establecidos, el Coordinador AN-MDL notificará por escrito al Proponente y lo invitará a suscribir el Acuerdo Específico de Evaluación. En caso de que el proyecto no califique, este será devuelto a los proponentes y el coordinador notificará las razones explícitas para la descalificación
- Los proponentes podrán apelar la decisión mediante solicitud y justificación dirigida al Presidente AN-MDL, quién decidirá sobre el trámite a seguir.

### **1.7.3 SUSCRIPCIÓN DEL ACUERDO ESPECÍFICO:**

- El “Acuerdo Específico para la Evaluación del proyecto” , cuyo formato se incluye como Anexo B, es un documento formal adoptado entre la AN-MDL y el Proponente del proyecto, que establece el alcance, las condiciones y los términos de referencia de la evaluación del proyecto.
- Previo a la firma del acuerdo, el Proponente deberá:
  - Efectuar el pago de la Tasa de Evaluación Final, cuyo monto será establecido por el Ministerio del Ambiente, en función de sus normas y regulaciones vigentes.



- Entregar a la AN-MDL dos copias impresas adicionales y una copia electrónica, en formato de dominio público, de toda la documentación entregada en la presentación del proyecto.
- El Acuerdo mencionado, deberá ser suscrito, máximo dos días después de la entrega del resultado de la calificación, por el Proponente y el Coordinador AN-MDL.
- Con el pago de la Tasa de Evaluación Final, la entrega de la documentación solicitada y la adopción del Acuerdo, se da inicio inmediato a la evaluación formal.
- El Coordinador AN-MDL, al día siguiente de la suscripción del AE, procederá a:
  - Conformar y coordinar el Grupo Evaluador de la AN-MD. Su integración dependerá de las características del proyecto. Podrá incluir evaluadores previamente calificados y que se encuentren dentro del Registro de Expertos Evaluadores de proyectos MDL (públicos y/o privados)
  - Poner a disposición de la sociedad de la documentación entregada, que no sea declarada explícitamente de carácter confidencial, a través de adecuados canales como el portal WWW del Ministerio del Ambiente.
  - Efectuar una solicitud pública de comentarios que deberán ser remitidos en tiempo tal que permita su consideración en el marco de la fase preliminar de la evaluación.

## **1.8 EVALUACIÓN DEL PROYECTO**

- La evaluación consiste en la revisión y análisis del Documento de Proyecto entregado por el Proponente, así como de insumos que puedan surgir de la consulta pública y de potenciales pedidos adicionales de información al proponente y a los actores locales relevantes
- La Evaluación incluye:
  - Evaluación preliminar:
    - Preparación del informe preliminar

- Solicitudes de información adicional y /o consulta a terceros
- Evaluación final y aprobación.

La división de la evaluación en dos partes responde a la necesidad de dar transparencia al proceso para incluir criterios de terceros, y facilidad para que el proponente pueda cumplir con pedidos adicionales que puedan ser requeridos.

### **1.8.1 EVALUACIÓN PRELIMINAR**

- La evaluación preliminar se inicia con una visita de campo a el/los sitio/s del proyecto, con el objetivo de verificar la veracidad y/o el potencial de elementos de la información entregada. La visita de campo será coordinada con el Proponente, quien prestará las debidas facilidades y cubrirá los gastos (viáticos, movilización etc.) que cause esta acción.
- Cada evaluador contará con un plazo de 10 días hábiles, a partir del inicio de la Evaluación, para preparar su Informe Individual Preliminar (IIP).
- El Coordinador integrará los IIP y preparará, en un plazo de tres días, un borrador de Informe Conjunto Preliminar (ICP), que será puesto a consideración del GE. Tres días después se desarrollará una reunión interna para adoptar el ICP.
- El ICP identificará y justificará eventuales solicitudes de información adicional al o los Proponentes, y criterios y/o información a Terceros. De presentarse esta necesidad y según proceda, el Grupo Evaluador:
  - Solicitará al Proponente, ampliar y/o profundizar la información sobre aspectos específicos del proyecto y/o, reformular componentes específicos del proyecto. Se deberá señalar plazos para su atención obligatoria.
  - Efectuará consultas a entidades reguladoras relevantes para comprobar, entre otros puntos, la vigencia y la congruencia, para los fines del proyecto, de permisos, licencias, informes u otros documentos emitidos por entidades nacionales y entregados a la AN-MDL.

- Efectuará entrevistas y consultas pertinentes a actores locales claves directa e indirectamente relacionados con el proyecto.
- En caso de requerirse una audiencia pública, esta será coordinada entre el Coordinador AN-MDL y el Proponentes, máximo al quinto día hábil luego de la notificación. . Gastos de organización serán cubiertos por los proponentes.
- El Grupo Evaluador elaborará un Reporte de las actividades de consulta realizadas, cuyos insumos relevantes deberán ser considerados e integrados en el Informe Conjunto Final de Evaluación, de manera consistente, justificable y verificable.
- El incumplimiento de los requerimientos por parte del Proponente implica el archivo del proyecto y su respectiva notificación.

### **1.8.2 EVALUACIÓN FINAL**

- Los Evaluadores entregarán en cinco días hábiles su Informe Individual Final (IIF), sustentado en el análisis integrado de:
  - Documento de proyecto
  - Reporte de actividades de consulta
  - Comentarios públicos recibidos
- El Coordinador integrará los IIF en un plazo de tres días hábiles y preparará una propuesta de Informe Conjunto Final (ICF) a ser analizado en dos días laborables. Luego el Grupo Evaluador tomará la decisión sobre informe en una reunión específica, cuya edición final será responsabilidad del Coordinador AN-MDL.
- El Informe Conjunto Final (ICF) incluirá su recomendación técnica sobre la Aprobación Nacional del proyecto y, si compete, la propuesta de Carta de Aprobación Nacional.
- La recomendación técnica de la AN-MDL podrá ser:
  - **Desfavorable:** El proyecto no es aprobado para obtener la Carta de Aprobación Nacional por no cumplir con los requerimientos nacionales

establecidos. Se notificará detalladamente al proponente las razones específicas para tal decisión.

- **Favorable condicionada:** Esta decisión se dará en los siguientes casos:
  - El proyecto cumple con los requisitos nacionales establecidos (Parte II del documento de Proyecto) o se anticipa justificablemente su cumplimiento a corto plazo. Sin embargo, se formula recomendaciones para orientar la gestión inmediata de los proponentes, o establece condiciones a su recomendación técnica favorable.
  - El proyecto no cumple con los requisitos internacionales establecidos por la CMNUCC para la gestión del carbono (parte A del Documento de proyecto), y se recomienda, según el caso, rectificar, completar y/o adecuar ciertos elementos
- **Favorable:** Se recomienda la emisión de la “Carta de Aprobación Nacional”.
- Inmediatamente, el Coordinador AN-MDL, de manera secuencial:
  - Entregará al Presidente AN-MDL, con copia al Proponente, el ICF, la recomendación técnica y, si procede, el borrador de Carta de Aprobación.
  - Dispondrá el acceso público a los documentos finales que sustentaron la recomendación técnica.

## **1.9 APROBACIÓN NACIONAL.**

- La consideración oficial de la recomendación técnica del Grupo Evaluador se realizará en sesión convocada por el Coordinador AN-MDL, en coordinación con el Presidente AN-MDL, en un plazo de por lo menos 5 días hábiles y tendrá la participación del Presidente de la AN-MDL y el Grupo Evaluador.

- El Coordinador de la AN-MDL, notificará por escrito al Proponente la fecha de la reunión.
- El Proponente y/o Terceros, si lo consideran pertinente, podrán solicitar una revisión de la recomendación técnica del Grupo Evaluador, mediante oficio dirigido al Presidente AN-MDL.
- Las Eventuales solicitudes de revisión se sujetarán a lo siguiente:
  - deberán referirse exclusivamente a elementos relacionados a los requerimientos de evaluación y aprobación nacional.
  - serán tratadas oficialmente en el marco de la referida sesión de consideración oficial de la recomendación técnica.
  - serán resueltas, en caso se de trámite por única vez a la solicitud, en un máximo de 10 días hábiles.
- El Presidente de la AN-MDL, en caso la recomendación técnica sea:
  - Favorable, y de no mediar pedidos de consideraciones, suscribirá la Carta de Aprobación Nacional del proyecto.
  - No favorable, y de no mediar consideraciones, resolverá comunicar formalmente al Proponente la resolución oficial incluyendo las razones sustentatorias.
  - Favorable condicionada, y de no mediar consideraciones, notificará a los proponentes las condiciones específicas a satisfacerse, de manera que proceda la Aprobación Nacional.
  - Favorable, No favorable o favorable condicionada, y de mediar una solicitud de revisión por parte de los proponentes y/o de Terceros, decidirá, en el uso de sus facultades, se de por única vez el trámite de revisión pertinente por parte de la AN-MDL. Su decisión no irá en perjuicio de la vigencia de las directrices y los procedimientos establecidos en el presente documento y/o otras estipulaciones acordadas por la AN-MDL. Su decisión será comunicada a los

proponentes y al público en general. Cualquier trámite de revisión que se decida adoptar deberá concluir al cabo de máximo 10 días hábiles.

- La AN-MD podrá desarrollar una segunda evaluación del proyecto, si el Presidente de la AN-MDL, así lo decidiere en la sesión de consideración de la recomendación técnica.

## **1.10 FASE II: SEGUIMIENTO Y REGISTRO OFICIAL A PROYECTOS MDL APROBADOS**

- La Fase II contempla el seguimiento y registro oficial de los proyectos.
- El Seguimiento a los proyectos durante su ejecución tiene como objetivos generales:
  - Asegurar que la implementación del proyecto evolucione en los términos aprobados y validados,
  - Generar y sistematizar insumos prácticos e información relevante para optimizar los procesos de compensación del carbono en el Ecuador.
- (3) El Registro Nacional para el MDL tiene por objetivo:
  - El seguimiento y el control nacional de la contabilidad internacional de la emisión, posesión, transferencia y adquisición de los Certificados de Reducción de Emisiones (CERs) por parte de actores nacionales y/o generados en proyectos ejecutados en el país
  - Centralizar y sistematizar la información relevante en torno a la ejecución de los proyectos MDL nacionales..

## **1.11 SEGUIMIENTO DE PROYECTOS MDL**

- El Seguimiento, bajo la responsabilidad del Coordinador AN-MDL, a los proyectos locales MDL, durante su ejecución tiene como objetivo general controlar que el proyecto cumpla con lo establecido en los términos en el documento de proyecto aprobado y validado.
- El Seguimiento se divide en dos etapas de diversa duración e índole:

- Primera etapa: inmediata y de corta duración, durante el proceso de Validación Independiente y Registro bajo el MDL.
- Segunda etapa: durante la ejecución del proyecto y por ende de larga duración.

### **1.11.1 SEGUIMIENTO DURANTE LA VALIDACIÓN Y EL REGISTRO**

- Según la Convención, “La Validación es el proceso de evaluación independiente de una actividad de proyecto por una Entidad Operacional Designada (EOD) para comprobar si se ajusta a los requerimientos del MDL especificados en la decisión 17 /CP7 y en su anexo Modalidades y Procedimientos de un Mecanismo para el Desarrollo Limpio”. La EOD deberá estar acreditada ante la Junta Ejecutiva del MDL de la Convención.
- Según la Convención, “El registro es la aceptación oficial de un proyecto como actividad de proyecto MDL. El registro es un requisito previo a la verificación, la certificación y la expedición de las Reducciones Certificadas de Emisiones (RCEs) en relación con esa actividad de proyecto”. El registro es efectuado ante la Junta Ejecutiva del MDL
- El seguimiento oficial por parte de la AN-MDL en esta etapa tiene como objetivo asegurar que el proyecto sea validado y registrado en plena consistencia con los términos aprobados por la AN-MDL.

### **1.11.2 SEGUIMIENTO DURANTE EL PROCESO DE VALIDACIÓN DEL PROYECTO**

#### *Relación con el Proponente*

- Principal eje del seguimiento en esta fase es la información y comunicación permanente entre la AN-MDL y el Proponente, sobre la base de lo establecido en el Acuerdo Específico suscrito entre las partes y la Carta de Aprobación Nacional.
- El Proponente:
  - Informará el inicio de la validación independiente del proyecto

- Certificará que la documentación de respaldo entregada a la Entidad Operacional Designada se ajusta íntegramente a aquella evaluada y aprobada por la AN-MDL.
- Entregará, en la misma fecha de emisión de la correspondencia original, copias de los siguientes documentos:
  - Términos de referencia técnicos (al menos el alcance, las actividades y el cronograma) de la Entidad Operacional Designada contratada para el proceso de validación y registro internacional.
  - Documento de proyecto presentado para la validación independiente
  - Solicitudes o recomendaciones de reformulación o ampliación de información por parte de la Entidad Operacional Designada
  - Informe Final de Validación
- El Proponente reportará a la AN-MDL, a más tardar al finalizar la validación independiente, los ajustes y/o cambios efectuados al proyecto.
- La AN-MDL actuará inmediatamente, según el caso, ante la JE y/o CMNUCC, en caso detecte deficiencias o irregularidades:
  - en la presentación de la documentación para la validación independiente.
  - en el referido Informe de síntesis sobre reajustes.
  - en el Informe Final de validación independiente
  - en el registro ante la JE-MDL.
- La AN-MDL podrá prestar respaldo, de mediar una solicitud de los proponentes o de estimar un tratamiento prioritario por el objetivo y la naturaleza del proyecto, si el proyecto no es validado por la EOD, sin que se justifique consistentemente las razones para tal decisión.

*Relación con la Entidad Operacional Designada*

- La AN-MDL establecerá contacto oficial con la EOD, en tanto se trate de proyectos aprobados, de manera que se viabilice:
  - La atención diligente a eventuales solicitudes de la EOD,



- Verificar que la Entidad Operacional Designada contratada esté en cumplimiento con las correspondientes leyes y disposiciones nacionales para el ejercicio de sus actividades profesionales en el país, y que su acreditación ante la JE-MDL y/o la CMCC esté vigente
- La entrega del Proponente de una copia del “Informe Final de Validación” y, si procede, copia de la Solicitud de Registro bajo el MDL.

*Relación con entidades nacionales MDL de otros países participantes*

- La AN-MDL establecerá adecuados vínculos de intercambio de información con las respectivas AN-MDL de los países de origen de otros participantes en el proyecto. Ello aplica especialmente en caso ya se haya establecido una eventual participación extranjera en el financiamiento del proyecto y/o en la distribución de los CERs que obtenga el proyecto.
- La AN-MDL evaluará y justificará la necesidad de requerir a su correspondiente contraparte externa información que estime pertinente.

## **1.12 SEGUIMIENTO DURANTE EL REGISTRO DEL PROYECTO**

- El proponente entregará a la AN-MDL copia de la Solicitud de Registro bajo el MDL, presentada a la JE-MDL
- La AN-MDL tomará nota sobre la fecha de presentación a la JE-MDL de la Solicitud de Registro y de la entrada en vigor del registro formal.
- De ser necesario podrá la AN-MDL comunicar oficialmente eventuales consideraciones y observaciones a la JE-MDL en relación con el registro de proyectos validados.
- Una vez registrado el proyecto ante la JE-MDL la AN-MDL actualizará el expediente del proyecto y enviará a los proponentes una comunicación de congratulación y de recordación de sus obligaciones para facilitar y asegurar el seguimiento oficial del proyecto durante su ejecución.

## **1.13 SEGUIMIENTO DURANTE LA EJECUCIÓN DEL PROYECTO**

- El seguimiento de la AN-MDL al proyecto durante su ejecución tiene como objetivo:
  - verificar periódicamente y asegurar que la implementación del proyecto evolucione en el marco de los términos del proyecto aprobados, validados y registrados.
  - generar y sistematizar información relevante para la base de conocimiento nacional, la formulación de políticas y lineamientos nacionales en lo relacionado al mercado del carbono.
- La gestión de seguimiento, orientada por los principios de consistencia, eficiencia, sencillez y transparencia, incluye cuatro acciones concretas:
  - análisis y procesamiento de Informes Anuales de Ejecución del proyecto.
  - realización de inspecciones in situ del proyecto.
  - revisión de informes finales de (re)validación, verificaciones y/o certificación efectuadas por correspondientes EOD.
  - administración del Registro Nacional para el MDL, acorde a transacciones realizadas por actores locales y/o con CERs provenientes del proyecto.
- Además, la gestión realizada se verá reflejada en la actualización coherente y permanente del archivo del proyecto.

### **1.13.1 INFORMES ANUALES DE EJECUCIÓN DEL PROYECTO**

- De acuerdo con lo establecido en el Acuerdo Específico suscrito entre las partes, el Proponente presentará periódicamente a la AN-MDL el Informe Anual de Ejecución del proyecto.
- El referido Informe Anual será presentado a partir del año de registro del proyecto bajo el MDL en adelante, y a más tardar cumplido un mes calendario del cierre del año fiscal.
- El Informe abarcará al menos la siguiente información:

- descripción de la ejecución de actividades y de la consecución de objetivos, con relación a los términos aprobados y validados en el registro del proyecto.
  - protocolo(s) del cumplimiento del Plan de Monitoreo, de acuerdo a los términos aprobados y validados en el registro del proyecto
  - información de actividades y resultados de control independiente externo (revalidación parcial o total, verificación y/o certificación) por parte de EOD, en caso hayan procedido en el año objeto del informe.
  - copias de informes de validación, verificación y/o certificación de las respectivas entidades operativas, en caso aplique el anterior punto.
  - información cuantitativa sobre la emisión de CERs por parte de la JE-MDL y sobre posibles transacciones de CERs de los proponentes con Terceros, en caso haya procedido en el año objeto del informe.
  - información de actividades de control independiente externo (revalidación parcial o total, verificación y/o certificación), previstas para el año siguiente.
  - información no confidencial de carácter administrativa y financiera, de acuerdo a lo establecido por leyes y regulaciones nacionales.
- La AN-MDL procesará adecuadamente la información, tanto en el expediente del proyecto como en el Sistema de Registro Nacional y facilitará su acceso al público.
  - En el plazo de hasta dos meses calendario la AN-MDL comunicará al Proponente su conformidad con el referido informe o solicitará la consideración de observaciones y/o requerimientos específicos.
  - En caso la AN-MDL presente solicitudes, los proponentes deberán coordinar diligentemente con la AN-MDL la atención a las mismas. La AN-MDL actuará, amparada en sus facultades, de no recibir atención por parte de los proponentes.

### **1.13.2 INSPECCIONES IN SITU DEL PROYECTO**

- La AN-MDL podrá, de ser necesario, realizar inspecciones in situ del proyecto, con el objetivo de constatar que el proyecto se ejecute de conformidad con los términos aprobados y validados, así como para verificar la veracidad de los informes anuales y demás reportes entregados a la AN-MDL.
- Las inspecciones in situ se realizarán con o sin previo aviso, y podrán responder a solicitudes presentadas por los proponentes y/o Terceros. La AN-MDL preparará un Informe de Inspección, el cuál será enviado a los proponentes y solicitará, de ser necesario, la consideración de observaciones, recomendaciones y/o requerimientos específicos.
- En caso los proponentes no atiendan satisfactoriamente los requerimientos de la AN-MDL, ésta informará sobre sus resoluciones en respuesta al estado del proyecto. La AN-MDL se reserva el derecho de comunicar oficialmente eventuales consideraciones a la JE-MDL y/o a las entidades nacionales de regulación relevantes, según corresponda.

### **1.13.3 INFORMES INDEPENDIENTES DE (RE)VALIDACIÓN, VERIFICACIÓN Y/O CERTIFICACIÓN**

- El Proponente deberá comunicar con adecuada anticipación el inicio y fin de labores de las EOD que sean contratadas y, enviará copia de los términos de referencia técnicos (al menos el alcance, las actividades y el cronograma):
- La AN-MDL constatará que la correspondiente entidad independiente esté en cumplimiento con las correspondientes leyes y disposiciones nacionales para el ejercicio de sus actividades profesionales en el país, y que su acreditación ante la CMCC (o ante la instancia administrativa de la CMCC para el MDL) esté vigente. Cualquier observación emergente será notificada, en primera instancia y para su aclaración, a la entidad independiente. De proceder, notificará a las respectivas instancias nacionales o internacionales.
- El Proponente entregará copia del correspondiente Informe Final (de Validación, de Verificación o de Certificación) a la AN-MDL.

- La AN-MDL actuará inmediatamente de manera pertinente, en caso detecte deficiencias, inconsistencias o irregularidades en la presentación de la documentación a EOD, en las actividades de esta entidad, o en el Informe Final (de Validación, de Verificación o de Certificación).
- Si amerita, la AN-MDL comunicará oficialmente sus consideraciones y observaciones a la JE-MDL

#### **1.14 REGISTRO NACIONAL MDL**

- La AN-MDL administrará un sencillo y eficiente Registro Nacional para el MDL, con el objetivo de facilitar el seguimiento y el control nacional de la contabilidad internacional de la emisión, posesión, transferencia y adquisición de los CERs por parte de los actores nacionales y/o generados en proyectos ejecutados en el país. Además de permitir el manejo de esta información, el sistema de Registro Nacional centralizará y sistematizará la información relevante en torno a la ejecución de los proyectos nacionales MDL.
- El Registro Internacional tendrá al menos una cuenta nacional para el Ecuador, en razón de que es un país no anexo 1 y país anfitrión de proyectos MDL.
- Para facilitar el seguimiento estratégico y el control fiscal de la referida cuenta nacional, la AN-MDL podrá habilitar en su Registro Nacional cuentas independientes para cada participante nacional en el comercio de CERs, o en su defecto, asimilará las cuentas nacionales habilitadas en el Registro Internacional.
- La estructura, las codificaciones de cuentas y los formatos de datos del Registro Nacional se ajustarán a los estándares adoptados por la CMNUCC para el Registro Internacional Público de la JE-MDL.
- El Registro Nacional será de acceso público, a través de la página web del Ministerio del Ambiente.

## **1.15 CONTENIDO DE LA “IDEA DEL PROYECTO” PARA SOLICITUD DE CARTA DE RESPALDO A PROPUESTAS DE PROYECTOS MDL.<sup>3</sup>**

La “Idea del proyecto” en idioma español, contendrá información básica que visualice de manera general lo que será el Documento de Proyecto, que en su momento oportuno deberá presentar el proponente a la AN-MDL para su aprobación en base a los procedimientos pertinentes a nivel nacional e internacional. Es recomendable que la extensión del documento no exceda las 5 páginas.

### **1.15.1 DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO**

- Título de la actividad de proyecto
- Descripción de la actividad de proyecto
  - Objetivo de la actividad de proyecto
  - Opinión de los participantes en el proyecto sobre la contribución de la actividad de proyecto al desarrollo sostenible.
- Participantes del proyecto
  - Listar las Partes y entidades públicas y/o privadas que participan en la actividad de proyecto e indicar la información de contacto en el anexo 1.
  - Indicar al menos una de las entidades mencionadas para que sirva como contacto.
- Estado de avance, según corresponda, del desarrollo del proyecto o de la preparación del documento de proyecto.
- Descripción técnica de la actividad de proyecto
- Ubicación de la actividad de proyecto:
  - Parte o Partes que acogen la actividad de proyecto
  - Región/Estado/provincia, etc.
  - Ciudad / pueblo/ comunidad, etc.

---

<sup>3</sup> Este documento es tomado del paper del Ministerio del Ambiente “Procedimiento para Ideas de proyectos a propuestas MDL” documento AN – MDL/CR/

- Detalles sobre la localización física que incluya información que permita una identificación única de esta actividad de proyecto (una página como máximo).
- Categoría(s) a la(s) que pertenece la actividad de proyecto2Tecnología que se prevé usar y medios de transferencia
- Potenciales fuentes de financiamiento y potenciales compradores de los certificados de Reducción de Emisiones (CREs).
- Emisiones totales que pretende lograr en toneladas de CO2 equivalente.
- Financiamiento público. Mencione si el proyecto cuenta o contará en el futuro con financiamiento público.

### **1.16 METODOLOGÍA PARA LA LÍNEA BASE**

- Señale la metodología que pretende aplicar y si esta es una de las aprobadas por la Junta Ejecutiva, o usted propondrá una nueva metodología.
- Adicionalidad del proyecto. Describa cómo las emisiones antropógenas de GEI por las fuentes se reducirán por debajo de las que se producirían en la ausencia de la actividad de proyecto MDL, es decir, explicación del cómo y el porqué esta actividad del proyecto es adicional y por consiguiente no es el escenario de referencia.

### **1.17 DURACIÓN / PERÍODO DE ACREDITACIÓN**

- Duración esperada de la actividad de proyecto
  - Fecha esperada de inicio de la actividad de proyecto
  - Período operacional estimado de la actividad de proyecto
- Período de acreditación seleccionado

### **1.18 NIVEL DE CONSULTA:**

- Señale los actores claves de la comunidad y sus criterios sobre el proyecto

- Señale los actores claves responsables de políticas y de la aplicación del marco legal del sector consultado y el criterio de ellos sobre el proyecto.

### **1.19 APOORTE A OBJETIVOS, POLÍTICAS Y PRIORIDADES**

Según corresponda, se solicita:

- Aporte a objetivos, políticas y prioridades nacionales. Según corresponda, se solicita:
  - Resumir la concordancia de los objetivos del proyecto con los objetivos, políticas y prioridades nacionales de desarrollo, conforme han sido adoptadas oficialmente por el país en estrategias, planes, leyes u otros instrumentos de similar naturaleza.
  - Señalar las estrategias, planes y leyes consideradas.
- Aporte a objetivos, políticas y prioridades regionales.
  - Describir la concordancia de los objetivos del proyecto con los objetivos, políticas y prioridades regionales de desarrollo, conforme han sido adoptadas oficialmente en estrategias, planes, leyes u otros instrumentos de similar naturaleza por el (los) correspondiente (s) Consejo (s) Provincial (les) y otros organismos relacionados
  - Señalar las estrategias, planes y leyes consideradas

### **1.20 CUMPLIMIENTO DEL MARCO LEGAL**

Según corresponda:

- Cumplimiento regulación nacional. Se solicita, según corresponda especificar la legislación nacional que ampara el desarrollo de las actividades del proyecto y especifique el cumplimiento de ella. Mencione los contactos establecidos con la correspondiente institucional nacional.
- Cumplimiento de regulación provincial. Se solicita, según corresponda señalar la legislación provincial que ampara el desarrollo de las actividades del



proyecto y especifique el cumplimiento de ella. Mencione los contactos establecidos con la correspondiente institucional provincial

- Cumplimiento de regulación cantonal. Se solicita, según corresponda, señalar la legislación a nivel cantonal que ampara el desarrollo de las actividades del proyecto y especifique el cumplimiento de ella. Mencione los contactos establecidos con la correspondiente institucional cantonal

## **1.21 IMPACTOS AMBIENTALES**

El Estudio del Impacto Ambiental (EIA) será obligatorio cuando presente el Documento del proyecto. Para el Idea de Proyecto, se solicita:

- Indicar a que instancia nacional será presentada, en su momento, el Estudio de Impacto Ambiental y si conoce de los requerimientos y formatos de esa instancia nacional.
- Indicar el estado del estudio de Impacto Ambiental
- Describir brevemente, según corresponda, los beneficios ambientales, los efectos negativos y medidas planificadas para mitigarlos, ideas sobre el plan de manejo, etc.

## **1.22 IMPACTOS SOCIOECONÓMICOS**

Según corresponda, se solicita:

- Señalar los impactos positivos esperados del proyecto y las medidas planificadas para su obtención
- Señalar los impactos negativos y las medidas planificadas para enfrentarlas
- Señalar el aporte de los impactos positivos en la mejora de la calidad de vida de la comunidad, en términos, por ejemplo, de disminución del nivel de desocupación a través del uso de recursos humanos locales, en fomento de capacidad a través de capacitación del personal local, etc.
- Otros

## **1.23 IMPACTOS TECNOLÓGICOS**

Según corresponda, se solicita:

- Describir la tecnología que podría ser utilizada, resaltando aquella de uso tradicional en el sector y área geográfica.
- Especificar los equipos e instrumentos a ser utilizados.

**ANEXO 2**  
**ACUERDO MINISTERIAL N° 041**

**DERECHOS POR SERVICIOS DE REGULACION Y CONTROL PRESTADOS POR LA  
DIRECCION NACIONAL DE HIDROCARBUROS EN EL SEGMENTO DE  
PETROLEO CRUDO Y GAS NATURAL**

**TABLA N° 1**

**ACUERDO MINISTERIAL No.**

NO.	DENOMINACION DEL DERECHO	VALOR US\$
1	DECLARATORIA DE UTILIDAD PUBLICA DE AREAS AFECTADAS	
2	IMPOSICION DE SERVIDUMBRES	3.000
3	EXPROPIACION DE AREAS AFECTADAS	2.500
4	APROBACION DEL PROGRAMA ANUAL DE ACTIVIDADES Y PRESUPUESTO DE INVERSIONES, COSTOS Y GASTOS POR: PLANES DE DESARROLLO, CAMPOS, CAMPOS UNIFICADOS Y/O AREAS.	8.000+US\$ 7.000 POR POZO A PERFORARSE
5	EVALUACION DEL INFORME ANUAL DE OPERACIONES Y EJECUCION PRESUPUESTARIA	3.000
6	AUTORIZACION ANUAL DE UTILIZACION DE GAS NATURAL QUE SE OBTENGA EN LA EXPLOTACION DE YACIMIENTOS PETROLIFEROS PARA SU USO EN OPERACIONES DE EXPLOTACION Y TRANSPORTE, EN UN VOLUMEN MENOR A 1 MMPCD	1.500
7	AUTORIZACION ANUAL DE UTILIZACION DE GAS NATURAL QUE SE OBTENGA EN LA EXPLOTACION DE YACIMIENTOS PETROLIFEROS PARA SU USO EN OPERACIONES DE EXPLOTACION Y TRANSPORTE, EN UN VOLUMEN ENTRE 1MMPCD Y 3 MMPCD.	4.000
8	AUTORIZACION ANUAL DE UTILIZACION DE GAS NATURAL QUE SE OBTENGA EN LA EXPLOTACION DE YACIMIENTOS PETROLIFEROS PARA SU USO EN OPERACIONES DE EXPLOTACION Y TRANSPORTE, EN VOLUMEN MAYOR A 3 MMPCD.	6.000
9	AUTORIZACION ANUAL DE UTILIZACION DE GAS NATURAL QUE SE OBTENGA EN LA EXPLOTACION DE YACIMIENTOS PETROLIFEROS PARA REINYECCION A YACIMIENTOS.	3.000
10	AUTORIZACION ANUAL PARA QUEMA DE GAS ASOCIADO RICO (CON ALTO CONTENIDO DE PROPANO Y BUTANO) PROVENIENTE DE LA EXPLOTACION DE HIDROCARBUROS HASTA 1MMPCD/MAS DE 1 MMPCD	1.200 / 2.500
11	APROBACION DE PLANES DE EXPLORACION	8.000
12	PROGRAMA DE ACTIVIDAD SISMICA 2D Y 3D	6.000
13	APROBACION DE PLANES DE DESARROLLO	20.000
14	APROBACION DEL PLAN DE EXPLOTACION ANTICIPADA	20.000
15	APROBACION DE REFORMAS AL PLAN DE EXPLOTACION ANTICIPADA	5.000
16	APROBACION DE REFORMAS A LOS PLANES DE DESARROLLO	10.000
17	APROBACION ANUAL DEL PLAN QUINQUENAL ACTUALIZADO DE ACTIVIDADES Y PRESUPUESTO DE INVERSIONES COSTOS Y GASTOS POR: PLANES DE DESARROLLO, CAMPOS, CAMPOS UNIFICADOS Y/O AREAS.	5.000
18	APROBACION DE SOLICITUD DE PERFORACION DE POZOS QUE NO CONSTEN EN EL PROGRAMA ANUAL DE ACTIVIDADES	10.000 POR POZO
19	PROGRAMAS ALTERNOS DE PERFORACION QUE IMPLIQUEN PROFUNDIZACION Y SIDETRACKS QUE CONSTAN Y NO CONSTAN DENTRO DEL PROGRAMA ANUAL DE ACTIVIDADES E INVERSIONES	6.000
20	APROBACION DE REFORMAS AL PROGRAMA ANUAL DE ACTIVIDADES Y PRESUPUESTO DE INVERSIONES COSTOS Y GASTOS POR: PLANES DE DESARROLLO, CAMPOS, CAMPOS UNIFICADOS Y/O AREAS.	5.000
21	APROBACION DE TAPONAMIENTO Y ABANDONO TEMPORAL O DEFINITIVO DE POZOS	6.000
22	TAPONAMIENTO TEMPORAL O DEFINITIVO EN POZOS COSTA FUERA: FIJACION DE NIVEL DE PROFUNDIDAD AL QUE SE ANCLARAN TAPONES MECANICOS RECUPERABLES O PERMANENTES DE POZOS COSTA FUERA.	6.000
23	APROBACION DE EXPLOTACION CONJUNTA DE DOS O MAS YACIMIENTOS	12.000
24	APROBACION DE TASAS DE PRODUCCION PERMITIDAS (POR POZO)	6.000
25	ACTUALIZACION DE TASAS DE PRODUCCION PERMITIDAS (POR POZO)	2.000
26	CERTIFICACION ANUAL DE RESERVAS POR COMPAÑIA	10.000
	CALIFICACION Y RECALIFICACION DE REGISTRO DE COMPAÑIAS CONSULTORAS CERTIFICADORAS DE INGENIERIA YACIMIENTOS Y RESERVAS DE HIDROCARBUROS:	
	A) CALIFICACION COMPAÑIAS CONSULTORAS NACIONALES E INTERNACIONALES	5.000
	B) CALIFICACION UNIVERSIDADES Y ESCUELAS POLITECNICAS	4.000
	C) RECALIFICACION DE COMPAÑIAS CONSULTORAS NACIONALES E INTERNACIONALES	4.000
	D) RECALIFICACION UNIVERSIDADES Y ESCUELAS POLITECNICAS	3.000
28	AUTORIZACION DE INCORPORACION DE UN CAMPO A LA PRODUCCION NACIONAL	6.000
29	AUTORIZACION DEL PLAN PILOTO DE RECUPERACION SECUNDARIA Y MEJORADA	4.000
30	PROGRAMA DE PRUEBAS Y COMPLETACION DE POZOS	3.000
31	CONSTRUCCION DE FACILIDADES DE PRODUCCION EXCEPTO SISTEMAS DE TRANSPORTE Y ALMACENAMIENTO CAPACIDAD OPERATIVA MENOR A 20.000 BFPD	3.500
32	CONSTRUCCION DE FACILIDADES DE PRODUCCION EXCEPTO SISTEMAS DE TRANSPORTE Y ALMACENAMIENTO CAPACIDAD OPERATIVA MAYOR A 20.000 BFPD	6.000
33	AMPLIACION Y/O MODIFICACION DE FACILIDADES DE PRODUCCION EXCEPTO SISTEMAS DE TRANSPORTE Y ALMACENAMIENTO	2.500
34	INICIO DE OPERACION DE FACILIDADES DE PRODUCCION EXCEPTO SISTEMAS DE TRANSPORTE Y ALMACENAMIENTO	3.000
35	APROBACION DE SISTEMAS DE RECUPERACION SECUNDARIA Y MEJORADA	8.000
36	AUTORIZACION DE REACONDICIONAMIENTO DE POZO QUE IMPLIQUE UN CAMBIO O ESTIMULACION DE UN YACIMIENTO PRODUCTOR.	2.500
37	AUTORIZACION DE REACONDICIONAMIENTO DE POZO QUE IMPLIQUE UN CAMBIO O ESTIMULACION DE UN YACIMIENTO PRODUCTOR MENOR A 30 BFPD	1.500
38	TRABAJOS EN POZOS QUE REQUIERAN CAMBIOS O REPARACION DE EQUIPO BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE	2.500
39	AUTORIZACION DE REACONDICIONAMIENTO DE POZO QUE IMPLIQUE UN CAMBIO O ESTIMULACION DE UN YACIMIENTO PRODUCTOR DE GAS	2.500
40	APROBACION DE CONVENIOS OPERACIONALES DE EXPLOTACION UNIFICADA	10.000

No.	DENOMINACION DEL DERECHO	VALOR US\$
41	CALIFICACION DE COMUN A UN YACIMIENTO	5.000
42	FIJACION DE PARAMETROS BASICOS PARA LA EXPLOTACION UNIFICADA SI NO HAY ACUERDO ENTRE LAS PARTES	5.000
43	AUTORIZACION PARA ENAJENACION DE BIENES A LOS QUE SE REFIERE EL ART. 29 DE LA LEY DE HIDROCARBUROS	2.000
44	CONTROL DE INVENTARIOS: BIENES, INSTALACIONES, PROPIEDAD PLANTA Y EQUIPO, STOCK DE BODEGAS DE LAS COMPAÑIAS PETROLERAS	3.000
45	TRABAJOS EN POZOS CON TORRE QUE REQUIERAN CAMBIOS O REPARACION DE EQUIPO DE BOMBEO HIDRAULICO.	2.500
46	TRABAJOS EN POZOS CON TORRE QUE REQUIERAN CAMBIO O REPARACION DE EQUIPO DE BOMBEO MECANICO EN UN YACIMIENTO PRODUCTOR MAYOR A 40 BPPD.	2.500
47	PROGRAMAS ALTERNOS DE PRUEBAS Y COMPLETACION DE POZOS Y REACONDICIONAMIENTO QUE IMPLIQUE UN CAMBIO O ESTIMULACION DE UN YACIMIENTO PRODUCTOR.	700
48	TRABAJOS EN POZOS CON TORRE QUE REQUIERAN CAMBIO O REPARACION DE EQUIPO DE BOMBEO NEUMATICO (GAS LIFT)	2.500
49	TRABAJOS EN POZOS CON TORRE QUE REQUIERAN CUALQUIER CAMBIO DE SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL PARA YACIMIENTOS PRODUCTORES MAYORES A 40 BPPD	2.500

#### TRANSPORTE, ALMACENAMIENTO

No.	DENOMINACION DEL DERECHO	VALOR US\$
50	DECLARATORIA DE UTILIDAD PUBLICA DE AREAS AFECTADAS	3.000
51	IMPOSICION DE SERVIDUMBRES	2.500 POR PREDIO
52	EXPROPIACION DE AREAS AFECTADAS	2.500 POR PREDIO
53	AUTORIZACION PARA LA CONSTRUCCION DE DUCTOS PRINCIPALES PRIVADOS	400 POR KILOMETRO
54	AUTORIZACION PARA LA CONSTRUCCION DE DUCTOS SECUNDARIOS PRIVADOS	200 POR KILOMETRO
55	AUTORIZACION PARA LA OPERACION DE DUCTOS PRINCIPALES PRIVADOS	10.000
56	AUTORIZACION PARA LA OPERACION DE DUCTOS SECUNDARIOS PRIVADOS	5.000
57	AUTORIZACION PARA LA CONSTRUCCION Y OPERACION DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO (POR TANQUE)	3.000
58	AUTORIZACION DE USO DE TABLAS DE CALIBRACION VOLUMETRICA PARA LA CALIBRACION DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO	1.500 POR TANQUE
59	AUTORIZACION PARA LA CESION DE DERECHOS DE LOS CONTRATOS PARA LA CONSTRUCCION Y OPERACION DE DUCTOS PRINCIPALES PRIVADOS PARA EL TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS Y PARA LA TRANSFERENCIA DE LAS ACCIONES TANTO DE LAS EMPRESAS AUTORIZADAS CUANTO DE LAS EMPRESAS	30.000 POR PUNTO PORCENTUAL DEL PAQUETE ACCIONARIO A CEDERSE O TRANSFERIRSE
60	FIJACION DE TARIFAS DE TRANSPORTE DE CRUDOS POR OLEODUCTOS PRIVADOS CUANDO NO EXISTE ACUERDO ENTRE EL USUARIO Y LA OPERADORA	10.000
61	APROBACION DE PRUEBAS HIDROSTATICAS DE DUCTOS (INCLUYE LINEAS FLUJO Y TRANSFERENCIA)	500 POR SECCION
62	INSPECCION ANUAL DE SISTEMAS DE PROTECCION CATODICA DE DUCTOS	10 POR KILOMETRO
63	CONTROL ANUAL DE OPERACION DE SISTEMAS DE TRANSPORTE DE CRUDO.	5.000
64	CONTROL ANUAL DE OPERACION DE DUCTOS PRINCIPALES	5.000
65	CONTROL ANUAL DE OPERACION DE DUCTOS SECUNDARIOS	2.000
66	REGISTRO DE AUTOTANQUES QUE TRANSPORTAN GAS NATURAL	500
67	CONTROL DE OPERACION DE AUTOTANQUES QUE TRANSPORTAN GAS NATURAL	300
68	CERTIFICACION DE CALIBRACION DE MEDIDORES	100 POR MEDIDOR
69	LEGALIZACION DE ACTAS DE PRODUCCION FISCALIZADA DIARIA (BOMBEO SOTE Y OTA)	15
70	CERTIFICACION DE CALIDAD Y CANTIDAD DE REPORTE DE MEDIDAS EN TIERRA PARA EXPORTACION E IMPORTACION DE CRUDO.	300 POR EMBARQUE

#### LIQUIDACIONES Y ESTADISTICAS DE HIDROCARBUROS

No.	DENOMINACION DEL DERECHO	VALOR US\$
71	AUTORIZACION PARA LA FIJACION Y AMPLIACION DE CUPOS DE EXPORTACION (TRIMESTRAL)	HASTA 500.000 BLS. DEL CUPO FIJADO PAGARAN US\$ 3.000, DE 500.001 A 1'000.000 BLS: US\$ 4.000, Y DE 1'000.001 BLS. EN ADELANTE US\$ 8.000. POR AMPLIACION DE CUPO US\$ 3.000.

#### AUDITORIA DE HIDROCARBUROS

No.	DENOMINACION DEL DERECHO	VALOR US\$
72	AUDITORIAS A EMPRESAS PETROLERAS (EXCEPTO PETROECUADOR)	US\$ 2,5 POR CADA US\$ 10.000 DEL PRESUPUESTO DE INVERSIONES QUE FORMA PARTE DEL PROGRAMA ANUAL DE ACTIVIDADES CON UN MINIMO DE US\$ 30.000 Y UN MAXIMO DE US\$ 100.000

#### TRAMITES DE INFRACCIONES HIDROCARBURIFERAS

No.	DENOMINACION DEL DERECHO	VALOR US\$
73	INSCRIPCION DE ESCRITURAS DE CONSTITUCION, PRORROGA O DISOLUCION DE EMPRESAS PETROLERAS DE NACIONALIDAD ECUATORIANA; INSTRUMENTOS DE DOMICILIACION DE EMPRESAS PETROLERAS EXTRANJERAS; NOMBRAMIENTO DEL REPRESENTANTE LEGAL Y/O APODERADO DE CONTRATISTAS, AMPLIACION DEL OBJETO SOCIAL, OTROS INSTRUMENTOS QUE ACREDITEN LA REPRESENTACION LEGAL.	3.000
74	INSCRIPCION DE CONTRATOS A REFORMAS DE LOS CONTRATOS, CONTRATOS DE CESION DE DERECHOS EN EL REGISTRO DE HIDROCARBUROS.	10.000